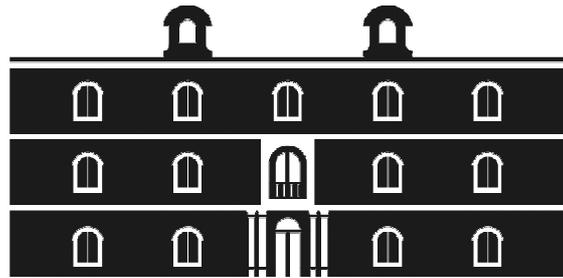


Universidad  
Politécnica  
de Cartagena



**industriales**  
etsii UPCT

# **Análisis comparativo de la evolución y la situación actual las Energías Renovables en el Reino Unido y España.**

Titulación: Máster Energías Renovables

Alumno/a: Daniel Gómez Nadal

Directora: Ana María Nieto Morote

Cartagena, 27 de Septiembre de 2015

## RESUMEN

Este Trabajo Final de Máster consiste en realizar un estudio comparativo de la situación de las energías renovables en el Reino Unido y España, analizando el recurso renovable de ambos países, tipo de tecnología más empleada, principales proyectos y su contribución al mix de la energía en cada país.

Se describirán las zonas geográficas de estudio y tecnología adecuada, descripción y clasificación de los distintos tipos de sistemas y tecnología más apropiada en ambos países, comparando el camino tomado por ambos países en función de el recurso renovable disponible.

Para poder analizar la repercusión de las energías renovables en ambos países se ha realizado un análisis detallado de la evolución del sistema eléctrico en el Reino Unido y en España así como el funcionamiento del mercado en ambos casos, análisis del marco regulatorio y políticas de incentivos a las energías renovables en ambos países.

Para el análisis propuesto se recopilan datos procedentes de distintas fuentes con un horizonte temporal de unos 30 años.

Se ha realizado realizará una recuperación, tratamiento y análisis de datos estadísticos relativos al mercado eléctrico a partir del informe DUKES y DECC para el análisis de Reino Unido y del MINETUR, REE y CNE para el caso de España para obtener un análisis detallado de la evolución de las energías renovables a lo largo del proceso de reestructuración del sistema eléctrico y comparación en base a estos datos de la evolución en el desarrollo de las energías renovables en el Reino Unido y España a partir de la política de incentivos elaborada por ambos países.

## ÍNDICE

<b>1</b>	<b>SITUACIÓN ENERGÍAS RENOVABLES EN EL REINO UNIDO Y ESPAÑA. ....</b>	<b>9</b>
1.1	ENERGÍAS RENOVABLES EN EL REINO UNIDO .....	9
1.1.1	<i>Panorama del sector energético</i> .....	10
1.1.2	<i>Producción</i> .....	11
1.1.3	<i>Consumo</i> .....	12
1.1.4	<i>Electricidad</i> .....	15
1.1.5	<i>Energías Renovables</i> .....	17
1.1.6	<i>Estrategias de Energías Renovables en el Reino Unido, camino al 2020</i> .....	19
1.1.7	<i>Marco Legislativo</i> .....	22
1.1.7.1	Renewables Obligation (RO).....	22
1.1.7.2	Feed-in Tariffs (FITs) .....	23
1.1.7.3	Falta de conocimiento y experiencia de instaladores y consumidores .....	25
1.1.7.4	Posturas a favor y en contra de las primas fotovoltaicas .....	25
1.1.7.5	Datos Recientes proporcionados por OFGEM (Organismo regulador de la electricidad y el gas) 26	
1.1.8	<i>Renewable Heat Incentive (RHI)</i> .....	29
1.1.8.1	Calefacción .....	30
1.1.9	<i>Evolución de las tecnologías más utilizadas en los últimos 4 años en el Reino Unido</i> .....	32
1.1.9.1	Participación de las energías renovables en la generación eléctrica .....	32
1.1.9.2	Generación de Energía Eléctrica Renovable.....	32
1.1.9.3	Tecnología eléctrica instalada de origen renovable .....	33
1.1.9.4	Instalaciones instaladas tipo FIT.....	34
1.2	ENERGÍAS RENOVABLES EN ESPAÑA.....	36
1.2.1	<i>El sector eléctrico</i> .....	40
1.2.1.1	Principales fuentes renovables .....	42
1.2.1.2	Cambios normativos.....	43
1.2.1.3	Perspectivas futuras .....	45
<b>2</b>	<b>EVOLUCIÓN Y SITUACIÓN ACTUAL DE LA EXPERIENCIA EN REESTRUCTURACIÓN DEL SECTOR ELÉCTRICO EN ESPAÑA Y EL REINO UNIDO.....</b>	<b>48</b>
2.1	EL SECTOR ELÉCTRICO EN EL REINO UNIDO .....	48
2.1.1	<i>La reestructuración del sector eléctrico</i> .....	48
2.1.2	<i>La evolución del mercado de energía eléctrica Británico</i> .....	52
2.1.2.1	Power Pool, 1990-2001 (Inglaterra y País de Gales).....	52
2.1.2.2	NETA / BETTA .....	54
2.1.3	<i>Evolución de las políticas de las energías renovables en el Reino Unido</i> .....	56
2.2	EL SECTOR ELÉCTRICO EN ESPAÑA.....	59
2.2.1	<i>La reestructuración del sector eléctrico</i> .....	59
2.2.2	<i>El mercado de energía eléctrica español</i> .....	62
2.2.3	<i>El marco regulatorio español sobre energías renovables</i> .....	64
2.2.3.1	Autoconsumo por Balance Neto en España .....	69
2.2.3.2	Que es el suministro de energía eléctrica por Balance neto. ....	76
2.2.3.3	Autoconsumo por balance neto en el Reino Unido.....	83
<b>3</b>	<b>ANÁLISIS DE DATOS HISTÓRICOS DEL SECTOR ELÉCTRICO DE ESPAÑA Y EL REINO UNIDO.....</b>	<b>88</b>

**ANÁLISIS COMPARATIVO DE LA EVOLUCIÓN Y LA SITUACIÓN ACTUAL DE LAS ENERGÍAS  
RENOVABLES EN EL REINO UNIDO Y ESPAÑA**

3.1	RECOPILACIÓN Y ANÁLISIS DE DATOS HISTÓRICOS DEL REINO UNIDO A PARTIR DE DATOS EXTRAÍDOS DE LOS INFORMES DUKES Y DECC .....	88
3.1.1	<i>Datos de costes y precios del sector eléctrico</i> .....	90
3.2	RECOPILACIÓN Y ANÁLISIS DE DATOS HISTÓRICOS DE ESPAÑA A PARTIR DE DATOS EXTRAÍDOS DEL MINETUR, REE Y CNE. ....	94
3.2.1	<i>Datos de costes y precios del sector</i> .....	98
<b>4</b>	<b>ANÁLISIS COMPARATIVO DE LOS DATOS PARA EL REINO UNIDO Y ESPAÑA.</b> .....	<b>102</b>
4.1	POTENCIA HIDRÁULICA INSTALADA.....	102
4.2	POTENCIA TÉRMICA INSTALADA.....	102
4.3	POTENCIA NUCLEAR INSTALADA .....	103
4.4	POTENCIA DE RENOVABLES INSTALADA .....	104
4.5	POTENCIA INSTALADA Y POTENCIA MÁXIMA DEMANDADA .....	106
4.5.1	<i>Pinst/Pmax</i> .....	107
4.6	CONSUMO.....	108
4.7	COMPARACIÓN ENERGÍA RENOVABLE EN ESPAÑA Y EL REINO UNIDO .....	108
<b>5</b>	<b>REPERCUSIÓN DE LAS ENERGÍAS RENOVABLES EN ESPAÑA, CAUSAS Y RAZONES DE SU EVOLUCIÓN.</b> .....	<b>112</b>
5.1	SITUACIÓN ACTUAL.....	113
5.2	LAS PRINCIPALES RAZONES PARA LA EVOLUCIÓN DE LAS ENERGÍAS RENOVABLES EN ESPAÑA.....	116
5.2.1	<i>Regulación de las Energías Renovables</i> .....	117
5.2.1.1	Principales cambios regulatorios en la regulación de las Energías Renovables y su efecto en la tipología de instalaciones consutruidas.....	121
5.2.1.2	Comentarios finales.....	128
5.2.2	<i>Disminución de los costes de generación eléctrica</i> .....	131
5.2.3	<i>Potencial renovable de España</i> .....	136
5.3	BARRERAS AL DESARROLLO DE LAS ENERGÍAS RENOVABLES.....	141

## ÍNDICE DE FIGURAS

<i>Ilustración 1-1: Contribution to GDP by the energy industries, 1980-2010, (Dukes, DECC) ..</i>	11
<i>Ilustración 1-2: Producción energética en RU. Millones de Tm petróleo equivalente (Dukes, DECC).....</i>	12
<i>Ilustración 1-3: Consumo energético en RU. Millones de Tm petróleo equivalente (Dukes, DECC).....</i>	14
<i>Ilustración 1-4: Consumo energía final, 1980-2010 en el Reino Unido (Dukes, DECC).....</i>	14
<i>Ilustración 1-5: Comparación por sectores (Dukes, DECC).....</i>	14
<i>Ilustración 1-6: Electricidad Generada en el Reino Unido. TWh (Dukes, DECC) .....</i>	17
<i>Ilustración 1-7: Políticas Energéticas (Dukes, DECC) .....</i>	22
<i>Ilustración 1-8: Esquemas Tarifas Feed-in.....</i>	24
<i>Ilustración 1-9: Tarifas según potencia instalada (Dukes, DECC).....</i>	25
<i>Ilustración 1-10: Número de instalaciones FIT (Dukes, DECC).....</i>	27
<i>Ilustración 1-11: Instalaciones FIT registradas (Dukes, DECC).....</i>	27
<i>Ilustración 1-12: Capacidad Instalada (Dukes, DECC).....</i>	28
<i>Ilustración 1-13: Consumo para generación de calor UK (Dukes, DECC).....</i>	30
<i>Ilustración 1-14: Participación de las energías renovables en la generación eléctrica (Dukes, DECC).....</i>	32
<i>Ilustración 1-15: Generación de Energía Eléctrica Renovable (Dukes, DECC) .....</i>	33
<i>Ilustración 1-16: Tecnología eléctrica instalada de origen renovable (Dukes, DECC) .....</i>	34
<i>Ilustración 1-17: Numero de nuevas instalaciones instaladas tipo FIT (Dukes, DECC).....</i>	35
<i>Ilustración 1-18: Potencial de energía solar en Europa. Fuente Comisión Europea .....</i>	36
<i>Ilustración 1-19: Grado de autoabastecimiento y evolución de la producción interior de energía. Fuente: Ministerio de Industria, Energía y Turismo .....</i>	37
<i>Ilustración 1-20: Producción nacional de energía 2010. Fuente: Ministerio de Industria, Energía y Turismo. ....</i>	37
<i>Ilustración 1-21: Consumo mundial de energía en 2010. Fuente: Comisión Europea. ....</i>	38
<i>Ilustración 1-22: Porcentaje de renovables en el consumo de energía primaria –incluyendo la gran hidráulica-. Fuente: CNE .....</i>	38
<i>Ilustración 1-23: Porcentajes en el consumo energía primaria en España (Diciembre 2010- Noviembre 2011). Fuente: IDAE .....</i>	39
<i>Ilustración 1-24. Porcentajes en el consumo energía final en España (Diciembre 2010- Noviembre 2011). Fuente: IDAE .....</i>	39
<i>Ilustración 1-25: Evolución del consumo de energía primaria (izquierda) y final (derecha) en España (ktep) 1990-2010. Fuente: Secretaría de Estado de Energía.....</i>	40
<i>Ilustración 1-26: Intensidad primaria en España y UE (Minetur).....</i>	40
<i>Ilustración 1-27: Evolución energías renovables en el sector eléctrico español. Fuente: REE .</i>	41
<i>Ilustración 1-28: Potencia instalada de régimen especial en España. Fuente: CNE.....</i>	41
<i>Ilustración 1-29: Distribución energías renovables en España. Fuente: Ingeniería energética (2000) e IDAE (2011).....</i>	42
<i>Ilustración 1-30: Consumo de energías renovables en España. Fuente: IDAE .....</i>	42
<i>Ilustración 1-31: Estimación de capacidad y generación por tecnología. Fuente: ASIF .....</i>	45

<i>Ilustración 2-1: Estructura del sector eléctrico británico nacionalizado</i> .....	49
<i>Ilustración 2-2: Estructura del modelo de mercado de electricidad NETA/BETTA</i> .....	55
<i>Ilustración 2-3: Evolución del déficit de actividades regulada (REE)</i> .....	62
<i>Ilustración 2-4: Momento de llegada de la paridad de red en una instalación solar fotovoltaica. Fuente: Eclaeron</i> .....	72
<i>Ilustración 2-5: Esquema de la llegada de la paridad red y la paridad de generación, a una instalación solar fotovoltaica</i> .....	73
<i>Ilustración 2-6 : Situación de las energías renovables antes de la llegada de la paridad de red y la paridad de generación</i> .....	74
<i>Ilustración 2-7: Cambio de la situación de las renovables con la llegada de la paridad de red y la eliminación de primas</i> .....	75
<i>Ilustración 2-8: Cambio de la situación de las renovables con la llegada de la paridad de red y la paridad de generación y la eliminación de primas a la energía vertida</i> .....	76
<i>Ilustración 2-9: Sistema de autoconsumo por Balance Neto frente al autoconsumo sin compensación de saldos. Fuente: UNEF</i> .....	78
<i>Ilustración 2-10: Consumo eléctrico y generación fotovoltaica de un usuario residencial a lo largo de un día. Fuente: Eclaeron</i> .....	80
<i>Ilustración 2-11: Empresas encargadas de realizar la conexión interior hacia la red principal en Reino Unido. Fuente: Nationalgrid</i> .....	86
<i>Ilustración 3-1: Mix de generación del Reino Unido 1980 – 2012</i> .....	88
<i>Ilustración 3-2 Potencia instalada por tipo de tecnología 1990 - 2012</i> .....	89
<i>Ilustración 3-3: Potencia instalada, demanda máxima y Pinst/Pmax</i> .....	89
<i>Ilustración 3-4: Evolución del consumo de electricidad en el Reino Unido</i> .....	90
<i>Ilustración 3-5: Participación precio de electricidad</i> .....	91
<i>Ilustración 3-6 Evolución de la facturación de la electricidad en el Reino Unido</i> .....	92
<i>Ilustración 3-7: Costes diferidos en el tiempo</i> .....	93
<i>Ilustración 3-8: Mix de generación de España 1980 – 2012 (MINETUR)</i> .....	94
<i>Ilustración 3-9: Mix de generación de España 1980 – 2012 (REE)</i> .....	95
<i>Ilustración 3-10: Potencia instalada por tipo de tecnología 1980 – 2012 (MINETUR)</i> .....	95
<i>Ilustración 3-11: Potencia instalada por tipo de tecnología 1990 – 2012 (REE)</i> .....	96
<i>Ilustración 3-12: Potencia instalada, demanda máxima y Pinst/Pmax</i> .....	96
<i>Ilustración 3-13: Evolución del consumo de electricidad en España</i> .....	97
<i>Ilustración 3-14. Evolución de la extensión de la red de transporte</i> .....	97
<i>Ilustración 3-15: Componentes del precio de la electricidad en España</i> .....	99
<i>Ilustración 3-16: Participación de las componentes del precio de la electricidad en España</i> ...	99
<i>Ilustración 3-17: Evolución de la facturación de la electricidad en España</i> .....	100
<i>Ilustración 3-18: Costes diferidos en el tiempo</i> .....	100
<i>Ilustración 4-1: Participación de la hidráulica en la potencia total instalada</i> .....	102
<i>Ilustración 4-2: Participación de la térmica en la potencia total instalada</i> .....	103
<i>Ilustración 4-3: Participación de la nuclear en la potencia total instalada</i> .....	104
<i>Ilustración 4-4: Participación de las renovables en la potencia total instalada</i> .....	105
<i>Ilustración 4-5. Potencia de renovables instalada en España y en el Reino Unido</i> .....	105
<i>Ilustración 4-6: Potencia instalada en el Reino Unido y España</i> .....	106
<i>Ilustración 4-7: Potencia máxima demandada en el Reino Unido y España</i> .....	107
<i>Ilustración 4-8: Pinst/Pmax en el Reino Unido y España</i> .....	107

**ANÁLISIS COMPARATIVO DE LA EVOLUCIÓN Y LA SITUACIÓN ACTUAL DE LAS ENERGÍAS  
RENOVABLES EN EL REINO UNIDO Y ESPAÑA**

<i>Ilustración 4-9: Consumo de electricidad en el Reino Unido y España .....</i>	108
<i>Ilustración 5-1 Retribución a la energía eólica RD 661/2007.....</i>	118
<i>Ilustración 5-2Evolución de la energía eólica en España 2012, (fuente MINETUR/IDAE) es una muestra de este desarrollo. ....</i>	120
<i>Ilustración 5-3EVOLUCION DE LA ENERGIA SOLAR FOTOVOLTAICA EN ESPAÑA 2012 (fuente MINETUR/IDAE).....</i>	121
<i>Ilustración 5-4: Potencia instalada Régimen Especial por tipo de tecnología en España 1998-2012.....</i>	125
<i>Ilustración 5-5: Primas Régimen Especial por tipo de tecnología en España 1998-2012 .....</i>	125
<i>Ilustración 5-6: Porcentaje de participación de cada prima en el precio final medio real .....</i>	126
<i>Ilustración 5-7EVOLUCION DE LOS COSTES DE GENERACION DE LAS TECNOLOGIAS DE ENERGIAS REONVABLES (fuente, PER 2011-2020 MINETUR/IDAE). ....</i>	130
<i>Ilustración 5-8COSTES DE LAS PRIMAS AL REGIMEN ESPECIAL (fuente, PER 2011-2020 MINETUR/IDAE). ....</i>	130



Universidad  
Politécnica  
de Cartagena



**industriales**  
etsii UPCT

# **CAPÍTULO 1 :**

## **Situación de las Energías Renovables en el Reino Unido y España.**

# 1 Situación Energías Renovables en el Reino Unido y España.

## 1.1 Energías Renovables en el Reino Unido

El Reino Unido necesita incrementar de forma radical su uso de energía renovable. Primero, la amenaza inminente del peligroso cambio climático significa que se necesita reducir urgentemente las emisiones de dióxido de carbono y de otros gases de efecto invernadero.

Un nuevo enfoque en la energía renovable jugará un papel clave en esto, junto con la energía nuclear, la captura y almacenamiento del carbono y las políticas como el Sistema de Intercambio de Emisiones de la Unión Europea (EU Emissions Trading System), al igual que medidas para el ahorro de energía.

Al mismo tiempo, el crecimiento de la demanda global de energía en las siguientes décadas y el desgaste del petróleo y recursos de gas en el Mar del Norte, significa que es imperioso adaptar el enfoque para el suministro y uso de la energía. La orientación hacia las renovables ayudará al Reino Unido a recuperar parte de su autosuficiencia energética, al tiempo que asegurará que mayor cantidad de su energía importada provenga de fuentes confiables.

Por último, conforme el mundo entero se prepara para la transición a un nuevo futuro de bajo carbono, el Reino Unido necesita un sector energético renovable robusto y en crecimiento para maximizar las oportunidades económicas y de empleo que inevitablemente se producirán.

Por estas razones, y como parte de las acciones generales de toda la Unión Europea, el Reino Unido se comprometió a suministrar 15% de su energía de fuentes renovables para el 2020.

A continuación se enumeran los puntos más destacados en relación al crecimiento experimentado por las energías renovables en el año 2010 en el Reino Unido:

- La cantidad de energía generada a partir de fuentes renovables en el año 2010 fue de 25.734 GWh, lo que equivale a un incremento anual de un 2,2%.
- La producción de energía eólica marina tuvo un incremento de un 75%, mientras que la correspondiente a la energía eólica terrestre disminuyó en un 6%.
- La capacidad de producción de energía renovable creció alrededor de un 1,2 GW (15%) durante el 2010.
- El calor generado a través de fuentes alternativas se vio incrementado por un 17% durante el 2010 (hasta 1.212.000 toneladas equivalentes de petróleo); los biocombustibles para el sector del transporte aumentaron igualmente en un 17% (hasta 1.214.000 toneladas equivalentes de petróleo).

- Los combustibles renovables para el transporte significaron un 3,6% del utilizado para la construcción de carreteras en el 2010. El bioetanol, como aditivo para carburantes, percibió un crecimiento de un 1,5 a un 3,1%.
- La generación energía proveniente de fuentes renovables representó un 3,3 por ciento del consumo total de energía. Esto supone un incremento de 0,3 puntos en términos porcentuales respecto al año 2009, cuando éste significó un 3,0 por ciento.
- Un número de factores meteorológicos tuvo un gran impacto en la generación de electricidad mediante fuentes renovables durante el 2010; las precipitaciones disminuyeron un 63% respecto a las producidas en el 2009, lo que convierte al 2010 en el año más seco desde el 2003. Asimismo, la velocidad media del viento durante el año 2010 fue la más baja registrada en este siglo.

La aportación que supuso la energía renovable a la producción de electricidad en el Reino Unido durante el año 2010 es la siguiente:

- El 6,8% de la producción eléctrica procedía de fuentes renovables.
- El 7,0 % de la electricidad suministrada por los proveedores del Reino Unido fue generada a través de las renovables (un 6,7% en el año anterior).
- El 7,4% del consumo eléctrico procedía de fuentes renovables

### 1.1.1 Panorama del sector energético

El sector energético desempeña un papel de especial relevancia dentro de la economía británica. Las siguientes cifras ofrecen un resumen de lo que supone la contribución del sector a la economía del Reino Unido:

- 3,9 % del PIB
- 9,9 % de la inversión total
- 51,8 % de la inversión en industria
- Empleos directos en el 2010: 173.000 (7% del empleo en el sector industrial)
- Empleos indirectos en el 2010: ~ 207.000
- Beneficios > 90.000 millones libras

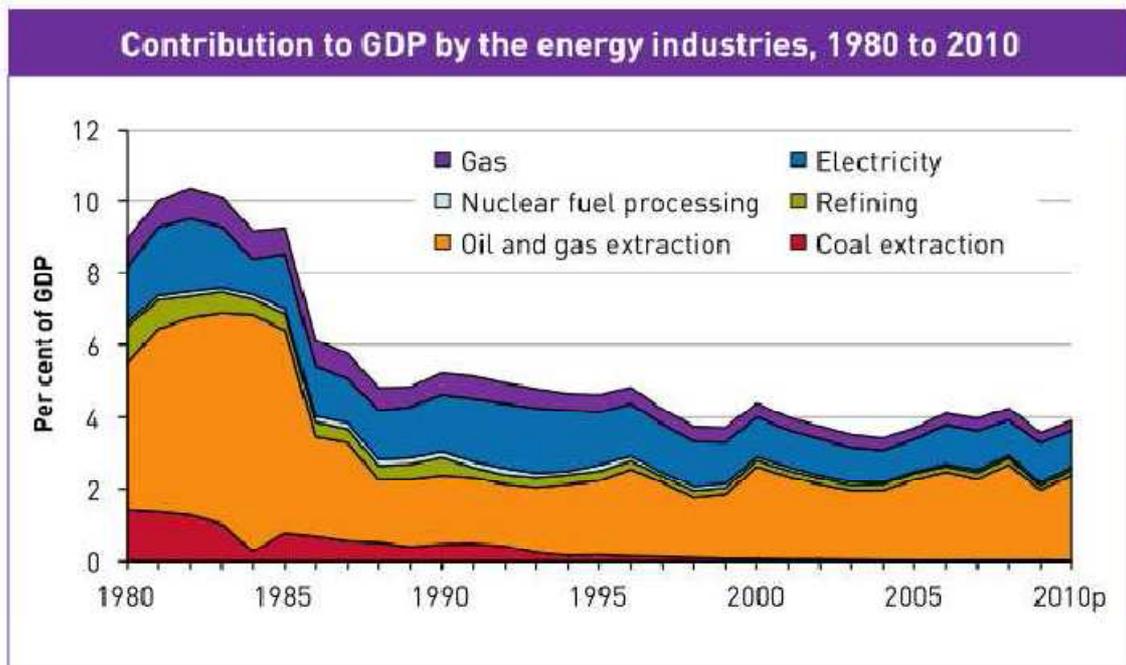


Ilustración 1-1: Contribución a GDP by the energy industries, 1980-2010, (Dukes, DECC)

La aportación de la industria energética a la economía británica alcanzó su nivel más alto en 1982, con una tasa porcentual de un 10,4 respecto al total del PIB. A pesar del notable descenso que ésta ha experimentado en 1986, la contribución que supone la extracción del petróleo (cuyo valor depende directamente de su producción y precio) sigue siendo la más significativa para la economía del Reino Unido seguida a continuación de la electricidad.

Según la estimación proporcionada por el Ministerio de Medio Ambiente, el valor porcentual que el sector energético supuso para la economía de las islas británicas fue de un 3,9 del PIB, representando la extracción del petróleo más de la mitad del total aportado por el sector.

### 1.1.2 Producción

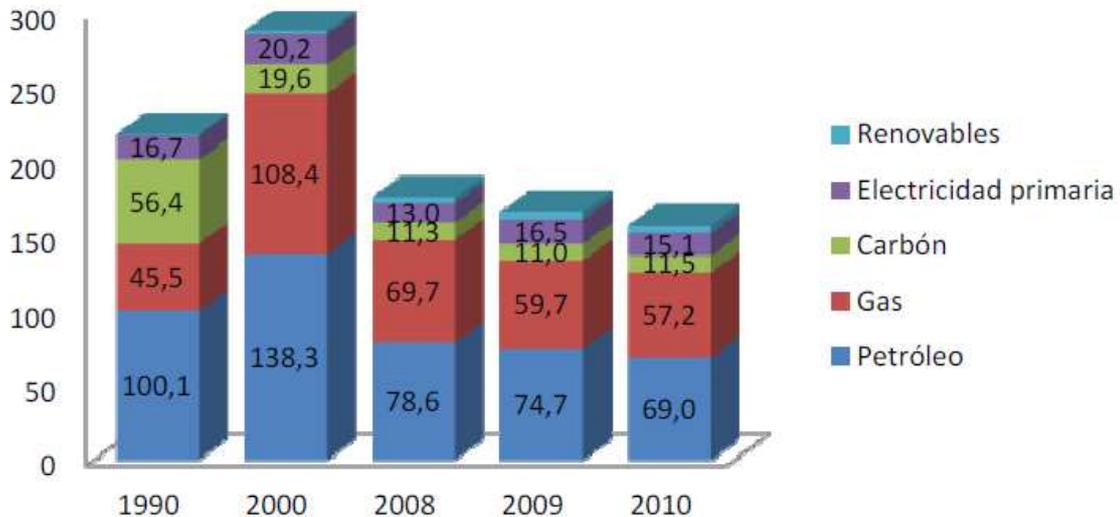
El valor de la producción total de los carburantes, expresado en términos globales, descendió un 5,3% en el año 2010 en comparación con el 2009. Los principales tipos de energía que se producen en el Reino Unido son el petróleo, que representó el 44% de la producción total, y el gas natural con un 36%. Le siguen en orden de importancia la electricidad primaria (generada en centrales nucleares e hidroeléctricas), con un 10%, y el carbón, con un 7%.

Esto evidencia claramente que las principales fuentes de energía que produce el Reino Unido son el petróleo y el gas natural, ambos procedentes de los yacimientos que posee en el Mar del Norte.

**ANÁLISIS COMPARATIVO DE LA EVOLUCIÓN Y LA SITUACIÓN ACTUAL DE LAS ENERGÍAS  
RENOVABLES EN EL REINO UNIDO Y ESPAÑA**

El gráfico que sigue a continuación muestra cómo la producción total aumenta súbitamente entre los años 1990 y 2000, fundamentalmente debido al crecimiento del petróleo y el gas. A partir del año 2000 la producción sufre un importante descenso, siendo hoy día la cuota un 25% menor que la correspondiente a 1980, y un 45% menor que la equivalente al año 2000.

Se puede apreciar la importante disminución en el consumo de carbón como fuente de energía a lo largo de los últimos 30 años. En cuanto a la electricidad primaria (generada en centrales nucleares e hidroeléctricas), se puede observar que ha mantenido un nivel de producción constante a lo largo del tiempo.



	Million tonnes of oil equivalent					
	1980	1990	2000	2008	2009	2010
Petroleum	86.9	100.1	138.3	78.6	74.7	69.0
Natural gas	34.8	45.5	108.4	69.7	59.7	57.2
Coal	78.5	56.4	19.6	11.3	11.0	11.5
Primary electricity	10.2	16.7	20.2	13.0	16.5	15.1
Renewables	0.0	0.7	2.3	4.5	5.0	5.3
<b>Total</b>	<b>210.5</b>	<b>219.4</b>	<b>288.7</b>	<b>177.0</b>	<b>167.0</b>	<b>158.1</b>

*Ilustración 1-2: Producción energética en RU. Millones de Tm petróleo equivalente (Dukes, DECC)*

### 1.1.3 Consumo

Por lo que respecta al consumo energético, puede observarse cómo desde los años 80 éste se ha incrementado casi un 7%.

Además, el consumo de las llamadas energías primarias en el Reino Unido se vio incrementado en el 2010 en un 3,3% respecto al año anterior.

**ANÁLISIS COMPARATIVO DE LA EVOLUCIÓN Y LA SITUACIÓN ACTUAL DE LAS ENERGÍAS  
RENOVABLES EN EL REINO UNIDO Y ESPAÑA**

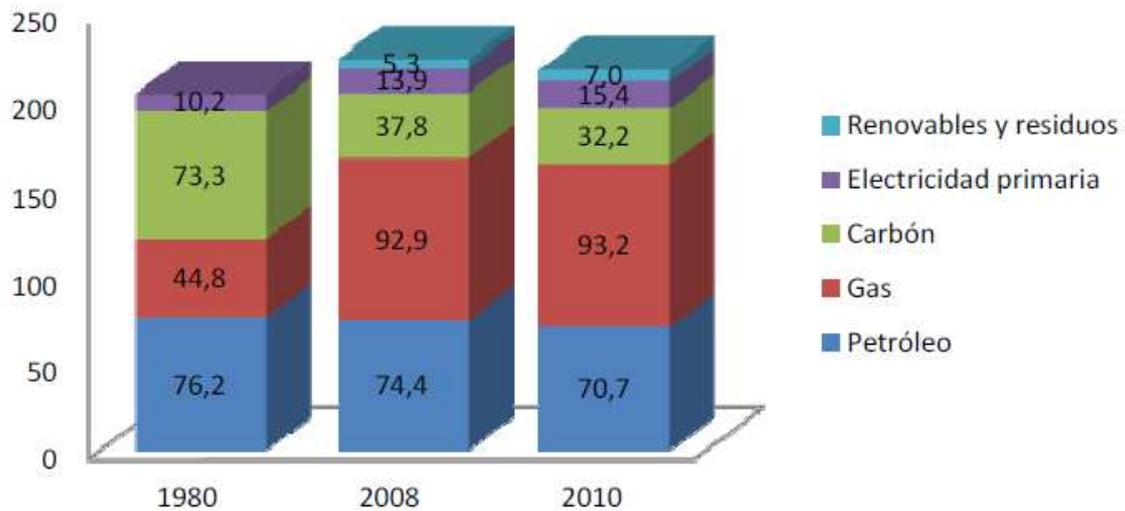
Desde el año 1980 el consumo de gas natural (empleo en industria, servicios y, sobre todo, en el hogar) y electricidad primaria ha experimentado un crecimiento considerable, mientras que el consumo del petróleo apenas ha variado durante el mismo período y el correspondiente al carbón ha caído significativamente.

El gas natural es el principal tipo de energía que se consume en el Reino Unido, representando un 42,65% del total consumido. Además, es el que ha experimentado un mayor aumento, un 108% con respecto a los valores de 1980.

El carbón, por el contrario, es el tipo de energía consumida que ha experimentado una mayor caída, un 56% respecto al valor registrado en 1980. Precisamente este descenso explica el crecimiento experimentado por el gas.

El segundo tipo de energía más consumida en el Reino Unido es el petróleo, con un 32,36% del total. También ha registrado un descenso desde 1980, pero sólo del 7,22%.

En el 2010, la energía consumida en el país británico procedente de fuentes renovables y residuos representó un 3,20%.



**Million tonnes of oil equivalent**

	1980	1990	2000	2008	2009	2010
<b>Final consumption:</b>						
Industry	48.3	38.7	35.5	30.9	26.6	27.5
Domestic	39.8	40.8	46.9	45.5	43.0	48.5
Transport	35.5	48.6	55.5	58.5	56.1	55.7
Services <sup>1</sup>	18.7	19.2	21.5	19.2	17.7	18.4
<b>Total final energy consumption:</b>	<b>142.4</b>	<b>147.3</b>	<b>159.4</b>	<b>154.0</b>	<b>143.4</b>	<b>150.1</b>
<b>Total inland primary energy consumption<sup>2</sup></b>	<b>204.5</b>	<b>213.7</b>	<b>233.9</b>	<b>225.6</b>	<b>211.5</b>	<b>218.5</b>

(1) Includes agriculture  
(2) Excludes non-energy use

Ilustración 1-3: Consumo energético en RU. Millones de Tm petróleo equivalente (Dukes, DECC)

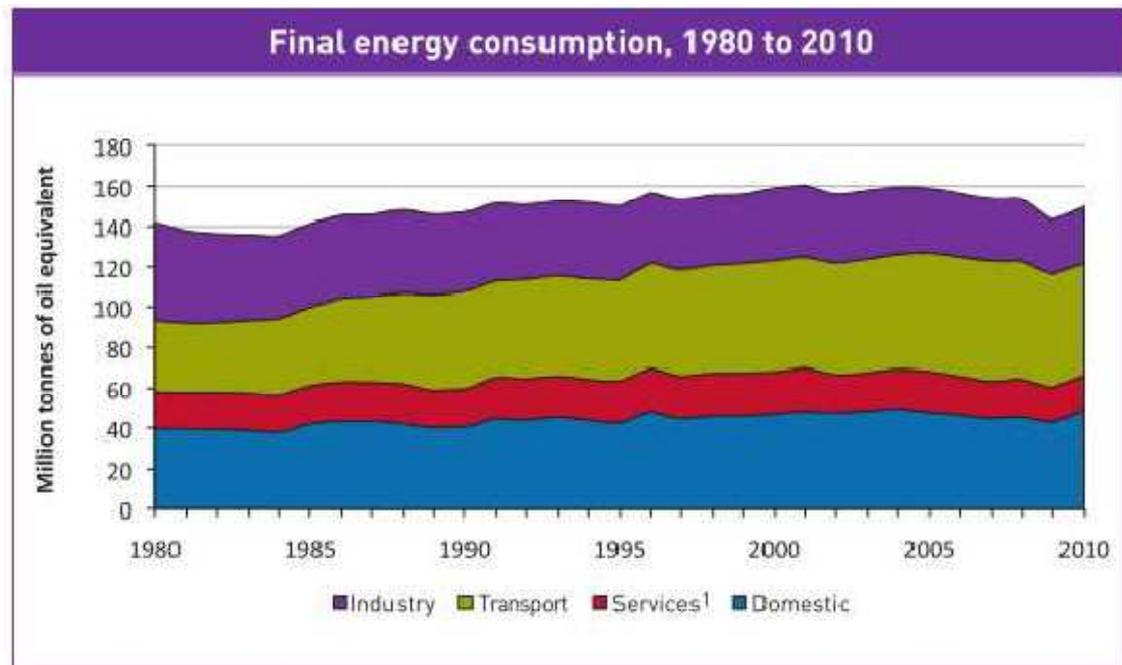


Ilustración 1-4: Consumo energía final, 1980-2010 en el Reino Unido (Dukes, DECC)

El petróleo sigue ocupando el primer lugar como fuente energética usada para el transporte, con un consumo superior a un 95% con respecto al total de las energías primarias en el Reino Unido durante el año 2010.

El consumo de las energías renovables durante dicho período tuvo mayor peso en el sector de la industria, con 4,7 Mtoes, una cifra ligeramente superior a la encontrada en el sector servicios.

2010					Mtoes
	Industria	Hogar	Transporte	Servicios	Total
Carbón	6,5	1,6	0	0	1,7
Gas	38,1	69		41,3	34,3
Petróleo	18,1	7	97,1	7	42,5
Electricidad	32,7	21	0,5	47,2	18,7
Renovable	4,7	1,2	2,1	3,8	2,5
<b>Total</b>	<b>18,3</b>	<b>32,3</b>	<b>37,1</b>	<b>12,2</b>	<b>100</b>

Ilustración 1-5: Comparación por sectores (Dukes, DECC)

#### 1.1.4 Electricidad

La electricidad tiene un papel fundamental en prácticamente cada ámbito de nuestra vida diaria y es esencial para nuestro bienestar económico y social. Desde su privatización en los años 80, el mercado en el que opera y el marco legal que lo regula han permitido proporcionar a los ciudadanos un sistema eléctrico fiable y al alcance de cualquiera.

Para el caso particular del Reino Unido, es fundamental que el sistema se mantenga intacto para continuar así con su progreso y desarrollo económico así como su posición internacional. No obstante, el Reino Unido se enfrenta a un número de desafíos sin precedentes en las próximas décadas:

- El suministro eléctrico se ve amenazado: a lo largo de la próxima década se perderá alrededor de un cuarto (cerca de 20 GW) de la capacidad de producción actual debido al cierre de plantas antiguas o muy contaminantes. Se estima que dicha capacidad pueda descender por debajo de un cinco por ciento al término de la década, aumentando de esta forma la probabilidad de interrupciones o apagones.

Además de esta importante merma en la capacidad de producción actual, el futuro sistema eléctrico se verá igualmente restringido por interrupciones intermitentes, tal y como ocurre con las energía eólica.

- Se debe limitar la emisión de dióxido de carbono durante la generación de electricidad: es de vital importancia para el Reino Unido tomar medidas para conseguir una economía baja en emisiones de carbono. Es por esto que el gobierno británico se ha comprometido a cumplir con el objetivo de producción de un 15% de energía a partir de fuentes renovables para antes del 2020 y con la reducción en un 80% sus emisiones de dióxido de carbono para el año 2050.

Sin la aplicación de una reforma en el sector eléctrico no sería posible cumplir dichos objetivos y las emisiones alcanzarían en el 2030 tres veces el nivel aconsejado por el Ministerio de Medio Ambiente.

- Se prevé un aumento en la demanda de electricidad: La demanda global de electricidad se incrementará cerca del doble para el año 2050 debido al uso de la electricidad para el transporte, la calefacción y otros sectores que requieren del dióxido de carbono.

No obstante, se producirá una mejora de la eficiencia energética tanto en el uso doméstico como fuera de los hogares a través de la puesta en marcha por parte del gobierno británico de dos instrumentos:

1. El programa revolucionario Green Deal que busca renovar las edificaciones británicas.

2. La incorporación de los sistemas de medida inteligentes (Smart-meter) a lo largo de todo el país.

- Se espera un incremento en los precios de la electricidad: el aumento de los precios al por mayor y del carbono así como las políticas medioambientales conllevarán previsiblemente un incremento en el futuro de los precios de la factura, incluso sin tener en consideración la importante inversión necesaria para crear nueva infraestructura.

El gobierno se ha comprometido a reducir este impacto en los consumidores al asegurar que las inversiones se llevarán a cabo de la forma más rentable y económica posible. Se espera que los beneficios acumulados resultantes de esta reforma en el mercado eléctrico supongan un incremento para la economía británica de más de nueve mil millones de libras durante el período 2010-2030.

En la gráfica siguiente puede contemplarse la evolución que ha experimentado la generación de electricidad en el Reino Unido durante el período 2008-2010.

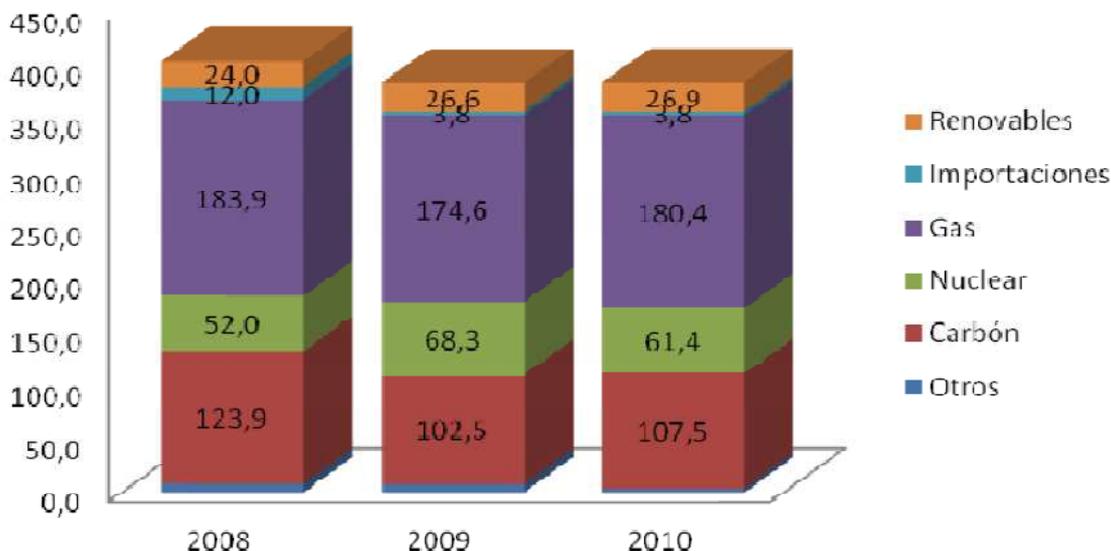
Como puede observarse, la producción de electricidad ha disminuido ligeramente en los dos últimos años en comparación al 2008, en el cual se llegó a generar hasta 403,7 TWh.

El gas, con un porcentaje de participación de un 47% y el carbón, con un 28%, son las principales fuentes de energía empleadas en el Reino Unido para la producción eléctrica durante el año 2010.

Esto, además, ha sido así durante la última década, si bien lo que ha ocurrido es que la pérdida de importancia del carbón se ha producido en paralelo al aumento del protagonismo del gas.

En cuanto a la producción de electricidad a partir de energías renovables, ésta representa tan sólo un 7%, si bien es importante señalar que este tipo de energía ha experimentado el mayor crecimiento a lo largo de la última década, situándose éste por encima del 103%.

ANÁLISIS COMPARATIVO DE LA EVOLUCIÓN Y LA SITUACIÓN ACTUAL DE LAS ENERGÍAS  
RENOVABLES EN EL REINO UNIDO Y ESPAÑA



Electricidad generada en el Reino Unido. TWh

Fuente	2008	2009	2010
Otros	8,0	7,6	3,8
Carbón	123,9	102,5	107,5
Nuclear	52,0	68,3	61,4
Gas	183,9	174,6	180,4
Importaciones	12,0	3,8	3,8
Renovables	24,0	26,6	26,9
<b>Total</b>	<b>403,7</b>	<b>383,4</b>	<b>383,8</b>

Ilustración 1-6: Electricidad Generada en el Reino Unido. TWh (Dukes, DECC)

### 1.1.5 Energías Renovables

El gobierno británico está dando cada vez más relevancia e incentivando el uso de las energías renovables para la generación de energía por los siguientes motivos:

- Factor medioambiental: para impedir los peligros del cambio climático, lo que significa la necesidad urgente de reducir la emisión de dióxido de carbono y de gases de efecto invernadero.
- Factor de autosuficiencia energética: el crecimiento de la demanda global de energía en las pasadas décadas y el agotamiento de las fuentes de las energías habituales de carbón petróleo y gas, obligan a replantear el uso y la producción de la energía.

- Factor político: como parte del plan de acción de la UE para incrementar el uso de las energías renovables, el Reino Unido se ha comprometido a que el 15 % de su energía producida provenga de fuentes renovables a partir del año 2020

El clima tiende hoy en día a ser cada vez más impredecible así como las consecuencias que el cambio climático tendrá en la Tierra si no se cumple el objetivo de mantener el ascenso de las temperaturas por debajo de los dos grados centígrados. Durante los últimos 40 años se ha percibido que los inviernos en el Reino Unido son cada vez más cálidos con lluvias más intensas, y los veranos más secos.

Los últimos seis años han sido los más calurosos desde el inicio de los tiempos. Y durante el mes de agosto de 2003 se observó en Brogdale (Kent) la temperatura más alta registrada nunca en el Reino Unido: 38,5°C.

Según lo estimado, a final de siglo, la temperatura media anual en el Reino Unido podría llegar a ser entre 1°C y 4,5°C más alta que a día de hoy, dependiendo del incremento del nivel de emisión de gases de efecto invernadero. La tierra sufrirá un calentamiento más acelerado que el mar, y éste será mayor en el sureste del país que el Noroeste. Además, la sequía será una amenaza cada vez mayor a medida que los veranos se vuelven más cálidos y secos.

En conjunto, si no se actúa de forma inmediata, estas consecuencias acarrearían un gran coste a la sociedad, el medio ambiente, la salud y la economía, independientemente de los beneficios aparentes que suponen un Reino Unido más cálido. He aquí la importancia de las energías renovables.

El mercado de las energías renovables en el Reino Unido se encuentra en estos momentos impulsado principalmente por dos factores: la seguridad energética y la reducción de las emisiones de carbono.

La relevancia de la seguridad energética es cada vez mayor debido en gran parte al agotamiento del crudo en el Mar del Norte. De hecho, algunos señalan que asegurar el suministro de electricidad en las islas británicas reviste incluso mayor importancia que abordar los efectos del cambio climático.

De ahí la relevancia de diversificar y renovar la estrategia de obtención y uso de las fuentes energéticas en el Reino Unido para así no tener que contrarrestar el impacto de esta disminución de crudo mediante una mayor dependencia de las importaciones de combustibles fósiles.

El segundo factor que fomenta el uso de las energías renovables es el propio compromiso del gobierno británico de reducir las emisiones de carbono con el propósito de ayudar a reducir el calentamiento global.

En julio del 2009, el Gobierno publicó la Estrategia de Energías Renovables con la finalidad de exponer cómo el Reino Unido puede alcanzar el objetivo de producción de un 15% de energía a partir de fuentes renovables para antes del 2020. Esto supone un incremento de un 600% respecto al valor actual de producción de energías renovables y exigirá un mayor esfuerzo de coordinación por parte del Gobierno, la industria energética y la cadena de suministro.

Otro informe publicado por el Gobierno en julio del año 2009 es el Plan de Transición a menor uso de carbono, el cual ofrece detalles del compromiso británico de reducir sus emisiones de carbono en al menos un 26% para antes del 2020 y un 80% antes del 2050. De nuevo, esto acarreará una mayor implicación por parte del mercado de las renovables (así como la energía nuclear).

El gobierno británico ha dado luz verde a la explotación de energía nuclear y de ahí que las compañías energéticas más destacadas del Reino Unido estén planeando renovar las antiguas centrales nucleares. Éstas producen escasa cantidad de emisiones de carbono y, desde esa perspectiva, la energía nuclear constituye una competencia para las renovables.

A través de los planes perfilados por el Gobierno, la Estrategia de Energías Renovables y el Plan de Transición a menor uso de carbono, el Reino Unido dispone de la oportunidad de desarrollar una industria energética bastante más orientada hacia las renovables. No obstante, esto dependerá de la ayuda económica facilitada por el sector financiero, el cual permanece condicionado por la restricción del crédito a raíz de la recesión económica existente todavía en el Reino Unido.

#### **1.1.6 Estrategias de Energías Renovables en el Reino Unido, camino al 2020**

Según el gobierno británico, el Reino Unido debe incrementar de forma radical el uso de electricidad, calefacción y transporte renovable. Esta estrategia, publicada por el gobierno en el año 2009, establece el camino para lograr el objetivo de que el 15% de la energía provenga de fuentes renovables para el 2020: un incremento de casi siete veces la participación de los renovables en poco menos de una década.

Esta estrategia se ha elaborado con el fin de combatir el problema del cambio climático, reduciendo las emisiones de dióxido de carbono en el Reino Unido por más de 750 millones de toneladas entre el 2009 y el 2030. Asimismo, promoverá la seguridad del suministro de energía, reduciendo la demanda general de combustible fósil en un 10% aproximadamente, y las importaciones de gas en un 20–30% comparado con los niveles que tendrían en el 2020.

Al mismo tiempo, se piensa que esta iniciativa resultará en extraordinarias oportunidades para la economía del Reino Unido, con el potencial de crear hasta medio millón de empleos adicionales en el sector de energía renovable del Reino Unido, que

darían lugar a aproximadamente 100 mil millones de libras en nuevas inversiones. Simultáneamente al ahorro de energía, la nuclear, y la captura y almacenamiento de carbono son elementos clave del plan de transición general para que el Reino Unido se encuentre en el camino para lograr un futuro sostenible de bajo carbono que ayude a combatir el cambio climático.

Esta estrategia persigue lograr lo siguiente:

- Más del 30% de la electricidad generada de renovables, de un 5.5% actual. Gran parte de esto provendrá de energía eólica, marina y terrestre, pero la biomasa, hidráulica y aquella proveniente de oleaje y corrientes también jugarán un papel importante.
- 12% de la calefacción generada de renovables, de niveles realmente bajos el día de hoy.

Esto provendrá de una variedad de fuentes incluyendo la biomasa, biogás, fuentes de bombas solares y de calor en hogares, negocios y comunidades en todo el Reino Unido.

- 10% de la energía del transporte de renovables, de un nivel actual de 2.6% de consumo en el transporte vehicular. El gobierno también actuará para apoyar el uso de vehículos eléctricos y continuar trabajando en el caso para una electrificación mayor de la red de trenes.

Este escenario solamente será posible con esfuerzos sólidos y coordinados junto con una combinación dinámica de gobiernos centrales, regionales y locales y administraciones delegadas, así como otros grupos públicos, el sector privado y familias en general. Para lograr esto el gobierno apunta:

- Se colocarán mecanismos para dar apoyo financiero para electricidad y calefacción renovable con un valor de aproximadamente 30 mil millones de libras entre ahora y el 2020.
- Se extenderá y expandirá la Renewables Obligation para la generación de energía renovable a gran escala; se modificará o reemplazará la Renewable Transport Fuel Obligation para el transporte para incrementar el uso de biocombustibles sostenibles; y se introducirá un nuevo incentivo para calefacción renovable (Renewable Heat Incentive) y las tarifas Feed-In Tariffs para proporcionar un pago garantizado a individuos, negocios y comunidades por la calefacción renovable y la generación eléctrica a pequeña escala.
- Se impulsará la entrega y eliminarán las barreras: Se ha establecido la Office for Renewable Energy Deployment para impulsar el cumplimiento de los objetivos, incluyendo cadenas de suministro y sistemas de planificación más sólidos. También se asegurarán conexiones más rápidas a la red y suministro de bioenergía más sostenible. Se trabajará en colaboración con los socios proveedores, respetando también sus preocupaciones. Se han realizado grandes avances en la descarbonización del suministro

de energía y el camino a seguir para proteger el medio ambiente y herencia natural por medio de la aplicación de controles importantes.

- Se incrementará la inversión en energías emergentes y se buscarán nuevas fuentes de suministro: Se proporcionará mayor apoyo para el desarrollo de tecnologías clave que se espera contribuyan con los objetivos renovables. Se incrementará la inversión en la generación por oleaje y corrientes, realizando mejoras a las tecnologías eólicas y desarrollando biocombustibles avanzados más sostenibles. Se están confirmando los esquemas considerados para generar energía del Estuario de Severn. Esto implicará el próximo año buscar aprovechar el potencial de la fuerza de las corrientes Severn para suministrar hasta un 5% de las necesidades de electricidad del Reino Unido.
- Se crearán nuevas oportunidades para que los individuos, comunidades y negocios aprovechen la energía renovable: Se introducirán nuevos mecanismos sencillos para apoyar la inversión de los negocios, comunidades y hogares en la generación de calefacción y electricidad renovable a pequeña escala. Junto con esto se dispondrá de fondos adicionales para asegurar que las personas no familiarizadas con las tecnologías renovables obtengan la información que necesitan para generar su propia energía. Se impulsará una mayor adopción de renovables en el gobierno central y el sector público.

El desglose exacto del objetivo de energía renovable del 2020 entre tecnologías dependerá de la forma en la que los inversores respondan a los incentivos que se desarrollarán. Sin embargo, este modelo sugiere que las renovables pueden proporcionar más del 30% de la electricidad (comparado con un 5.5% en la actualidad); más de dos tercios de esto puede provenir de la brisa interna y del viento proveniente del mar, pero también puede haber contribuciones importantes a partir de fuentes hidráulicas, de bioenergía sostenible, marinas y tecnologías a pequeña escala.

El 12% de la calefacción podría venir de biomasa, biogás, bombas solares y de calor sostenibles, suministrando el equivalente a cuatro millones de hogares con sus demandas actuales de calefacción. Las fuentes renovables pueden también proporcionar un 10% de la energía de transportes terrestres y ferroviarios.

La siguiente tabla muestra estas participaciones en un ‘escenario líder’, en comparación con el uso de energía renovable del 2008 y los niveles pronosticados para el 2020 con base en políticas actuales (i.e. antes de la implementación de las medidas en esta estrategia)

ANÁLISIS COMPARATIVO DE LA EVOLUCIÓN Y LA SITUACIÓN ACTUAL DE LAS ENERGÍAS  
RENOVABLES EN EL REINO UNIDO Y ESPAÑA

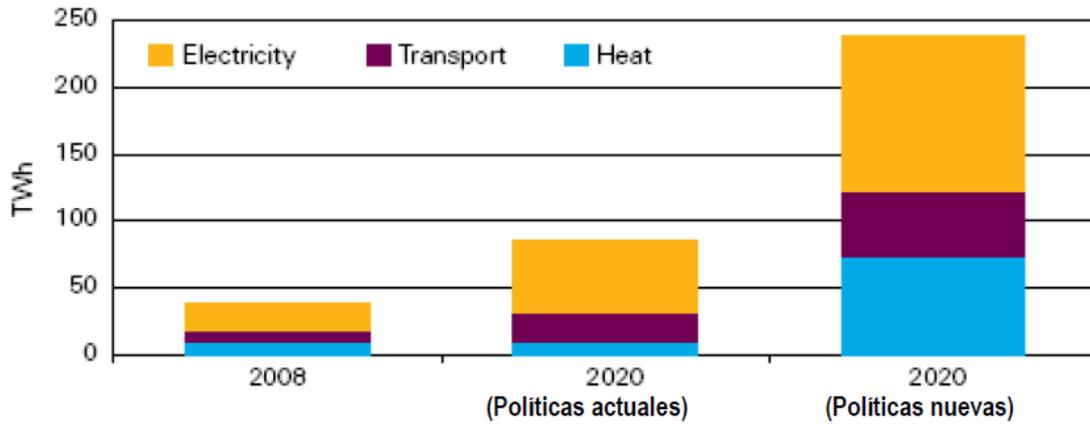


Ilustración 1-7: Políticas Energéticas (Dukes, DECC)

### 1.1.7 Marco Legislativo

El Reino Unido ha propuesto un número de medidas e iniciativas con el fin de intensificar el uso de las energías renovables. Estas incluyen:

- Establecer incentivos fiscales conformes al propósito de apoyar e impulsar el sector de las energías renovables, además de la introducción de las iniciativas Renewables Obligation (RO), Feed-In Tariffs (FITs) en abril del 2010 para la generación de electricidad en pequeña escala, el próximo plan de tarifas para la industria, las empresas y el sector público, denominado Renewable Heat Incentive (RHI), y el RHI Premium Payment Scheme (plan para los hogares).
- Identificar y eliminar las barreras técnicas más importantes referidas al despliegue y desarrollo de las energías renovables, además de la inclusión de medidas que mejoren la estructura de la red de suministro eléctrico.
- Solventar el bloqueo de la cadena de suministro y potenciar las oportunidades de negocio del sector de las renovables en el Reino Unido.

#### 1.1.7.1 Renewables Obligation (RO)

Se trata de un movimiento proactivo por parte del Gobierno que demuestra el apoyo a las energías renovables, ya que fortalecerá la confianza de los inversores en dicha industria en el Reino Unido.

La RO británica que entró en vigor a principios del año 2002 obliga a los suministradores de electricidad a que un porcentaje de sus ventas proceda de energías renovables, y que además, este porcentaje vaya creciendo cada año. De no cumplirlo, se verían obligados a pagar una indemnización.

El propósito de esta medida es incentivar el aumento del nivel de producción energética a partir de fuentes renovables y, al mismo tiempo, contribuir a cumplir con los objetivos del cambio climático.

Esta ordenanza entró en vigor en abril del año 2002 para Inglaterra, Gales y Escocia. Irlanda del Norte introdujo una medida similar en abril del 2005. La proporción de electricidad a partir de fuentes renovables determinada para el 2005-06 fue de un 5,5 por ciento (2,5 por ciento en Irlanda del Norte). En el 2006-07 esta obligación se fijó en un 6,7 por ciento (2,6 por ciento en Irlanda del Norte).

El organismo regulador del gas y la electricidad, Ofgem, no sólo administra la RO sino que es el encargado igualmente de emitir sus correspondientes certificados ecológicos (ROCs) para autentificar y legitimar las energías renovables. Los proveedores de electricidad con licencia deben presentar dichos certificados a la Ofgem para demostrar su cumplimiento con dicha regulación. Un ROC se emite por cada megavatio por hora (MWh) de la energía renovable producida. En caso de no cumplir con dicha regulación, se les exigirá pues depositar en un fondo una cuantía económica equivalente. El Gobierno planea requerir a los proveedores esta normativa referida a las energías renovables hasta el 31 de marzo del año 2037.

#### *1.1.7.2 Feed-in Tariffs (FITs)*

El sistema de primas fotovoltaicas (Feed-in-Tariffs) es un mecanismo introducido por el Gobierno para que los particulares, empresas, negocios escuelas, hospitales, etc, inviertan en fuentes renovables. En otras palabras, tiene como objeto incentivar la generación de energía renovable a pequeña escala, para instalaciones con capacidad máxima de 5 Megavatios (MW). Se prevén 1,8 millones de nuevas instalaciones antes del 2020.

Las tarifas Feed-in Tariffs (FITs) se pusieron en marcha en abril de 2010 para estimular proyectos de microgeneración eléctrica con un retorno de inversión entre el 5% y el 8% para un periodo de 20-25 años. Esto es, la legislación obliga a las compañías eléctricas a pagar una determinada cantidad por cada unidad (kWh) de electricidad producida a partir de energías renovables, y permite al particular recuperar la inversión realizada en la adquisición e instalación de un sistema fotovoltaico en un período razonable.



*Ilustración 1-8 Esquemas Tarifas Feed-in*

- Solar Fotovoltaica
- Eólica
- Hidráulica
- Digestión Anaeróbica
- Micro generación de calor y electricidad combinada (micro CHP)

Como ya se ha comentado anteriormente, las primas se empezaron a aplicar en abril de 2010, con una duración de 25 años. El vigésimo sexto año la cantidad recibida por los nuevos sistemas decrecerá a una tasa de 8,5%.

De esta manera se pretende desanimar a los que quieren esperar para invertir en energía solar pensando que el precio de la tecnología bajará: cuanto más tarde se invierta, menos se recibirá como prima por la generación de energía. El sistema ha sido creado para que se invierta ahora en energía solar fotovoltaica.

Las tarifas (p/kWH) han sido calculadas de tal modo que el particular reciba entre un 5-8% de la inversión inicial realizada. Las tarifas dependen del tamaño de la instalación y son las que se indican a continuación.

**Tarifas según potencia instalada (expresada en peniques)**

POTENCIA DEL SISTEMA FOTOVOLTAICO	01/04/2010 - 31/03/2011	01/04/2011 - 31/03/2012	01/04/2012 - 31/03/2013
≤ 4 kW (vivienda nueva)	36,1	37,8	37,8
≤4kW (vivienda ocupada)	41,3	43,3	43,3
4 kW - 10 kW	36,1	37,8	37,8
10 kW - 100 kW	31,4	32,9	32,9
100 kW - 5 MW	29,3	30,7	30,7
Instalación autónoma	29,3	30,7	30,7
Tarifa de exportación	3	3,1	3,1

*Ilustración 1-9: Tarifas según potencia instalada (Dukes, DECC)*

### 1.1.7.3 Falta de conocimiento y experiencia de instaladores y consumidores

En el Reino Unido el sector fotovoltaico no es lo suficientemente grande, no se ha desarrollado un mercado como en otros países de Europa con una experiencia de más de una década.

Como consecuencia de este retraso, tanto los instaladores como los consumidores carecen de los conocimientos suficientes en cuanto a tecnología fotovoltaica, producto e información.

Para paliar este déficit, el Gobierno británico y numerosos organismos independientes, con el objetivo de preparar y desarrollar el mercado, ofrecen abundante información así como el establecimiento de programas de certificaciones que responden a estándares de calidad muy exigentes asegurando la calidad de los productos y formar a los instaladores protegiendo finalmente a los consumidores.

### 1.1.7.4 Posturas a favor y en contra de las primas fotovoltaicas

El objetivo de las primas fotovoltaicas fijadas por el Gobierno es fomentar el crecimiento del sector de la industria de las energías renovables, así como reducir la cantidad de gases emitidos en el Reino Unido. Se espera que con este plan se dejen de producir 7 millones de toneladas de CO<sub>2</sub> para el año 2020.

Mientras que en otros países europeos donde se ha introducido el sistema de primas (Alemania, España, Italia, Portugal, Suiza, Holanda, Bélgica, Francia, Polonia, República Checa, Eslovenia, Republica Eslovaca, Letonia, Lituania, Grecia, Bulgaria y Hungría) el mercado solar fotovoltaico ha despegado, el mercado británico se encuentra en sus primeros pasos.

Con este plan, el Gobierno espera que esta situación cambie para poder competir con otros países europeos, que crezca el empleo en este sector (por ejemplo en Alemania se crearon

50.000 puestos de trabajo gracias a las primas fotovoltaicas) y que se cumpla con el objetivo fijado por la Unión Europea de llegar al 20% de fuentes de energía renovables en el año 2020.

Por otro lado, los pequeños productores de electricidad serán independientes del precio del petróleo. Esto se ha descrito como “dar el poder al pueblo” ya que cada uno podrá gestionar de manera eficiente y responsable el consumo de energía.

Sin embargo, las primas deben ser pagadas por alguien, este es el papel de las compañías eléctricas, que a su vez tienen intención de incrementar los precios de las tarifas eléctricas a sus clientes para poder pagar a los particulares que produzcan su propia energía a partir de fuentes renovables. Esto lleva a pensar que a largo plazo las primas no serán sostenibles, debido a que parece que sólo supondrán una ventaja para aquellos que se muevan con rapidez e instalen los sistemas “ecológicos” ahora o en el futuro más próximo.

Los más escépticos también afirman que utilizar la energía solar en el Reino Unido no tiene ninguna rentabilidad debido al clima y a que la demanda de electricidad en el Reino Unido (de 5 a 7 de la tarde en invierno) no coincide con las horas de luz. Sin embargo, los productores británicos de paneles solares han demostrado sobre el papel que si hubiese instalaciones de energía solar en todos los edificios aptos para ello en el Reino Unido, generarían más electricidad en un año que toda la electricidad consumida en el país.

#### *1.1.7.5 Datos Recientes proporcionados por OFGEM (Organismo regulador de la electricidad y el gas)*

Según el organismo británico, en los primeros 12 meses tras la implantación del programa Feed- in Tariff, se registraron en el Reino Unido más de 30 mil instalaciones renovables que incluían el

sistema de primas fotovoltaicas. En el último cuarto de dicho período se registraron 11.824. nuevas instalaciones, lo cual representa un incremento de un 30% respecto al número de instalaciones registradas en el cuatrimestre anterior.

La siguiente tabla muestra el número total de instalaciones registradas a lo largo de los cuatro cuatrimestres desde que se implantó el sistema Feed-in Tariff así como el desglose de éstas según el tipo de tecnología

**ANÁLISIS COMPARATIVO DE LA EVOLUCIÓN Y LA SITUACIÓN ACTUAL DE LAS ENERGÍAS  
RENOVABLES EN EL REINO UNIDO Y ESPAÑA**

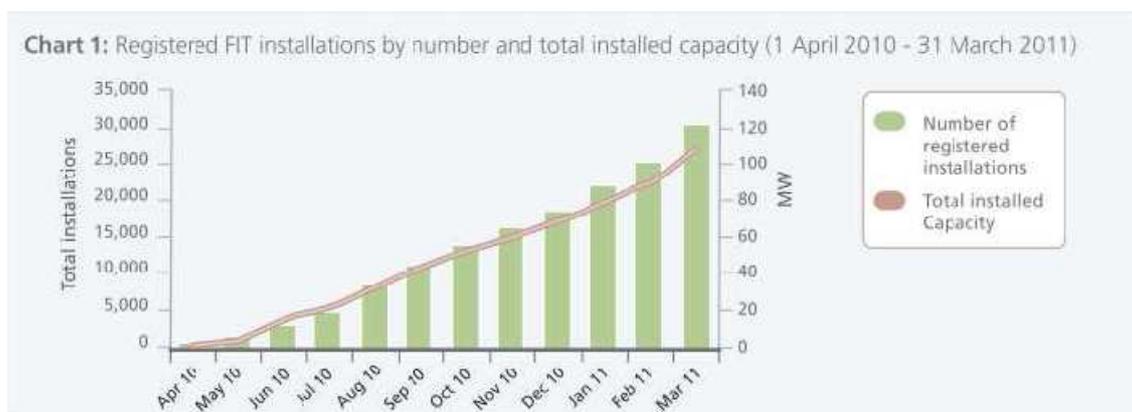
**Table 1:** Number of FIT installations by quarter (including installations migrated from the Renewables Obligation during that period). It should be noted that these figures are subject to minor changes.

1 April 2010 – 31 March 2011	Installations registered in Q1	Installations registered in Q2	Installations registered in Q3	Installations registered in Q4	Total
Hydro	4	109	48	44	205
Photovoltaic	2,700	7,827	6,698	11,383	28,608
Wind	61	636	331	318	1,346
MicroCHP	0	5	17	78	100
Anaerobic digestion	0	0	2	1	3
<b>Total</b>	<b>2,765</b>	<b>8,577</b>	<b>7,096</b>	<b>11,824</b>	<b>30,262</b>

*Ilustración 1-10: Número de instalaciones FIT (Dukes, DECC)*

Al igual que sucedía en los primeros cuatrimestres, el número de instalaciones de solar fotovoltaica (PV) superó con notable diferencia al resto de tecnologías en el cómputo total de instalaciones registradas (alrededor del 96% del total registradas entre el 1 de enero y el 31 de marzo del 2011).

Por otro lado, el número de instalaciones de micro-CHP aumentó hasta 78 durante el último período del año. A excepción de la tecnología solar fotovoltaica y micro-CHP, el número de instalaciones registradas durante el último cuatrimestre permanece constante para todas las tecnologías.



*Ilustración 1-11: Instalaciones FIT registradas (Dukes, DECC)*

La gráfica anterior refleja el crecimiento mensual en términos de capacidad relativa y número de instalaciones bajo el sistema de primas fotovoltaicas que se registraron desde su aplicación hasta marzo del 2011. Se observa un incremento mensual sustancial comenzando por unas cientos de instalaciones en abril del 2010 hasta un número superior a 5.000 por mes hasta llegar a marzo del 2011.

Se puede contemplar al mismo tiempo la relación existente entre el número de instalaciones y la capacidad total instalada. El número de instalaciones experimentó una subida a un ritmo más alto que la tasa de capacidad total instalada, lo cual sugiere que en los últimos meses desde que se aplicase el sistema Feed-in Tariffs la mayor parte de las nuevas instalaciones acreditadas se trataban de proyectos de microgeneración eléctrica (pequeña escala).

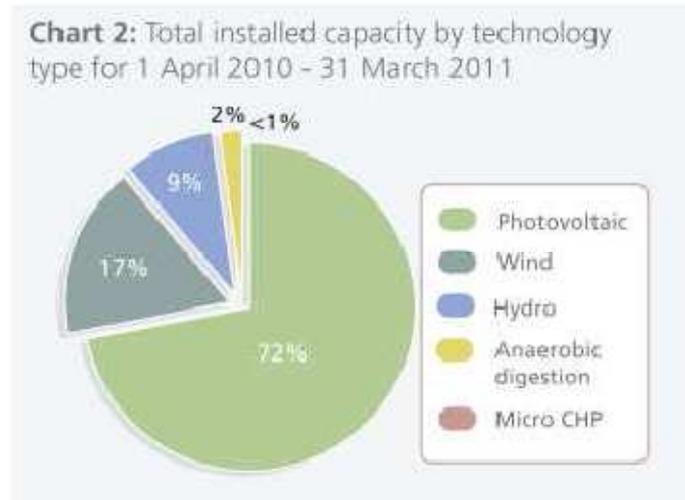


Ilustración 1-12: Capacidad Instalada (Dukes, DECC)

En cuanto a las instalaciones registradas durante los primeros doce meses de aplicación del esquema de primas fotovoltaicas, en la gráfica anterior se ilustra la distribución porcentual de cada una de ellas en el Reino Unido según el tipo de tecnología.

La cuota de instalaciones fotovoltaicas aumentó en los últimos 3 meses de un 66% en los primeros nueve meses del programa a un 72% después de 12 meses.

A diferencia de las instalaciones fotovoltaicas, el porcentaje correspondiente a la eólica e hidráulica cayó en un 17 por ciento y un 9 por ciento, respectivamente.



Figura: Instalaciones Registradas

Por último, en lo que respecta a la distribución geográfica en Gran Bretaña de las instalaciones que utilizan el esquema tarifario, prácticamente se ha visto incrementado el número de éstas de forma significativa desde el 1 de enero al 31 de marzo del 2011, particularmente en el suroeste y el sureste de la isla británica, donde se produjo un aumento de 2.199 y 2.369 instalaciones, respectivamente. Estas dos regiones representan ahora más de un tercio del total en toda Gran Bretaña.

### 1.1.8 Renewable Heat Incentive (RHI)

El 10 de marzo del 2011 el Gobierno anunció los detalles de esta nueva iniciativa para impulsar la generación de calor renovable.

Las nuevas tarifas RHI entrarán en vigor a finales de año y se aplicarán para el consumo de calor con propósito comercial, industrial y comunitario. Se prevé que este incentivo fomentará la utilización de 57 TWh de calor renovable (equivalente al 12% del calor procedente de fuentes renovables) y ahorrará 44 millones de toneladas de carbono para el 2020.

En cuanto a la calefacción procedente de fuentes renovables para el uso en los hogares, este año comenzará igualmente a aplicarse el plan de incentivos RHI Premium Payment hasta que el Acuerdo Verde (Green Deal) entre en vigor durante octubre del 2012, momento en el que las tarifas RHI empezarán a aplicarse también en el mercado interno

### 1.1.8.1 Calefacción

La calefacción representa el 47% de la energía total consumida en el Reino Unido y más de tres cuartas partes (77%) de la energía utilizada en los sectores no relacionados con el transporte. En términos de emisiones de carbono, la calefacción supone un 46%.

Los datos más recientes muestran que aproximadamente el 69% de la calefacción se produce a partir del gas. El petróleo y la electricidad suponen el 10% y el 14% respectivamente, el combustible sólido un 3% y las renovables sólo un 1,5%.

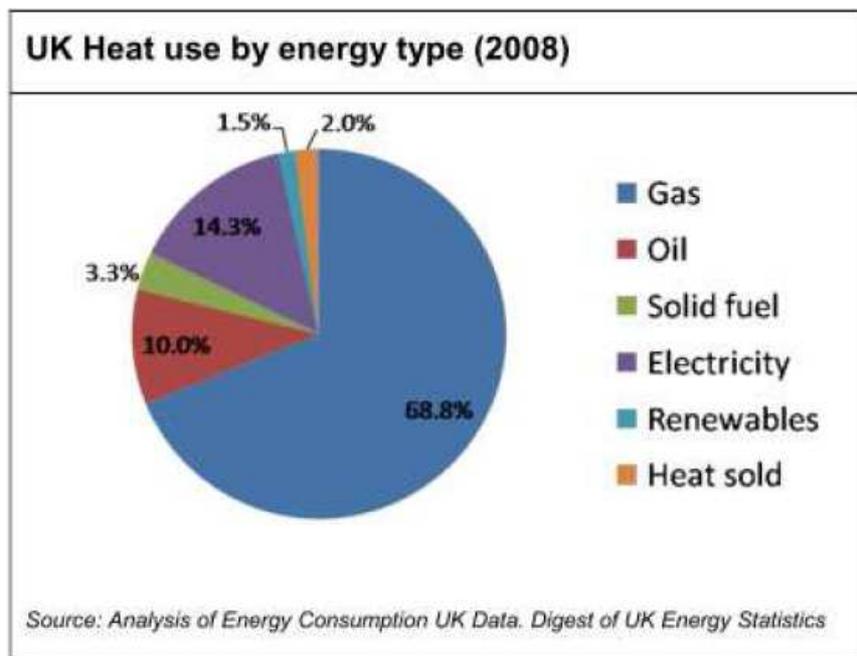


Ilustración 1-13: Consumo para generación de calor UK (Dukes, DECC)

El programa tarifario Renewable Heat Incentive (RHI) ayudará a cambiar este panorama y contribuirá a aumentar de forma considerable la generación de calor renovable. El Gobierno se ha comprometido a garantizar que el 12% de la calefacción provenga de fuentes renovables para el 2020 y se estima que el plan RHI pueda llegar a ahorrar hasta 44 millones de toneladas de carbono para la misma fecha. Esto significaría un ahorro de un millón de toneladas de carbono durante el período 2008-2012, 15

millones de toneladas en el segundo período 2013-2017 y 52 millones de toneladas en el tercer período 2018-2022.

#### 1.1.8.1.1 Instalaciones domésticas

Cerca de la mitad de la energía utilizada en el Reino Unido se destina al consumo de calefacción, y el 55% de ésta se emplea para uso doméstico. En estos momentos, alrededor del 80% de la calefacción del hogar es suministrada por 18-20 millones de calderas de gas. Estas se sustituyen actualmente a razón de 1,2 millones al año.

La manera más económica y efectiva de reducir las emisiones procedentes de la calefacción doméstica consiste en conseguir mejor eficiencia energética y mayor aislamiento en los hogares. Esto es exactamente el cometido del plan Green Deal cuando entre en vigor en otoño del 2012. No obstante, es asimismo necesario impulsar un cambio en el tipo de calefacción que consumimos.

Incrementar el calor renovable es, por tanto, objetivo clave para el Gobierno británico. El Renewable Heat Incentive (RHI) contribuirá a este propósito proporcionando un incentivo económico para instalar calefacción a partir de fuentes renovables en lugar de combustibles fósiles.

Como parte de la primera fase del plan, el Gobierno incorporará igualmente la iniciativa Renewable Heat Premium Payments diseñada para el sector doméstico. Se han garantizado alrededor de 15 millones de libras en fondos, los cuales se usarán para incentivar a los hogares que instalen calefacción a partir de las renovables. Estas cuotas directas servirán para subvencionar el coste derivado de la instalación de estos sistemas de calefacción que funcionan a partir de energías renovables.

El plan Renewable Heat Premium Payments contribuirá a la difusión de diferentes tecnologías por todas las regiones del Reino Unido y recorrerá los hogares mediante el uso del gas y otros combustibles fósiles. Se concentrará la ayuda en los sistemas principales de calefacción tales como las bombas de calor y las calderas de biomasa, en aquellos hogares sin acceso a gas natural, donde el combustible fósil como el gasóleo es más caro y emiten un contenido más alto en carbono. El Gobierno británico proyecta lanzar dicha iniciativa en julio de 2011.

La segunda fase del RHI incluirá una ayuda financiera a largo plazo para el sector doméstico y se lanzará en el 2012 para coincidir de esta manera con el inicio de la iniciativa del Acuerdo Verde para los hogares. Las personas que hagan uso del esquema tarifario Renewable Heat Premium Payments podrán recibir un incentivo económico a largo plazo proporcionado por el RHI una vez que estas tarifas se introduzcan en el mercado, así como cualquier persona que haya instalado tecnología de características similares a partir del 15 de julio del 2009

## 1.1.9 Evolución de las tecnologías más utilizadas en los últimos 4 años en el Reino Unido

### 1.1.9.1 Participación de las energías renovables en la generación eléctrica

La participación en la generación de electricidad renovables aumentó del 19,6 por ciento en 2014 Q1 a un récord de 22,3 por ciento en 2015 Q1, y en 0,4 puntos porcentuales en 2014 Q4 del 21,8 por ciento

El incremento respecto al año anterior refleja un aumento de la capacidad, sobre todo en la energía solar fotovoltaica y la energía eólica marina y terrestre. Las velocidades de viento y precipitaciones viento media eran similares a los del año pasado.

La electricidad total generada a partir de fuentes renovables en 2015 Q1 aumentó un 15 por ciento en 2014 Q1, de 18,4 TWh a un nuevo récord de 21,1 TWh

La generación total de electricidad fue 94,9 TWh en 2015 Q1, un 1,3 por ciento sobre el año anterior (93,7 TWh), debido a una mayor demanda, en parte debido a las temperaturas medias más frías. Este aumento de la generación global disminuyó la cuota de generación de electricidad de energías renovables 'en 0,3 puntos porcentuales.

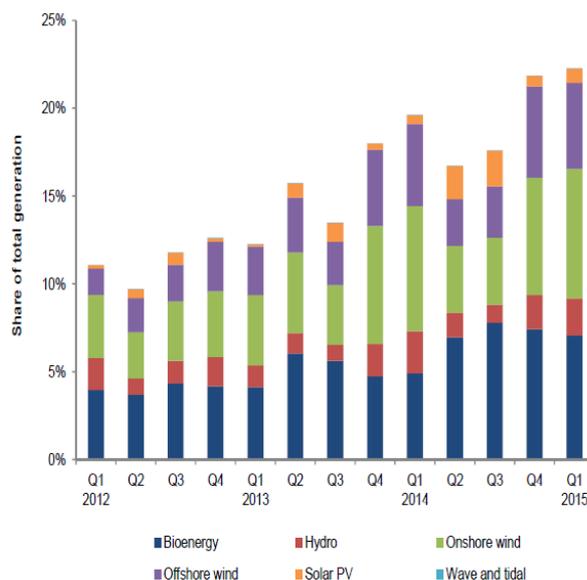


Ilustración 1-14: Participación de las energías renovables en la generación eléctrica (Dukes, DECC)

### 1.1.9.2 Generación de Energía Eléctrica Renovable

En 2015 Q1, la generación de bioenergía se incrementó en un 46 por ciento sobre el año anterior, de 4,6 a 6,7 TWh TWh, la mayoría de los cuales era de la biomasa vegetal. Esto se debió principalmente a una segunda conversión en la central eléctrica de Drax de cocombustión de biomasa.

La electricidad generada a partir de energía eólica terrestre aumentó un 4,7 por ciento en 2015 Q1, de 6,7 TWh en 2014 Q1 a 7,0 TWh, y la generación de energía eólica marina aumentó un 6,3 por ciento a 4,7 TWh. Ambos incrementos se debieron al aumento de la capacidad.

La generación de energía solar fotovoltaica se incrementó en un 41 por ciento (0,2 GWh) respecto al trimestre anterior de 0,8 TWh. Esto se debió en gran parte al aumento de la capacidad. En comparación con 2014 Q1, la generación fue de 0,3 TWh (60 por ciento) superior. La generación hidroeléctrica disminuyó en un 10 por ciento sobre el año anterior, de 2,2 TWh y 2,0 TWh, a pesar de un ligero aumento en el promedio de lluvia (en las principales zonas de captación hidroeléctricas).

La eólica terrestre tenía la mayor proporción de la generación (33 por ciento) con, 32 por ciento de la bioenergía, el 22 por ciento de la energía eólica marina, el 9,5 por ciento de hidroeléctricas y el 3,6 por ciento de la energía solar fotovoltaica.

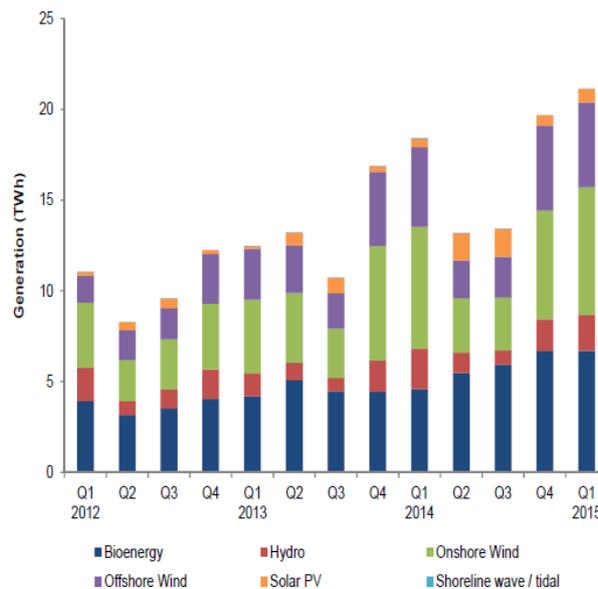


Ilustración 1-15: Generación de Energía Eléctrica Renovable (Dukes, DECC)

### 1.1.9.3 Tecnología eléctrica instalada de origen renovable

A finales de 2015 Q1, la capacidad de electricidad renovable en el Reino Unido ascendió a 26,4 GW, un aumento del 7,4 por ciento (1,8 GW) en aquella instalada a finales de 2014 Q4, y el 23 por ciento (5,0 GW) en aquella que instaló hace un año .

Del aumento de 1,8 GW en 2015 Q1, el 79 por ciento (1,4 GW) provino de la energía

fotovoltaica, (> 5 MW) en su mayoría a gran escala. En comparación con 2014 Q1, la capacidad se incrementó en un 2,7 GW (64 por ciento) a 6,8 GW.

La capacidad en de la eólica terrestre aumentó en un 0,9 GW (12,1 por ciento) en comparación con 2014 Q1, y la energía eólica marina en un 1,0 GW (26 por ciento). El aumento en alta mar se debió al nuevo modelo de Humber Gateway que entró en funcionamiento en febrero de 2015, así como el aumento de la capacidad en el Gwynt y Mor y al oeste de Duddon Sands installations.

A pesar del alto incremento de la capacidad solar fotovoltaica, la eólica conservó la mayor parte de la capacidad total en 13,3 GW (cuota de 50 por ciento). La capacidad fotovoltaica solar tenía una participación de 26 por ciento (6,8 GW), la bioenergía, el 17 por ciento (4,6 GW), y la hidráulica 6,5 por ciento (1,7 GW).

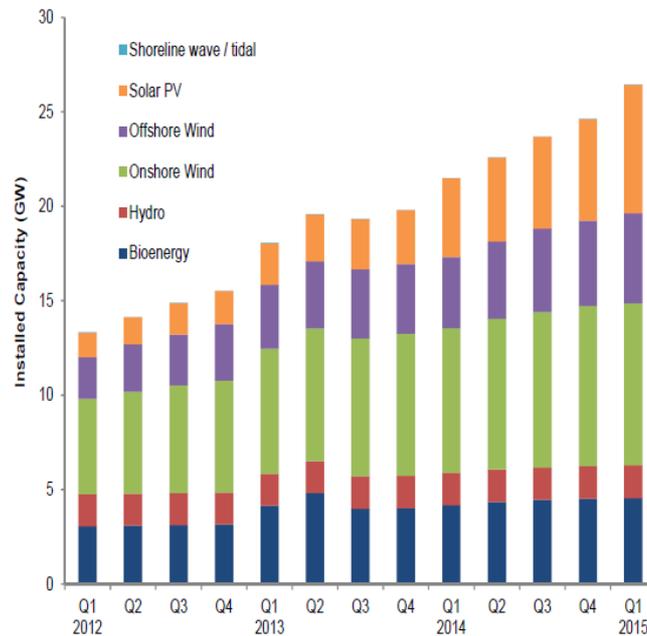


Ilustración 1-16: Tecnología eléctrica instalada de origen renovable (Dukes, DECC)

#### 1.1.9.4 Instalaciones instaladas tipo FIT

A finales de 2015 Q1, 3.567 MW de capacidad eran elegibles para el esquema(FIT) . Esto fue un aumento del 4,3 por ciento de los 3420 MW confirmados al final de 2014 Q4, y el 30 por ciento más que la cantidad confirmada a finales de 2014 Q1.

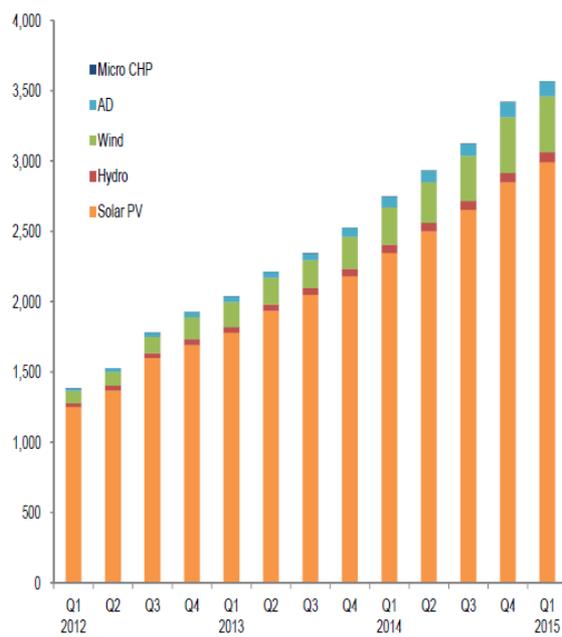
En términos de número de instalaciones, a finales de 2015 Q1, habían 682.511 para acogerse al régimen de Fit, un 5,5 por ciento de aumento de los 646.971 confirmados al

**ANÁLISIS COMPARATIVO DE LA EVOLUCIÓN Y LA SITUACIÓN ACTUAL DE LAS ENERGÍAS  
RENOVABLES EN EL REINO UNIDO Y ESPAÑA**

final del trimestre anterior , y el 25 por ciento más alto que los 544,673 confirmados a finales de 2014 Q1.

La energía solar fotovoltaica (PV) representa la mayoría de ambas instalaciones y capacidad instalada confirmada en FiTs, con, respectivamente, el 99 por ciento y 84 por ciento del total.

Las instalaciones renovables confirmadas en FiTs (todos excepto microCHP) representaron el 13 por ciento de toda la capacidad instalada renovable.



*Ilustración 1-17: Numero de nuevas instalaciones instaladas tipo FIT (Dukes, DECC)*

## 1.2 Energías Renovables en España

España depende energéticamente del exterior en gran medida, alrededor del 70% frente al 50% de la Unión Europea. Cuando un país tiene una elevada dependencia energética del exterior, como es el caso del nuestro, el aprovechamiento de recursos autóctonos disponibles se antoja esencial para el desarrollo económico del mismo. En esa búsqueda, se ha apostado por la energía renovable; no obstante, España dispone de muchas zonas con velocidades de viento adecuadas para la energía eólica y tiene un gran potencial de energía solar, tal y como se puede ver en el siguiente mapa:

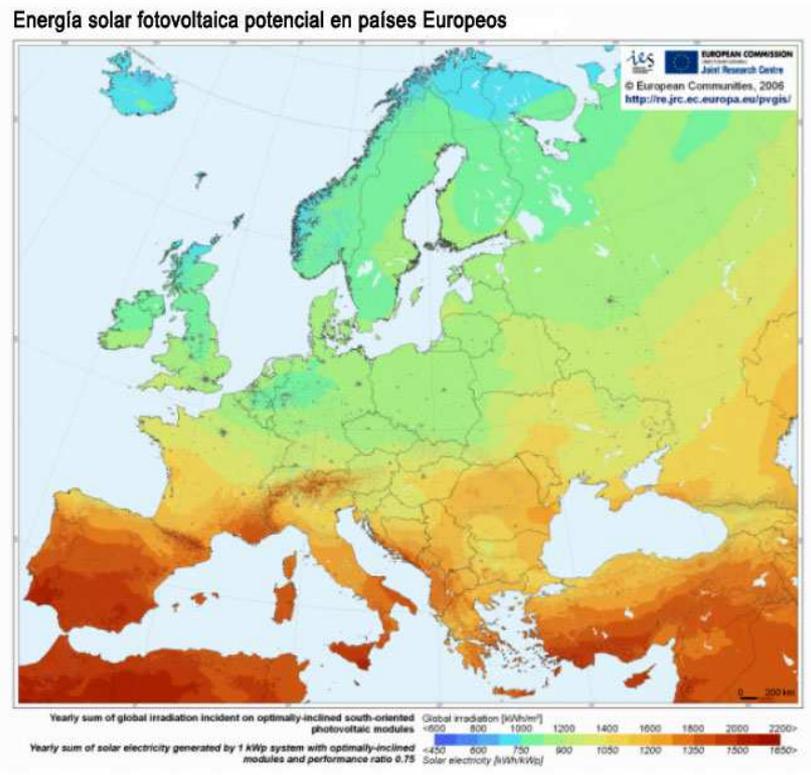


Ilustración 1-18: Potencial de energía solar en Europa. Fuente Comisión Europea

Pese a ello, la estructura de consumo energético española ha estado dominada históricamente por la presencia del petróleo importado. Esa diferencia entre la producción nacional y el consumo total da lugar a la dependencia energética. El grado de autoabastecimiento español (línea roja en la siguiente figura) sigue desde 2007 una tendencia al alza, situándose en un 26.1% en 2010, 3.2 puntos por encima del 2009.

ANÁLISIS COMPARATIVO DE LA EVOLUCIÓN Y LA SITUACIÓN ACTUAL DE LAS ENERGÍAS RENOVABLES EN EL REINO UNIDO Y ESPAÑA

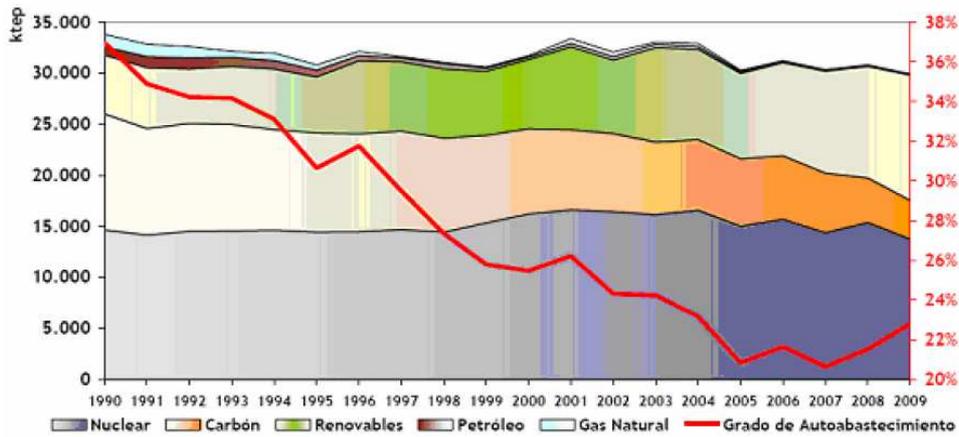


Ilustración 1-19: Grado de autoabastecimiento y evolución de la producción interior de energía. Fuente: Ministerio de Industria, Energía y Turismo

Dentro de dicha producción nacional energética, las renovables tienen un elevado peso, tal y como se extrae del “Libro de la energía en España 2010” del Ministerio de Industria, Energía y Turismo.

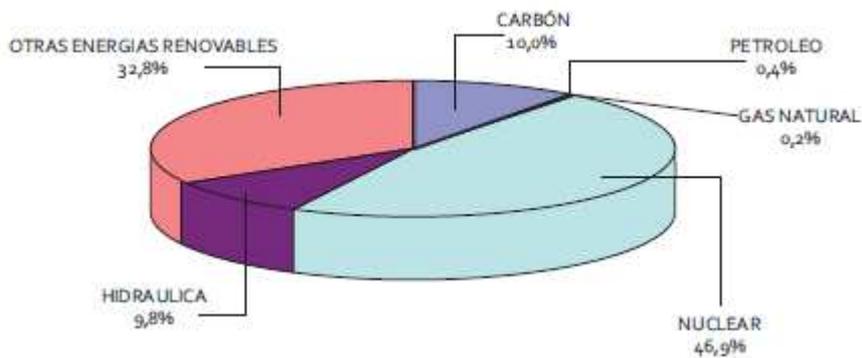
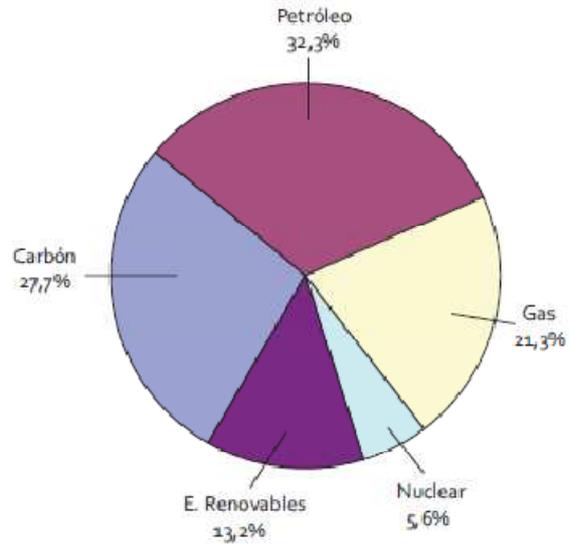


Ilustración 1-20: Producción nacional de energía 2010. Fuente: Ministerio de Industria, Energía y Turismo.

A nivel mundial, las energías renovables supusieron un 13.3% del consumo mundial en el año 2010, un porcentaje todavía bajo, pero con un crecimiento del 15.5% respecto al año anterior. Además, la capacidad de generación con energía solar creció un 47%. Acotando el espacio a la Unión Europea de los 27, la cuota general de energías renovables alcanzó el 12.4% del consumo energético final bruto frente al 11.5% del 2009, según el estudio realizado por EurObserv'ER titulado “El estado de las energías renovables en Europa en 2010”. Estos datos ayudan para contextualizar y valorar el dato español.

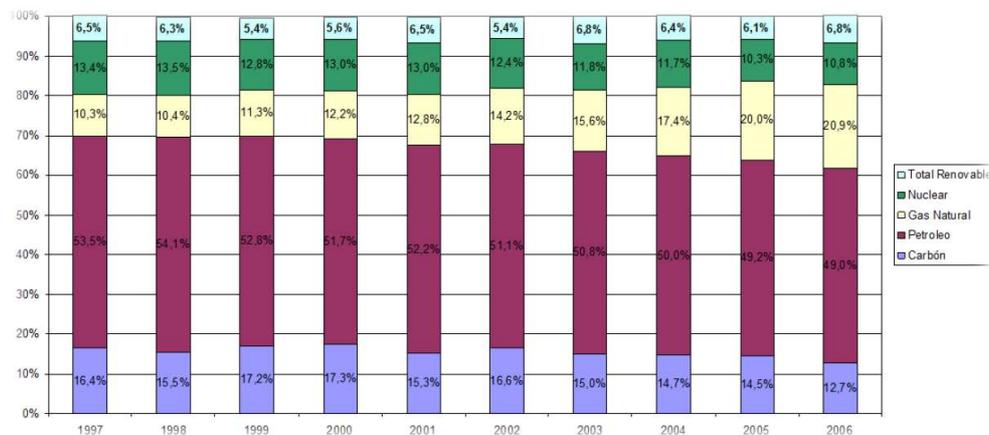
**ANÁLISIS COMPARATIVO DE LA EVOLUCIÓN Y LA SITUACIÓN ACTUAL DE LAS ENERGÍAS RENOVABLES EN EL REINO UNIDO Y ESPAÑA**



*Ilustración 1-21: Consumo mundial de energía en 2010. Fuente: Comisión Europea.*

En nuestro país, en las tres últimas décadas la demanda energética española ha seguido una línea progresiva alcista a un ritmo superior al crecimiento europeo, debido en parte al incremento del poder adquisitivo de la población, así como al desarrollo de diversos sectores como el de la construcción o el automovilístico. Sin embargo, desde 2008, año en que comenzó la crisis económica, se observa una tendencia contraria. Para ello, es conveniente analizar los consumos de energía primaria - la que se obtiene directamente de la fuente - y final - aquella con la forma deseada por el consumidor -.

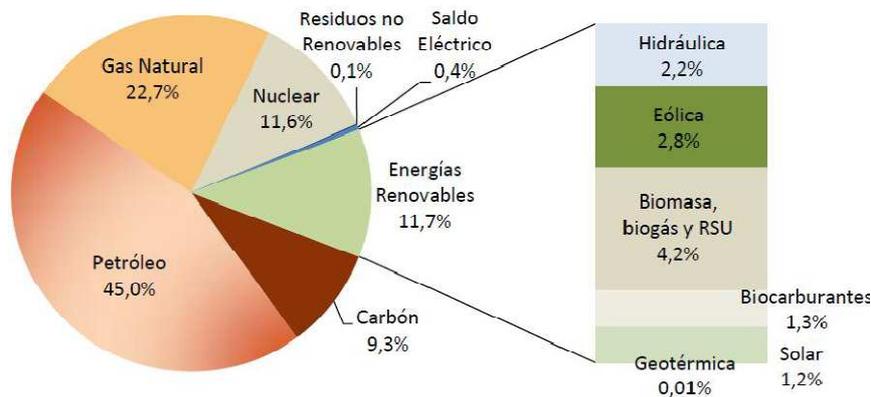
En el caso del consumo de energía primaria, la tendencia de la última década va camino de reducir la ya comentada dependencia de petróleo importado. En gran medida, esto es debido al cambio de la estructura de la generación eléctrica que se viene registrando en los últimos años. En la siguiente figura se observa como el petróleo, en morado, ha ido perdiendo peso a favor del gas y las energías renovables.



*Ilustración 1-22: Porcentaje de renovables en el consumo de energía primaria – incluyendo la gran hidráulica-. Fuente: CNE*

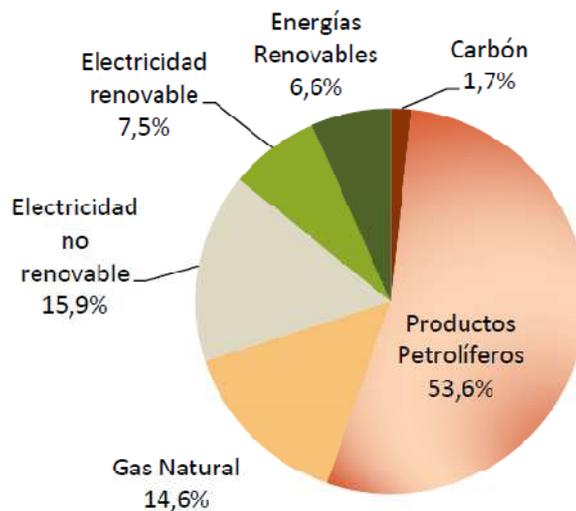
**ANÁLISIS COMPARATIVO DE LA EVOLUCIÓN Y LA SITUACIÓN ACTUAL DE LAS ENERGÍAS  
RENOVABLES EN EL REINO UNIDO Y ESPAÑA**

En el año 2010 el consumo de energía primaria se incrementó en 1.2% respecto al ejercicio anterior. Esto se debió al aumento de las producciones eléctricas eólicas, solares y la generación hidroeléctrica, que permitió un menor uso de la generación termoeléctrica con carbón, gas y productos petrolíferos, rompiendo de esta manera una tendencia de dos años seguidos a la baja. Las energías renovables, sin incluir la hidráulica, contribuyeron al balance total con 11.288 Ktep, el 8,5% del total, con un crecimiento del 14,2%. Sin embargo, en 2011, este valor disminuyó en un 0.7% con respecto al periodo anterior. Este comportamiento hace pensar que en el futuro este dato seguirá aumentando, una vez superada la crisis económica actual.



*Ilustración 1-23: Porcentajes en el consumo energía primaria en España (Diciembre 2010-Noviembre 2011). Fuente: IDAE*

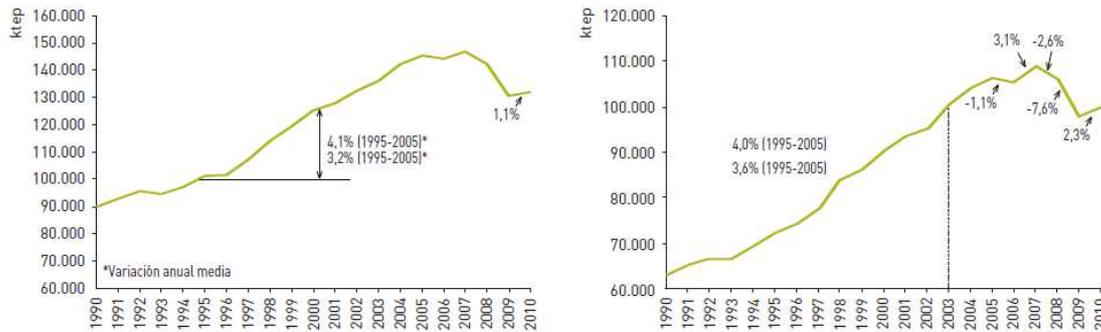
En el caso de la energía final, el valor de 2010 respecto a 2009 también aumentó (2.3%) debido a la recuperación del consumo en algunos sectores como la industria o el comercio. Por su parte, el consumo de energías renovables para usos finales en 2010 fue de 5.371 Ktep, un 5,4% del total del consumo final, con un aumento del 11,1% respecto del dato anterior. En 2011 disminuyó un 4.1%, fruto de la inestabilidad económica.



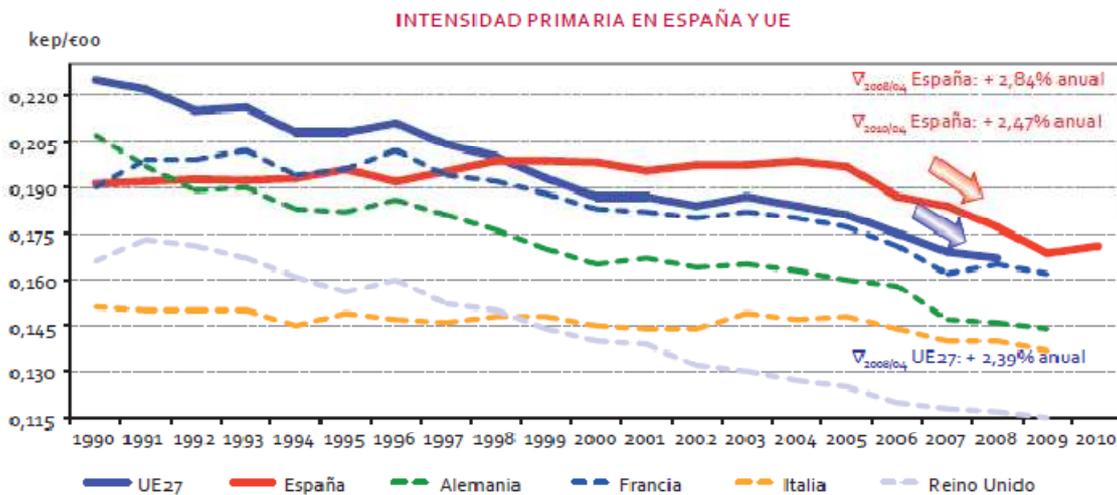
*Ilustración 1-24: Porcentajes en el consumo energía final en España (Diciembre 2010-Noviembre 2011). Fuente: IDAE*

**ANÁLISIS COMPARATIVO DE LA EVOLUCIÓN Y LA SITUACIÓN ACTUAL DE LAS ENERGÍAS  
RENOVABLES EN EL REINO UNIDO Y ESPAÑA**

Medidas como planes de concienciación ciudadana o el autoconsumo van encaminadas hacia el ahorro y la eficiencia. Existe un indicador que se obtiene dividiendo la energía final entre el PIB, la intensidad energética. Esta subió en 2010 rompiendo una tendencia de mejora que continuaba desde 2004. Los años futuros indicarán si este comportamiento era síntoma de una mayor eficiencia del sistema o consecuencia de la crisis.



*Ilustración 1-25: Evolución del consumo de energía primaria (izquierda) y final (derecha) en España (ktep) 1990-2010. Fuente: Secretaría de Estado de Energía*



*Ilustración 1-26: Intensidad primaria en España y UE (Minetur)*

### 1.2.1 El sector eléctrico

La energía primaria se puede transformar en energía secundaria, como es el caso de la electricidad. Ese es el objetivo de la energía solar fotovoltaica, a diferencia de la solar térmica.

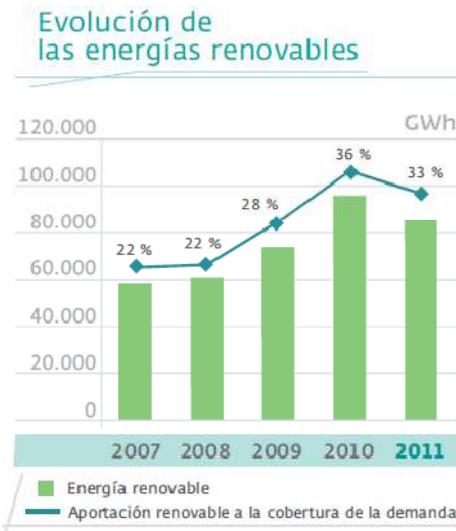


Ilustración 1-27: Evolución energías renovables en el sector eléctrico español. Fuente: REE

Atendiendo a la evolución de la demanda anual, siempre en el sistema peninsular en 2011, este dato registró un descenso del 1,2% respecto al año anterior. En conjunto, las energías renovables cubrieron el 33% de la demanda, tres puntos menos que el año anterior, debido principalmente al descenso de generación de energía hidráulica. Pese a ello, el crecimiento en los últimos años es muy destacable.

La potencia instalada, en cambio, aumentó en un 1.9%. El 93% de ese aumento proviene de nuevas infraestructuras de origen renovable, principalmente eólicas y solares. En cuanto al balance de producción, la mayor parte de las tecnologías registraron caídas de producción respecto al año anterior, salvo las centrales de carbón, que duplicaron su generación, y las tecnologías fotovoltaica y termoeléctrica, que obtuvieron un incremento del 26% y del 193% respectivamente, como señala el informe de Red Eléctrica de España para el 2011. El siguiente gráfico demuestra la evolución temporal de este tipo de fuentes:

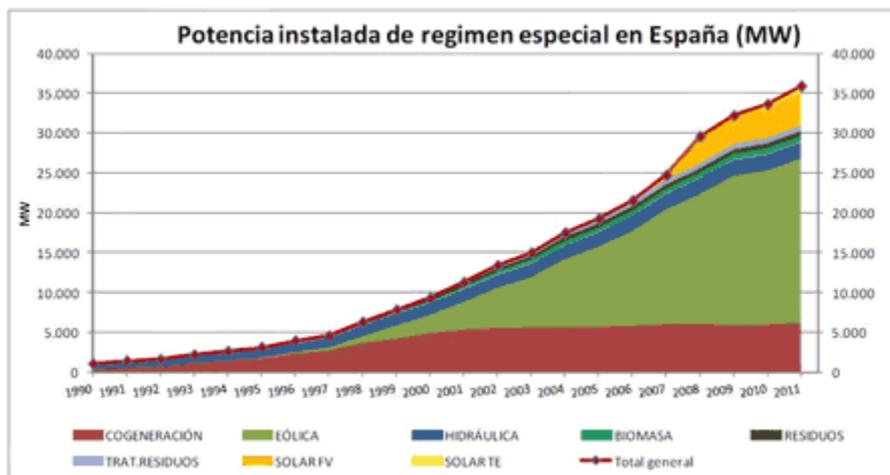


Ilustración 1-28: Potencia instalada de régimen especial en España. Fuente: CNE

Sin embargo, el sector eléctrico en la actualidad está marcado por el déficit tarifario existente. Se define como la diferencia entre el total recaudado por las tarifas de acceso a las redes y los costes reales asociados a dichas tarifas, que se da en las actividades reguladas. Esta situación marca las medidas en el sector eléctrico español, encaminadas hacia la disminución de los costes del sistema. El informe 39/2011 del CNE señala:

“La falta de convergencia entre los ingresos y los costes de las actividades reguladas en los últimos diez años ha generado una deuda del sistema estimada en torno a 21.828M€ a 31 de diciembre de 2011”

### 1.2.1.1 Principales fuentes renovables

Una vez vista la situación general de las energías renovables en España, se puede analizar el peso de cada una de ellas, así como las tecnologías más destacadas en el panorama nacional. En una década, son varios los cambios que se pueden observar

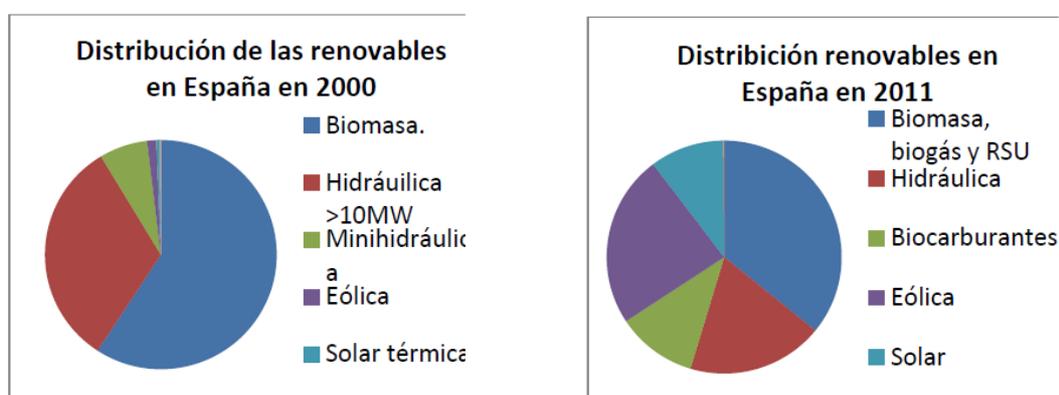


Ilustración 1-29: Distribución energías renovables en España. Fuente: Ingeniería energética (2000) e IDAE (2011)

Consumo de energías renovables en España (ktep)					
	1990	2000	2004	2007	2010
MINIHIDRÁULICA (<10 MW)	184	376	417	333	575
HIDRÁULICA (>10 MW)	2.019	2.159	2.297	1.951	2.536
EÓLICA	1	403	1.338	2.385	3.914
BIOMASA*	3.753	3.630	4.107	4.574	9.208
BIOGÁS	-	125	275	339	455
BIOCARBURANTES	-	51	228	159	2.200
R.S.U.	-	261	395	404	395
SOLAR TÉRMICA	22	31	54	95	376
SOLAR FOTOVOLTAICA	0	2	5	158	52
SOLAR TERMOELÉCTRICA	0	0	0	0,7	509
GEOTERMIA	3	8	8	8	8
<b>TOTAL</b>	<b>5.983</b>	<b>7.047</b>	<b>9.124</b>	<b>10.407</b>	<b>20.228</b>

\*En 1990, Biomasa incluye R.S.U., biogás y biocarburos.  
 Datos 2010: Objetivos del Plan de Energías Renovables (PER) 2005-2010.  
 Objetivos del plan del PER fijados bajo la hipótesis de año hidráulico y eólico medio.

Fuente: IDAE

Ilustración 1-30: Consumo de energías renovables en España. Fuente: IDAE

Se puede concluir que la energía procedente de la biomasa tiene una posición preponderante en el conjunto de las renovables; sin embargo, ese dominio se ha ido reduciendo con el tiempo. La utilización de los biocarburantes, especialmente a partir de 2009, la subida de la energía solar y, sobre todo, el espectacular despegue de la energía eólica en nuestro país han hecho que la distancia de estas con respecto a la hidráulica o la biomasa se reduzca considerablemente..

### *1.2.1.2 Cambios normativos*

Sin embargo, no se debe olvidar la regulación como factor crítico de éxito, ya que tradicionalmente los incentivos públicos han sido claves a la hora de evaluar la rentabilidad de esta energía, por lo que la crisis económica y la política de reducción del déficit son un reto para las energías renovables y especialmente para la fotovoltaica.

Tras la segunda crisis del petróleo, de 1979, y teniendo en cuenta la dependencia española de este combustible, se estableció la Ley de la Conservación de Energía en 1980 para intentar reducir dicha dependencia. Remontándose a años más cercanos, en 1997 se definió el objetivo de llegar al 12% de energías renovables en 2010. Desde entonces se fueron sucediendo leyes que trataron de imponer a la industria sistemas de generación basadas en este tipo de energía, pero la política resultó ser ineficaz, y en 2004 solo se había cumplido el 28,4% del objetivo marcado.

Ante tal situación, en 2005 se aprobó un Plan de Energías Renovables, el PER, y un Plan de Acción para la mejora de la eficiencia energética para llegar al objetivo del 12%. Desde el momento de su puesta en vigor, la aportación de este tipo de energías creció a gran ritmo. En 2007, según la CNE, se había conseguido más del 85% del objetivo. El Gobierno dio un plazo de un año para que las instalaciones en curso no finalizadas se inscribieran en el RAIPRE, Registro Administrativo de Instalaciones de Producción en Régimen Especial, para poder ser beneficiarios de la tarifa regulada establecida. Aquellas que lo hicieran después, se beneficiarían de unas primas de menor cuantía, lo que provocó un descenso vertiginoso en 2009 en la instalación de muchas de estas tecnologías.

Para el caso concreto de la fotovoltaica, el Real Decreto 436/2004 proporcionaba una posibilidad de obtener una rentabilidad razonable, por lo que el mercado nacional comenzó a despegar. Las primas eran muy elevadas con respecto a otras tecnologías, valga como ejemplo que para instalaciones de hasta 100kW la retribución era del 575% de la Tarifa Media o de Referencia (TMR) durante los primeros años y 80% durante el resto de la vida de la instalación, frente al 40% aproximado del TMR de la eólica. Eso explica el gran cambio que se produjo cuando se derogó la ley. Si se observa la gráfica de potencia instalada del capítulo anterior, se ve claramente cómo se corresponde el aumento de potencia instalada y posterior disminución a los cambios normativos comentados, ya que en el caso fotovoltaico la reducción fue especialmente drástica.

Se puede valorar el grado de cumplimiento del PER a finales de 2010 tomando datos del Instituto para la Diversificación y Ahorro Energético IDAE; se concluye que el PER supuso un éxito y el dato final fue muy cercano al 12%, superándose el objetivo marcado en muchas tecnologías.

El 27 de Enero de 2012 se aprobó el Real Decreto-ley 1/2012, por el cual:

“se procede a la suspensión de los procedimientos de preasignación de retribución y a la supresión de los incentivos económicos para nuevas instalaciones de producción de energía eléctrica a partir de cogeneración, fuentes de energía renovables y residuos.”

Esta ley supone la supresión de los incentivos para la construcción de nuevas instalaciones con carácter temporal para mitigar unos costes demasiado elevados según el Gobierno de España, hasta “la solución del déficit tarifario del sistema eléctrico”. Los motivos que se argumentan para la implantación de la norma son: la superación de los objetivos de potencia instalada para las tecnologías eólica, solar termoelectrica y fotovoltaica, que pone de manifiesto “un desequilibrio entre los costes de producción y el valor de las primas”; el riesgo de no cumplir la supresión del déficit tarifario a partir de 2013; el margen de maniobra existente hasta 2020 para cumplir con el nuevo Plan de Energías Renovables; la posibilidad de cubrir la demanda prevista en los próximos años con la capacidad de generación instalada actual y la compleja situación económica y financiera del país.

En la propia ley se recoge la futura regulación del balance neto, reconociendo la importancia creciente del consumo de los segmentos de menor escala, y se destaca la necesidad de diseñar un nuevo modelo retributivo acorde con la situación económica. La Comisión Nacional de Energía, por su parte, en su informe 18/2011 señaló que a efectos de atenuar el impacto de la financiación de las primas a las renovables y con el fin de reducir el déficit tarifario, se podrían analizar otros escenarios para buscar financiación en otros sectores u obtener “ingresos generados con subastas de licencias a emisión de CO2 a partir de 2013”.

En el otro lado, ha habido voces contrarias a esta medida. La Fundación Renovables se opone a esta política, y considera negativos tanto el Real Decreto-ley 1/2012 antes citado como el Real Decreto-ley 13/2012, de 30 de marzo, por el que “se adoptan medidas para la corrección de las desviaciones por desajustes entre los costes e ingresos de los sectores eléctrico y gasista”. También mostraron su disconformidad asociaciones como la Asociación Empresarial Eólica o la Unión Española Fotovoltaica (UNEF), partidarios de una política energética “equitativa, que comprometa a todo el sector y no sólo a las renovables”, y consideran positiva una política de incentivos a las renovables incluso en un futuro estado de paridad de red.

De hacerse definitiva esta situación, podemos estar ante un cambio de dirección de las energías renovables: frente a la estrategia de maximizar la potencia instalada y producción a través de primas a estas fuentes, se impondría un escenario de búsqueda de

reducción del déficit. Sin embargo, el mismo objetivo final es el mismo: la eficiencia y el ahorro energético.

Como se analizará posteriormente, son varias las leyes encaminadas hacia la generación distribuida y el autoconsumo, como el Real Decreto 1699/2011 de 18 de noviembre, “por el que se regula la conexión a red de instalaciones de producción de energía eléctrica de pequeña potencia”, o el Proyecto de Real Decreto por el que se establecen las condiciones económicas, técnicas y administrativas de este sistema de suministro, a la espera del decreto definitivo.

### 1.2.1.3 Perspectivas futuras

El futuro tiende hacia un mayor uso de las energías renovables, y eso se traduce en planes para el año 2020 en el que su peso aumentará, aunque la cuantía de ese incremento también vendrá dada por la situación económica de cada zona del planeta. La otra senda de futuro es el ahorro energético. Por ejemplo, la Unión Europea tiene como objetivo obtener el 20% de su energía a través de fuentes renovables, así como reducir su consumo de energía otro 20%, y establece un Plan de Acción Nacional en materia de Energía Renovables para cada estado miembro, el PANER.

Este documento calcula que en 2020 España habrá un saldo exportador de 25.000 GWh, siempre y cuando aumente la capacidad de interconexión del país con el resto del continente, actualmente la más baja de Europa. El PANER analiza dos posibles escenarios para 2020, uno denominado “de referencia” y otro “de eficiencia energética adicional”. En este último, se prevé que las energías renovables aumenten un 6,34% de media anual, aportando cerca de 152.000 GWh en 2020 y un porcentaje de generación eléctrica próximo al 40%, correspondiendo a la solar fotovoltaica el 3,6%.

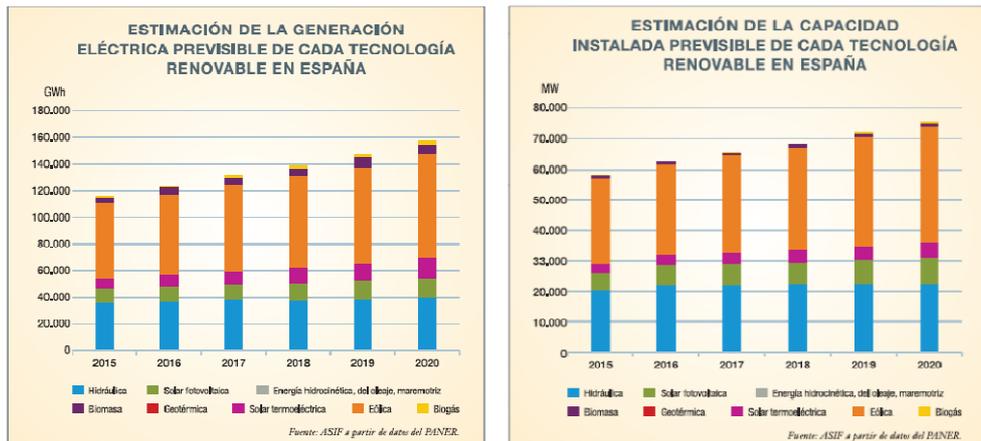


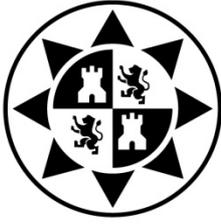
Ilustración 1-31: Estimación de capacidad y generación por tecnología. Fuente: ASIF

Dicho documento estima que la contribución fotovoltaica será de 14.316 GWh en 2020, con una potencia acumulada total de 8.367 MW. Un 67% de ella se correspondería con

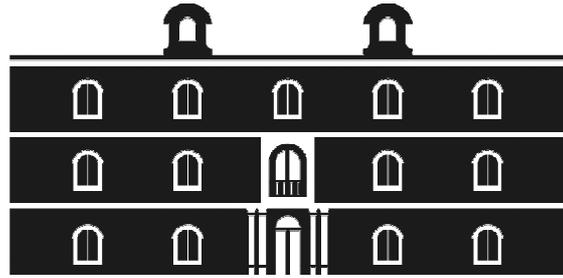
instalaciones fijas en edificaciones. El PANER augura una mayor penetración a partir de 2015 en sistemas para autoconsumo de energía conectados a la red de distribución y asociados a suministros existentes, según se vaya alcanzando la paridad del coste de generación solar con el precio de la electricidad para el consumidor.

Con el PANER coexiste otro documento, desarrollado en y para España, el Plan de Energías Renovables (PER) 2011-2020. En él, se prevé que para el año 2020 la participación de las energías renovables sea del 22,7% sobre la energía final. El mayor desarrollo de las fuentes renovables en España correspondería a las áreas de generación eléctrica, con una previsión de la contribución de las energías renovables a la generación bruta de electricidad del 42,3% en 2020. Este objetivo está 2,7 puntos por encima del europeo.

Si se habla solo de energía solar fotovoltaica, el reto principal radica en seguir mejorando la tecnología para reducir costes, acercándose de esa forma a la paridad de red, y la integración técnica en la red. En el plano normativo, el objetivo debe ser eliminar barreras burocráticas y administrativas. El sector eléctrico camina hacia un modelo distribuido y hacia el autoconsumo, por lo que una regulación adecuada del balance neto se antoja fundamental para el desarrollo de esta fuente de energía.



Universidad  
Politécnica  
de Cartagena



**industriales**  
etsii UPCT

## CAPÍTULO 2:

**Evolución y situación actual de la  
experiencia en reestructuración  
del sector eléctrico en España y el  
Reino Unido.**

## 2 Evolución y situación actual de la experiencia en reestructuración del sector eléctrico en España y el Reino Unido

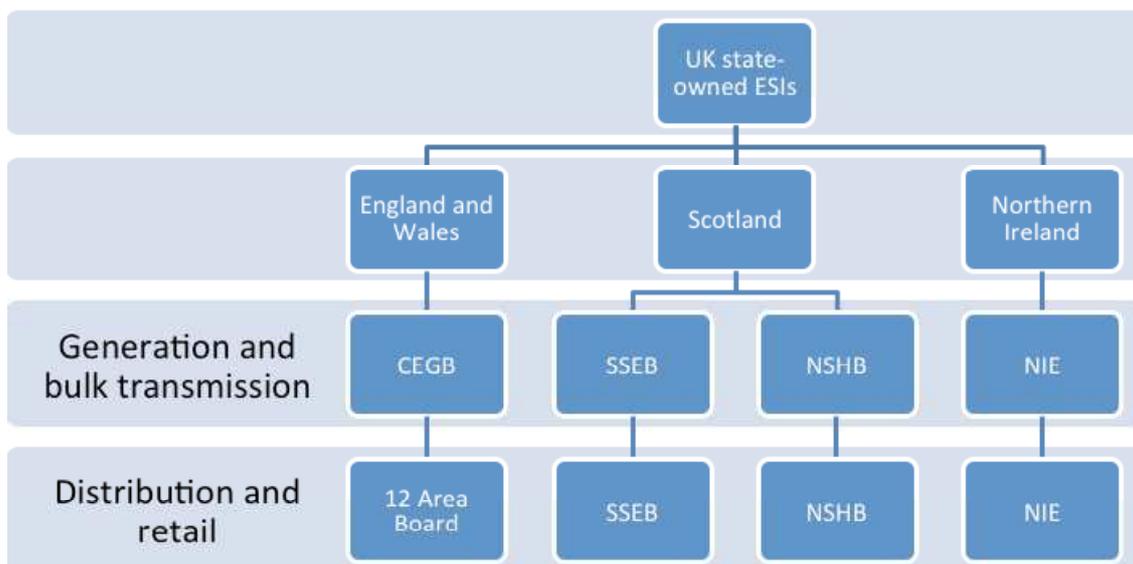
### 2.1 El sector eléctrico en el Reino Unido

#### 2.1.1 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.

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).



*Ilustración 2-1: Estructura del sector eléctrico británico nacionalizado*

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,<sup>3</sup> 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 evitados. 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.

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 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. 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.

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.

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.

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.

## 2.1.2 La evolución del mercado de energía eléctrica Británico

### 2.1.2.1 *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 mantención 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].

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

Siendo,

LOLP: probabilidad de pérdida de carga VOLL: valor económico de la carga descubierta SMP: coste marginal de corto plazo

$PPP = SMP + \text{Pago por capacidad}$

Siendo,

PPP: precio de compra del Pool

SMP: coste marginal de corto plazo

$PSP = PPP + \text{uplift}$

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 .

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. 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 tenía serios problemas en su concepto ya que premiaba la escasez de inversiones frente al desarrollo de nuevas plantas. Green 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. 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”. El proceso de extinción del Pool y su sustitución por el NETA ha sido criticado por Newbery y Shuttleworth quienes echaron en falta un análisis riguroso que realmente respaldase las nuevas propuestas de reforma.

#### **2.1.2.2 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. 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, 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

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 Ilustración 2-2

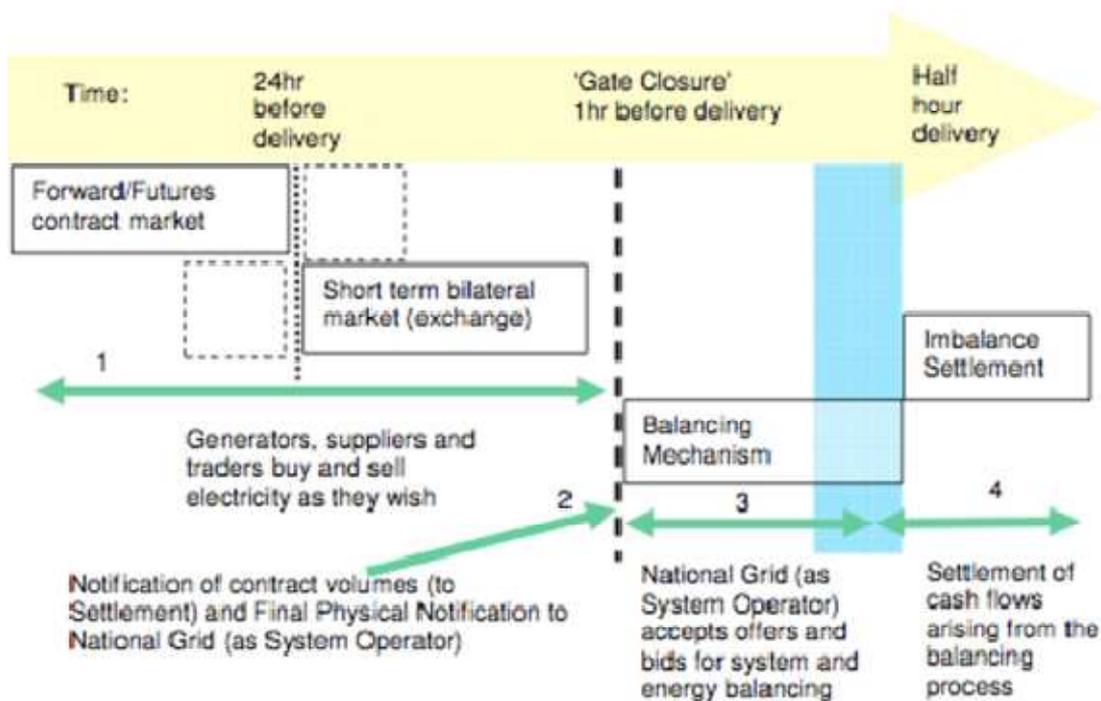


Ilustración 2-2: Estructura del modelo de mercado de electricidad NETA/BETTA

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.

### 2.1.3 Evolución de 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 CO<sub>2</sub> en un 60% en el año 2050, con resultados reales en el 2020. 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) 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 CO<sub>2</sub> 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 CO<sub>2</sub>, siendo las centrales eléctricas las que más contribuyen con casi un tercio de las emisiones totales de CO<sub>2</sub>.

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.

## 2.2 El sector eléctrico en España

### 2.2.1 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.

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. 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).

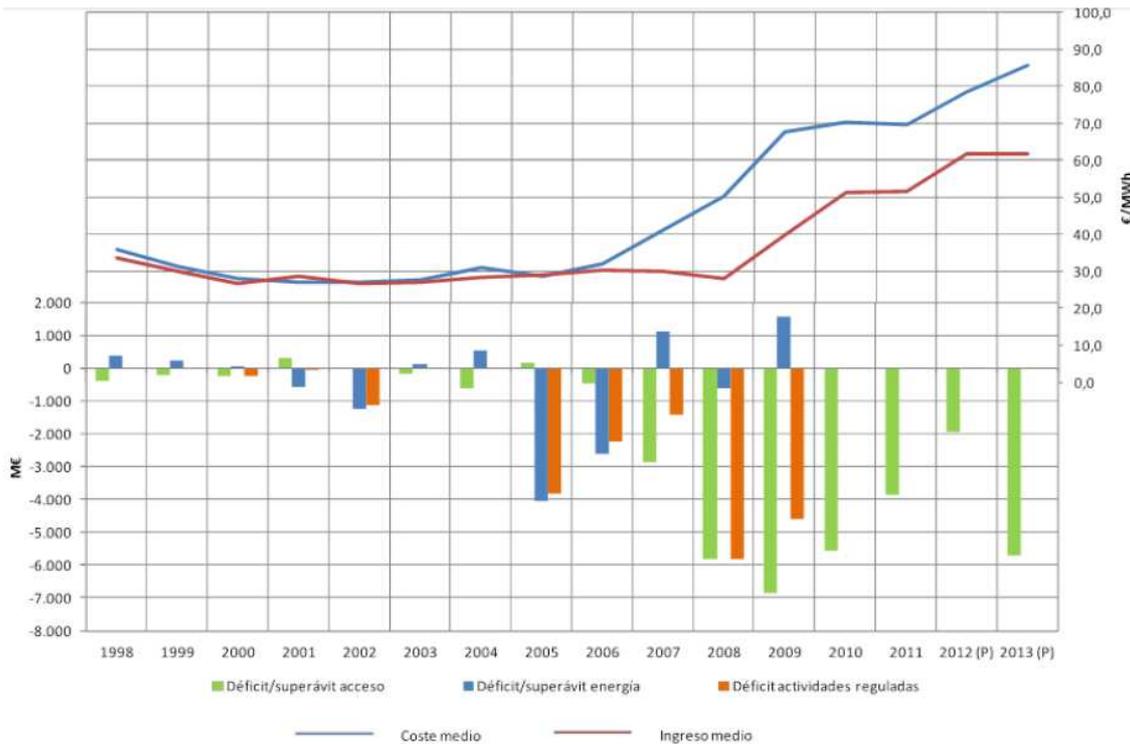
Se ratifican las funciones de REE como operador del sistema, responsable de la gestión técnica del sistema y que se convierte en una compañía privada en 1999<sup>22</sup>. Se crea un mercado mayorista de electricidad, la Compañía Operadora del Mercado Español de Electricidad (OMEL), que será la responsable 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)<sup>23</sup>, 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.

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, 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.

**ANÁLISIS COMPARATIVO DE LA EVOLUCIÓN Y LA SITUACIÓN ACTUAL DE LAS ENERGÍAS  
RENOVABLES EN EL REINO UNIDO Y ESPAÑA**



*Ilustración 2-3: Evolución del déficit de actividades reguladas (REE)*

### 2.2.2 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).

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.

### 2.2.3 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 CO<sub>2</sub> y cerca de 200 millones de toneladas de CO<sub>2</sub> 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 biocarburante, 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 > 50MW. 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.

La trasposición al ordenamiento jurídico nacional del contenido de diversas directivas europeas, se realiza mediante el Real Decreto-ley 13/2012, de 30 de marzo, por el que se transponen directivas en materia de mercados interiores de electricidad y gas y en materia de comunicaciones electrónicas, y por el que se adoptan medidas para la corrección de las desviaciones por desajustes entre los costes e ingresos de los sectores eléctrico y gasista. Encaminándose a solventar la difícil situación del déficit tarifario y

siguiendo los protocolos de la Ley 2/2011, de 4 de marzo, de Economía Sostenible se lleva cabo la suspensión de los incentivos fiscales a las instalaciones de producción de energía eléctrica encomendadas al régimen especial. A través del Real Decreto-ley 1/2012, de 27 de enero, por el que se procede a la suspensión de los procedimientos de preasignación de retribución y la supresión de los incentivos económicos para nuevas instalaciones de producción de energía eléctrica.

En el año 2013, se ha aprobado el Real Decreto-ley 2/2013, de 1 de febrero, de medidas urgentes en el sistema eléctrico y en el sector financiero, introduciendo nuevos mecanismos para corregir los desencajes entre los costes del sector eléctrico y los ingresos obtenidos a partir de los precios regulados. Realizando una serie de ajustes en determinados costes del sector eléctrico y modificando el Real Decreto 661/2007. Este cambio regulatorio se enmarca dentro de las últimas medidas adoptadas ante el crecimiento de costes del sistema eléctrico, provocando el gradual crecimiento del déficit tarifario.

El marco normativo del sector eléctrico español, está caracterizado por la sucesiva transposición de normas europeas al ordenamiento jurídico nacional. Así como la constante proliferación de normas nacional. Enfocados en un primer momento a la liberalización del sector eléctrico nacional, a través de la liberalización de la comercialización y la generación de energía eléctrica. Sin olvidar la importancia desde 2002 del control del déficit tarifario, cuantificado en una cifra de 1.910 millones de euros. El cual ha aumentado progresivamente hasta la cifra de 5.069 millones de euros en 2102 y cuyos problemas se arrastran hasta la actualidad. Destacando en 2007 el fomento de la generación de energía eléctrica a través de fuentes renovables, debido al objetivo de disminuir las emisiones de CO<sub>2</sub>. Enfatizando a partir en el 2009, en la necesidad de disminuir la dependencia de la generación eléctrica centralizada, impulsando la generación sostenible y las pequeñas instalaciones de generación. Logrando una mayor diversidad de fuentes de generación y minorando el efecto dañino de la producción de energía eléctrica hacia el medio ambiente. No obstante todos estos cambios regulatorios, están cimentado sobre el telón de fondo de la complejidad normativa, la inseguridad jurídica y la incertidumbre regulatoria.

### *2.2.3.1 Autoconsumo por Balance Neto en España*

Las técnicas de regulación económica son las herramientas aplicadas para adaptar el cumplimiento de objetivos globales y europeos referentes al sector eléctrico y adaptarlos al marco jurídico nacional. Para ello el estado establece una serie de directrices encaminadas hacia la idea de fomentar la producción de energías renovables, la diversificación, la eficiencia energética y la generación sostenible. La redacción de este marco normativo se aferra al progresivo cambio de la generación centralizada de energía eléctrica, hacia la generación distributiva. Fomentando las instalaciones de

pequeña potencia que utilizan energías renovables, como la solar fotovoltaica y la minieólica. El desarrollo de este nuevo proceso, incrementa la curva de aprendizaje de dichas tecnologías, produciendo la llegada de la paridad de red y la paridad de generación. Así el usuario será indiferente entre la compra de energía a la comercializadora que la producción a través de instalaciones destinadas al autoconsumo. Llegando a la aparición de una nueva forma de autoconsumo por suministro de energía eléctrica con Balance Neto.

#### 2.2.3.1.1 Tránsito de la generación de energía eléctrica centralizada hacia la generación de energía eléctrica distribuida.

La adaptación del marco regulatorio español, al cumplimiento de los objetivos de eficiencia energética, la diversificación de fuentes de generación sostenibles y la reducción del impacto de la generación en el medioambiente. Se cimentan en el tránsito de la generación centralizada hacia una progresiva generación distributiva. La generación de energía eléctrica de forma centralizada se basa en las fuentes de producción convencionales, las grandes centrales de generación ordinaria. Frente a la generación distributiva asociada a las modalidades de producción de energía eléctrica a través del empleo de energías renovables, mediante el uso de tecnologías eficientes. Generando lo más cerca posible del punto de consumo, con el propósito de disminuir las pérdidas asociadas al transporte de la energía desde el punto de generación hacia el punto de consumo.

La generación centralizada nacional se caracteriza por poseer una gran red de transporte compuesta por “41.200 kilómetros de línea de alta tensión, con capacidad de 78.000 MVA de capacidad de transformación y 5000 posiciones de subestación”.

Además de grandes centrales que debido a sus recursos de producción han de ubicarse en determinadas zonas, lejos de las grandes urbes, demandantes de energía eléctrica. Así una central hidroeléctrica, ha de emplazarse en el salto de una presa, produciendo la energía eléctrica lejos del punto de consumo y creando una desigualdad entre su curva de producción y la curva de demanda. Para mitigar esta divergencia entre curvas, la energía eléctrica ha de ser transportada por la red principal, aumentando la tensión para acelerar el proceso y disminuyéndola para adaptarla al consumo. Las propias características de la red de transmisión al ser mallada, producen la pérdida de grandes cantidades de energía, en España se perdieron en 2010, más de 112.000.000.000 kWh<sup>2</sup>. La generación centralizada es precisa para abastecer los periodos de demanda pico de energía por parte de los consumidores. Pero debido a las ventajas de la generación distributiva, se intentan disminuir esta dependencia centralista, mediante el cumplimiento de las pautas establecidas por la Directiva 28/2009, transpuesta por el Real Decreto 1699/2011, de 18 de noviembre, por el que se regula la conexión a red de instalaciones de producción de energía eléctrica de pequeña potencia. Adaptando el marco regulatorio a la llegada de la generación distributiva, noción adherida a los

conceptos de paridad de red y paridad de generación y la posibilidad del suministro de energía eléctrica por Balance Neto, como posteriormente desarrollare.

La generación distributiva se basa en la producción de energía eléctrica por medio de instalaciones de pequeño tamaño en comparación con las productoras de generación centralizada. Estas instalaciones se encuentran ubicadas próximas a los puntos de consumo de energía eléctrica, lo cual reduce las pérdidas del transporte. Al ser consumida la energía eléctrica casi instantáneamente después de ser vertida a la red principal. Este modelo genera una mayor seguridad en el suministro frente a la dependencia de las grandes compañías productoras, reduce la inversión asociada a las infraestructuras de ampliación de la red de transporte y disminuye las emisiones de CO<sub>2</sub> producidas por ciertas centrales de generación convencional. Además reduce el impacto medioambiental, generado tanto por la producción de la energía eléctrica de forma centralizada, como por la ubicación de dichas centrales, comprimiendo las externalidades negativas.

#### 2.2.3.1.2 Paridad de red

La paridad de red es un concepto puramente económico, destinado a la generación de energía eléctrica y orientada al autoconsumo. Se utiliza para determinar la llegada de la generación distributiva, fomentando la diversidad energética y la producción de energía eléctrica a través de fuentes de energía renovables como el caso de la solar fotovoltaica y la minieólica. Así se establece que una tecnología de generación de energía eléctrica alcanzara la paridad de red, cuando el coste total de su producción eléctrica es igual o inferior al coste de la energía suministrada por el sistema eléctrico a precio minorista. De modo que el usuario es indiferente entre la generación de energía eléctrica a través de una instalación destinada a la autoproducción, que la compra de la energía a precio determinado por la tarifa eléctrica. Dentro de la paridad de red se pueden establecer otras series de definiciones, en este caso desarrollaremos tres.

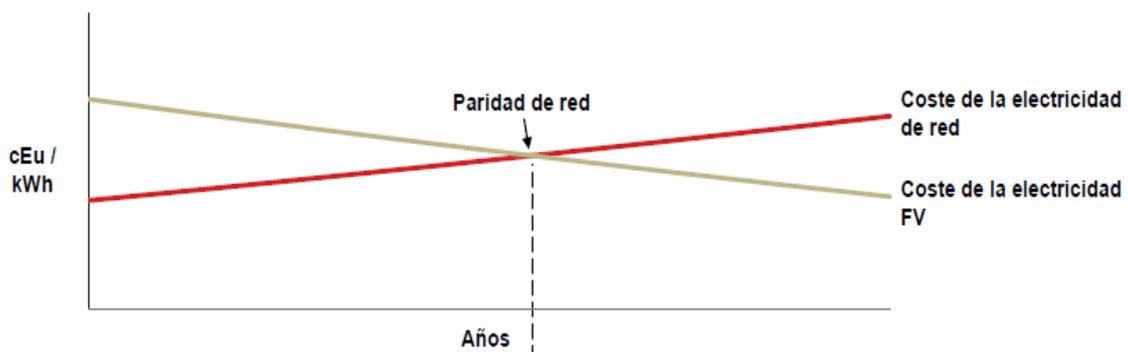
La primera, haciendo hincapié en los puntos de conexión de energía eléctrica que se encuentren aislados de la red eléctrica general, considerando este matiz un agravante que aumentara el precio de la electricidad suministrada, debido a las pérdidas derivadas del transporte de la misma. Así se determina que existirá paridad de red, cuando el coste de la generación de energía eléctrica se equipare o sea inferior al coste de desplegar las redes de distribución de energía hasta el punto objeto de consumo y punto de conexión, además del coste derivado del suministro posterior.

La segunda definición de paridad de red, se concreta en la inversión de todos los costes asociada al cálculo del suministro de energía eléctrica a través de la red principal. Incurriendo en estos coste, tanto la generación, el transporte, la distribución y otros servicios que generan costes intrínsecos al sistema de producción de energía eléctrica como, el manteniendo, la seguridad del suministro, etc. De modo que se concibe una

situación de paridad de red, como el momento en que el coste de la producción de energía eléctrica destinada al autoconsumo, sea igual o menor al coste total de que esta energía eléctrica sea suministrada por la compañía distribuidora.

El tercer concepto de paridad de red, está unido al proceso de generación de la energía eléctrica, incurriendo en todos los costes totales que debe soportar esta fase por parte del sistema eléctrico central. Estableciendo que se concibe la paridad de red, como el instante en que los costes de la autoproducción destinados al autoconsumo, sean iguales o inferiores al coste total de la generación de energía eléctrica por parte del sistema central.

En la siguiente figura, se observa la llegada de la paridad de red. A través de la línea roja, la cual determina el coste de la adquisición de energía generada por la red principal, con tendencia creciente. Así como por la línea gris, que muestra el coste de generar energía eléctrica a través de una tecnología renovable solar fotovoltaica, la cual posee tendencia decreciente.



*Ilustración 2-4: Momento de llegada de la paridad de red en una instalación solar fotovoltaica. Fuente: Eclaeron.*

En la parte izquierda de la figura se muestra como hasta la llegada de la paridad de red, el coste de la producción de energía eléctrica, es superior al coste de adquisición a través de la red principal. En el margen derecho se observa la situación contraria, es más rentable la producción de energía eléctrica por medio de una instalación solar fotovoltaica, que adquirir dicha energía eléctrica al precio de la red principal. Sendas situaciones llegan a un punto donde se cruzan las rectas de coste de la electricidad adquirida de la red y la de coste de la electricidad producida por la instalación, ese momento es la llegada de la paridad de red. Este punto iguala el coste de la generación de energía eléctrica y el coste de la adquisición de la energía a la red principal.

Para calcular el coste de la electricidad generada por la instalación, se utiliza el mecanismo de LCOE, que determina el coste de la generación de la energía eléctrica a través de la instalación de energía renovables, considerando que este importe, es el coste de la electricidad actualizada. La siguiente figura muestra la fórmula para calcular el

coste de la electricidad generada mediante una instalación solar fotovoltaica o minieólica.

### 2.2.3.1.3 Paridad de generación

El término de la paridad red, no se puede entender sin la paridad de generación. La paridad de generación no compara la diferencia entre la generación de energía eléctrica mediante fuentes renovables, con el precio de la adquisición de energía eléctrica a la red principal a precio minorista. Sino que la paridad de red, se determina cuando es igual o inferior el coste de la producción de energía eléctrica por medio de instalaciones renovables que el coste de adquirir dicha energía al precio de mercado de mayorista, calculando el precio mediante el pool eléctrico. De modo que las empresas productoras de energía eléctrica serán indiferentes entre la generación mediante fuentes con tecnologías renovables o las fuentes convencionales de producción.

Para esclarecer esta diferencia entre sendos conceptos, observamos el siguiente gráfico, que analiza la llegada de la paridad de red y la paridad de generación en relación a una instalación generadora de energía eléctrica a través de tecnología solar fotovoltaica. Se puede observar la línea de color gris de clara tendencia decreciente, referida al coste de la electricidad genera por las instalaciones de tecnología renovable. La línea de tonalidad roja que muestra el precio minorista, necesario para calcular la paridad de red, el cual posee una tendencia ascendente. De modo que el punto que corta ambas líneas, es la llegada de la paridad de red, igualando el coste que soporta el consumidor produciendo su propia energía con el coste de adquisición de la red principal a precio minorista. Prosiguiendo, observamos la línea de color azul, que muestra el precio mayorista de la generación de energía eléctrica, obtenido en el pool, con clara tendencia ascendente. El punto que corta las líneas de matiz azul y gris, es el momento donde se alcanza la paridad de generación. El precio de venta de la energía electricidad generada a través de la instalación solar fotovoltaica y calculada a precio de pool de mercado, será igual o superior al coste de su autoproducción.

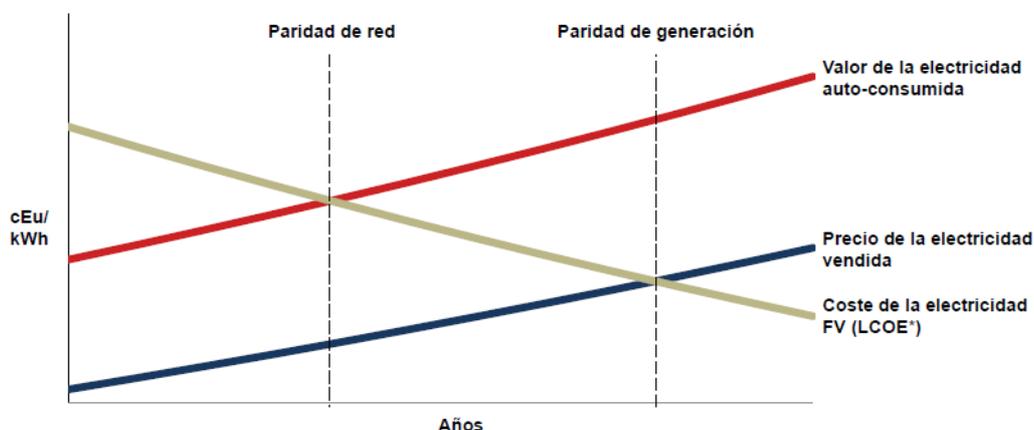
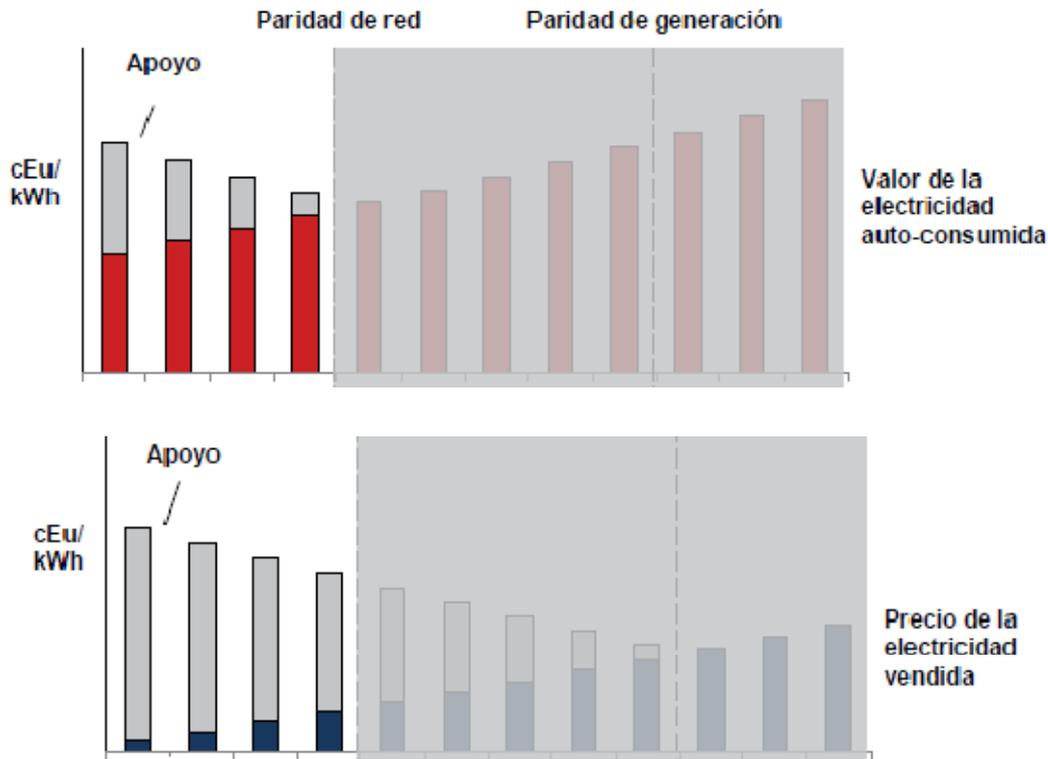


Ilustración 2-5: Esquema de la llegada de la paridad red y la paridad de generación, a una instalación solar fotovoltaica.

Este análisis realizado por Eclaeron establece los escenarios ex ante de la llegada de la paridad de red y la paridad de generación. Así hasta la llegada de sendas paridades tanto la autoproducción de energía eléctrica destinada al consumo, como la venta de energía eléctrica a precio de mercado, precisaba de una subvención. La cual equipara los costes de producción de energía eléctrica a través de fuentes renovables, con el precio al cual se ha de adquirir la energía en el mercado. En la figura se observa la necesidad de una prima tanto para la energía autoconsumida como la vertida y vendida a la red



*Ilustración 2-6 : Situación de las energías renovables antes de la llegada de la paridad de red y la paridad de generación.*

Con la llegada de la paridad de red, la subvención para garantizar la rentabilidad del autoconsumo no es precisa. El sistema es eficiente por sí solo, no precisa de incentivos para sobrevivir. No es así para el caso de las instalaciones de generación de energía eléctrica que vendan sus excesos a la red principal. Para las cuales sigue siendo precisa una subvención, con el fin de hacer más atractivo la inversión en este tipo de energías renovables.

ANÁLISIS COMPARATIVO DE LA EVOLUCIÓN Y LA SITUACIÓN ACTUAL DE LAS ENERGÍAS RENOVABLES EN EL REINO UNIDO Y ESPAÑA

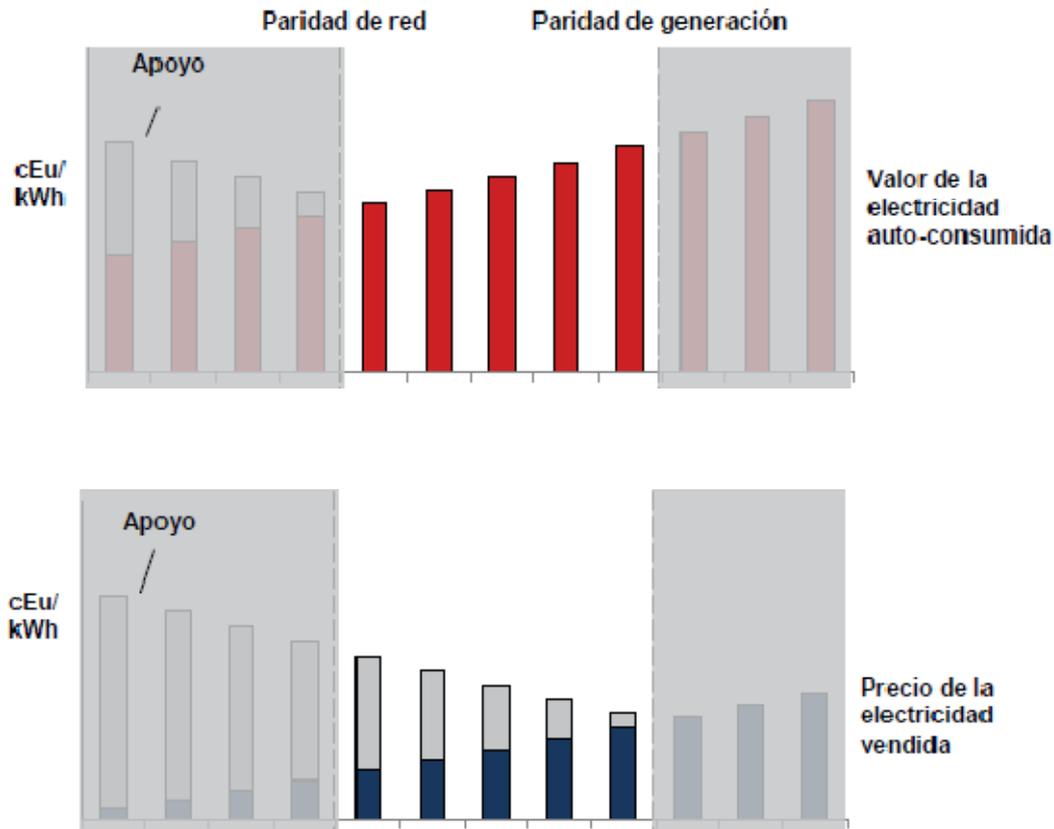


Ilustración 2-7: Cambio de la situación de las renovables con la llegada de la paridad de red y la eliminación de primas.

Con la llegada efectiva de sendas paridades, las primas dejan de ser necesarias para la energía eléctrica vertida a la red. Las instalaciones de energías renovables son rentables, indiferentemente de la energía generada que se destine al autoconsumo. El periodo de la compra de energía por el mercado sigue una tendencia creciente, mientras que el valor de las instalaciones de energía renovables disminuirá, haciendo más atractiva la inversión. De este modo se fomenta la generación de energía eléctrica a través de fuentes renovables logrando una mayor diversidad de fuentes de generación y la reducción de la incertidumbre regulatoria asociada a las energías renovables. Ya que la eficiencia de las instalaciones será independiente de las primas otorgadas a través de los sucesivos cambios regulatorios.

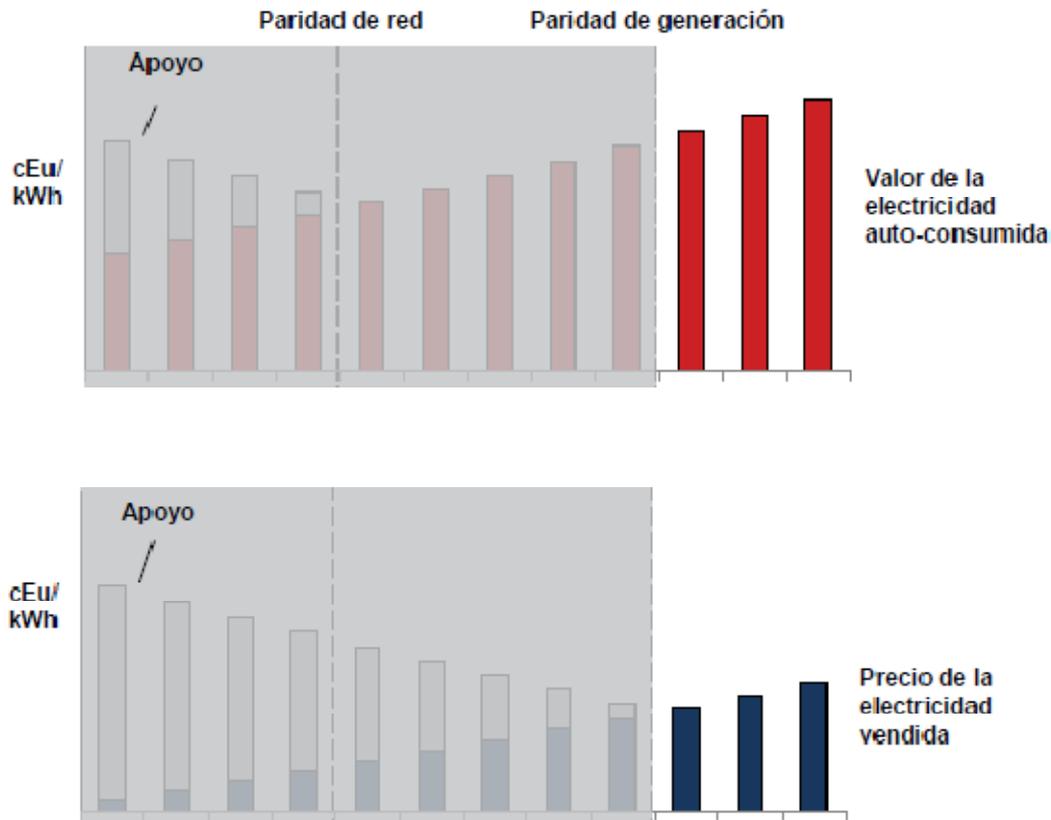


Ilustración 2-8: Cambio de la situación de las renovables con la llegada de la paridad de red y la paridad de generación y la eliminación de primas a la energía vertida.

Los conceptos de paridad de red y de paridad de generación están muy unidos al suministro de energía eléctrica por Balance Neto. Así las dos anteriores definiciones,

consideran la necesidad de que el usuario que genera energía eléctrica destinada al autoconsumo, este unido a la red eléctrica principal. Alegando dos razones de peso, la primera consiste en garantizar el suministro de energía eléctrica en los momentos en los que la instalación de producción no cubra la demanda de consumo, la curva de producción sea menor que la de demanda de energía. La segunda, determina la necesidad de verter los excedentes de energía producidos y no consumidos instantáneamente a la red principal, utilizando la red como un back up.

### 2.2.3.2 Que es el suministro de energía eléctrica por Balance neto.

El Balance Neto es un sistema de compensación de saldos energéticos, calculando la diferencia entre la energía eléctrica generada por la instalación y la energía eléctrica consumida por el usuario, a través del suministro de la red eléctrica general. Así el suministro de energía eléctrica por Balance Neto utiliza la red principal de distribución

como un depósito, vertiendo los excesos de energía generada en la instalación y no consumidos instantáneamente. Demandando la energía eléctrica en los momentos donde su instalación no genere la suficiente para hacer frente a la curva de demanda de consumo eléctrico.

Cuando la instalación genere suficiente energía eléctrica como para cubrir la curva de demanda del usuario, bastara con autoconsumir la energía producida. No siendo preciso ni la inyección de la energía excedentaria a la red principal ni el suministro de energía eléctrica por parte de la red principal.

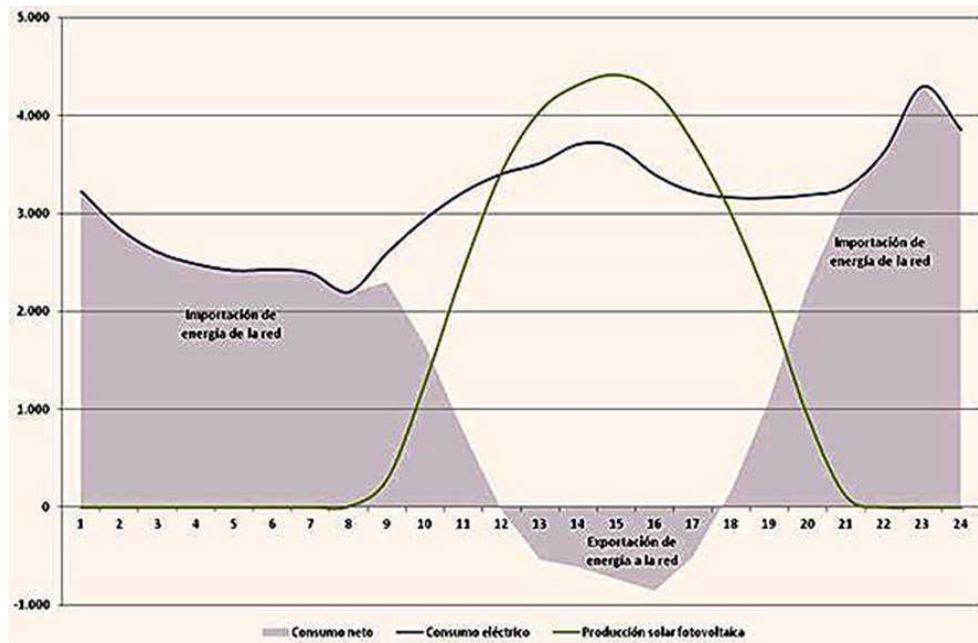
Cuando la instalación genera más energía eléctrica, que la que el consumidor precisa, es decir, su curva de producción será mayor que su curva de demanda, estos excesos serán vertidos a la red principal. Creando derechos de consumo diferidos, los cuales serán compensados, cuando la producción de la instalación no sea suficiente para cubrir la curva de demanda del consumidor..

Así cuando la instalación de producción de energía eléctrica no genera suficiente energía como para cubrir el consumo y carezca de derechos de consumo diferidos. La energía eléctrica será suministrada por la empresa distribuidora de energía eléctrica. El consumidor cubrirá su curva de demanda de energía eléctrica mediante el abastecimiento de energía eléctrica a través de la red principal. La compañía eléctrica suplirá esta diferencia suministrando la energía restante e igualando la curva de demanda de energía eléctrica con la curva de producción necesaria.

Este sistema produce un cambio en el modelo de autoconsumo eléctrico, utilizando el sistema eléctrico como almacén donde vierte la energía excedentaria, exportando los excesos puntuales de energía eléctrica no consumida instantáneamente. Creando una serie de derechos de energía diferida, los cuales se podrán retribuir mediante diversas fórmulas, una de ellas consiste en la compensación económica de estos saldos de energía eléctrica diferida, como instaura la política de “Net Energy Metering” en el caso de California, analizado a posteriori. Otra fórmula consiste en la creación de derechos de consumo por la energía diferida, los cuales podrán utilizarse en un plazo límite estipulado, como propone el borrador del proyecto del Real Decreto por el que se establecen la regulación de las condiciones administrativas, técnicas y económicas de la modalidad de suministro de energía eléctrica con Balance Neto, en España.

Estos derechos diferidos compensaran las fases de generación y consumo de energía eléctrica, así los usuarios liquidan la diferencia entre la energía consumida de la red y la vertida hacia la red, logrando concordar la curva de producción y la de demanda de energía eléctrica. El sistema de suministro de energía eléctrica por Balance Neto, está orientado hacia fuentes de generación de electricidad mediante tecnologías renovables, como son la minieólica y la solar fotovoltaica, logrando compensar las curvas de producción de energía eléctrica y de consumo. Así, lo muestra un análisis realizado por

la UNEF, resaltando este objeto de estudio, donde podemos observar que un sistema de suministro de energía eléctrica por Balance Neto mejoraría la diferencia antes sendas curvas, en relación a un sistema de autoconsumo sin compensación de saldos. Esta diferencia es notable, al contemplar la curva de generación de energía eléctrica en tono verde frente a la curva de consumo eléctrico en color negro



*Ilustración 2-9: Sistema de autoconsumo por Balance Neto frente al autoconsumo sin compensación de saldos. Fuente: UNEF.*

El consumidor de energía eléctrica se convierte tanto en productor como en consumidor, ya que su instalación genera energía eléctrica que vierte a la red principal.

La cual a través de sus derechos diferidos será consumida en periodos posteriores. Esta generación de energía no será la misma durante todo el día, dependerá de varias variables entre ellas se puede recalcar el consumo de energía derivado de la actividad que esté desarrollando el usuario, así como las horas de irradiación solar. El consumidor podrá controlar estos periodos de demanda y generación pico y valle, adaptándolos a su consumo e igualando su curva de demanda con la de generación.

El funcionamiento de los sistemas de Balance Neto, pueden seguir un esquema de hábitos de consumo. De modo que durante las horas de menor irradiación solar, en el supuesto de una instalación de generación de energía renovable con tecnología solar fotovoltaica. La instalación no genera ninguna producción de energía eléctrica, ya que no es abastecida por la irradiación solar, no cubriendo la demanda de consumo del usuario, de modo que deberá nutrirse de la importación de energía de la red principal.

En las horas de aumento de la irradiación solar, la generación de la instalación será suficiente para cubrir la curva de demanda de consumo eléctrico. La curva de

generación es mayor, que la curva de consumo lo que producirá un vertido de excedentes de energía eléctrica a la red principal.

Con la entrada de la noche, las horas de sol se menguan. Generando que la demanda de energía por parte del usuario, no podrá ser cubierta por la energía eléctrica producida por la instalación. Así queda cubierta por medio de la energía suministrada a través de la realización de un contrato con la empresa comercializadora, con la correspondiente tarifa eléctrica.

Los saldos de energía en el supuesto donde la curva de demanda sea mayor a la curva de generación de energía eléctrica, serán compensados por el periodo de crecimiento de la curva de generación por encima de la curva de demanda. Lo cual producirá el vertido suficiente de excedentes a la red principal, los cuales generan derechos diferidos de energía que son utilizados en los momentos donde el consumo ha de ser cubierto por la red eléctrica general.

La siguiente figura muestra la tendencia del consumo de energía eléctrica así como la producción de una instalación residencial durante el periodo de un día. Mostrando como en las horas primeras de la mañana el consumo es cubierto por la energía generada en la propia instalación representada, en color rosa. De modo que no es preciso la compra de esta energía a la red, además se generan más de la que se consume. Creando derechos de consumo diferidos mediante el vertido de la energía excedentaria a la red principal, representado con la figura de color azul. Los cuales podrán ser utilizados por el usuario en periodos de baja producción de energía eléctrica, compensado su curva de demanda con estos saldos. Según avanza el día y las horas de irradiación son menores, la instalación no puede generar suficiente energía eléctrica para cubrir la demanda. En este momento la energía necesaria será suplida por los derechos de consumo de energía eléctrica diferidos hasta que sean agotados. Una vez extinguidos esta diferencia se cubrirá por el suministro de energía a través de la red principal como muestra las formas geométricas de color gris

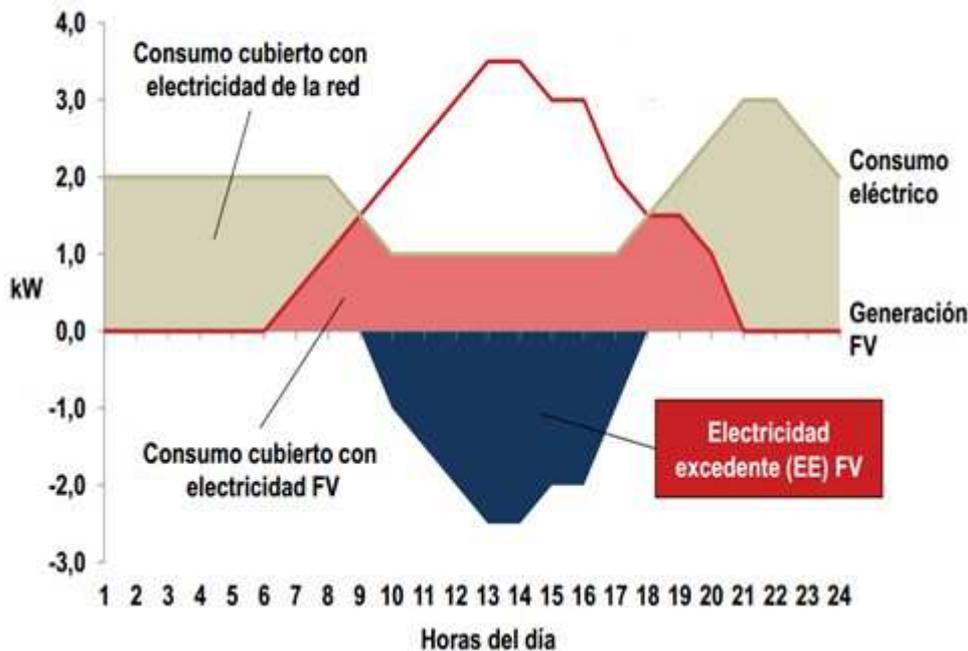


Ilustración 2-10: Consumo eléctrico y generación fotovoltaica de un usuario residencial a lo largo de un día. Fuente: Eclaron.

Las ventajas asociadas a este modelo de autoconsumo son notorias, para aprovecharlas al máximo es precisa la creación de un marco normativo apropiado. El cual conseguirá exprimir los incentivos de la generación distributiva, logrando la llegada de la paridad de red y la paridad de generación, fomentando la diversidad energética y la generación eficiente a través de tecnologías sostenibles. Entre las cuales se encuentra la solar fotovoltaica y la minieólica, debido a que con el sistema de Balance Neto se ahorra la necesidad de costear el sistema de baterías, usando la red como almacén. Esta nueva forma generación energía eléctrica disminuye las emisiones de CO<sub>2</sub> y la pérdida de energía relativa al transporte ya que la energía es consumida casi instantáneamente. Al igual favorece el cumplimiento de los objetivos europeos transpuesto por España y recogidos en el PANER 2011-2020.

#### 2.2.3.2.1 Análisis del marco normativo que regula el autoconsumo de energía eléctrica en España

La primera referencia a este sistema de producción de energía eléctrica destinada al autoconsumo, nace tras la publicación de la Ley 38/1992, de Impuestos Especiales. En cuyo artículo 65, quinto referido a las exenciones, se determina que estarán eximes de impuestos especiales las operaciones de “la fabricación de energía eléctrica en instalaciones acogidas al régimen especial que se destine al consumo de los titulares de dichas instalaciones y la fabricación, importación o adquisición intracomunitaria de energía eléctrica que sea objeto de autoconsumo en las instalaciones de producción,

transporte y distribución de energía eléctrica...”<sup>22</sup>. Así se reconoce la eventualidad de que el autoconsumo de energía eléctrica no esté sujeto al régimen de impuestos especiales, al igual que el autoconsumo en instalaciones tanto de producción, transporte como de distribución.

La Ley 54/1997, que inicia el proceso de liberalización del sector eléctrico nacional, continua con este marco regulatorio, en su Título II artículo 923. Donde irradia la posibilidad de elección en cuanto al destino final de la producción de energía eléctrica, implementando dos opciones. La primera consiste en destinar la producción de energía eléctrica al autoconsumo, bien de forma total o parcial. Mientras que la segunda otorga la posibilidad de la venta de la energía eléctrica a la red. Este precepto abre la puerta hacia el interrogante del autoconsumo o la venta a la red, destinando la producción de energía eléctrica a terceros.

El acceso a la red nacional de distribución de energía eléctrica se convierte en un derecho para productores, así queda definido tras la publicación del Real Decreto 1955/2000, por el que se regulan las actividades de transporte, distribución, comercialización, suministro y procedimientos de autorización de instalaciones de energía eléctrica. Instaurando en el artículo 60<sup>24</sup>, la posibilidad de producción tanto para autoconsumo total como parcial. Así, como la posibilidad de restricción del derecho de acceso a la red, en circunstancias de falta de capacidad, por tanto “no es discrecional a juicio de la empresa distribuidora”<sup>25</sup>.

El Real Decreto 842/2002, de 2 de agosto, por el que se aprueba el Reglamento electrotécnico para baja tensión, da paso a la ITC-BT-40 del Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión, define en su artículo 2, precepto tercero<sup>26</sup>, los tipos de instalaciones. De modo que las instalaciones generadoras de energía eléctrica destinada al autoconsumo total o parcial, cumplen el principio de interconexión. Al trabajar en paralelo con la red de distribución, aunque su conexión en dicha red se ejecute dentro de la red interior. Verificando por parte de la empresa distribuidora que se cumplan las condiciones de seguridad en la red, de manera que se garantice que las instalaciones destinadas al autoconsumo total o parcial de la energía eléctrica no perturben la red, como se determina en el apartada 4.3.3. y 4.33.

Este reglamento concibe la opción de que una instalación generadora de energía eléctrica vierta dicha energía a la red principal, a través de la instalación de un contador de energía. Así, contempla la posibilidad de transferir energía eléctrica a la red distribuidora de forma total o parcial. De modo que las instalaciones generadoras de energía eléctrica destinadas exclusivamente al autoconsumo están exentas de la instalación del contador que compute los saldos de energía diferidos a la red.

El Real Decreto 314/2006, por el que se aprueba el Código Técnico de la Edificación, insta en la sección HE5 del Documento Básico de Energía sobre contribución

fotovoltaica mínima de energía eléctrica, la opción de conectar la instalación de generación de energía eléctrica mediante tecnología fotovoltaica ubicadas en la cubierta de un edificio, a un punto de conexión distinto al de la compañía distribuidora. Esta posibilidad será desarrollada por aquellas instalaciones destinadas al autoconsumo de forma total o parcial. Aplicando las conexiones técnicas desarrolladas en el Capítulo III del Real decreto 1699/2011 que deroga las anteriores condiciones técnicas recogidas en el Real decreto 1663/2000.

En 2007 se publica el Real Decreto 661/2007, de 25 de mayo, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial<sup>27</sup>, recociendo en el artículo 16, la posibilidad de que las instalaciones de producción de energía eléctrica acogida al régimen especial, que no vierte todos su generación a la red de distribución podrán destinarla al autoconsumo. Así mismo, el artículo 17 y 24 registran la posibilidad de venta parcial de la energía generada por los productores de régimen especial. La generación de energía por parte de las instalaciones acogidas a régimen especial podrá bien ser vendida a la red o autoconsumida de forma parcial, compaginando una parte con venta a la red o total. Las instalaciones que se acojan al autoconsumo total no deberán figurar como inscriptas en el registro administrativo de producción en régimen especial ya que no vierten energía eléctrica a la red. Mientras que las instalaciones acogidas al autoconsumo parcial si deberán figurar en dicho registro, con el propósito de controlar la energía cedida, este aspecto se desarrolla en el artículo 9.

En 2011, se transpone la Directiva 2009/28/CE, al ordenamiento jurídico español concretamente en el Real Decreto 1699/2011. El cual determina en las condiciones técnicas a cumplir, el proceso de acceso y conexión de las instalaciones y los procedimientos de medida y facturación. Estas etapas son análogas tanto para las instalaciones de generación conectadas a la red con el fin de la venta de toda la energía eléctrica producida como para aquellas enfocadas al autoconsumo parcial o total de esta energía. Esta norma establece en su disposición adicional segunda el plazo de cuatro meses para la aprobación del Real Decreto que regula el suministro de energía por Balance Neto, a través de la compensación de saldos resultantes de la diferencia entre la energía exportada y la importada a la red,

Recalcando esta idea el Real Decreto-ley 1/2012, por el que se suprimen temporalmente los incentivos a las renovables, matizando en su exposición de motivos la necesidad de un "...procedimiento para permitir el denominado balance neto de electricidad, cuya regulación está en curso, constituye una alternativa real para el desarrollo de instalaciones de pequeño tamaño a través del fomento del autoconsumo de energía eléctrica."

De modo que, a la hora de aplicar el suministro de energía eléctrica por la modalidad de autoconsumo son varias las posibilidades. La primera, despliega el autoconsumo

aislado, concebido como aquella modalidad que carece de la posibilidad de verter energía eléctrica a la red. Una segunda, consistiría en el autoconsumo con conexión a la red interior y a la red principal de distribución, esta modalidad es la más interesante. Precisamente por esa posibilidad de intercambiar energía eléctrica con la red principal, utilizando un mecanismo llamado suministro de energía eléctrica por Balance Neto. A través de estos intercambios se fomenta la producción individual de energía, ya que este modelo está enfocado a cubrir la curva de demanda de energía eléctrica.

Así, la evolución de marco regulatorio del autoconsumo en España, impulsado por el cumplimiento de objetivos comunitarios y la transposición de directivas europeas. Ha permitido el fomento de la diversificación energética, a través de instalaciones de pequeña potencia destinadas a la generación de energía eléctrica, bien para autoconsumo total o parcial. Estos cambios normativos sobre el autoconsumo enlazan este sistema de generación de energía eléctrica con la opción de conexión a la red interior y la distribución, posibilitando la mejora del intercambio de energía eléctrica con la red principal. Convergiendo hacia el suministro de energía eléctrica por Balance Neto, concurriendo en que este proceso de generación de energía eléctrica destinada al autoconsumo permanezca fuera del régimen central de producción de energía eléctrica. El marco normativo europeo sigue protocolos comunes, para incentivar las energías renovables y disminuir el impacto de la generación eléctrica sobre el medioambiente. El cumplimiento de los objetivos de eficiencia energética, diversificación de fuentes de generación y creación de programas energéticos, están siendo aplicados en varios países de la U.E, como Alemania, Francia, Italia, Reino Unido, etc. Así como modelos similares en el resto del mundo, destacando entre ellos por su éxito y experiencia el estado de California. Cada país posee una serie de características regulatorias y económicas, que los distingue del resto. No obstante utilizan una serie de prácticas comunes a la hora de instaurar esta modalidad de autoconsumo de energía eléctrica y adaptarlo a las características propias cada sector eléctrico.

### *2.2.3.3 Autoconsumo por balance neto en el Reino Unido*

En el Reino Unido no existe un marco normativo legal para el suministro de energía eléctrica a través de Balance Neto. No se encuentra regulado dentro de su ordenamiento jurídico nacional, con un modelo estable que les otorgue cierta seguridad jurídica a los consumidores sino que existe una serie de tarifas reguladas anualmente para incentivar las energías renovables. Denotando la ausencia de la transposición la Directiva 2009/72/CE, no obstante para potenciar la generación de energía eléctrica mediante tecnologías renovables, se crea el National Renewabl Energy Action Plan for United Kindgom<sup>46</sup>, como encomienda la Directiva 28/2009/CE.

El modelo de Reino Unido se puede catalogar como un modelo de Net Metering mixto, aunque carece del marco legal que le otorgaba la transposición de la mencionada

directiva. Existe desde el 1 de abril de 2010, la introducción de ciertos incentivos hacia la generación de energía eléctrica por medio de tecnologías como la solar fotovoltaica, instalada sobre cubiertas, la eólica, la micro-hidro y la microgeneración eléctrica. De modo que esta subvención crea un marco normativo que sustenta el plan energético, enfocado a la generación de energía eléctrica por sistema de tarifas por cada kWh generado, la llamada Generation tariff. Así como por cada unidad de energía eléctrica exportada a la red principal, con la Export tariff. Al igual que las unidades importadas de la red, debido a que la instalación no genera suficiente energía para el consumo, reflejada en la Import tariff. Este sistema de FIT produce un incentivo para las instalaciones de generación de energía eléctrica con las tipologías de tecnologías renovables anteriormente citadas.

La Generation tariff, retribuirá económicamente por la energía generada en la instalación, estableciendo una tarifa fija durante un periodo de 20 años. Esta tarifa compensará cada kWh generada con un determinado valor económico dependiente del tipo de tecnología renovables escogida y la potencia de la instalación. De este modo se potencia la construcción de instalaciones de baja potencia, ya que la tarifa de generación será menor cuanto mayor sea la potencia a la instalación de producción de energía eléctrica.

La Export tariff, incentiva la inyección de energía eléctrica a la red principal, normalmente se exporta aquella energía generada en la instalación y no consumida instantáneamente. Esta tarifa es igual para todo tipo de tecnología, no solo las que se acojan al programa de subvenciones de gobierno, sino para la totalidad. La tarifa de exportación está determinada en un precio de 4,66 p/kWh por cada unidad de energía eléctrica que se inyecta a la red. Calculándose aproximadamente el 50% de lo que se genera, excepto aquellas instalaciones que poseen medidores, que computan la energía generada y la exportada a la red. Esta tarifa varía anualmente y se ajusta cada año en función de la tasa de inflación de acuerdo al IPC.

La Import Tariff, es fijada entre el consumidor y el operador de la red principal. Fijando el precio del suministro de la energía eléctrica, cuando la instalación no genere suficiente energía la curva de demanda sea mayor que la curva de generación de energía, de modo que tendrán que comprar energía eléctrica al operador de la red principal.

Para esclarecer esta tipología de tarifas, supongamos una instalación de generación de energía eléctrica con tecnología solar fotovoltaica, sobre cubierta de un edificio, en modalidad residencial. La cual según datos de "Energy Saving Trust", esta incentivada con una Generation tariff instalada en el periodo entre abril/mayo 2013, de 15.44p/kWh. Con una FIT 48 de 0,4083p/ kWh para un edificio ya ocupado, con capacidad de instalación menor de 4kWh, unido por sistema de cableado y una tarifa de Export tariff fija de 4.66p/KkWh. La Import Tariff para este tipo de tecnología es de 0.1544 p/kWh y

el sistema de computación no está monitorizado con medidores Smart Meter, calculando que se exporta el 50% de la energía eléctrica generada y el otro 50% se importa de la red principal.



Incentivo total: FIT + Tarifa de exportación\* 50% + Tarifa de importación\* 50%  
$$\text{Incentivo total} = 0,4083 + ((0,466 * 50\%) + (0,1544 * 50\%)) =$$
$$0,4083 + (0,0233 + 0,0772) = 0,4083 + 0,1005 = 0,5088 \text{ p/kWh}$$

Con el sistema de incentivos regulados por tarifas basado en el pago de la energía que se genera, la compra de la electricidad que se inyecta y la compensación de la electricidad cuando no la necesitas. Produce un incentivo total en este supuesto de una instalación solar fotovoltaica, con una potencia inferior a 4 kWh, en la modalidad residencial y sin monitorizar, de 0,5088 p/kWh.

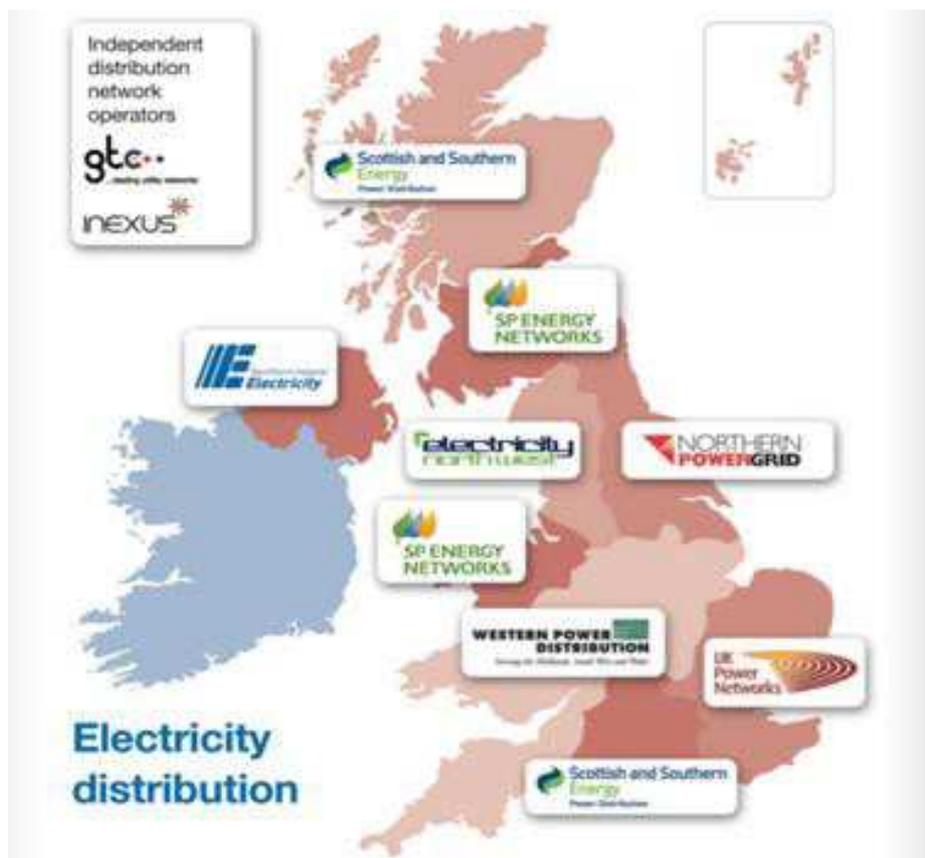
La compatibilidad es importante para determinar la cantidad de exportación de energía eléctrica así como la importación. Sobre todo en el supuesto de instalaciones con capacidad menor a 30kWh, en los casos de no usar contabilizadores se considera que se exporta el 50% de la energía eléctrica generada, así la FIT abonará en base a esta cantidad independientemente de que la exportación neta allí sido mayor. De modo que con un sistema de medición de energía se pagará cada kWh, inyectado a la red incluso si supera el 50% de la energía generada. Reino Unido ha establecido una política encaminada hacia este propósito así durante el plazo de 2015-2019 se reemplazaron los antiguos medidores de exportación por sistemas Smart Meter, en más de 30 millones de hogares, a un coste de £11.7bn. Los beneficios de este sistema son notorios, al poder conocer instantáneamente cuál es la curva de generación en periodos valles y picos, adaptándola progresivamente a la curva de demanda.

Existen ciertas facilidades administrativas para las conexiones de instalación con un tamaño inferior a 3.68kWh. Así el plazo de conexión será menor que el ordinario, meramente consistirá en un informe hacia el DNO dentro del plazo de 28 días tras la puesta en marcha de la conexión y si cumple los requisitos adecuados, empezará a compatibilizar y ser subsidiario del programa de tarifas.

Pero si la instalación es mayor a 3.64 kWh, será preciso un estudio sobre la capacidad de la red local eléctrica y su sostenibilidad ante la entrada de mayor cantidad de energía eléctrica. Este proceso durará el plazo de 45 días y si la red local no puede soportar la

potencia extra de la nueva instalación, las reformas serán a cargo del solicitante de la conexión.

La siguiente figura muestra las empresas encargadas en Reino Unido de realizar la conexión hacia la red local y posteriormente garantizar la eficiencia de la red principal, para potenciar la generación distributiva de energía eléctrica.

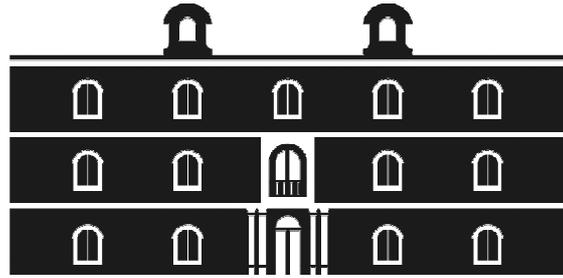


*Ilustración 2-11: Empresas encargadas de realizar la conexión interior hacia la red principal en Reino Unido. Fuente: Nationalgrid.*

Los beneficios de la generación eléctrica distributiva y del sistema de generación eléctrica a través de fuentes renovables impulsado por el sistema de FIT, se traducen en una reducción de las facturas eléctricas. De este modo parafraseando a Greenpeace, "termina la era de la electricidad, robo de luz"<sup>50</sup>, dando paso a la generación distributiva y el fomento de las energías renovables, disminuyendo el impacto medioambiental de la generación eléctrica. Consiguiendo una mayor diversidad de generación y dando respuesta a los objetivos comunitarios de eficiencia energética y reducción de emisiones de CO<sub>2</sub>.



Universidad  
Politécnica  
de Cartagena



**industriales**  
etsii UPCT

## CAPÍTULO 3:

# Análisis de datos históricos del sector eléctrico de España y el Reino Unido

### 3 Análisis de datos históricos del sector eléctrico de España y el Reino Unido.

#### 3.1 Recopilación y análisis de datos históricos del Reino Unido a partir de datos extraídos de los informes DUKES Y DECC.

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 Ilustración 3-1 están representados los datos anuales del mix de generación y en la Ilustración 3-2 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 Ilustración 3-3 se observan los datos de potencia máxima demandada, potencia instalada y el cociente entre la potencia instalada y la potencia máxima.

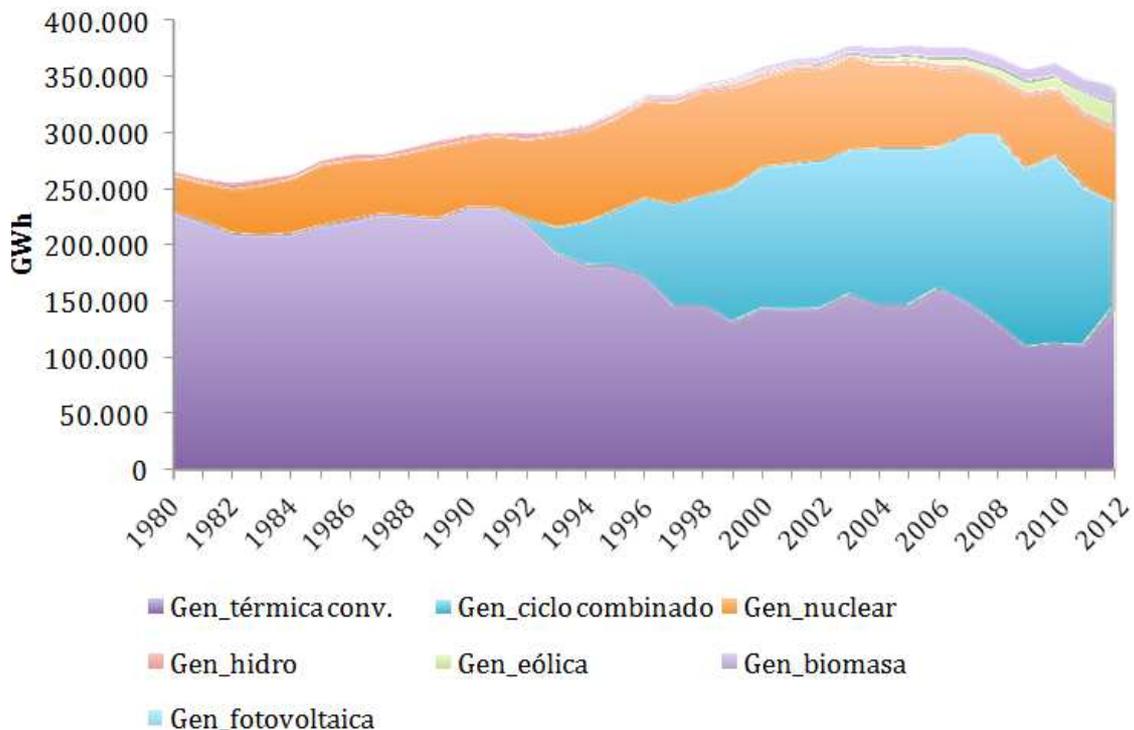


Ilustración 3-1: Mix de generación del Reino Unido 1980 – 2012

ANÁLISIS COMPARATIVO DE LA EVOLUCIÓN Y LA SITUACIÓN ACTUAL DE LAS ENERGÍAS RENOVABLES EN EL REINO UNIDO Y ESPAÑA

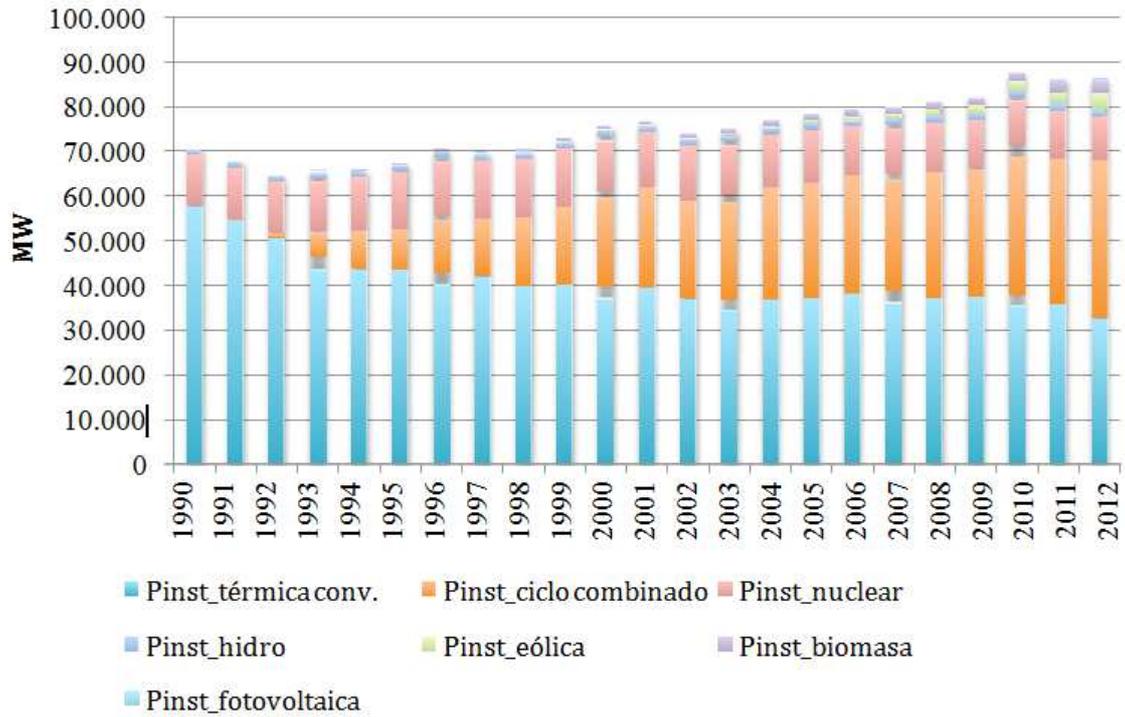


Ilustración 3-2 Potencia instalada por tipo de tecnología 1990 - 2012

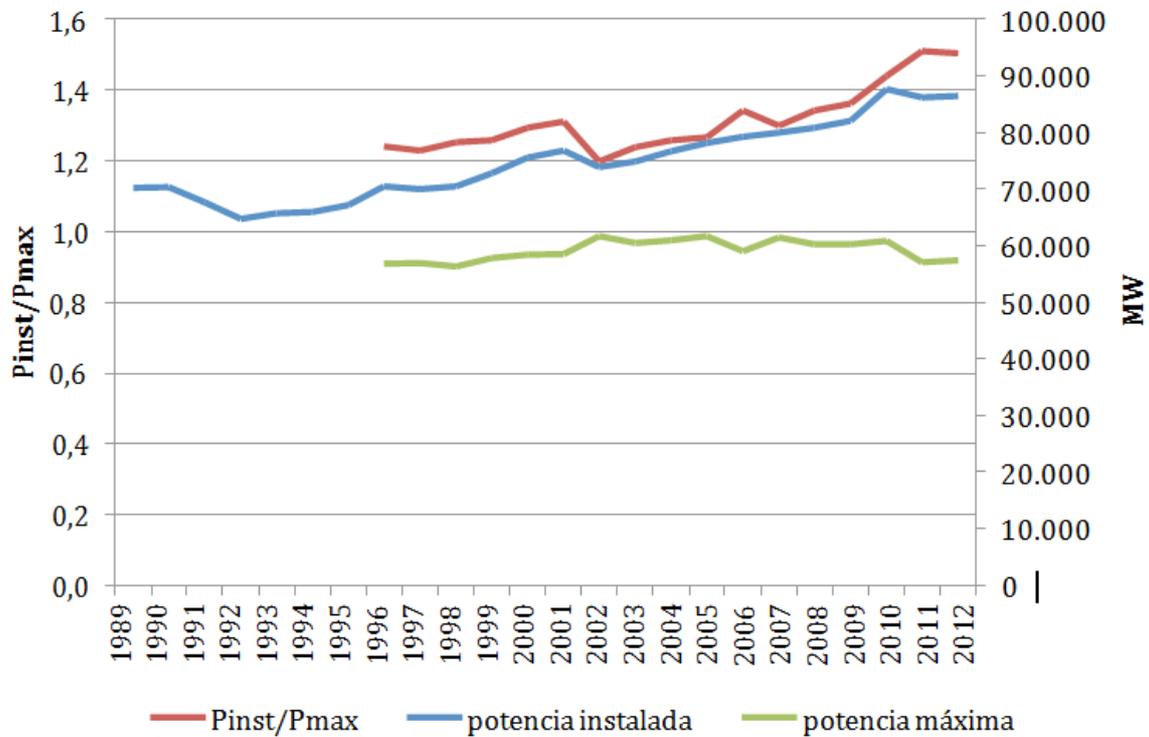


Ilustración 3-3: Potencia instalada, demanda máxima y Pinst/Pmax

Los datos del consumo total de electricidad del Reino Unido también proceden del informe DUKES del DECC, conforme se observa en la Ilustración 3-4.

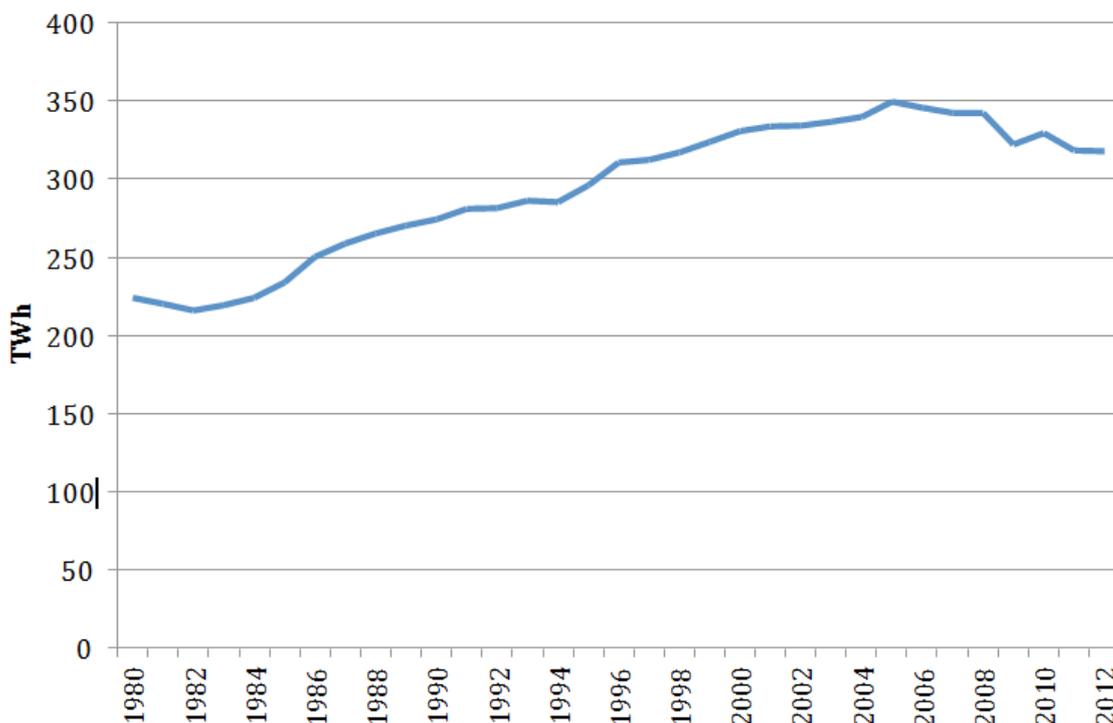


Ilustración 3-4: Evolución del consumo de electricidad en el Reino Unido

### 3.1.1 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 Ilustración 3-5 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.

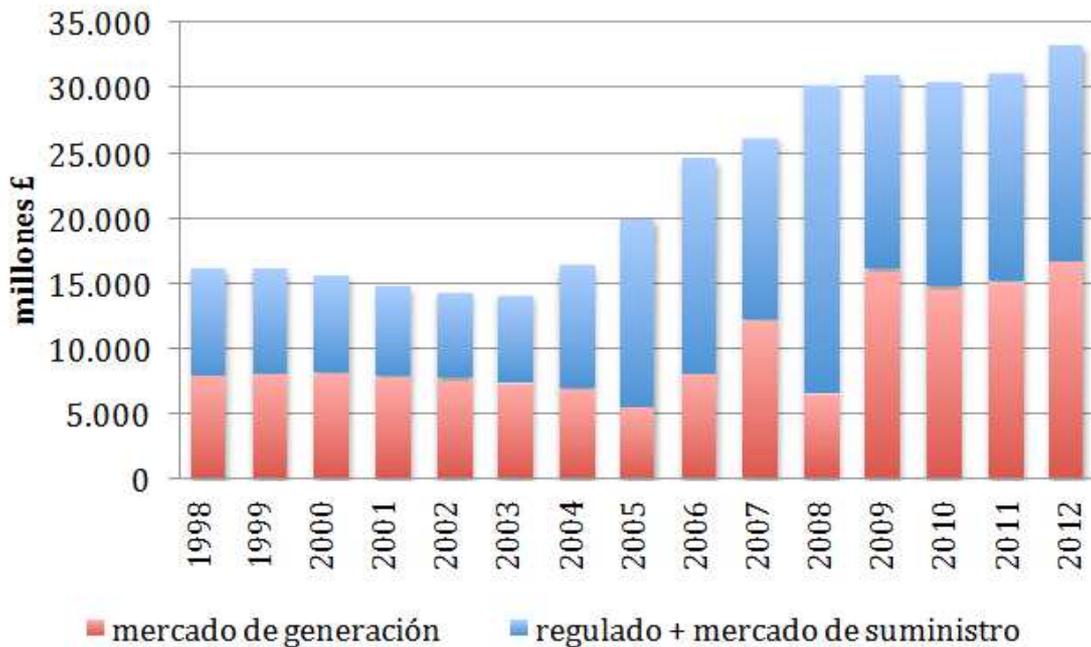
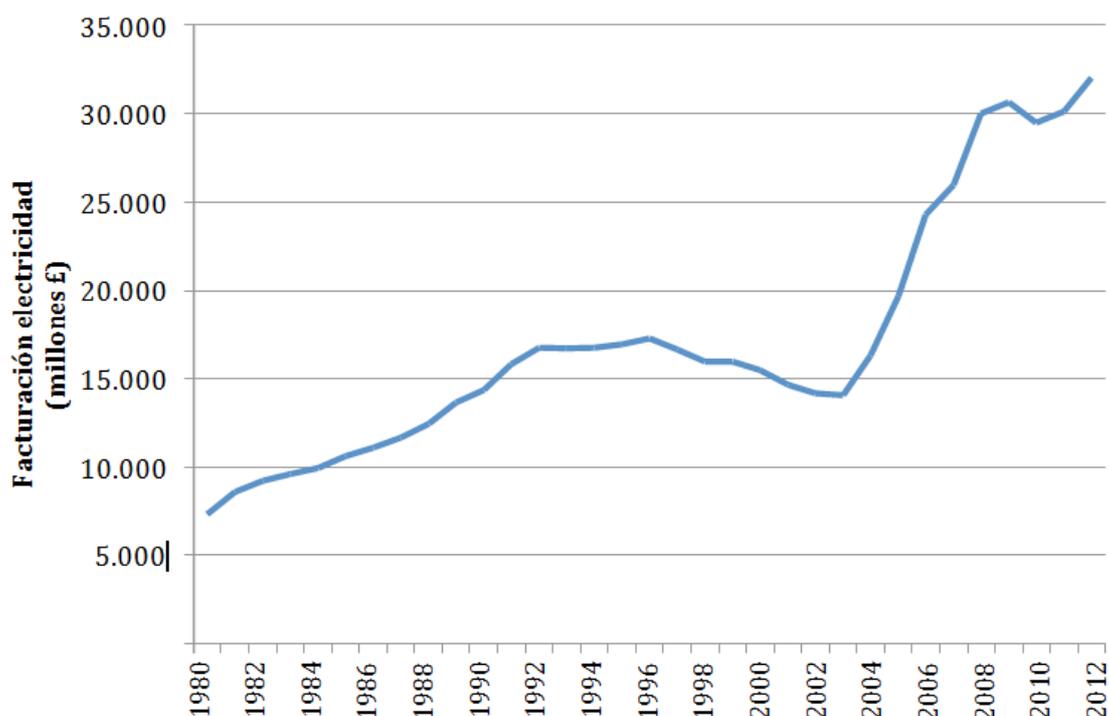


Ilustración 3-5: Participación precio de electricidad

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 Ilustración 3-6 se observa la evolución de los datos de facturación anual de la electricidad del Reino Unido.



*Ilustración 3-6 Evolución de la facturación de la electricidad en el Reino Unido*

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 Ilustración 3-7 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.

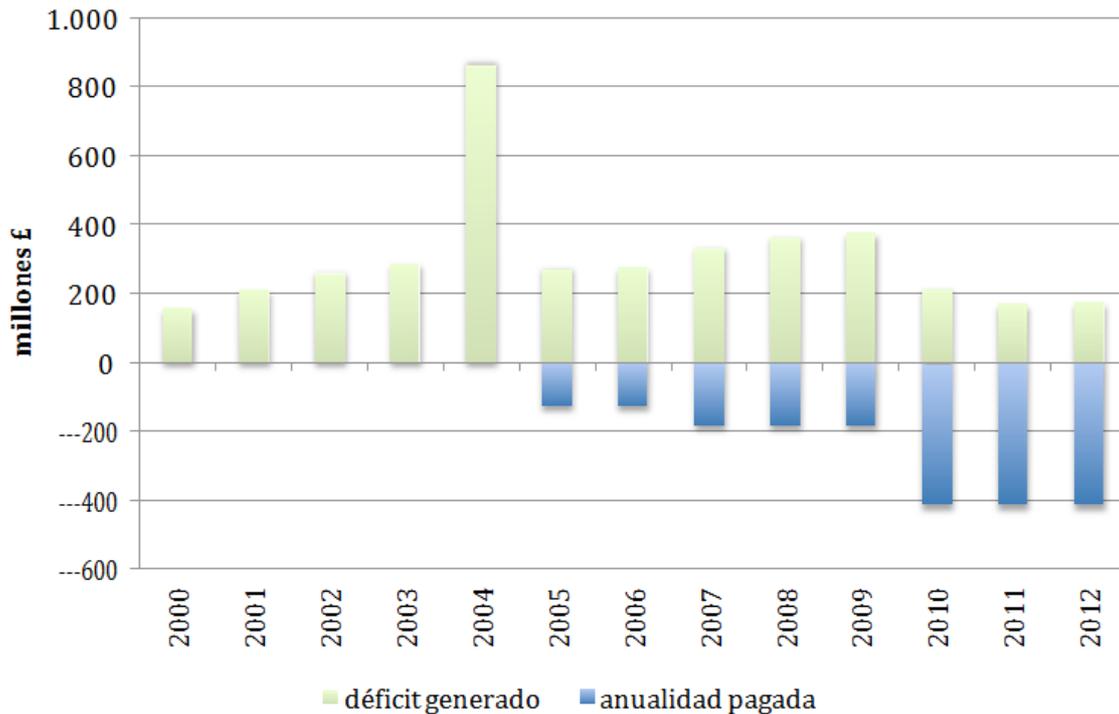


Ilustración 3-7: Costes diferidos en el tiempo

### 3.2 Recopilación y análisis de datos históricos de España a partir de datos extraídos del MINETUR, REE Y CNE.

Los datos de potencia instalada y generación por tipo de tecnología proceden de dos fuentes distintas, el Ministerio de Industria Energía y Turismo y Red Eléctrica de España – REE. En la Ilustración 3-8 están representados los datos anuales del mix de generación del Ministerio y en la Ilustración 3-9 los datos anuales del mix de generación de REE. En la Ilustración 3-10 tenemos los datos anuales de potencia instalada por tecnología del Ministerio y en la Ilustración 3-11 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.

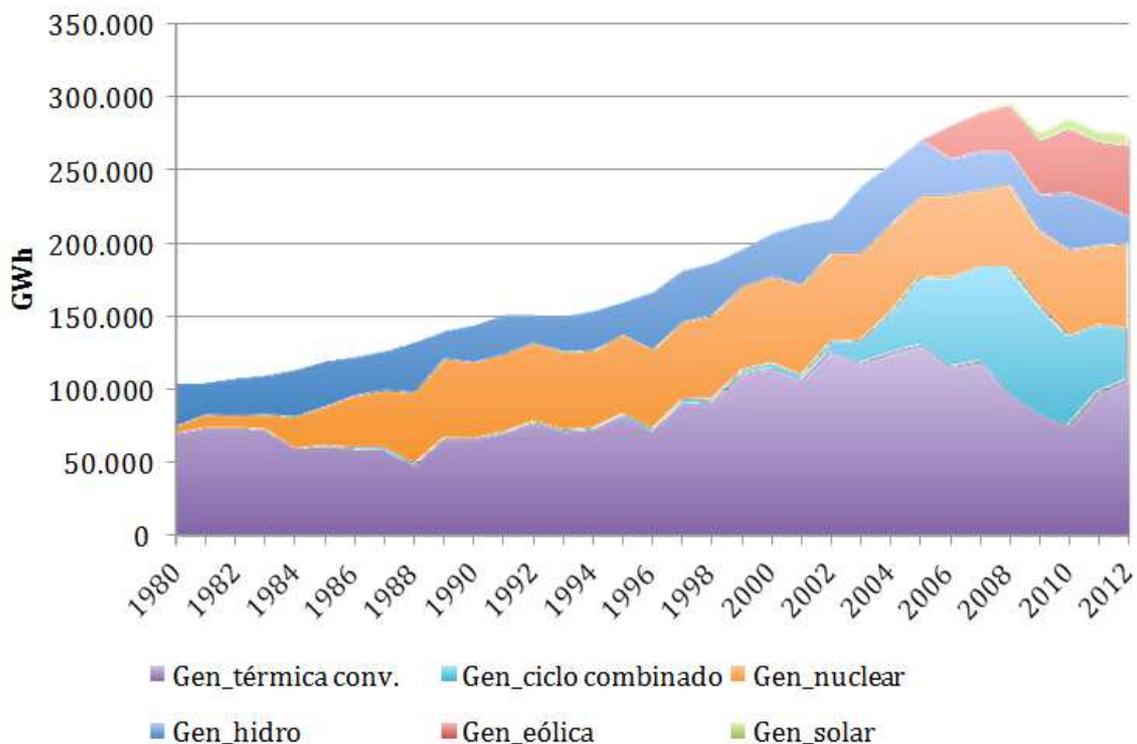


Ilustración 3-8: Mix de generación de España 1980 – 2012 (MINETUR)

ANÁLISIS COMPARATIVO DE LA EVOLUCIÓN Y LA SITUACIÓN ACTUAL DE LAS ENERGÍAS RENOVABLES EN EL REINO UNIDO Y ESPAÑA

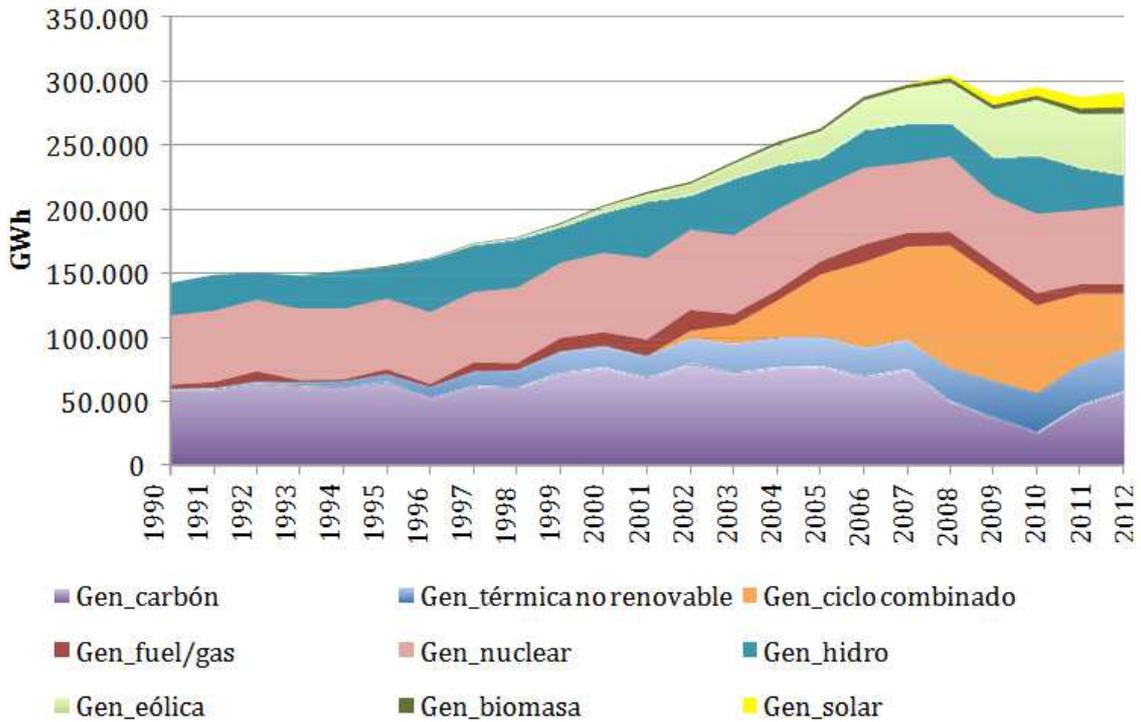


Ilustración 3-9: Mix de generación de España 1980 – 2012 (REE)

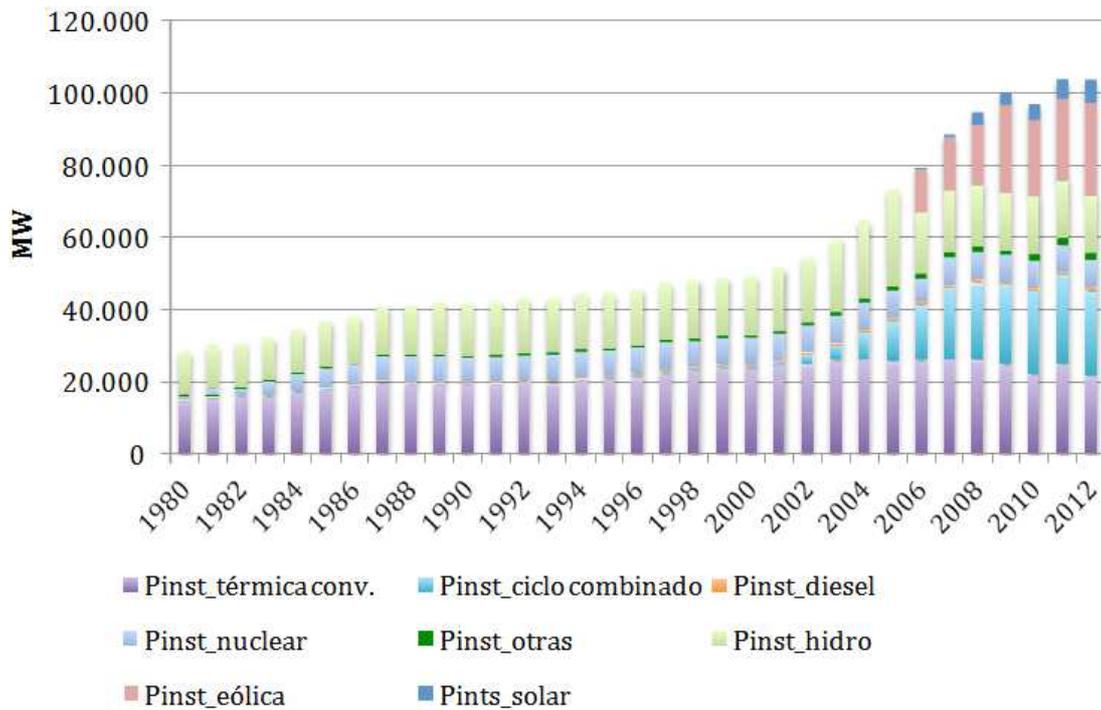


Ilustración 3-10: Potencia instalada por tipo de tecnología 1980 – 2012 (MINETUR)

ANÁLISIS COMPARATIVO DE LA EVOLUCIÓN Y LA SITUACIÓN ACTUAL DE LAS ENERGÍAS RENOVABLES EN EL REINO UNIDO Y ESPAÑA

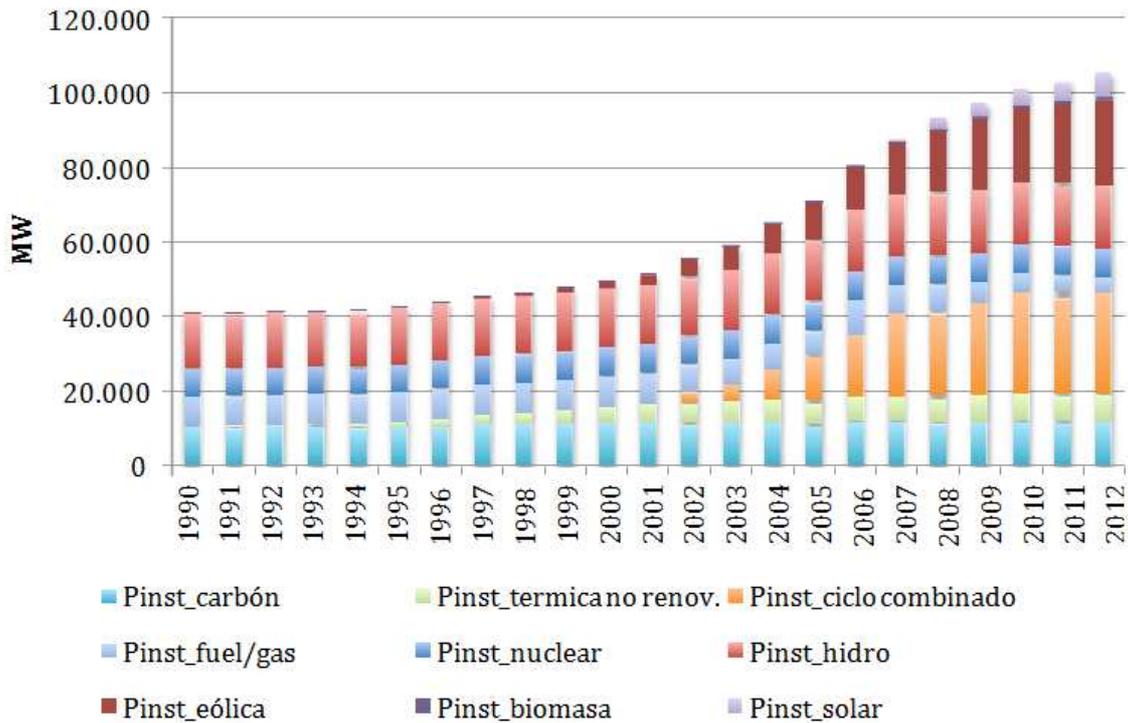


Ilustración 3-11: Potencia instalada por tipo de tecnología 1990 – 2012 (REE)

Los datos de potencia máxima demandada en el sistema provienen de REE, mientras que para los datos de potencia instalada hay dos fuentes: REE con un histórico desde 1990 hasta 2012, y el Ministerio de Industria Energía y Turismo con datos desde 1980 hasta 2012.

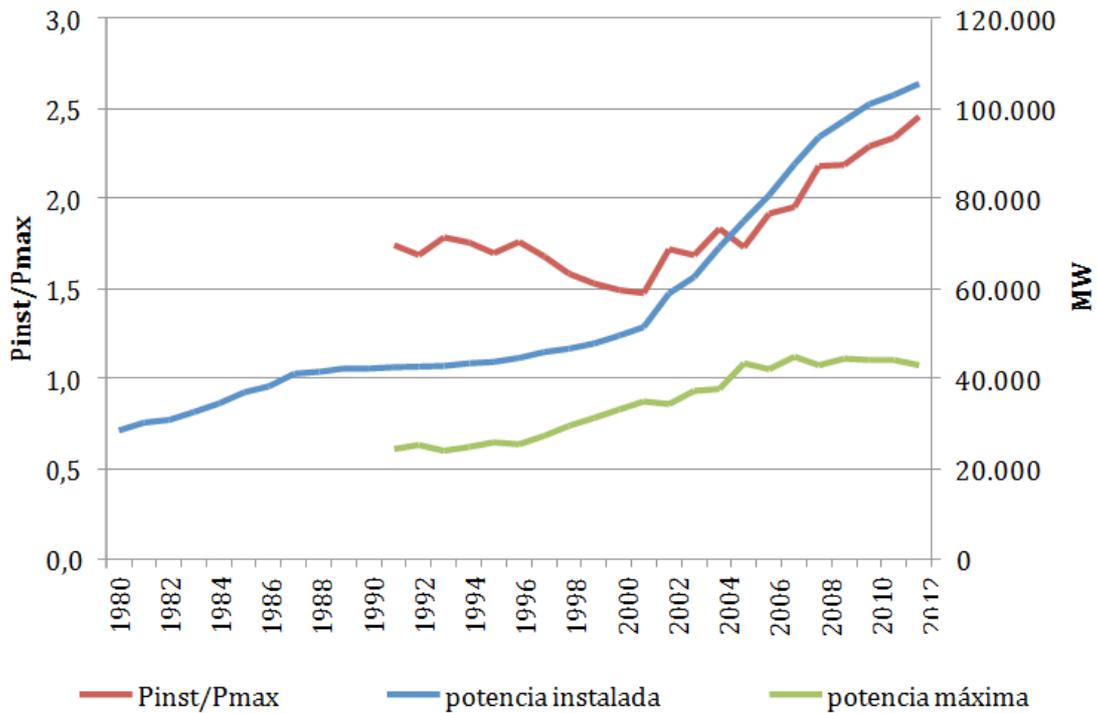


Ilustración 3-12: Potencia instalada, demanda máxima y Pinst/Pmax

ANÁLISIS COMPARATIVO DE LA EVOLUCIÓN Y LA SITUACIÓN ACTUAL DE LAS ENERGÍAS RENOVABLES EN EL REINO UNIDO Y ESPAÑA

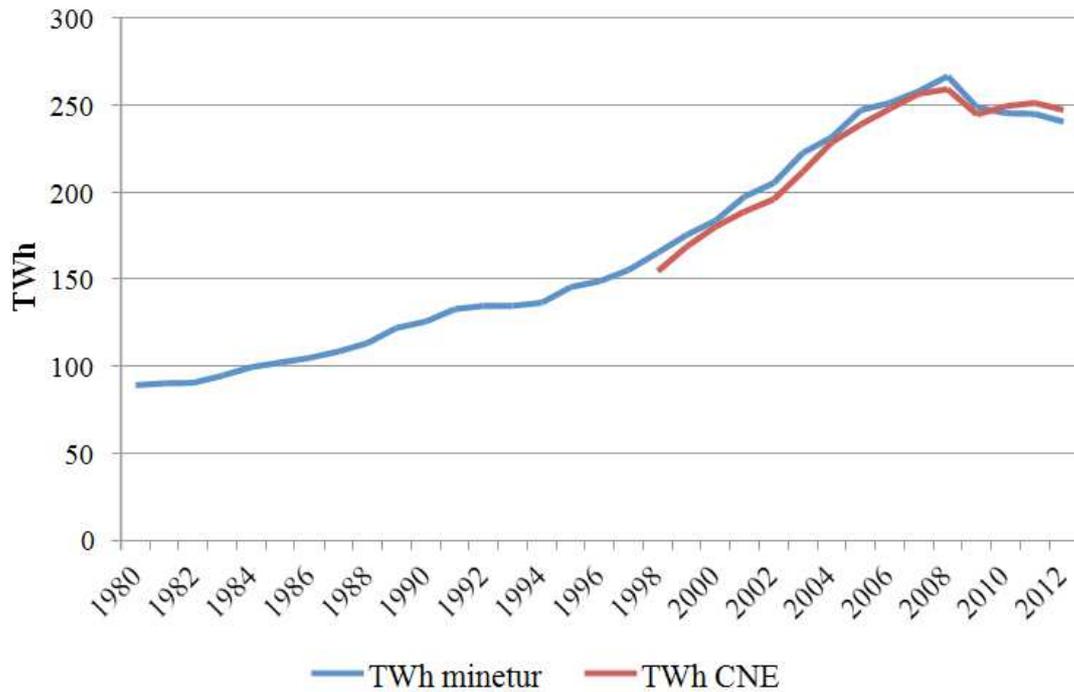


Ilustración 3-13: Evolución del consumo de electricidad en España

Los datos de extensión de la red de transporte en km provienen de REE, con un histórico iniciando en 1990 hasta 2012, como se puede apreciar en la Ilustración 3-14.

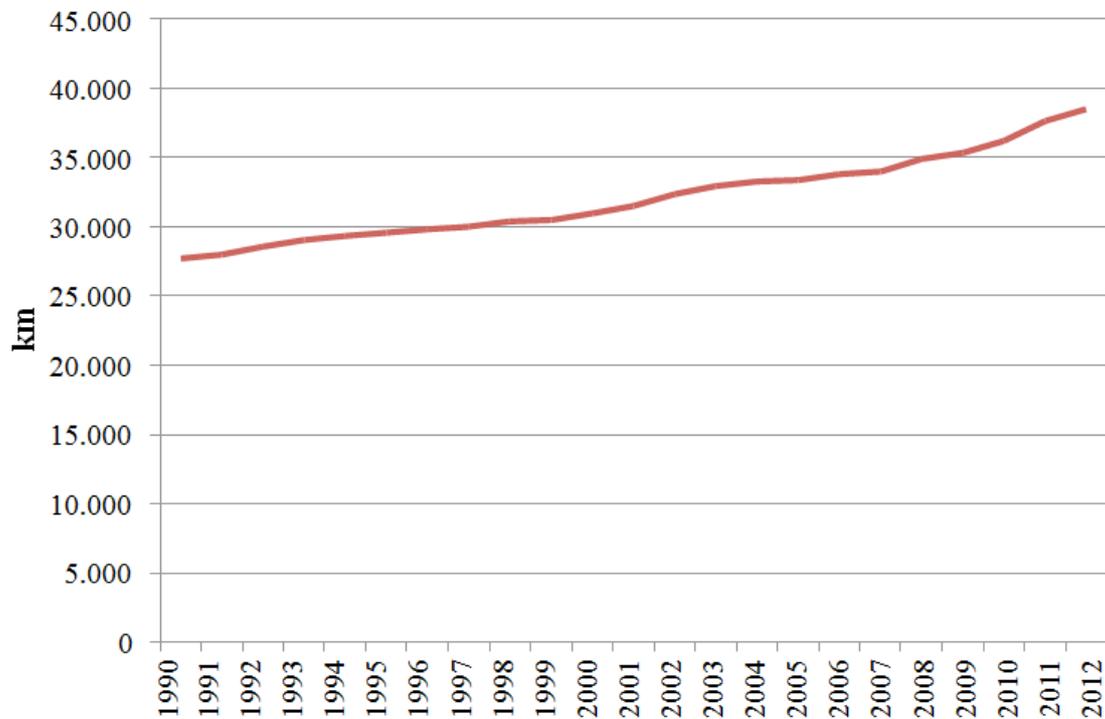


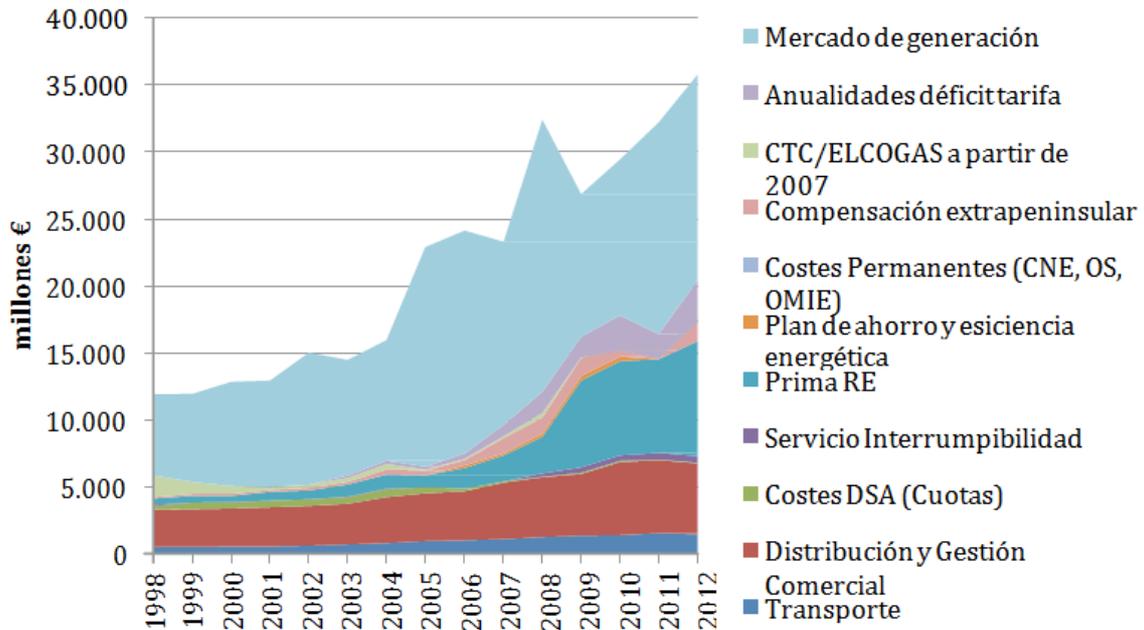
Ilustración 3-14. Evolución de la extensión de la red de transporte

### 3.2.1 Datos de costes y precios del sector

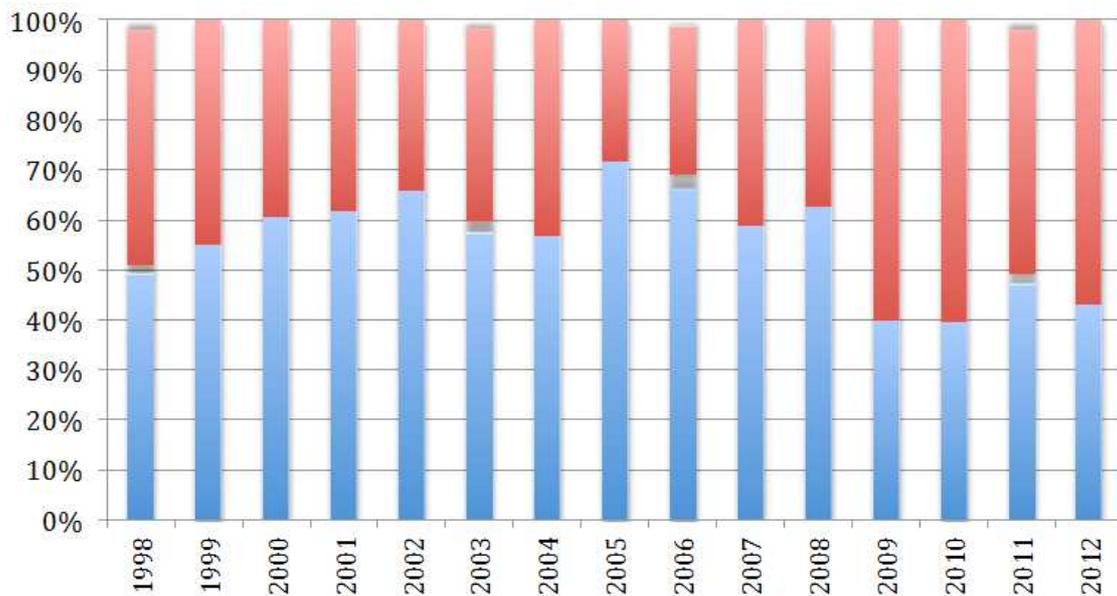
El precio de la electricidad en España está compuesto por: el precio de la electricidad en el mercado mayorista o a través de los contratos bilaterales; los costes de comercialización; los impuestos; los costes de construcción, operación y mantenimiento de las redes de transporte y distribución; el coste 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 Ilustración 3-15 representa el precio de la electricidad desglosado en sus componentes, los datos proceden de la CNE 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 “El sector eléctrico en el Reino Unido”, en la Ilustración 3-16 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%.

**ANÁLISIS COMPARATIVO DE LA EVOLUCIÓN Y LA SITUACIÓN ACTUAL DE LAS ENERGÍAS RENOVABLES EN EL REINO UNIDO Y ESPAÑA**



*Ilustración 3-15: Componentes del precio de la electricidad en España*



*Ilustración 3-16: Participación de las componentes del precio de la electricidad en España*

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 (Ilustración 3-17), iniciándose los datos de la CNE en el año 1998, mientras que el histórico del Ministerio retrocede al año 1980.

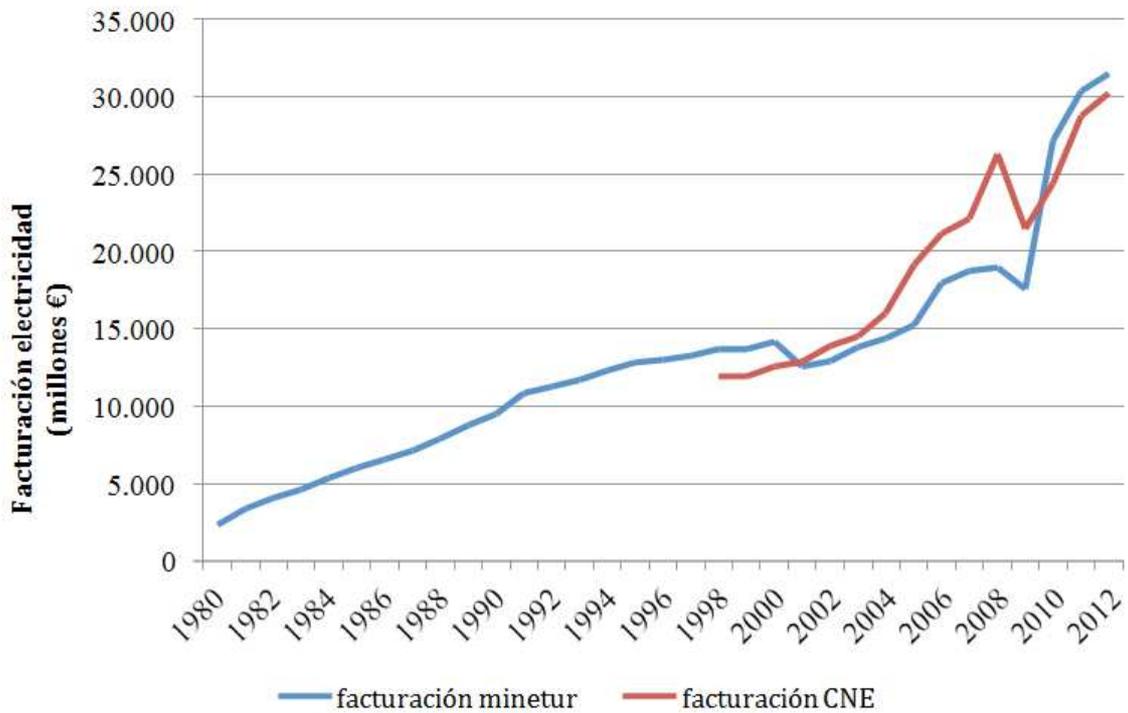


Ilustración 3-17: Evolución de la facturación de la electricidad en España

Los datos del déficit de tarifa provienen de los informes de la CNE sobre la liquidación anual. En la Ilustración 3-18 se observa la gráfica de costes diferidos, representando el déficit generado y las correspondientes anualidades pagadas.

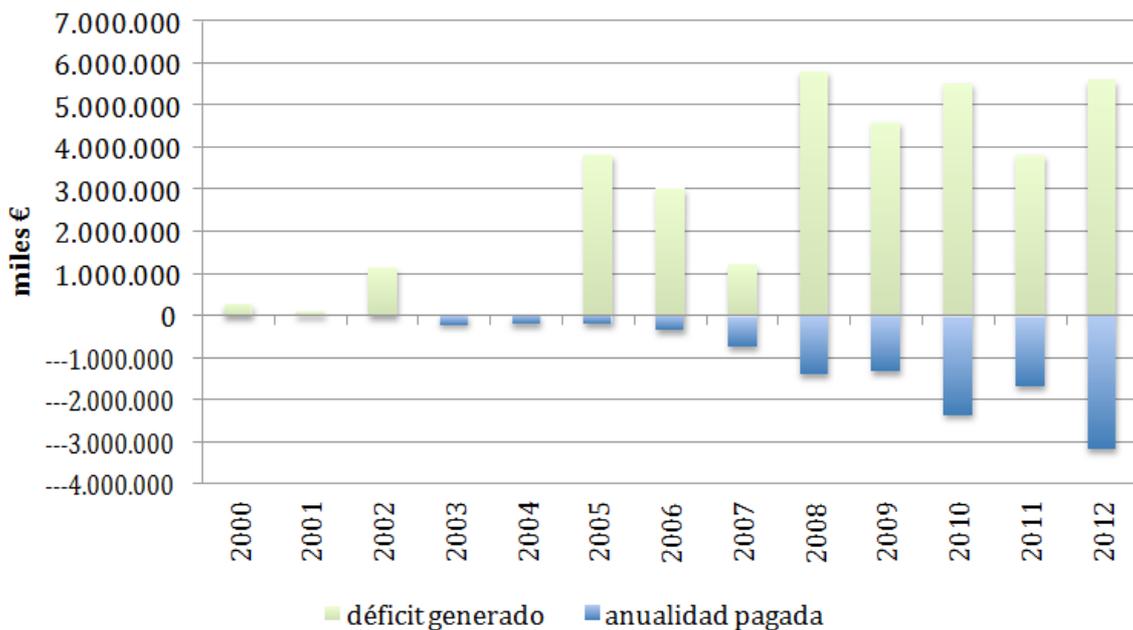
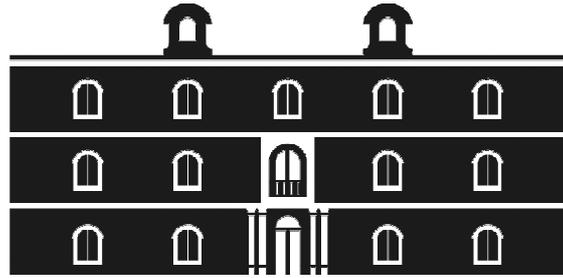


Ilustración 3-18: Costes diferidos en el tiempo



Universidad  
Politécnica  
de Cartagena



**industriales**  
etsii UPCT

## CAPÍTULO 4:

# Análisis Comparativo de los datos para el Reino Unido y España.

## 4 Análisis comparativo de los datos para el Reino Unido y España.

En este capítulo se realiza el análisis comparativo del efecto que la liberalización del sector eléctrico ha tenido sobre la energía en el Reino Unido, y España .

### 4.1 Potencia hidráulica instalada

En la Ilustración 4-1 están representadas las participaciones porcentuales de la potencia hidráulica instalada respecto al total para los dos países. Vemos como en España participación de la potencia hidráulica instalada se ha ido reduciendo a partir del año 2000, pero en el Reino Unido en que se ha mantenido constante. En España la potencia hidráulica instalada pasa de representar el 32% en el 2000 al 16% en el 2012.

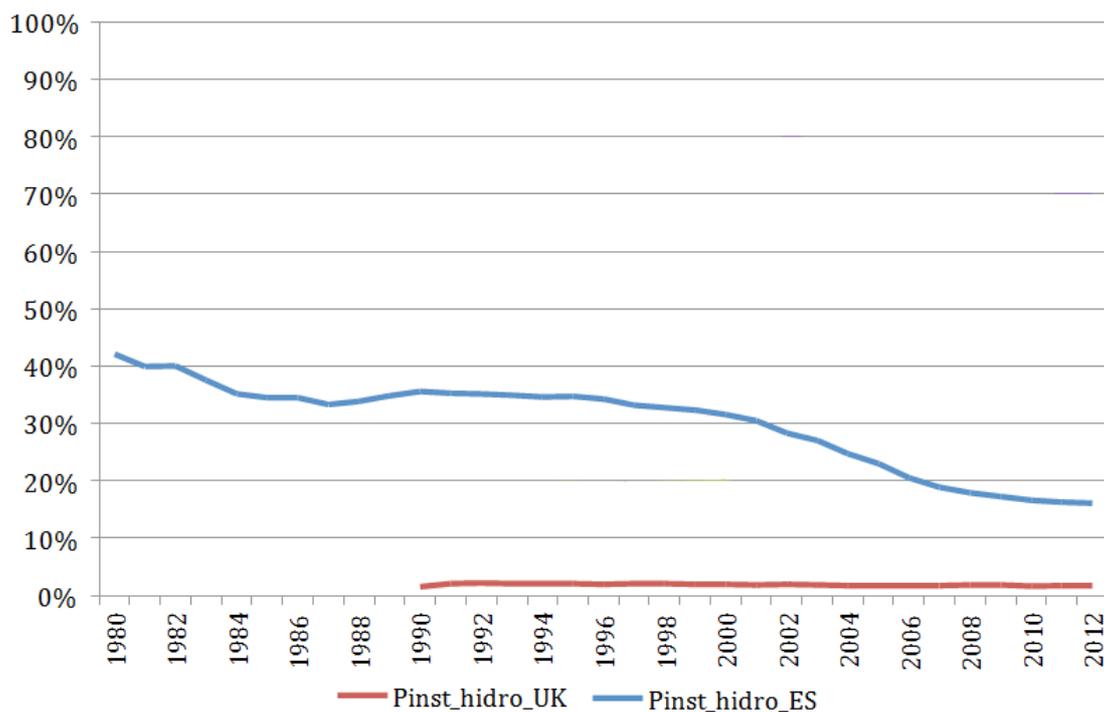


Ilustración 4-1: Participación de la hidráulica en la potencia total instalada

### 4.2 Potencia térmica instalada

En la Ilustración 4-2 se representa el porcentaje de participación de la potencia térmica instalada sobre el total de la potencia, para los dos países en estudio. 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.

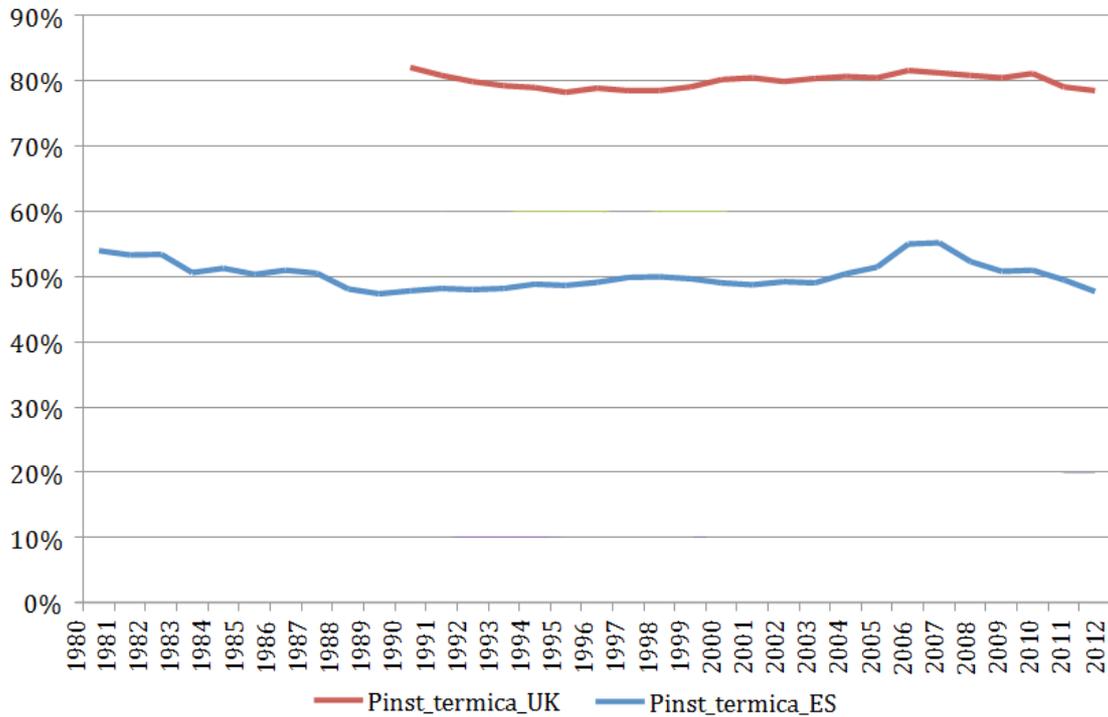


Ilustración 4-2: Participación de la térmica en la potencia total instalada

### 4.3 Potencia nuclear instalada

En la Ilustración 4-3 tenemos la participación de la potencia de tipo nuclear instalada en ambos países 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.

ANÁLISIS COMPARATIVO DE LA EVOLUCIÓN Y LA SITUACIÓN ACTUAL DE LAS ENERGÍAS RENOVABLES EN EL REINO UNIDO Y ESPAÑA

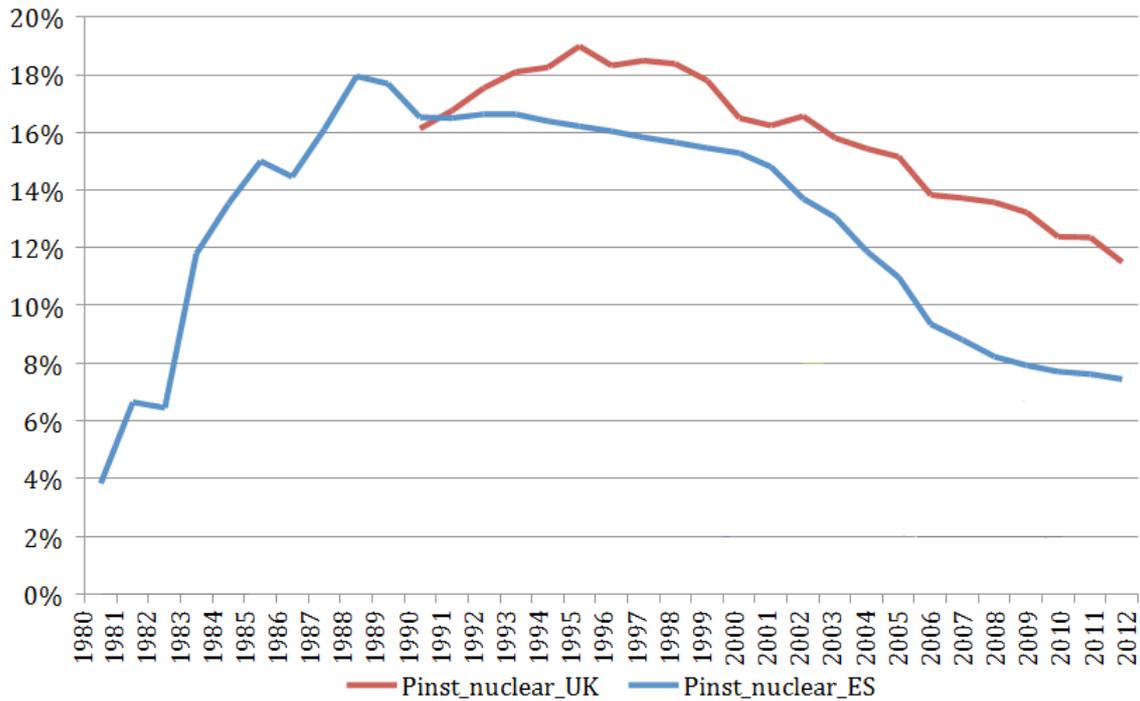


Ilustración 4-3: Participación de la nuclear en la potencia total instalada

#### 4.4 Potencia de renovables instalada

En la Ilustración 4-4 está representada, para ambos 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 los dos 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 España están incluidas la eólica, la solar (térmica y fotovoltaica) y las térmicas renovables .. En el Reino Unido el incremento fue muy llegó a representar en el 2012 un 7% mientras que en España tuvo un incremento espectacular, representando el 29% del total en el 2012

ANÁLISIS COMPARATIVO DE LA EVOLUCIÓN Y LA SITUACIÓN ACTUAL DE LAS ENERGÍAS RENOVABLES EN EL REINO UNIDO Y ESPAÑA

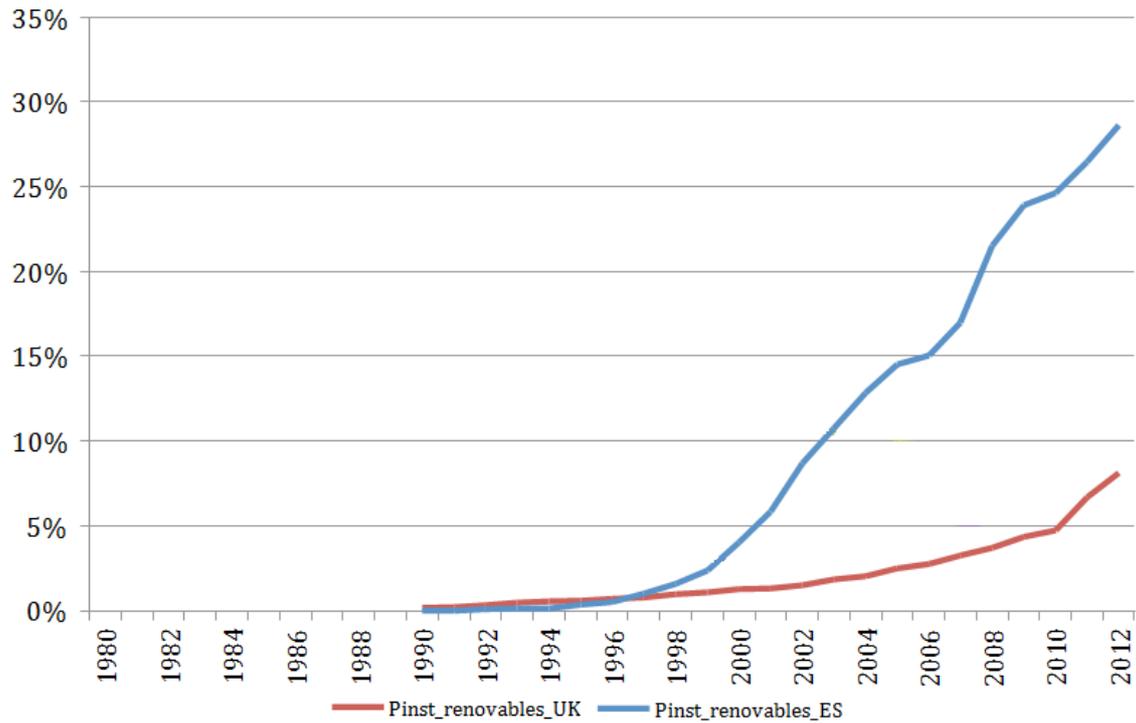


Ilustración 4-4: Participación de las renovables en la potencia total instalada.

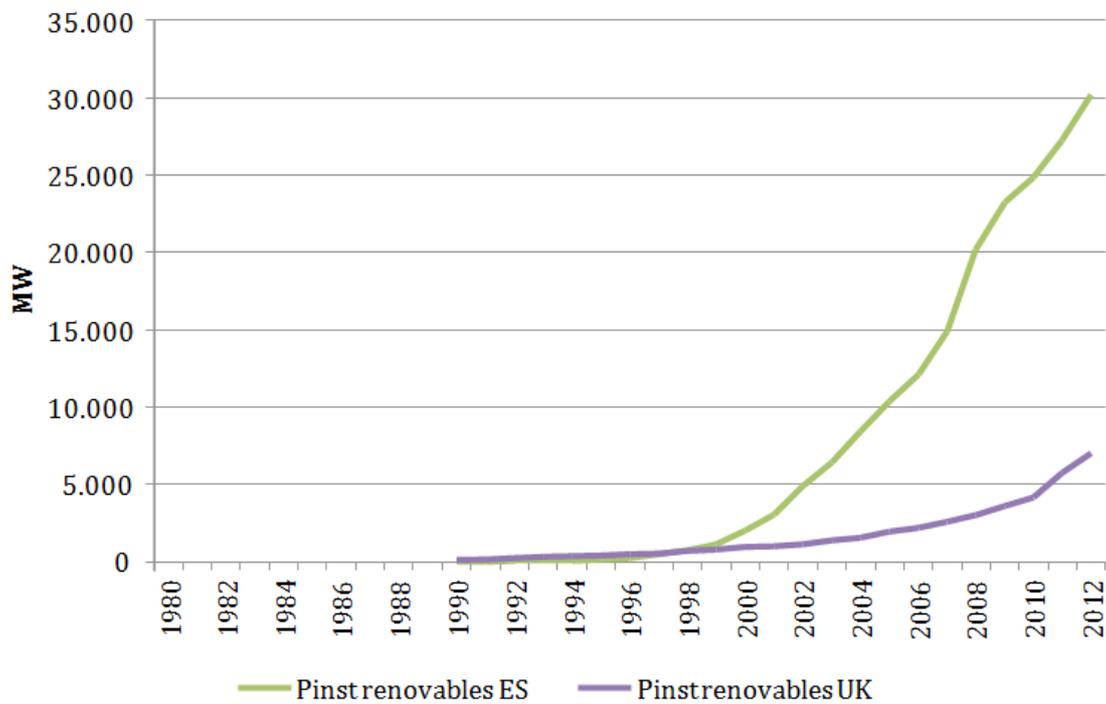


Ilustración 4-5: Potencia de renovables instalada en España y en el Reino Unido

#### 4.5 Potencia instalada y potencia máxima demandada

Si trazamos en una misma gráfica las dos curvas de potencia instalada total obtenemos la Ilustración 4-6, donde se aprecia que la potencia instalada en España ha aumentado 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. Por otro lado, según la Ilustración 4-7, entre el periodo de 1994 a 2012, donde más aumentó la potencia máxima demandada fue en España (74%), mientras que el en Reino Unido no hubo crecimiento significativo durante este periodo.

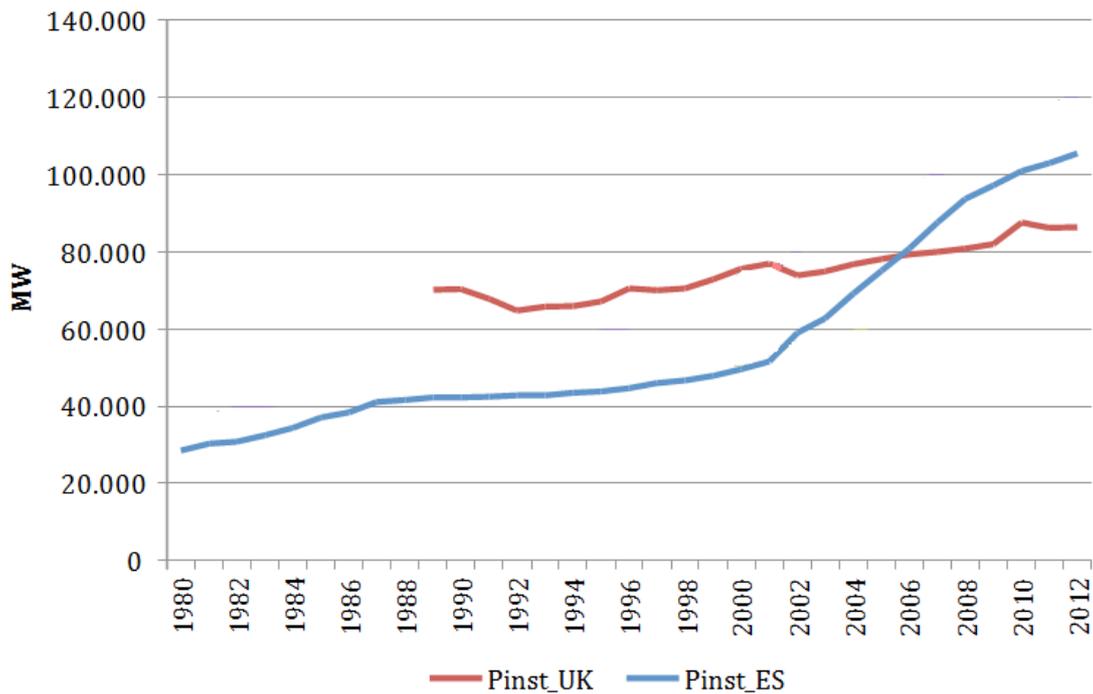


Ilustración 4-6: Potencia instalada en el Reino Unido y España

ANÁLISIS COMPARATIVO DE LA EVOLUCIÓN Y LA SITUACIÓN ACTUAL DE LAS ENERGÍAS RENOVABLES EN EL REINO UNIDO Y ESPAÑA

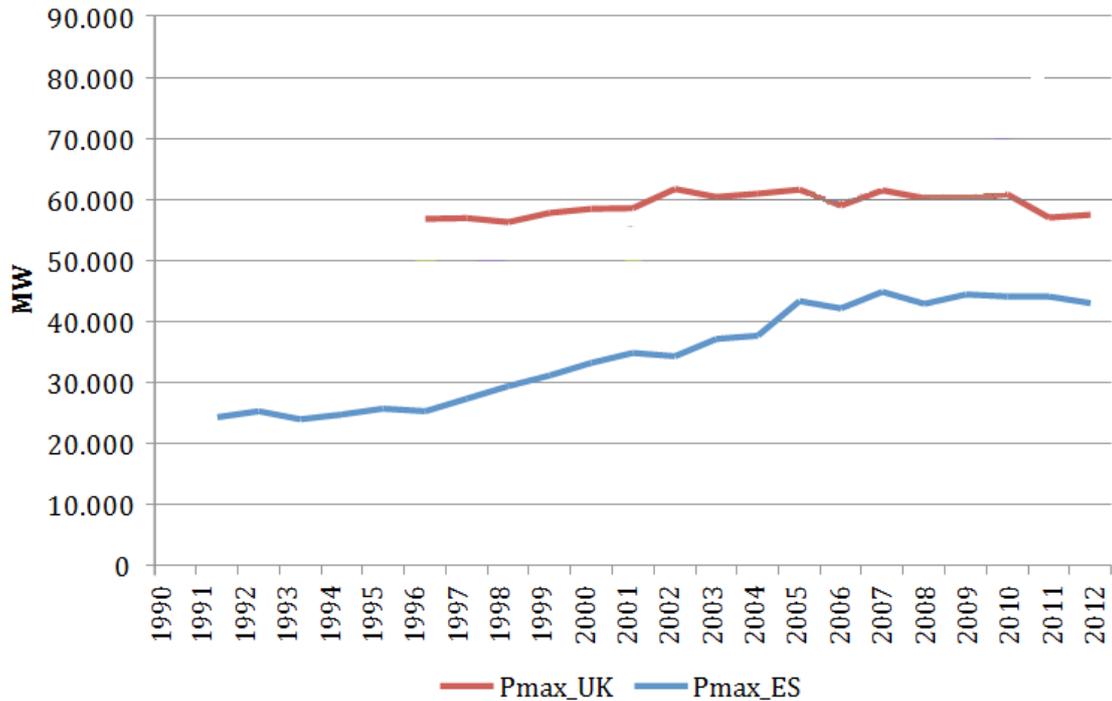


Ilustración 4-7: Potencia máxima demandada en el Reino Unido y España

4.5.1 Pinst/Pmax

Respecto a la  $P_{inst}/P_{max}$ , en la Ilustración 4-8 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. 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.

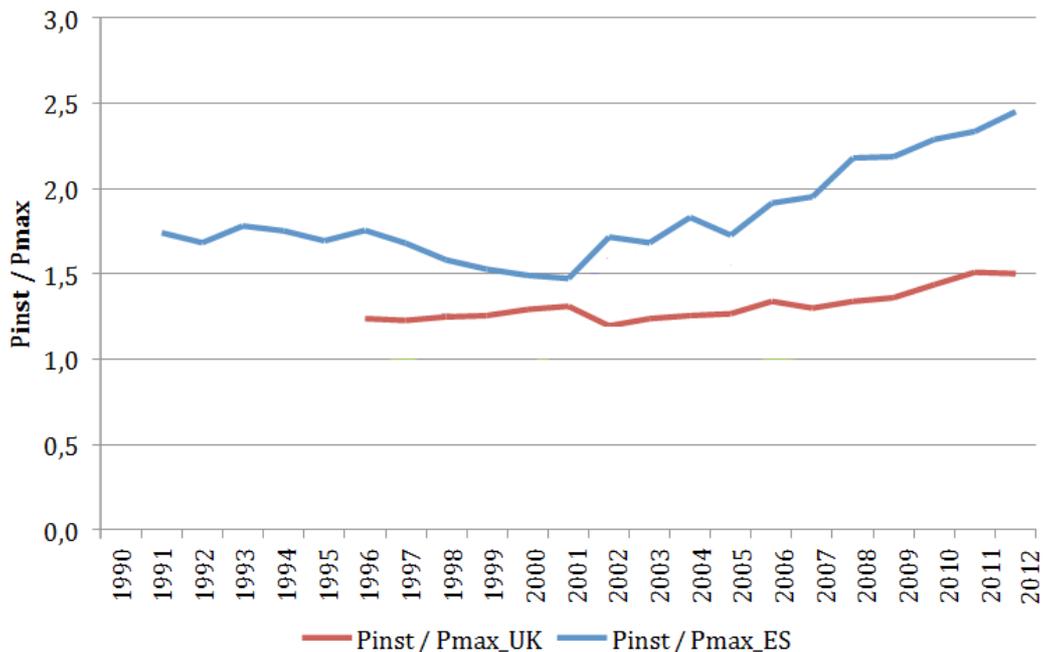


Ilustración 4-8:  $P_{inst}/P_{max}$  en el Reino Unido y España

## 4.6 Consumo

En la Ilustración 4-9 se han representado las gráficas de consumo de ambos países. En ellas se observa que España es el país en que más ha crecido la demanda -un comportamiento típico de un país en vías de desarrollo, con un incremento significativo del 177%, mientras el Reino Unido los crecimientos fueron más moderados, un 42%.

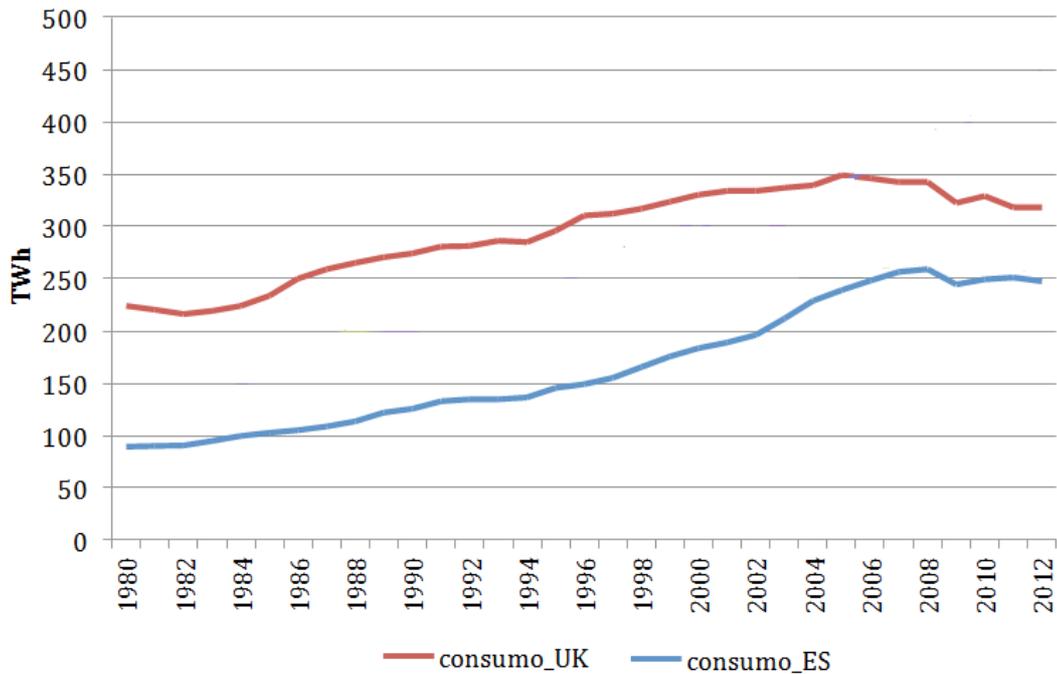
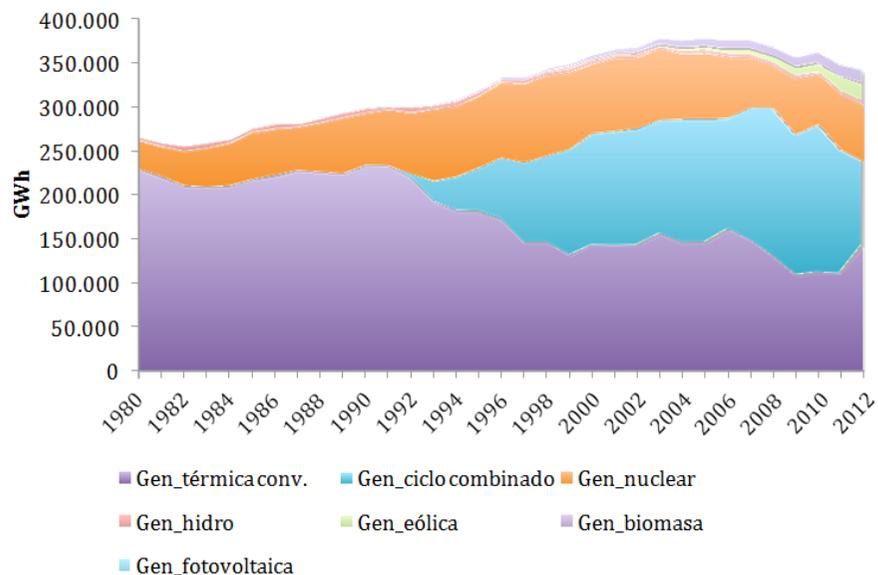


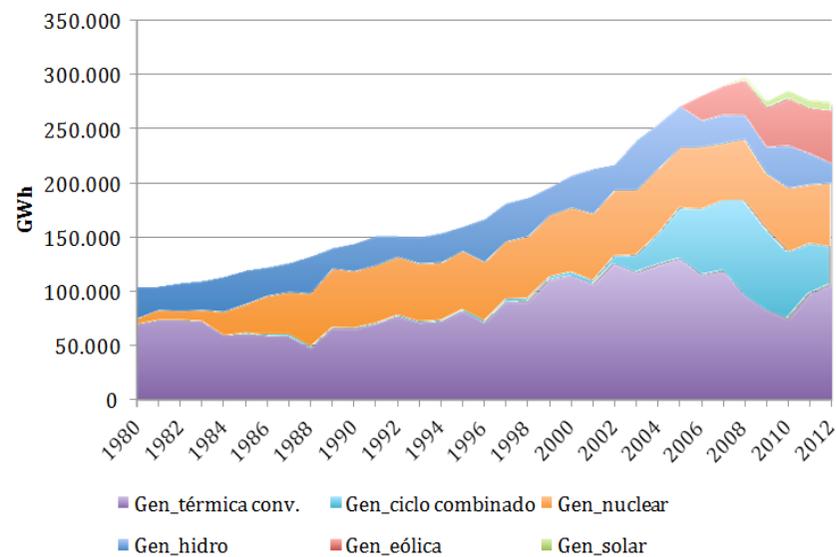
Ilustración 4-9: Consumo de electricidad en el Reino Unido y España

## 4.7 Comparación Energía Renovable en España y el Reino Unido

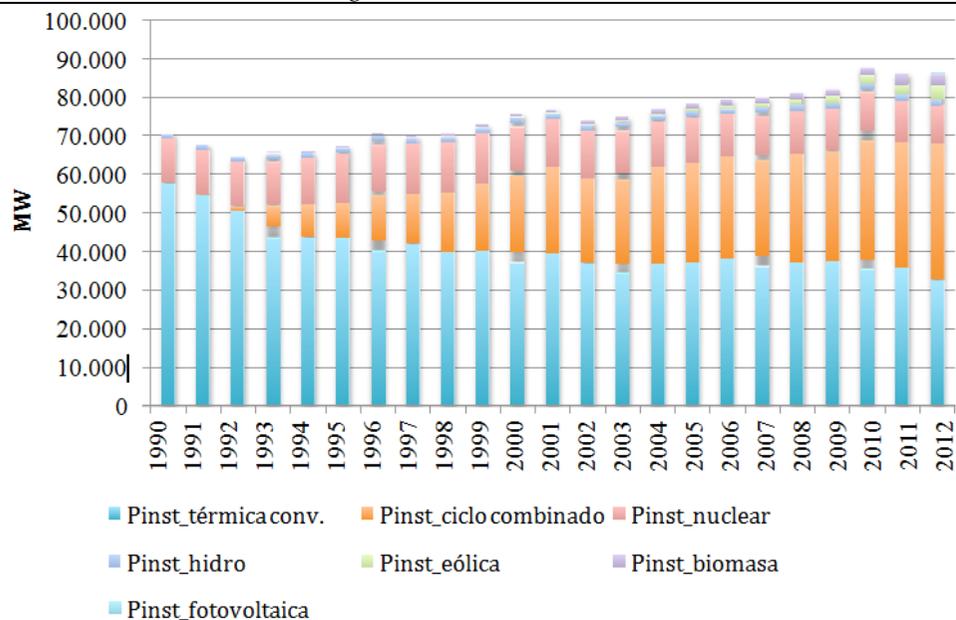
### Reino Unido



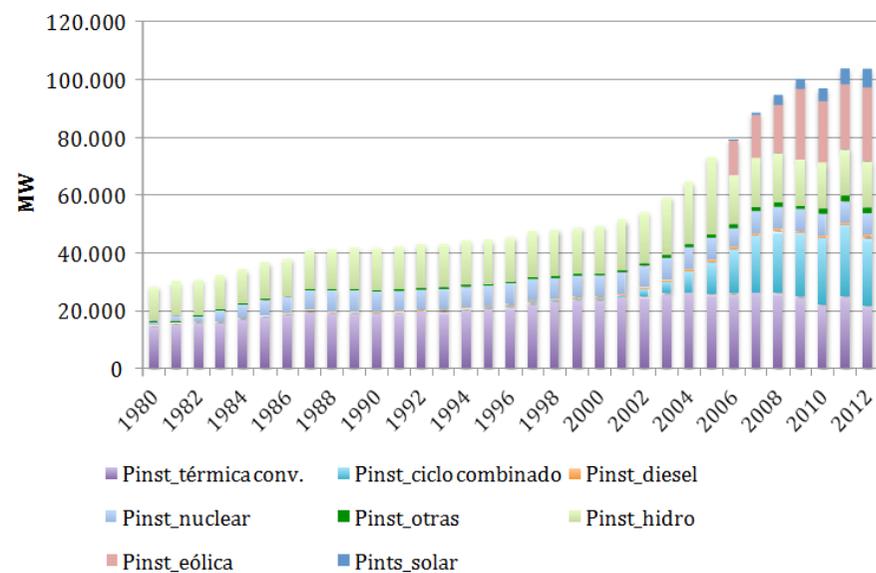
### España



### Mix de generación del Reino Unido



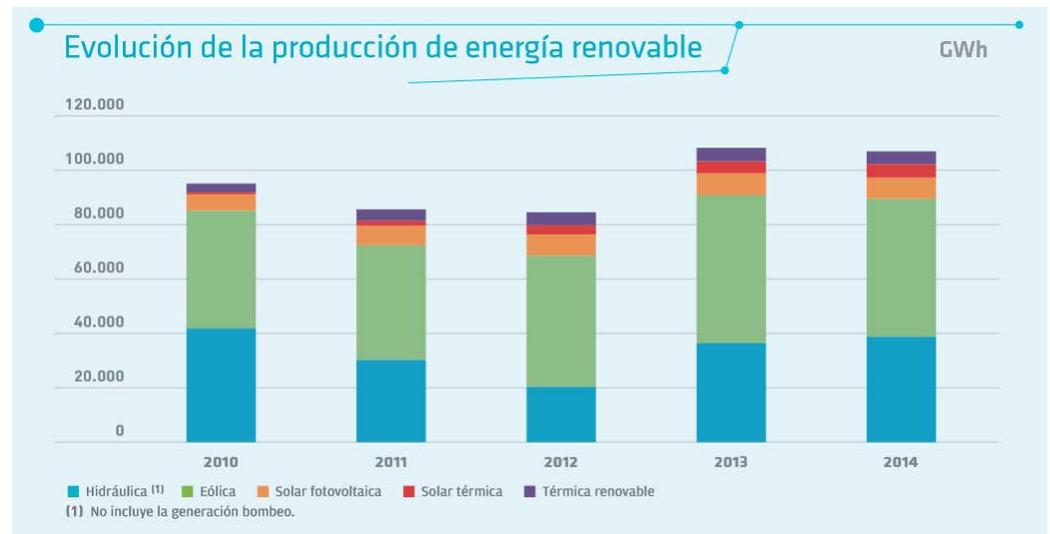
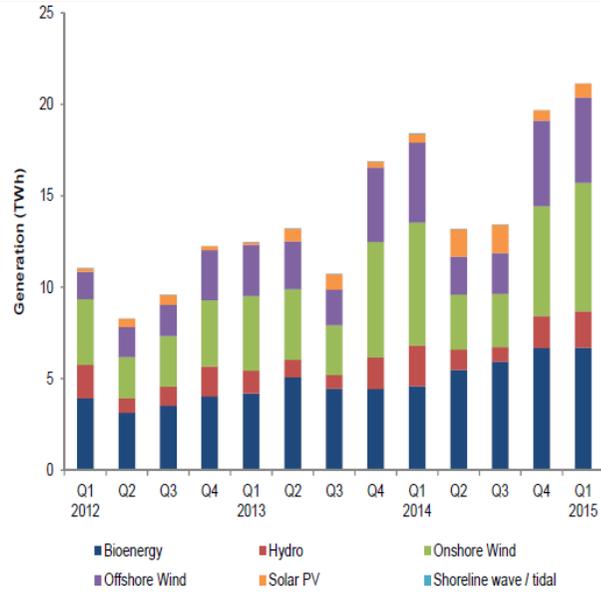
### Mix de generación de España



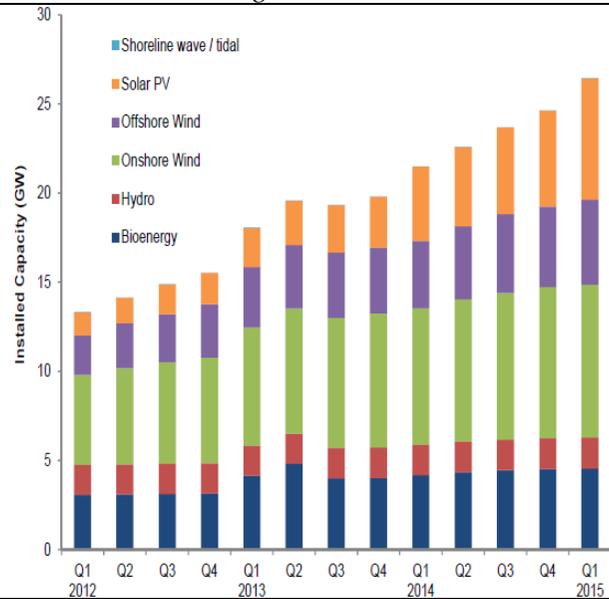
Potencia instalada por tipo de tecnología Reino Unido

Potencia instalada por tipo de tecnología España

Si analizamos los datos referentes a Energías Renovables en los últimos años tenemos

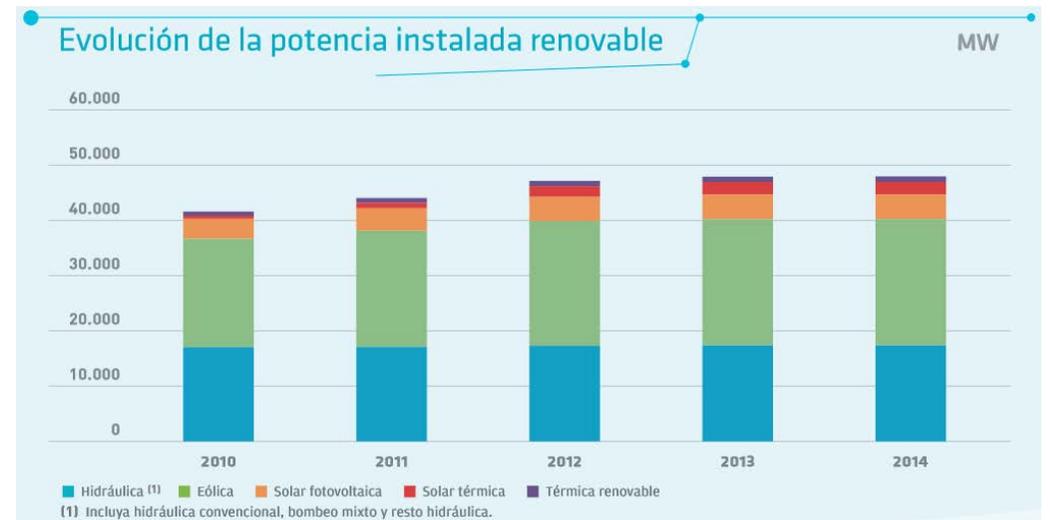


Producción Energía Renovable Reino Unido



Potencia Instalada Renovable Reino Unido

Producción Energía Renovable España



Producción Energía Renovable España

La generación peninsular en el caso de España procedente de fuentes de energía renovable ha sido inferior en todas las tecnologías, excepto la hidráulica y la solar térmica, lo que ha provocado que en términos anuales la producción renovable haya sido un 1,3 % menor que en 2013. La generación eólica ha contribuido especialmente a esta caída de las renovables ya que en el mismo periodo ha reducido su producción un 6,8 %, sin embargo en el caso del Reino Unido la participación en la generación de electricidad renovables aumentó del 19,6 por ciento en 2014 Q1 a un récord de 22,3 por ciento en 2015 Q1, y en 0,4 puntos porcentuales en 2014 Q4 del 21,8 por ciento

A pesar del descenso de la generación eólica en el caso de España, cabe destacar que en 2014 se alcanzaron nuevos máximos históricos de producción eólica diaria y mensual. El 25 de marzo se registró el récord diario con 346.745 MWh (un 1,2 % superior al máximo histórico anterior registrado el 16 de enero de 2013) y el récord mensual se produjo en el mes de enero con 6.539 GWh (un 1,7 % mayor que el registrado en noviembre de 2013). En el caso del Reino Unido la electricidad generada a partir de energía eólica terrestre aumentó un 4,7 por ciento en 2015 Q1, de 6,7 TWh en 2014 Q1 a 7,0 TWh, y la generación de energía eólica marina aumentó un 6,3 por ciento a 4,7 TWh. Ambos incrementos se debieron al aumento de la capacidad.

El crecimiento de las instalaciones solares fotovoltaicas en España se ha estancado después de más de diez años de incrementos continuados. La potencia instalada en 2014 creció sólo un 0,1 %, mientras que la generación se redujo por primera vez en un 1,6 %. La solar térmica no ha experimentado variaciones de potencia a lo largo de 2014 pero su generación aumentó un 11,6 % respecto al 2013. En el caso del Reino Unido la generación de energía solar fotovoltaica se incrementó en un 41 por ciento (0,2 GWh) respecto al trimestre anterior de 0,8 TWh. Esto se debió en gran parte al aumento de la capacidad. En comparación con 2014 Q1, la generación fue de 0,3 TWh (60 por ciento) superior. La generación hidroeléctrica disminuyó en un 10 por ciento sobre el año anterior, de 2,2 TWh y 2,0 TWh, a pesar de un ligero aumento en el promedio de lluvia (en las principales zonas de captación hidroeléctricas).

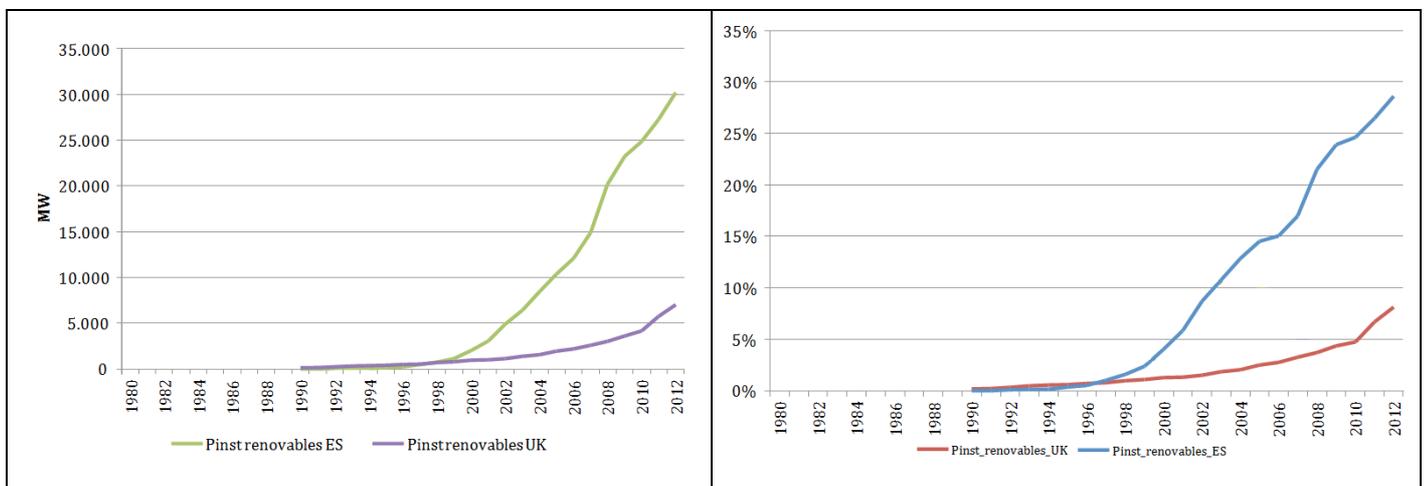
La térmica renovable en España ha sido la tecnología con mayor crecimiento de potencia instalada, un 3,9 %. Este incremento de potencia no se ha traducido en una mayor producción, ya que durante 2014 la generación térmica renovable se redujo un 6,9 %. En el Reino Unido la generación total de electricidad fue 94,9 TWh en 2015 Q1, un 1,3 por ciento sobre el año anterior (93,7 TWh), debido a una mayor demanda, en parte debido a las temperaturas medias más frías. Este aumento de la generación global disminuyó la cuota de generación de electricidad de energías renovables en 0,3 puntos porcentuales. En 2015 Q1, la generación de bioenergía se incrementó en un 46 por ciento sobre el año anterior, de 4,6 a 6,7 TWh TWh, la mayoría de los cuales era de la biomasa vegetal. Esto se debió principalmente a una segunda conversión en la central eléctrica de Drax de cocombustión de biomasa.

**ANÁLISIS COMPARATIVO DE LA EVOLUCIÓN Y LA SITUACIÓN ACTUAL DE LAS ENERGÍAS  
RENOVABLES EN EL REINO UNIDO Y ESPAÑA**

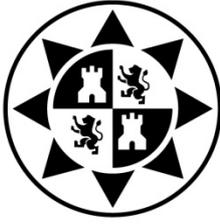
El incremento respecto al año anterior refleja un aumento de la capacidad, sobre todo en la energía solar fotovoltaica y la energía eólica marina y terrestre. Las velocidades de viento y precipitaciones viento media eran similares a los del año pasado.

La electricidad total generada a partir de fuentes renovables en 2015 Q1 aumentó un 15 por ciento en 2014 Q1, de 18,4 TWh a un nuevo récord de 21,1 TWh

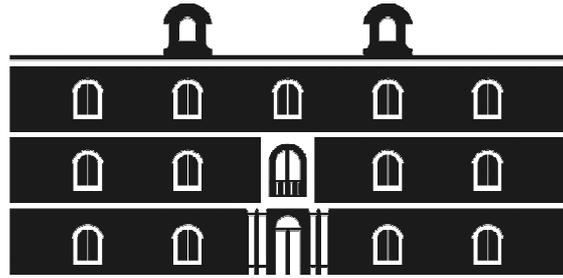
En el caso del Reino Unido a pesar del alto incremento de la capacidad solar fotovoltaica, la eólica conservó la mayor parte de la capacidad total en 13,3 GW (cuota de 50 por ciento). La capacidad fotovoltaica solar tenía una participación de 26 por ciento (6,8 GW), la bioenergía, el 17 por ciento (4,6 GW), y la hidráulica 6,5 por ciento (1,7 GW).



En las imágenes anteriores se puede observar las diferencias entre ambos países con una fuerte presencia de las Energías Renovables en el caso de España sin embargo cabe destacar el fuerte impulso e inversión de las Energías Renovables en el Reino Unido debido a fuertes políticas de promoción de dichas tecnologías



Universidad  
Politécnica  
de Cartagena



**industriales**  
etsii UPCT

## CAPÍTULO 5:

# Repercusión de las Energías Renovables en España.

## 5 Repercusión de las energías renovables en España, causas y razones de su evolución.

- Las energías renovables representaron el 29,1 % de la producción de electricidad en 2012 (de acuerdo con la cifras de IDAE, ref.: Balance energético 2012), con una fuerte contribución de la energía eólica (el 16%) y apariciones significativas de las tecnologías solares (fotovoltaica y energía solar termoeléctrica) Figura 2. Estructura de generación eléctrica en España 2012 (MINETUR/IDAE).
- Ha sido posible la integración de las energías renovables en el sistema eléctrico sin grandes sobresaltos debido a la gestión del operador del sistema Red Eléctrica de España (cada vez son más frecuentes episodios en los que la contribución de la energía eólica representa más del 50 % de la demanda de electricidad durante varias horas)
- Se ha desarrollado un sistema regulatorio, que incluye el desarrollo de procedimientos administrativos así como los incentivos para las instalaciones de energías renovables y que ha sido modelo para el fomento de las renovables en otros países.
- Se ha desarrollado un potente sector industrial, que ha permitido que empresas españolas mantuvieran una posición de liderazgo en tecnologías como la energía eólica y la energía solar termoeléctrica.

Para todo ello, además de las políticas energéticas que apunten en esa dirección, la tecnología es vital para superar los actuales retos y lograr la competitividad en el mercado de la próxima generación de energías renovables.

Fundamentalmente son dos los problemas que hacen que la introducción de las renovables sea más lenta de lo esperado, por un lado el problema de los costes y por otro lado su intermitencia.

Las tecnologías renovables son tecnologías relativamente jóvenes, con todavía pocos años de desarrollo y con una capacidad de reducción de costes muy elevada (en la literatura lo denominan curva de aprendizaje) basada fundamentalmente en dos aspectos la fabricación en masa y el desarrollo tecnológico, en las experiencias recientes hay dos casos que apuntan lo que podría ser el futuro:

El caso de la energía eólica, que ha experimentado una reducción de costes (en una gran parte debido a los frutos de la I+D) que le permitirá entrar en el mercado en competencia con los sistemas de generación convencionales en los próximos años.

Y en segundo lugar el caso de la energía solar fotovoltaica en el que fundamentalmente debido a la fabricación en masa (sin grandes cambios tecnológicos), permite obtener energía eléctrica en casi cualquier emplazamiento sin requerimientos especiales y con precios cada vez más bajos que vislumbra muy próxima la denominada “paridad con la red”.

Con respecto a la intermitencia, la energía solar termoeléctrica, está resolviendo de manera competitiva el almacenamiento de energía mediante el uso de sales fundidas para el almacenamiento térmico que confieren a esta tecnología una característica de gestionabilidad. Las actuales centrales termosolares tienen una capacidad de almacenamiento de la potencia nominal de alrededor de siete horas llegando incluso las soluciones más avanzadas a lograr que las plantas termosolares proporcionen la potencia nominal durante las 24 horas del día mediante esta capacidad de almacenamiento de energía.

Resolver la nada fácil cuestión de almacenar la energía es uno de los caminos que las tecnologías renovables han iniciado para lograr sistemas energéticos en los que las renovables tengan una gran contribución.

La Biomasa, es la única de las energías renovables que es capaz de replicar todas las facetas de los combustibles fósiles, tanto en la producción de calor y electricidad, como en el transporte (por ahora la única alternativa para la reducción de emisiones en el transporte), incluso la siguiente generación, pretende aplicar procesos biológicos en la obtención no solo de energía sino de otros productos con los nuevos conceptos de las Biorefinerías que sustituyan a las actuales basadas en derivados del petróleo.

Los estudios realizados sobre los futuros escenarios energéticos, dan cada vez más peso a la contribución de las energías renovables, tanto para reducir el impacto ambiental como para alcanzar la seguridad de suministro.

Incluso la Agencia Internacional de la Energía que tradicionalmente no contemplaba la contribución de las renovables, en su reciente estudio “Energy Technology Perspectives 2012”, presenta la posibilidad de mantener el aumento global de la temperatura en 2° C con un escenario energético basado en mayor eficiencia energética, energías renovables y menos emisiones de Carbono.

La Unión Europea por su parte contempla una contribución de las energías renovables de alrededor del 25 % de la energía primaria en el año 2030 y entre el 40% y el 60 % para el año 2050

## 5.1 Situación actual

El sector Eólico

El sector Eólico redujo su contribución al PIB en 2013 hasta los 1.928 millones de euros, de los cuales el 83% (1.600 millones) se deben a su contribución directa y el restante 17% (328 millones) a su contribución inducida.

A pesar de la reducción en sus ingresos, el sector eólico sigue siendo la tecnología renovable más extendida en España, tanto en términos de potencia instalada como de generación de electricidad. Esto supone una contribución al PIB muy relevante dentro

del conjunto de las energías renovables. En términos reales, el sector eólico ha sufrido una caída en 2013 del 34,4% respecto al año 2012. Este descenso se une a los registrados en los dos últimos años, lo que deja en una situación crítica el desarrollo del sector eólico nacional.

La eólica es la tecnología renovable más desarrollada en España con un total de 22.781 MW instalados, que representan el 70% de la potencia renovable de régimen especial instalada en nuestro país. Sin embargo, en el año 2013 únicamente se han puesto en marcha 149 MW eólicos, la menor cifra en la historia del sector en España desde el nacimiento de la tecnología en 1996, año en el que se instalaron 149 MW .

Sin embargo, desde 2009 se ha ido reduciendo la tasa de crecimiento del sector eólico. La menor actividad industrial ha venido derivada de la falta de un marco regulatorio estable y predecible en el tiempo. Además, la última reforma eléctrica aprobada por el Ministerio de Industria, Energía y Turismo ha supuesto un duro golpe para el sector eólico. Todos estos aspectos han llevado a buena parte de las empresas industriales del sector a la paralización o la deslocalización

En la actualidad, el sector eólico cuenta en nuestro país con cerca de 200 instalaciones de producción repartidas por la mayoría de las comunidades autónomas. La actividad industrial eólica está dedicada principalmente a la fabricación de palas, torres, multiplicadoras y componentes eléctricos. La industria eólica española ha visto reducida drásticamente su actividad en los últimos años

Por el contrario, en términos de energía el año 2013 ha supuesto un récord en lo que a generación eólica se refiere, al alcanzar los 54.500 MWh, un 13% superior a lo producido en 2012. Las excelentes condiciones de recurso eólico, registradas fundamentalmente en la primera parte del año, han hecho que la eólica sea la primera tecnología de generación en 2013 por delante de la nuclear, carbón e hidráulica. Es la primera vez que esto sucede en la historia del sistema eléctrico español y también es la primera vez en el mundo que en un país la eólica sea la principal fuente de generación eléctrica a lo largo de todo un año. La aportación de la eólica (20,9%) a la cobertura de la demanda durante 2013.

#### Solar Fotovoltaica

La contribución total al PIB del sector de la energía solar fotovoltaica fue de 3.005 millones de euros en 2013. Esto la sitúa como la tecnología renovable con mayor aportación al PIB. La contribución directa al PIB del sector fotovoltaico sufrió una notable caída en 2013 hasta los 2.800 millones de euros y la contribución inducida se vio reducida hasta los 205 millones de euros. En el año 2013, la tasa de crecimiento del sector fue negativa debido a la disminución de ingresos por venta de energía derivada de la aplicación de la nueva reforma eléctrica aprobada por el Gobierno a mediados del año 2013. Esta reforma incluye medidas retroactivas que han supuesto en algunos casos recortes cercanos al 50% de la retribución prevista de numerosas plantas de tecnología solar fotovoltaica.

Esto ha hecho que, por segunda vez en la serie histórica, el crecimiento del sector haya sido negativo. Ya en el año 2011 con la aprobación del Real Decreto-ley 14/2010, que limitaba la horas equivalentes con derecho a prima, el sector sufrió un crecimiento neto negativo del 5%. En el año 2013, la tasa de crecimiento del sector ha sido del -11,4%, cifra que demuestra el daño provocado por las medidas tomadas por el Gobierno en contra de la tecnología fotovoltaica, en particular, y de todas las renovables en general.

En el año 2013 únicamente se pusieron en marcha 102 MW de nueva potencia solar fotovoltaica, mientras que en Europa se instalaron más de 11.000 MW; es decir, en España se instaló menos del 1% de toda la potencia instalada en el viejo continente. En términos de energía eléctrica el sector fotovoltaico generó 8.287 GWh, con lo que se convirtió en la segunda tecnología renovable en lo que a la contribución a la demanda se refiere, únicamente por detrás de la eólica.

Del mismo modo, la solar fotovoltaica es la segunda tecnología renovable en cuanto a potencia instalada, con 4.640 MW, lo que representa el 14,11% del total, solo superada de nuevo por la eólica, como se observa en el gráfico 4.8.3.

En la actualidad y de cara al futuro, una de las posibles vías de desarrollo de la tecnología solar fotovoltaica, pasa por la modalidad de suministro de autoconsumo eléctrico.

#### Solar Térmica

La contribución directa al PIB del Sector Solar Térmico aumentó en 2013 hasta los 42,56 millones de euros y la contribución inducida fue de 22,42 millones de euros. La contribución total al PIB ha sido de 64,99 millones de euros. Este aumento ha sido de un 31,5% respecto al año anterior, después de cuatro años consecutivos de disminuciones de la aportación al PIB.

Estos valores reflejan la mejoría notable del sector. Concretamente, y según reflejan los resultados de la encuesta de actividad<sup>1</sup>, en 2013 se han instalado en España 163 MWth (232.500 m<sup>2</sup>). Desde el año 2008, donde se instalaron 326 MWth, el nuevo parque instalado anualmente registraba una tendencia negativa, rota en el año 2013 con un aumento de los MWth instalados con respecto a 2012.

La facturación del sector de solar térmica en España fue en 2013 superior a los 186 millones de euros. Según el análisis de mercado, el 76% corresponde a instalaciones sujetas alCTE, el 23% a instalaciones promovidas con los programas de ayudas de las CCAA y el 1% restante a aplicaciones industriales. La situación del sector solar térmico requiere actuaciones inmediatas que logren reactivar el sector y continuar con la mejoría experimentada durante el año 2013.

#### Solar Termoeléctrica

El sector Solar Termoeléctrico contribuyó en 2013 al PIB con 2.072 millones de euros, 1.076 millones correspondieron a contribución directa y 996 millones a contribución inducida. El sector registró un incremento en su contribución total al PIB de 130 millones con relación al año anterior. Después del descenso del año 2012, único registrado en la serie analizada, la contribución al PIB de la Solar Termoeléctrica volvió a registrar en 2013 una tasa de crecimiento positiva, que se situó en el 5,2%. Esto se debe fundamentalmente al incremento de su potencia instalada y al aumento en la generación de electricidad.

El sector cerró 2013 con una potencia instalada de 2.300 MW y la termoeléctrica se convirtió en la renovable de mayor crecimiento en el año con 350 MW nuevos, según datos de la CNMC. La potencia instalada de la solar termoeléctrica se concentra en seis comunidades autónomas: Andalucía, 1.000 MW; Extremadura, 850 MW; Castilla-La Mancha, 350 MW; Comunidad Valenciana, 50 MW; Murcia, 31,4 MW; y Cataluña, 22,5 MW.

La citada potencia instalada está repartida entre las 50 centrales en operación a finales del pasado año, de las que 22 disponen de sistema de almacenamiento y las 28 restantes no disponen del mencionado sistema. En cualquier caso, las centrales sin almacenamiento garantizan su gestionabilidad por medio de sistemas de hibridación, bien con gas natural o con biomasa.

El sector termoeléctrico generó en 2013 un total de 4.429 GWh, lo que supuso cubrir un 1,7 % de la demanda de electricidad total del año. Con relación al año anterior, la termoeléctrica incrementó su generación un 29%. El mes de mayor producción fue julio, en el que se generaron 759 GWh, lo que permitió cubrir el 3.51 % de la demanda de ese mes.

La regulación adoptada por el Gobierno establece una retribución basada en unos estándares de inversión establecidos más un incentivo a la producción, que arrojan unos ratios de inversión alejados de la realidad. El resultado es un nuevo recorte para el sector, que sumado a las medidas del año anterior (eliminación de la retribución a la producción con gas natural y el impuesto del 7% a la generación), sitúa la rebaja de retribución respecto a las bases de la inversión realizadas, según lo dispuesto en el RD 661/2007, en más del 30%.

## 5.2 Las principales razones para la evolución de las Energías Renovables en España

Las principales razones para la evolución de las Energías Renovables en España han sido:

- Regulación de las Energías Renovables
- Disminución de los costes de generación eléctrica
- Potencial renovable de España

### 5.2.1 Regulación de las Energías Renovables

La regulación ha sido un factor determinante en el desarrollo de las energías renovables en España.

En España se ha optado por un sistema de tarifa regulada (“Feed in Tariff”) apoyado en pilares fundamentales:

-Garantía de acceso a la red eléctrica para la generación de electricidad mediante fuentes de energías renovables en unas condiciones económicas fijadas por la administración,

- Regulación de los procedimientos administrativos para la autorización de los proyectos de instalaciones con energías renovables

- Planes y objetivos nacionales para las distintas fuentes de energías renovables.

La Ley 54/1997 del Sector Eléctrico, cuyo principal objetivo es la liberalización del sector eléctrico, establece un Régimen Especial para las energías renovables (con instalaciones por debajo de 50 MW) con garantía de acceso a la red sin obligación de ofertar al mercado (pool).

Distingue la producción en Régimen Ordinario de la producción en Régimen Especial, para el primero establece un sistema de mercado como mecanismo básico de funcionamiento. Algunas instalaciones del Régimen Especial (potencia instalada hasta 50MW) pueden incorporar su energía excedentaria al sistema (cogeneración, biomasa, residuos), en cuyo caso recibirían el precio medio final del mercado más una prima, y otras participar directamente en el mercado (solar, eólica, geotérmica, energía de las olas, mini hidráulica), en cuyo caso recibirían una prima, más el precio marginal horario y, en su caso, una remuneración por garantía de potencia y por servicios complementarios, pero el mercado les imputaría el coste de los desvíos.

Adicionalmente, esta ley otorga competencias a las Comunidades Autónomas para regular la autorización de las instalaciones del Régimen Especial y establece que las energías renovables deberían alcanzar el 12% de la demanda energética total en 2010. El Real Decreto 2818/1998, sobre producción de energía eléctrica por instalaciones abastecidas por recursos o fuentes de energías renovables, residuos y cogeneración, establece el sistema de primas al Régimen Especial que deberían ser actualizadas anualmente y revisadas cada 4 años.

El Real Decreto 436/2004, desarrolla la Ley del Sector Eléctrico y establece el esquema legal y económico para el Régimen Especial, con el fin de consolidar el marco regulador y crear así un sistema estable y previsible. El titular de la instalación tiene dos alternativas para la remuneración de la energía eléctrica generada:

- Vender la electricidad a la empresa distribuidora a tarifa regulada (que se define como un porcentaje de la Tarifa Eléctrica Media o de Referencia, que viene a ser

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 depende 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 libremente en el mercado, acudiendo directamente al mismo, a través del sistema de ofertas gestionado por el operador del mercado, o bien a través de un contrato bilateral o a plazo con una comercializadora, percibiendo por ello, en cualquiera de los casos, el precio de mercado más un incentivo por participar en él, así como, en su caso, una prima.

El Real Decreto 661/2007, regula la actividad de producción de energía eléctrica en Régimen Especial, sustituye al Real Decreto 436, manteniendo su esquema básico. Se mantiene la doble opción de retribución (tarifa regulada o mercado). La generación renovable que participa en el mercado recibirá una prima variable en función del precio de mercado y unos límites superior e inferior (techo y suelo “cap & floor”).

En la siguiente figura se detalla la retribución para la energía eólica en el año 2012 de acuerdo con este procedimiento

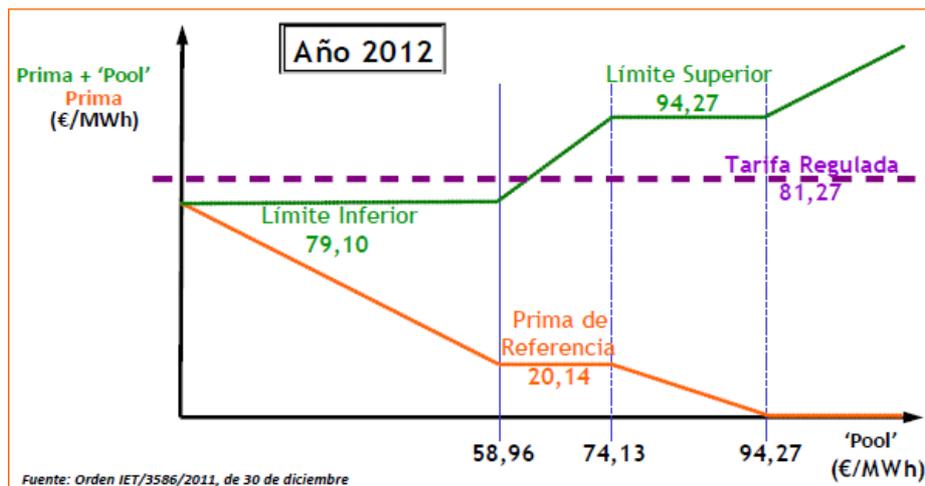


Ilustración 5-1 Retribución a la energía eólica RD 661/2007

Junto con este esquema regulatorio, han sido fundamentales dos aspectos, la fijación de objetivos en energías renovables y la regulación de los procedimientos administrativos por parte de las comunidades autónomas.

El Plan de Energías Renovables, PER 2005-2010, establece el compromiso de alcanzar para el año 2010 al menos el 12 % del consumo total de energía primaria con energías renovables, llegar al 29,4 % de la contribución de las renovables al sistema eléctrico y al 5.75 % de los biocarburantes en el transporte. Incorporando así los objetivos indicativos de las directivas comunitarias.

El actual plan de energías renovables, PER 2011-2020, pretende dar cumplimiento a las directivas comunitarias y tiene los siguientes objetivos globales:

El 20,8% sobre el Consumo Final Bruto de Energía. El 38,1% sobre la Producción Bruta de Electricidad.

El 11,3% sobre el Consumo de Energía en el Transporte.

El 17,3% sobre el Consumo Final Bruto de Energía para Calefacción y Refrigeración.

Finalmente las Comunidades Autónomas, regulan los procedimientos administrativos para la construcción de plantas de generación acogidas al régimen especial. Los criterios generales que han tenido en cuenta han sido:

Impacto medioambiental, producción de energía, planificación energética y, sobre todo, impacto socio-económico, aportación tecnológica y efectos industriales.

Este esquema de fomento de las energías renovables ha sido eficaz en muchas tecnologías, dando lugar a un sector industrial con una gran capacidad de penetración en el exterior y con una posición de liderazgo tecnológico en varias áreas, además de una importante contribución en beneficios sociales (por ejemplo empleo, más de 105.000 puestos de trabajo directos, según el informe de ISTAS).

Las claves de este desarrollo habría que buscarlas en las fortalezas del modelo: voluntad política, políticas de estado a largo y medio plazo, estabilidad de las normas, y seguridad jurídica y simplificación de los procedimientos administrativos.

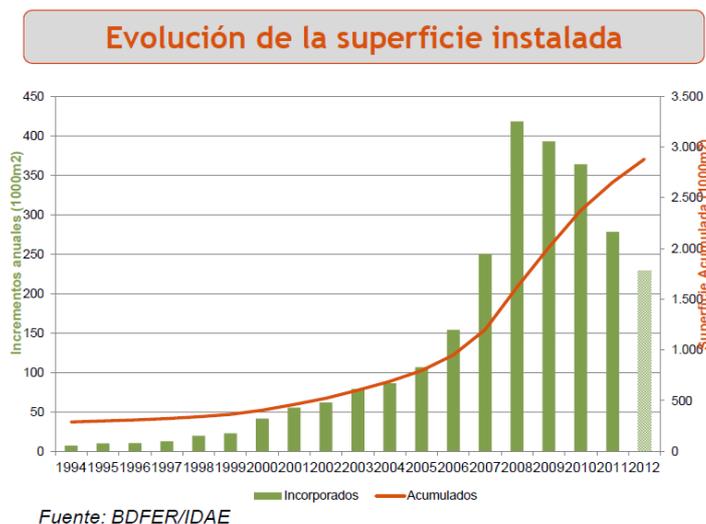
No obstante el desarrollo de las distintas tecnologías ha sido desigual, se ha logrado un fomento de las tecnologías de generación eléctrica, por ejemplo la energía eólica ha tenido un desarrollo continuado y gradual dando lugar a la creación de un tejido tecnológico e industrial a la vez que se desarrollaba la instalación de parques eólicos.

ANÁLISIS COMPARATIVO DE LA EVOLUCIÓN Y LA SITUACIÓN ACTUAL DE LAS ENERGÍAS RENOVABLES EN EL REINO UNIDO Y ESPAÑA



Ilustración 5-2 Evolución de la energía eólica en España 2012, (fuente MINETUR/IDAE) es una muestra de este desarrollo.

Por el contrario, en otras tecnologías no ha sido posible este desarrollo armónico y se han producido crecimientos bruscos, seguidos de un brusco descenso de las instalaciones. En la siguiente figura se muestra la evolución de las instalaciones de energía solar fotovoltaica, en la que puede apreciarse como en el año 2008 se instalaron en España más de 2.500 MW de potencia, cuando el objetivo establecido por el PER 2005-2010 era de 400 MW. El rápido crecimiento del sector motivado por las buenas condiciones regulatorias no permitió que la industria española abasteciera la demanda de las instalaciones de paneles solares que en su mayor parte hubo que importar de otros países.



*Ilustración 5-3 EVOLUCION DE LA ENERGIA SOLAR FOTOVOLTAICA EN ESPAÑA  
2012 (fuente MINETUR/IDAE)*

Finalmente este esquema de fomento no logró despegar el sector de la biomasa en todas sus vertientes, perdiéndose la oportunidad de desarrollar una tecnología con una gran capacidad de cohesión social y desarrollo rural. El aprovechamiento de la biomasa constituye una de las principales soluciones para garantizar la seguridad de los abastecimientos y la sostenibilidad de la energía en España, con un importante fomento de las estructuras económicas regionales y la creación de fuentes de ingresos alternativas para los agricultores.

**5.2.1.1 Principales cambios regulatorios en la regulación de las Energías Renovables y su efecto en la tipología de instalaciones consutruidas**

La regulación más efectiva para el fomento de las energías renovables en España, ha sido el RD 661/2007, que como se ha descrito en el apartado anterior ha introducido de una manera efectiva el sistema de primas a la generación de electricidad (FIT “feed in tariff”).

A partir del año 2007 se ha iniciado un debate alrededor del sistema de incentivo FIT. De hecho, en el año 2008 aparecen nuevas regulaciones que limitan la retribución a las energías renovables, en un principio sólo para las instalaciones de energía solar fotovoltaica, que había excedido los objetivos del PER y posteriormente extendidas a todas las fuentes de energías renovables.

En el año 2009 el coste de las primas a la energía solar fotovoltaica suponía el 45 % de todo el coste de las primas al régimen especial, mientras que solo representaba el 9 % de la generación de electricidad con energías renovables.

Una primera modificación en la legislación se establece en el RD 1578/2008 que regula la retribución de la actividad de producción de energía eléctrica mediante tecnología solar fotovoltaica para las nuevas instalaciones. Para esta tecnología, clasifica las nuevas instalaciones en dos tipologías según estén ubicadas en cubiertas (tipo I) o en el suelo (tipo II). La retribución de estas instalaciones se basa en diferentes convocatorias anuales con cupos de potencia por tipología y se ajusta a la curva de aprendizaje de la tecnología, lo que se traduce en un abaratamiento del coste de la electricidad en relación al modelo anterior.

Una segunda modificación para la disminución de los costes del régimen especial es el RD 6/2009 de 30 de abril por el que se adoptan determinadas medidas en el sector energético.

Se crea un registro de pre-asignación para las instalaciones acogidas al régimen especial, el principal objetivo de este registro, es el control de las instalaciones de próxima ejecución y acceso al sistema eléctrico. La inscripción en el registro es imprescindible para beneficiarse del sistema económico definido para el régimen especial, se requieren criterios técnico-económicos para la inscripción y se aplica un criterio tecnológico de inscripción en el registro hasta cubrir el objetivo de potencia previsto en el PER 2005-2010 vigente en ese momento.

Durante el año 2010, a través de varios cambios en la legislación entre el 19 de noviembre y el 23 de diciembre se introducen distintos recortes retroactivos de la retribución para la energía solar fotovoltaica, la energía eólica y la energía solar termoeléctrica (CSP), estos cambios incluyen una modificación de la retribución de la potencia reactiva, una reducción del período de remuneración hasta los 30 años en el caso de la energía solar fotovoltaica, una limitación de las horas anuales retribuidas con prima para las instalaciones eólicas, termosolares y fotovoltaicas, una reducción de las primas a las instalaciones eólicas en un 35 % para 2011 y 2012, y severos recortes para la energía solar fotovoltaica que pueden llegar hasta el 45% de la retribución.

Estas restricciones se materializan en varios Reales Decretos:

Real Decreto 1565/2010, de 19 de noviembre por el que se limita a 25 años el período para la retribución de la energía solar fotovoltaica y una reducción de las primas del orden del 5 % para las pequeñas instalaciones en tejados, de un 20 % para las grandes instalaciones en tejados y de un 45% para instalaciones en suelo.

Real Decreto 1614/2010 de 7 de diciembre, mediante la regulación y la modificación de ciertos aspectos de la producción de electricidad a partir de energía eólica y energía solar termoeléctrica.

Real Decreto ley-14/2010 de 23 de diciembre, las medidas urgentes para la corrección del déficit tarifario del sector eléctrico.

El mayor cambio legislativo que modifica completamente la filosofía de las retribuciones al Régimen Especial, lo constituye el RD Ley 1/2012

El Real Decreto Ley, se aplica a todas las instalaciones del Régimen Especial no inscritas en el registro de pre asignaciones (en la práctica a todas las nuevas instalaciones). Se suprime el régimen económico regulado en el RD 661/2007 (sistema FIT feed-in-tariff).

En la exposición de motivos que acompañan al Decreto que se emite con carácter de urgencia se expone:

El elevado déficit de tarifa que puede poner en riesgo la sostenibilidad del sistema eléctrico.

La compleja situación económica y financiera para mantener los incentivos a las instalaciones renovables.

El exceso de capacidad de generación instalada suficiente para asegurar la cobertura de la demanda.

En 2010, varias tecnologías (eólica, solar fotovoltaica y solar termoeléctrica) han superado los objetivos para el español Plan de Energías Renovables 2005- 2010.

Es posible alcanzar los objetivos para “europeos para las energías renovables” en el año 2020. En el Decreto se resalta el carácter temporal de estas medidas.

Varias regulaciones para el régimen especial de producción de energía eléctrica se emiten durante el año 2012. Un nuevo impuesto para la generación eléctrica que aplica por igual a todas las fuentes de generación y la supresión de la opción de venta al mercado para las instalaciones acogidas al régimen especial.

El 14 de septiembre 2012, el Gobierno español presentó un proyecto de Ley de medidas fiscales en el sector eléctrico. Entre otros aspectos, la nueva ley prevé un impuesto a la venta de electricidad con una tasa fija del 6% para todo tipo de tecnologías, tanto convencionales como renovables. El impuesto se aplica no sólo a las nuevas instalaciones, sino también a todas las existentes, siendo por ello una vez más una medida retroactiva.

La última regulación se describe en el nuevo Real Decreto Ley 2/2013 de 01 de febrero, de medidas urgentes en el sistema eléctrico.

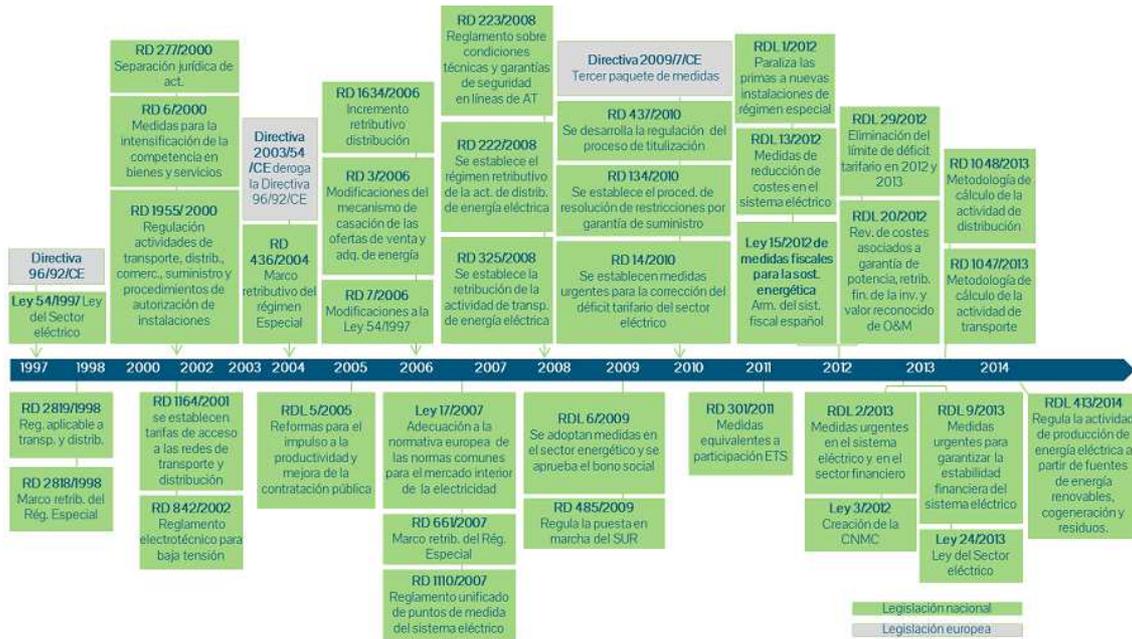
Los principales cambios son los siguientes:

Se elimina la opción de venta al mercado más la prima.

Se modifica la metodología para la actualización de las remuneraciones a las energías renovables, esta actualización se realizará aplicando un índice en el que no se incluyen los alimentos y los productos energéticos, en lugar del Índice de Precios al Consumo general.

Finalmente a lo largo de 2013 varios borradores sobre la reforma del sector eléctrico contemplan distintos cambios en las primas a las energías renovables, la disminución del déficit de tarifa y la regulación del autoconsumo.

**ANÁLISIS COMPARATIVO DE LA EVOLUCIÓN Y LA SITUACIÓN ACTUAL DE LAS ENERGÍAS RENOVABLES EN EL REINO UNIDO Y ESPAÑA**

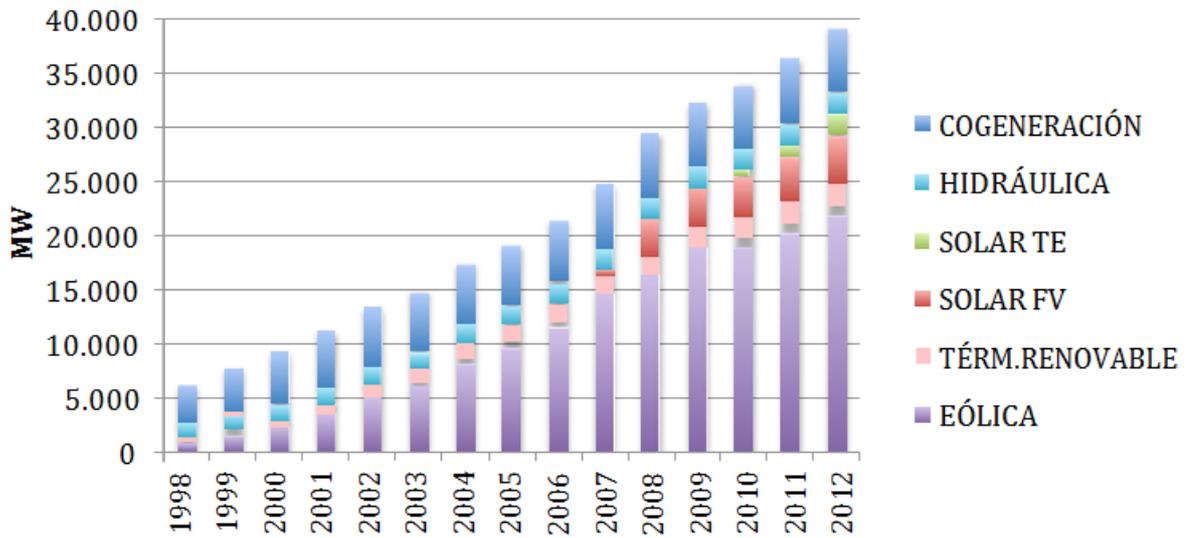


Del análisis comparativo entre los ambos países, se observa que la particularidad de España respecto al Reino Unido es la elevada participación de la potencia de renovables instalada respecto a la potencia instalada total, creciendo muy rápidamente a partir de principios del año 2000 y coincidiendo con el rápido incremento en la Pinst/Pmax, muy superior también a la del Reino, 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.

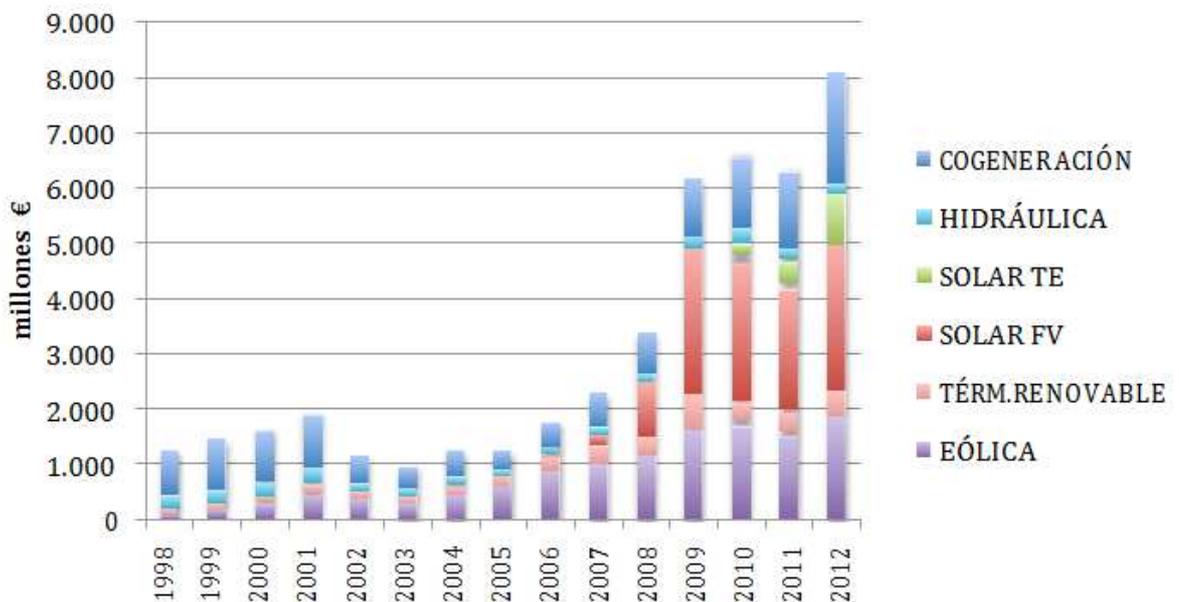
En la Ilustración 5-4 se ha representado la gráfica de potencia instalada del Régimen Especial por tipo de tecnología (datos CNE/CNMC) y en la Ilustración 5- 2 la gráfica de las primas del Régimen Especial por tecnología (datos CNE/CNMC). Los datos aquí utilizados de potencia instalada y primas proceden 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

**ANÁLISIS COMPARATIVO DE LA EVOLUCIÓN Y LA SITUACIÓN ACTUAL DE LAS ENERGÍAS  
RENOVABLES EN EL REINO UNIDO Y ESPAÑA**

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



*Ilustración 5-4: Potencia instalada Régimen Especial por tipo de tecnología en España 1998-2012*



*Ilustración 5-5: Primas Régimen Especial por tipo de tecnología en España 1998-2012*

ANÁLISIS COMPARATIVO DE LA EVOLUCIÓN Y LA SITUACIÓN ACTUAL DE LAS ENERGÍAS RENOVABLES EN EL REINO UNIDO Y ESPAÑA

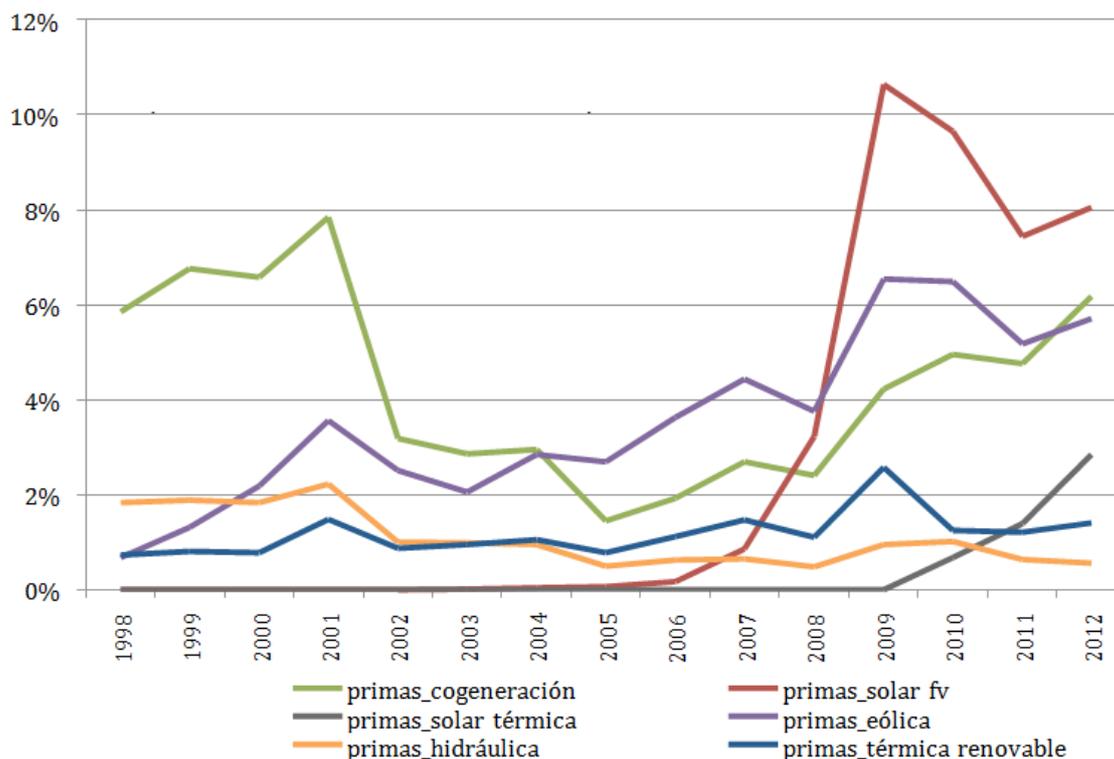


Ilustración 5-6: Porcentaje de participación de cada prima en el precio final medio real

El Real Decreto 2818/1998 desarrolla un sistema de incentivos que ayuda a las instalaciones que producen electricidad con fuentes de energía limpias a ser competitivas en un mercado libre, ya que se hace necesario internalizar sus beneficios medioambientales y que sus mayores costes, por sus especiales características y nivel tecnológico, no les permite la competencia en un mercado libre.

El volumen de primas en el año 2010 ascendió a 5.342 millones de euros, 4.544 millones de euros más que en el año 2005, lo que supone un crecimiento del 569,42% del volumen de primas. Esta tasa de crecimiento explica la evolución de penetración de las energías renovables en el sistema eléctrico español, debido a la entrada en funcionamiento de nuevas instalaciones y a una mayor producción renovable durante este período.

El fuerte incremento del volumen de las primas a partir del año 2007 se debió al marco retributivo del Real Decreto 436/2004 al que ya estaban sujetas todas las tecnologías renovables, pero especialmente el Real Decreto 661/2007 incentivó que en el año 2008 se incrementara la capacidad de potencia instalada, ya que las instalaciones renovables que no estuviesen conectadas el 28 de septiembre de 2008 no tendrían derecho a recibir la prima vigente.

De esta manera, si importante había sido el crecimiento del volumen de primas en el año 2008 en un 67,4% respecto del 2007, el cambio de modelo retributivo anunciado propició que para el año 2009 las primas casi se duplicaran con respecto al año 2008 hasta alcanzar los 4.712 millones de euros, y siguieran creciendo otro 13,4% más, hasta llegar a los 5.342 millones de euros el volumen de primas en el año 2010.

En términos acumulados, la energía eólica es la tecnología que más primas ha recibido con un volumen de 7.222 millones de euros, que representa el 45,6% del total de las primas recibidas. Le sigue la tecnología solar fotovoltaica con un volumen de primas acumuladas de 6.527 millones de euros, que supone un 41,2% del total. Solo estas dos tecnologías han recibido el 86,8% del volumen total de las primas recibidas por las energías renovables.

El resto de primas se reparte entre la mini hidráulica, con un volumen de 1.087 millones de euros y el 6,9% del total, y la biomasa, con un volumen de 834 millones de euros y el 5,3% del total. La tecnología solar termoelectrica es la que menos primas ha recibido pues sólo se ha liquidado en el año 2010, con un importe en primas de 185 millones de euros.

Buena parte del crecimiento de las primas está íntimamente ligado a la evolución de la tecnología solar fotovoltaica, un caso especial de “boom” y la creación de una burbuja especulativa. Así, al amparo de los marcos retributivos, RD 436/2004 y RD 661/2007, esta tecnología aumentó en el año 2008 su capacidad de instalación en un 393% con respecto al año 2007, hasta situarse en los 3.459 MW instalados, y, por tanto, se produce un aumento en las primas de 991 millones de euros, el 40,8% del total de primas recibidas, que es la liquidación que le correspondió a la solar fotovoltaica por la generación 2.543 GW de electricidad en el año 2008. En los años 2009 y 2010, las primas a la solar fotovoltaica crecieron de forma exponencial, un 433% con respecto al 2008, hasta los 5.287 millones de euros, que representa el 52,5% del total de primas recibidas por las energías renovables en el año 2010.

Sin embargo, el nuevo marco retributivo no puede evitar que la potencia fotovoltaica ya instalada y, por tanto, la capacidad de generación aumenta en el año 2009 un 144% respecto del 2008, con lo cual, las primas también crecen un 166% más que el año 2008, hasta alcanzar los 2.634 millones de euros. En el año 2010, sí quedan condicionadas las primas a la disminución de nuevas inversiones y sólo aumentan un 0,7%, respecto del 2009.

En el caso de las inversiones, la aplicación del real decreto es efectiva, puesto que, después de un crecimiento del 393% en el año 2008, las tasas de incremento en la capacidad de instalación de los años 2009 y 2010 bajan hasta el 5,1% y el 5,8%, respectivamente.

Frente a este breve crecimiento exponencial de la energía solar fotovoltaica, podemos comprobar el crecimiento regular de la energía eólica con tasas constantes, pasando en el año 2005 de 613 millones de euros en primas a los 1.964 millones de euros en el año 2010.

Igualmente, aunque con primas mucho menores, pero también con un crecimiento medido se encuentra la biomasa, que pasa en el año 2005 de 59MM € a 243MM€ en el año 2010, año en el que aparece por primera vez la tecnología solar termoeléctrica con una percepción en primas por importe de 185 millones de euros.

Así, la energía solar fotovoltaica es la que más crece porcentualmente en la percepción de primas y estas tasas reflejan a la perfección la evolución tan particular de esta tecnología. En efecto, vemos cómo los años de mayor percepción son 2007 y 2008, con crecimientos en el importe de las primas del 387% y 408%, respectivamente, propios de la capacidad instalada en los años 2006 y 2008.

Sin embargo, el efecto del RD 1575/2008, que revisa la retribución de esta tecnología a la baja, se hace notar ya en el año 2009, cuyo incremento de las primas se reduce sustancialmente con respecto al 2008, con una tasa de 166 puntos, pero en el año 2010 el crecimiento es tan sólo de 0,7%, como consecuencia de la caída de las inversiones en esta tecnología solar fotovoltaica por la inseguridad jurídica creada.

A modo resumen, podemos comprobar la evolución de la energía solar fotovoltaica desde el año 2005 y su irrupción en el conjunto de las energías renovables en cuanto a la percepción de las primas. En este sentido, el peso de la solar fotovoltaica ha crecido exponencialmente, pasando a tener un peso del 1,7% en el año 2005 a una cuota del 49,6% en el año 2010. El año 2009 fue el de más peso para esta tecnología, representado el 55,8% de las primas concedidas a las energías renovables.

Inversamente proporcional al aumento de la solar fotovoltaica se corresponde la caída de la energía eólica, cuya preponderancia pasó del 76,8% en el año 2005 al 36,7% del año 2010, al igual que la pérdida de peso de la biomasa y de la mini hidráulica, de 2,8 puntos y de 8,5 puntos, respectivamente

### *5.2.1.2 Comentarios finales*

El sistema eléctrico español ha experimentado importantes cambios en los últimos años. Tecnologías que tenían un peso testimonial en el sistema eléctrico han pasado a tener un papel muy significativo en apenas 15 de años, en este sentido destacan todas las tecnologías renovables (en especial la energía eólica que representa más del 15 % de toda la generación de electricidad), la cogeneración y una contribución cada vez más apreciable de todas las tecnologías solares (energía solar fotovoltaica y energía solar termoeléctrica).

Por otro lado la ausencia de una planificación adecuada y la disminución del consumo experimentado en los últimos años ocasionado por la crisis económica ha supuesto que haya una importante sobrecapacidad en el sistema eléctrico (con más de 102.500 MW instalados al final de 2012, cuando la demanda máxima en ese año apenas supuso 43.500 MW (REE, Informe del sistema eléctrico 2012)).

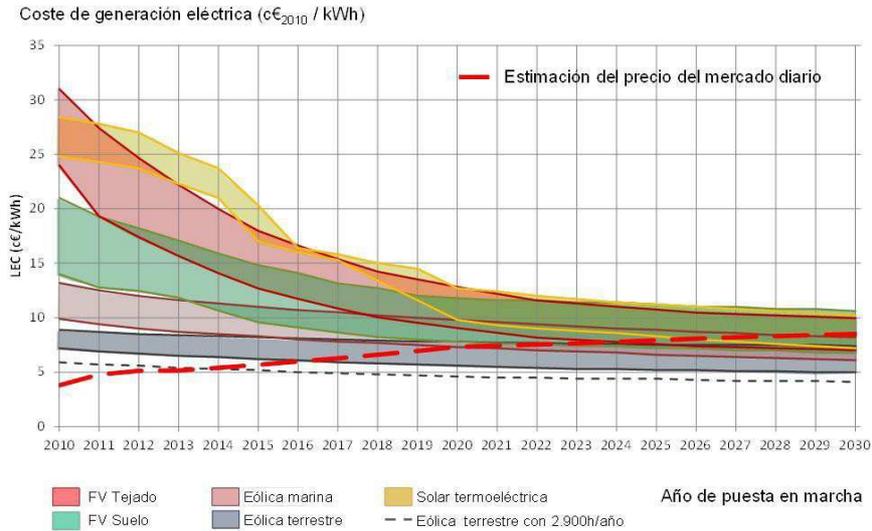
Desde hace unos años, el sistema eléctrico arrastra un fuerte desequilibrio entre los ingresos por las tarifas de acceso (establecidas por la Administración Central) y los costes regulados del sistema eléctrico (costes de transporte, distribución y gestión comercial, extra costes insulares y extra peninsulares, costes del régimen especial...), conocido como “déficit de tarifa”, que cada vez alcanza valores mayores y más alarmantes. El “déficit de tarifa” nace en el año 2000, aunque toma mayor relevancia en el 2005, año en el que alcanza los 4.000 Millones de euros.

Una de las principales motivaciones de la reforma eléctrica ahora mismo en proceso de definición, y las reducciones de las primas y las ayudas a las energías renovables descrita en este trabajo, ha sido la reducción y en última instancia la eliminación de este déficit de tarifa que constituye una verdadera hipoteca para los consumidores y un rémora para las empresas que lo soportan.

Las fuertes disminuciones de las primas a las energías renovables, como consecuencia de los cambios regulatorios, no han conseguido disminuir este déficit por lo que la reforma del sector eléctrico deberá, además, contemplar otros aspectos. Aunque, si ha originado esta variación del sistema legislativo de las energías renovables una disminución significativa de las inversiones en instalaciones renovables, con un valor próximo al 70% en el año 2012 y cercano al 90 % durante el 2013, estimándose que para el año 2014 descenderán drásticamente las nuevas instalaciones.

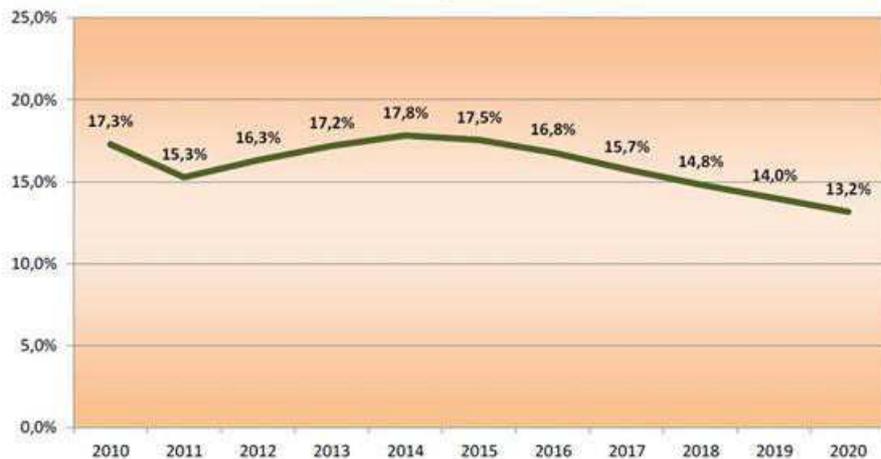
En la siguiente figura (Evolución de los costes de generación de las tecnologías renovables) se presenta una estimación de los costes de generación junto con la previsión de los costes del mercado diario de la electricidad, donde se aprecia que algunas tecnologías renovables pueden entrar en el mercado sin primas en los próximos años. Es el caso de la energía eólica o la energía solar fotovoltaica (en el momento de escribir este trabajo se anuncia la próxima entrada en el régimen ordinario de una planta de energía solar fotovoltaica).

**ANÁLISIS COMPARATIVO DE LA EVOLUCIÓN Y LA SITUACIÓN ACTUAL DE LAS ENERGÍAS RENOVABLES EN EL REINO UNIDO Y ESPAÑA**



*Ilustración 5-7 EVOLUCION DE LOS COSTES DE GENERACION DE LAS TECNOLOGIAS DE ENERGIAS REONVABLES (fuente, PER 2011-2020 MINETUR/IDAE).*

Las primas a las energías renovables han supuesto un coste para el sistema, por ejemplo en la figura se presenta la estimación de los costes debidos a las primas al régimen especial que realizaba el PER 2011-2020), en la que se muestra una paulatina reducción de las primas a medida que se alcanzaba un mayor grado de madurez en distintas tecnologías renovables.



*Ilustración 5-8 COSTES DE LAS PRIMAS AL REGIMEN ESPECIAL (fuente, PER 2011-2020 MINETUR/IDAE).*

Por otro lado se muestra, la contribución de las energías renovables al PIB durante el periodo de vigencia del PER 2011-2020.

El sistema de apoyo a las energías renovables basado en una prima a la producción (“feed in tariff”), se ha manifestado como un instrumento eficaz que ha permitido la creación de una importante industria, ha logrado reducir la dependencia energética, ha diversificado la generación de energía, ha logrado que algunas tecnologías inicien el camino hacia una competencia en el mercado con las tecnologías convencionales y ha iniciado la senda para el cumplimiento de los objetivos comunitarios coloquialmente conocidos como 20 /20/20, y que suponen que las energías renovables representen el 20% de la energía final en Europa en el año 2020.

Es inevitable un giro en materia de suministro energético hacia tecnologías con bajas emisiones de carbono, lo que implica una mayor presencia de las energías renovables en la matriz energética.

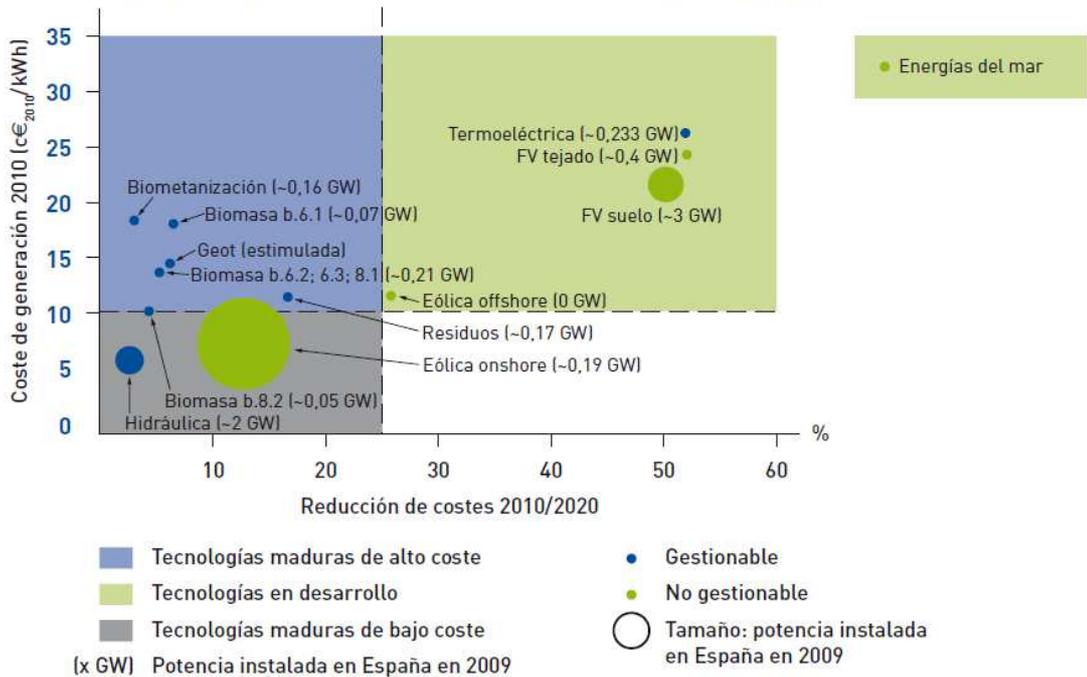
Junto con los avances en investigación e innovación, la regulación tendrá un papel esencial en este camino, es previsible que se definan otros mecanismos de apoyo como ya se están estableciendo en distintos países (Bonos de Carbono, acuerdos de compra de energía...) y que se dé un impulso especial a la gestión de la demanda, impulsando políticas de ahorro energético y uso más eficiente de la energía, además del fomento de la “generación distribuida” y el autoconsumo, donde el consumidor de energía es a la vez productor, con las importantes ventajas que supone esta generación próxima al lugar del consumo.

### **5.2.2 Disminución de los costes de generación eléctrica**

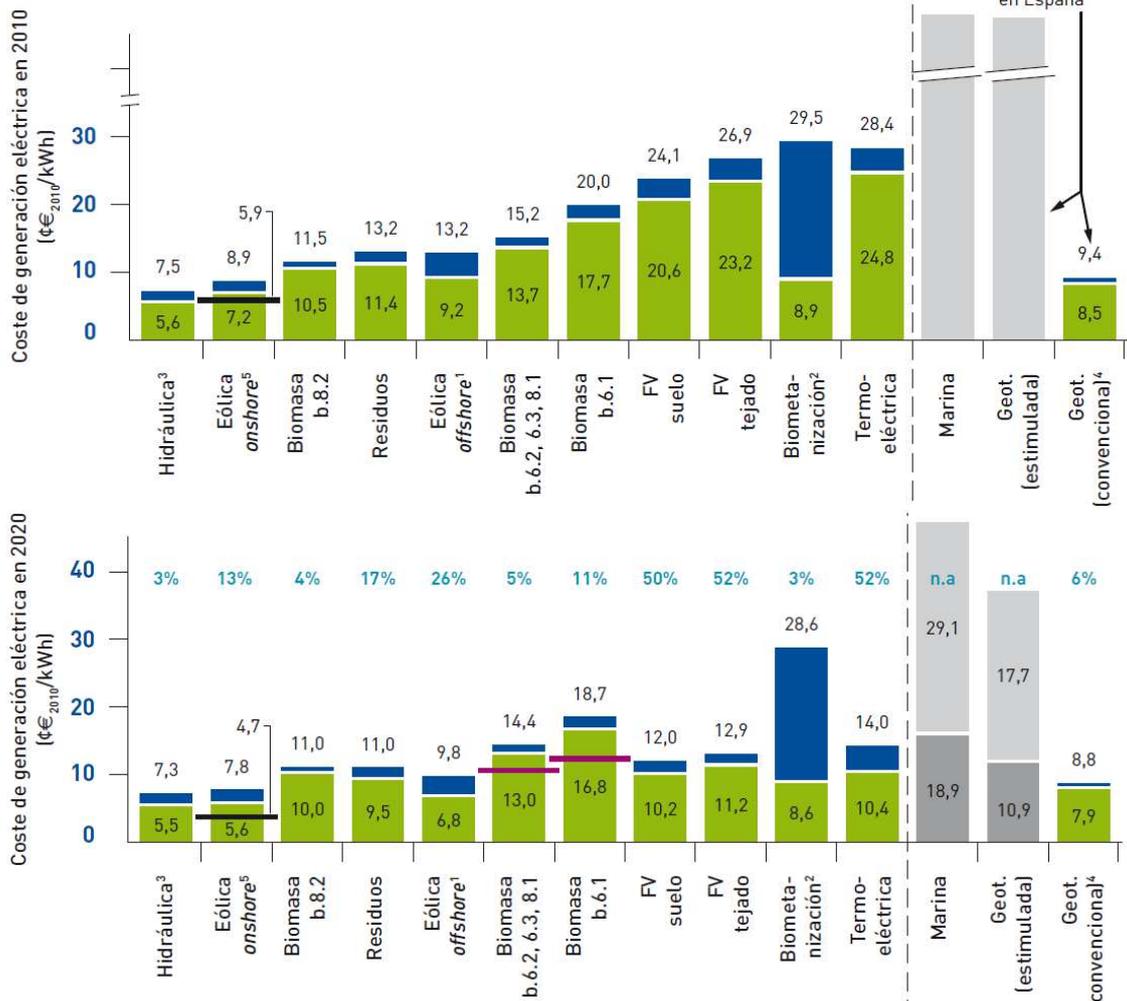
Sin duda otro de los factores clave en el desarrollo de las Energías Renovables es la disminución de los costes de generación para cada tecnología

ANÁLISIS COMPARATIVO DE LA EVOLUCIÓN Y LA SITUACIÓN ACTUAL DE LAS ENERGÍAS RENOVABLES EN EL REINO UNIDO Y ESPAÑA

Visión 2010-2020 de la generación eléctrica con energías renovables en España



Evolución 2010-2020 esperada en España del coste de generación eléctrica para las tecnologías renovables



Respecto a la potencia instalada en España en 2009, claramente destacan las energías eólica onshore (19 GW), fotovoltaica (3,4 GW), mini-hidráulica (2 GW), biomasa (0,48 GW) y termoeléctrica (0,23 GW). En el extremo opuesto se encuentra la energía eólica offshore, que no tiene ninguna instalación en España, o la geotérmica, que no sólo no tiene capacidad productiva en España en la actualidad sino que el potencial y accesibilidad del recurso presenta dudas (especialmente en el caso de la geotérmica convencional). La potencia instalada actual da muestra de la relevancia de la tecnología en el mix de generación actual y refleja bien la disponibilidad y accesibilidad del recurso natural necesario en España, o bien el grado de madurez de la tecnología.

Por último, cabe destacar que algunas tecnologías renovables permiten gestionar el vertido de electricidad a la red, en contraste con aquellas en las que la generación de electricidad es no gestionable. La capacidad de gestionar el recurso natural y por tanto la generación eléctrica cobrará cada vez más importancia de cara al futuro, a medida que aumente la contribución de las energías renovables en el mix de generación nacional. Las energías renovables gestionables incluyen: hidráulica, biomasa, biometanización, RSU9, geotérmica y termoeléctrica.

Cabe destacar las tecnologías termoeléctrica, fotovoltaica y, en menor medida, eólica offshore, como las tecnologías que más reducirán sus costes en el periodo 2010-2020. En cualquier caso, se estima que tanto la energía hidráulica como la eólica onshore seguirán manteniendo los costes más bajos entre el conjunto de renovables en España al menos hasta 2020.

A modo de resumen, a continuación se describen las principales palancas para reducir costes en cada una de las tecnologías.

#### Tecnologías en desarrollo

En el caso de la tecnología termoeléctrica existe un gran potencial de reducción de costes a través de la optimización de la escala de las plantas, ya que el diseño de las plantas actuales (~20 MW<sup>10</sup> en el caso de las torres y ~50 MW para el cilindro parabólico) se encuentran claramente por debajo de la escala óptima. Por otra parte, existen ciertos componentes clave con claro recorrido de reducción de costes a medida que se desarrolle el mercado, tanto por la aplicación de la curva de experiencia, como por la reducción de márgenes una vez que aumente la competencia. Se trata de componentes con un elevado peso en el coste de inversión total tales como espejos, tubos colectores, receptor de la torre o trackers de los helióstats. El aumento de la eficiencia será también una de las palancas con mayor recorrido, especialmente en el caso de la torre. Por último, cabe destacar el potencial de ciertas mejoras técnicas disruptivas tales como el cilindro parabólico con generación directa de vapor, la torre de gas, o el uso de sales sintéticas o nuevos fluidos térmicos para cilindros parabólicos capaces de funcionar a mayor temperatura.

En el caso de la tecnología fotovoltaica la principal palanca de reducción de costes se encuentra en la mejora de la eficiencia de los paneles fotovoltaicos. El incremento de la eficiencia permitirá reducir la superficie de módulo por Wp, lo que aminora los costes unitarios de módulo, estructura metálica, cableado e inversor por Wp. Por otra parte, la mejora de los procesos productivos y el desarrollo de plantas de producción de mayor

escala también permitirá reducir costes de forma significativa. Se esperan asimismo ciertas mejoras en la operación y mantenimiento de las plantas (por ejemplo, automatización del limpiado de los paneles). Las tecnologías cristalina y de capa delgada (o thin film) competirán en la reducción de costes. No incluimos en nuestro caso base el impacto de potenciales disrupciones tecnológicas tales como la nanotecnología, que podría reducir los costes de generación un 30% adicional al incrementar significativamente la eficiencia de los módulos.

La tecnología eólica tiene mayor potencial de reducción de costes en el caso offshore que en el caso onshore. En concreto, en la tecnología offshore existe recorrido para incrementar la disponibilidad de los aerogeneradores y es esperable una reducción de los costes de operación y mantenimiento a medida que se desarrollan las técnicas para trabajar en el medio marino. En ambos casos (offshore y onshore) podemos esperar una reducción moderada de costes de inversión en términos reales, en función de la curva de experiencia histórica. En cualquier caso, la palanca de mejora clave reside en la mejora del factor de capacidad, lo que permitirá aumentar la producción eléctrica para una misma localización o hacer rentables localizaciones que antes no lo eran atendiendo al recurso eólico.

#### Tecnologías con alto nivel de incertidumbre

La generación eléctrica con tecnologías del mar presenta sin duda la mayor incertidumbre tecnológica. Los sistemas actuales son teóricos sin proyectos comerciales relevantes. Problemas en la supervivencia de las instalaciones en el medio marino, sobrecostes en la instalación o menores horas de funcionamiento de las esperadas, hacen que los costes actuales teóricos no sean válidos para plantas fi nanciables a escala comercial. A futuro, la mejora en los factores anteriores a través del desarrollo de pilotos en fase de I+D podría permitir el despliegue de plantas comercialmente viables en el periodo 2015-2020. Sin embargo, en un escenario de baja inversión o sin éxitos tecnológicos razonables podríamos encontrarnos con que la tecnología marina no terminara de despegar en el periodo.

#### Tecnologías maduras

La evolución esperada de costes de generación de biomasa y RSU será parecida, al emplear tecnologías muy similares. Se trata de tecnologías maduras con poco recorrido para la reducción de costes de operación y de costes de inversión. Se trata de plantas que emplean tecnología fabricada generalmente fuera de España y que por tanto cuenta con un sobrecoste adicional asociado a los costes de transporte. La principal palanca de reducción del coste de generación eléctrica se encuentra en una mejora del rendimiento eléctrico de las plantas. En concreto se estima una mejora de 0,4 puntos porcentuales por año en el rendimiento eléctrico de las plantas, lo cual está en línea con la mejora histórica y la esperada para plantas de generación térmica maduras como los ciclos combinados y las plantas de carbón. El impacto de la reducción de costes de generación será algo menor en el caso de las plantas de biomasa respecto a las de residuos por el mayor peso de la materia prima en el coste total de generación. Por último, cabe destacar que en el caso base no incorporamos el efecto de ninguna tecnología disruptiva. De desarrollarse alguna tecnología disruptiva el coste de generación podría reducirse de forma significativa.

Plantas de gasificación a mayor escala, o ciclos ORC son alternativas posibles a futuro, alrededor de un 25% y un 10% respectivamente. Adicionalmente existe otra palanca de reducción de costes significativo que consistiría en el abaratamiento del suministro de materia prima. El estudio incorpora sensibilidades a tal efecto. Por otra parte la cogeneración con biomasa reduciría sensiblemente los costes de generación eléctrica. Es más, la cogeneración en plantas de gasificación podría suponer una reducción adicional del coste de generación de entre un 18 y un 30% en función del aprovechamiento del calor generado (50% vs. aprovechamiento óptimo).

En el caso de plantas de biometanización se esperan pocas reducciones de costes de inversión y operación al tratarse de tecnologías maduras. La reducción de costes vendrá impulsada por una pequeña mejora del rendimiento del motor eléctrico, pero con menor recorrido que en el caso de la biomasa.

La generación hidráulica de pequeña potencia se basa también en una tecnología madura con pocas oportunidades para reducir costes. En concreto, un desarrollo del mercado permitiría reducir ligeramente los márgenes del sector y producir ciertos componentes de poco valor añadido en países de bajo coste, pero el impacto en cualquier caso será muy limitado.

Las innovaciones más relevantes vendrán por el desarrollo de turbinas reversibles que permitan bombear agua en las plantas de pie de presa, generando oportunidades de almacenamiento energético. Respecto a la generación eléctrica con energía geotérmica, la principal palanca para reducir costes se encuentra en la mejora de los procesos de exploración y de perforación que suponen entre un 50-65% del coste total de inversión. En cualquier caso el principal reto para la energía geotérmica estimulada consiste en hacer la tecnología viable comercialmente, ya que a día de hoy, los modelos existentes son teóricos, sin aplicación en instalaciones comerciales.

#### Impacto del precio de las materias primas

Cabe destacar que se estima un impacto moderado del precio de las materias primas en los costes de generación en la mayoría de las tecnologías, cuando se trata de materias primas empleadas en la construcción de equipos. Por el contrario, en el caso de materias primas necesarias para la producción de electricidad (o, como se verá a continuación, para la producción de calor y para la producción de biocarburantes) la incidencia es muy significativa.

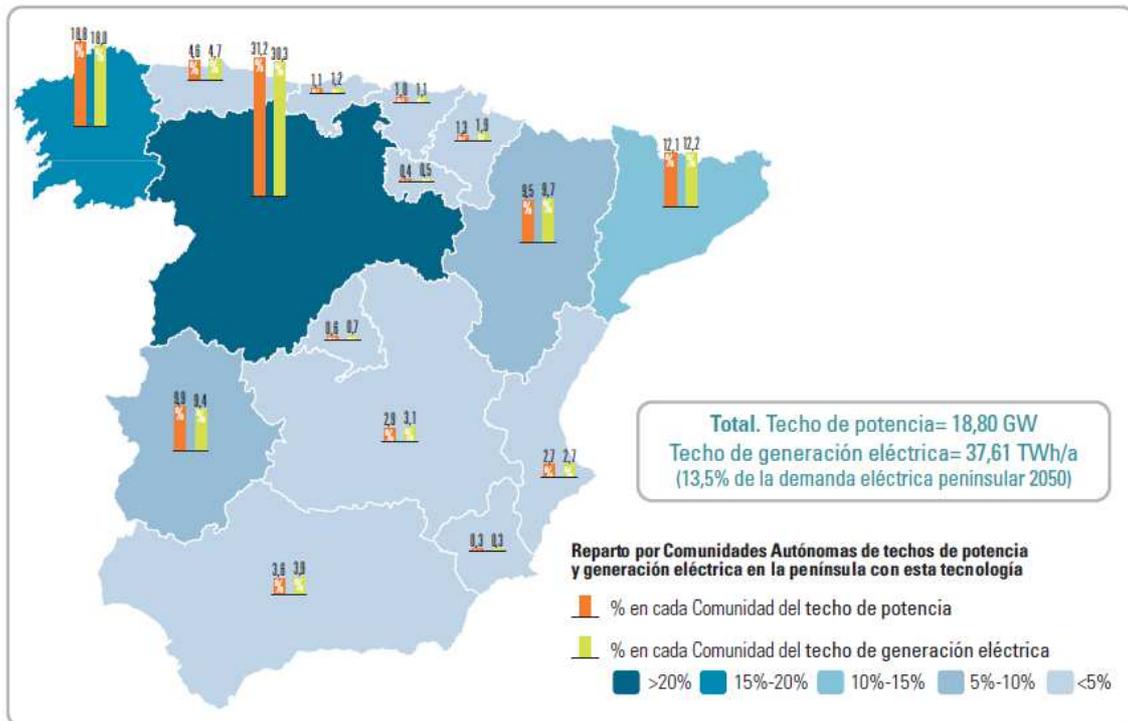
A modo de ejemplo, en plantas eólicas onshore, en el periodo 2000-2009 el peso del acero crudo en el total del coste de inversión osciló entre un 5 y un 7%, en un periodo en el que el precio del acero se triplicó. La subida del precio del acero en 2008 fue compensada en parte por el tipo de cambio euro/dólar y en parte por la tendencia a emplear aerogeneradores de mayor potencia nominal que tienen menor contenido en acero por MW. Existen sin embargo tres casos en los que la evolución del coste de las materias primas tiene un impacto significativo sobre el coste de generación eléctrica o de producción de biocombustibles. Se trata del precio del polisilicio para la energía solar fotovoltaica de tecnología cristalina, del precio de la biomasa para las plantas de generación homónimas y del precio de los cereales y aceites vegetales para la producción de biocarburantes.

### 5.2.3 Potencial renovable de España

Otro factor clave para el desarrollo de las energías renovables ha sido la potencia renovable disponible en la península. Son muchos los estudios que indican un posible autoabastecimiento energético con recursos renovables y esta posibilidad ha dado lugar a un gran desarrollo de distintas tecnologías en España.

El instituto de investigaciones tecnológicas de la Universidad Pontificia de Comillas ha realizado una estimación de cara al año 2050 que ahonda en esta posibilidad para cada tipo de tecnología y que pone de manifiesto el gran recurso renovable del que dispone España

#### Hidráulica



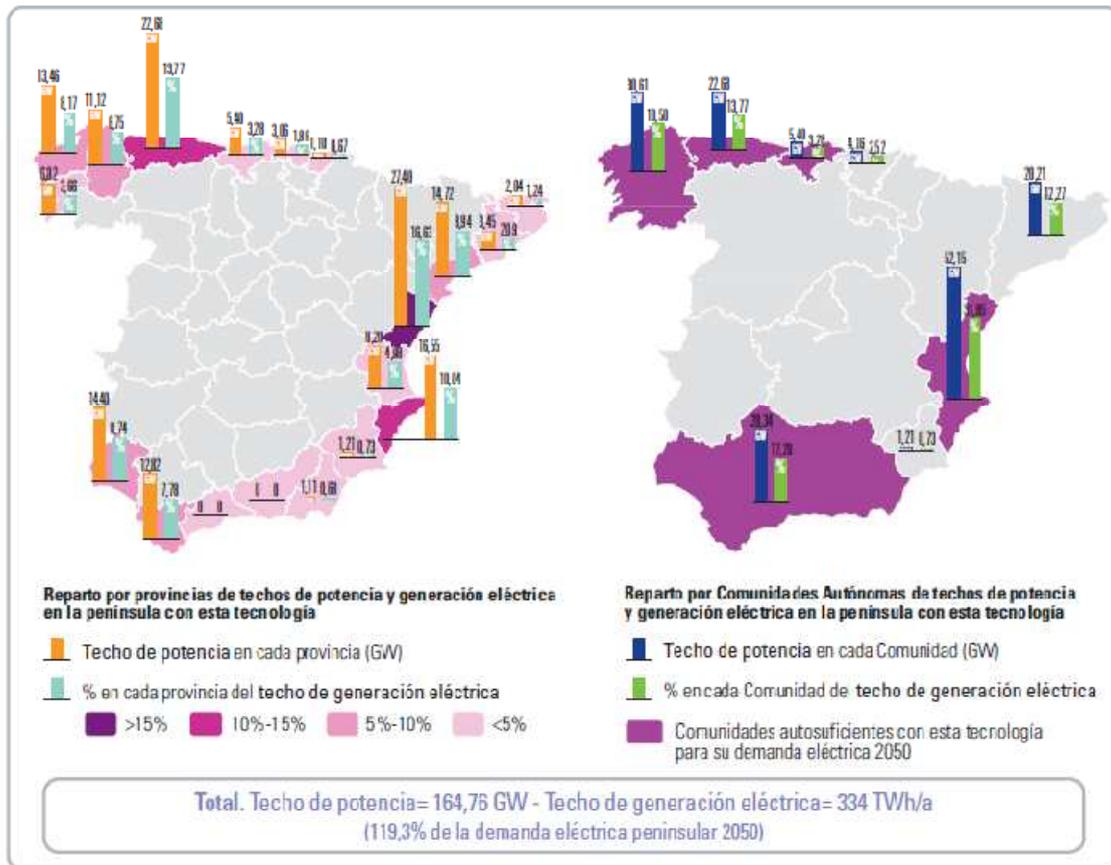
La potencia hidroeléctrica podría alcanzar 18.800 MW, que podrían generar 37,61 TWh al año, lo que permitiría cubrir un 13,5% de la demanda eléctrica peninsular proyectada en 2050. Al ser una energía almacenable, su contribución puede seguir siendo muy útil para la regulación del sistema eléctrico. Como vemos en el mapa, el mayor potencial se ubica en Castilla y León.

Este potencial hidroeléctrico se ha analizado diferenciando entre la minihidráulica (instalaciones de potencia inferior a 10 MW) y las centrales de potencia superior a 10 MW:

- La potencia hidroeléctrica en instalaciones minihidráulicas podría alcanzar 2.280 MW, que podrían generar 6,91 TWh al año, lo que permitiría cubrir un 2,5% de la demanda eléctrica peninsular proyectada en 2050. El mayor potencial se ubica en Castilla y León, Cataluña y Aragón.
- La potencia hidroeléctrica en instalaciones de potencia superior a 10 MW podría alcanzar 16.571 MW, que podrían generar 30,71 TWh al año, lo que permitiría cubrir un

11% de la demanda eléctrica peninsular proyectada en 2050. El mayor potencial se ubica en Castilla y León.

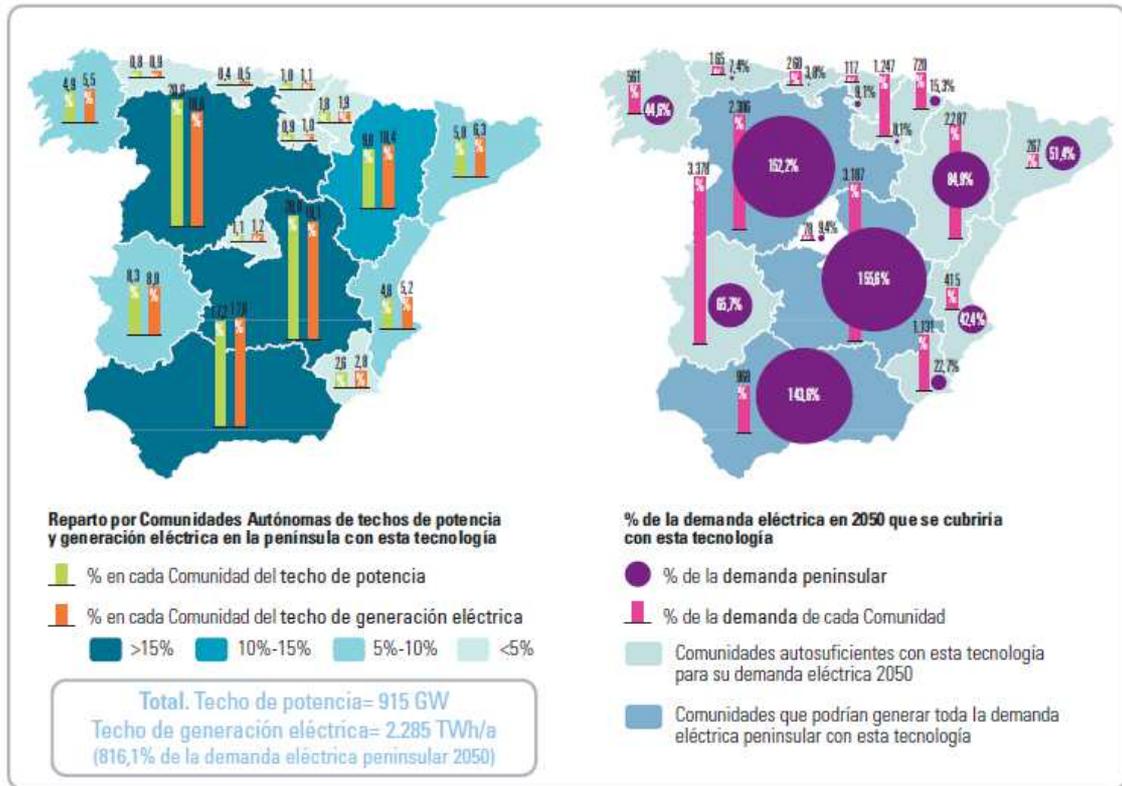
### Eólica Marina



Se podrían instalar 164.760 MW de potencia eléctrica basada en la energía eólica marina, y se podrían generar 334 TWh al año, lo que permitiría cubrir un 119,3% de la demanda eléctrica peninsular proyectada en 2050. Como vemos en el mapa, el mayor potencial se ubica en Castellón. Es de destacar que Galicia, Asturias, Cantabria, Valencia y Andalucía podrían generar con eólica marina una cantidad de electricidad superior a su propia demanda eléctrica proyectada en 2050.

### Eólica Terrestre

**ANÁLISIS COMPARATIVO DE LA EVOLUCIÓN Y LA SITUACIÓN ACTUAL DE LAS ENERGÍAS  
RENOVABLES EN EL REINO UNIDO Y ESPAÑA**

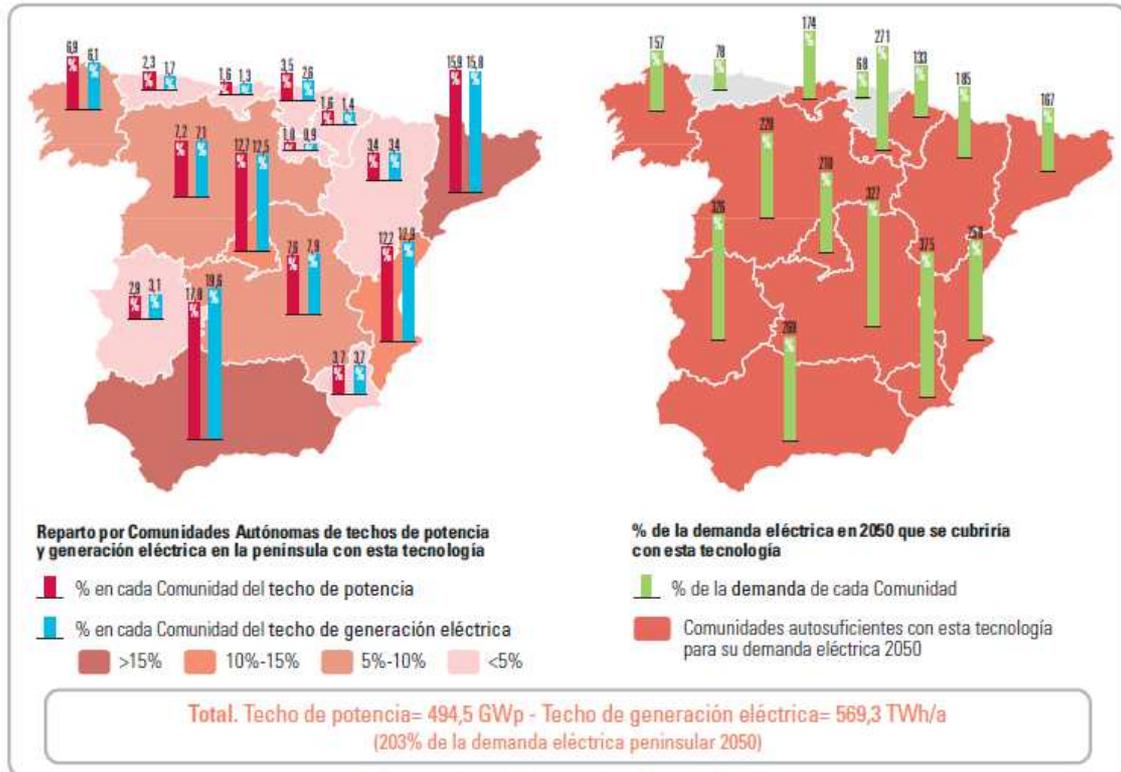


Este potencial de eólica terrestre se ha analizado realizando dos cálculos diferentes, con dos métodos diferentes. Los resultados mostrados en el mapa corresponden al método más fiable<sup>1</sup>, que resulta en un mayor potencial. Con la otra aproximación, se generarían 1.902 TWh/año, equivalentes al 679% de la demanda eléctrica peninsular en 2050.

Se podrían instalar 915.000 MW de potencia eléctrica basada en la energía eólica terrestre, y se podrían generar 2.285 TWh al año, lo que permitiría cubrir en más de ocho veces la demanda eléctrica peninsular proyectada en 2050. Como vemos en el mapa, el mayor potencial se ubica en las dos Castillas y Andalucía. Es de destacar que cada

**Solar fotovoltaica en edificios**

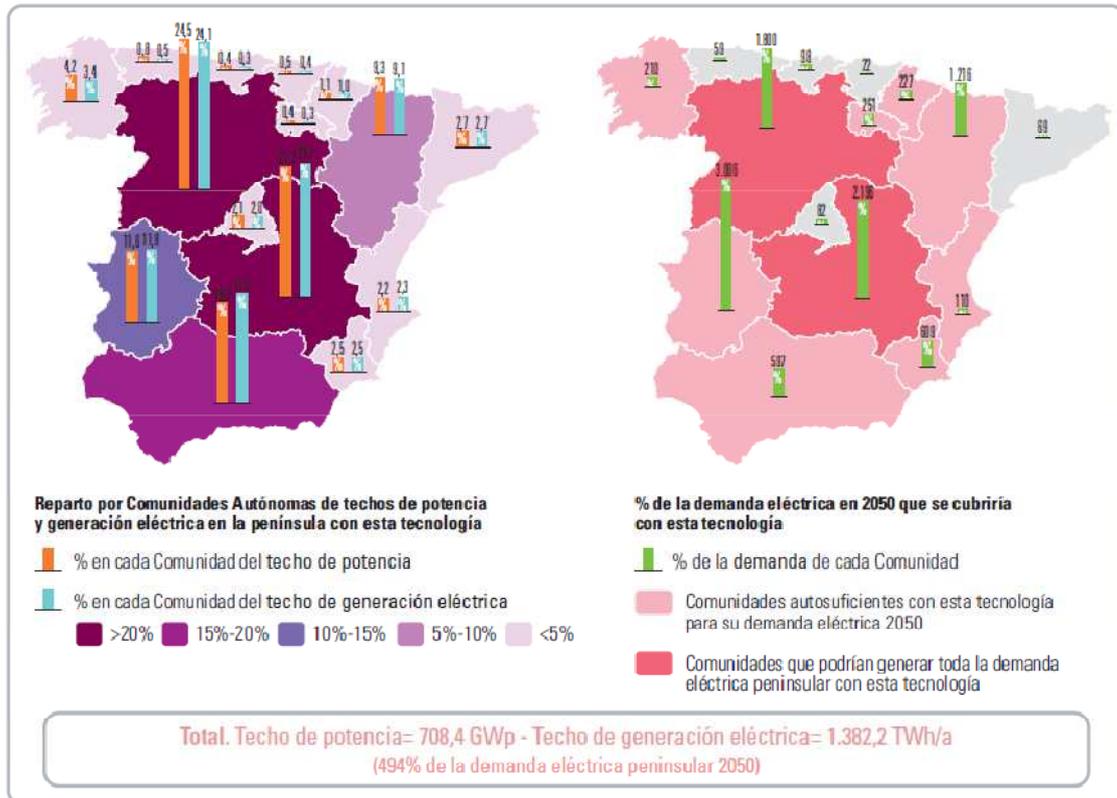
ANÁLISIS COMPARATIVO DE LA EVOLUCIÓN Y LA SITUACIÓN ACTUAL DE LAS ENERGÍAS RENOVABLES EN EL REINO UNIDO Y ESPAÑA



Se podrían instalar 494.500 MWp de potencia fotovoltaica integrada en edificios, y se podrían generar 569,3TWh al año, lo que permitiría cubrir más del doble de la demanda eléctrica peninsular proyectada en 2050. Como vemos en el mapa, el mayor potencial se ubica en Andalucía y Cataluña. Es de destacar que todas las comunidades, excepto Asturias y el País Vasco, podrían generar con fotovoltaica integrada en edificios una cantidad de electricidad superior a su propia demanda eléctrica proyectada en 2050

**Solar Fotovoltaica con seguimiento**

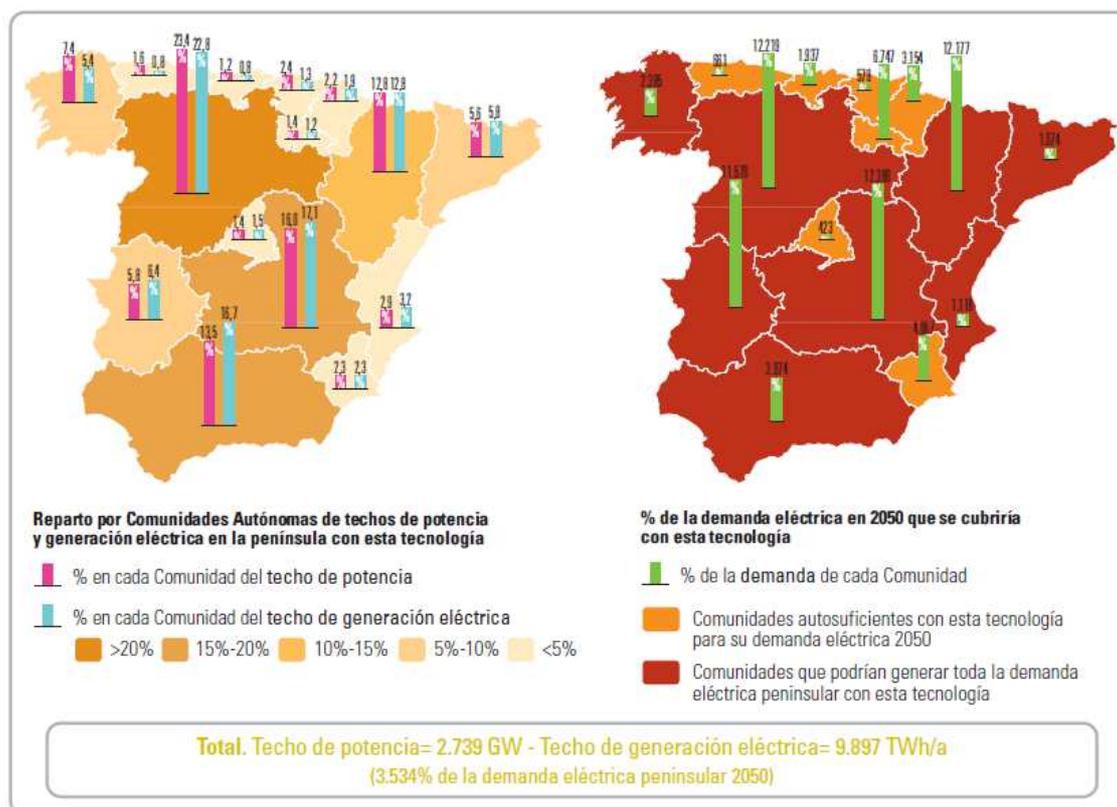
**ANÁLISIS COMPARATIVO DE LA EVOLUCIÓN Y LA SITUACIÓN ACTUAL DE LAS ENERGÍAS  
RENOVABLES EN EL REINO UNIDO Y ESPAÑA**



Se podría conseguir 708.400 MWp de potencia fotovoltaica en instalaciones de energía solar fotovoltaica con seguimiento, y se podrían generar 1.382,2 TWh al año, lo que permitiría cubrir en cerca de cinco veces la demanda eléctrica peninsular proyectada en 2050. Como vemos en el mapa, el mayor potencial se ubica en las dos Castillas. Es de destacar que cada una de estas comunidades autónomas podría generar con energía solar fotovoltaica con seguimiento una cantidad de electricidad superior a toda la demanda eléctrica peninsular proyectada en 2050. Además, Extremadura, Aragón, Murcia, Andalucía, La Rioja, Navarra, Galicia y Valencia, podrían generar con esta energía una cantidad de electricidad superior a su propia demanda eléctrica proyectada en 2050

**Termosolar**

ANÁLISIS COMPARATIVO DE LA EVOLUCIÓN Y LA SITUACIÓN ACTUAL DE LAS ENERGÍAS RENOVABLES EN EL REINO UNIDO Y ESPAÑA



Se podrían instalar 2.739.000 MW de potencia eléctrica en centrales termosolares, y se podrían generar 9.897 TWh al año, lo que permitiría cubrir en más de treinta y cinco veces la demanda eléctrica peninsular proyectada en 2050. Como vemos en el mapa, el mayor potencial se ubica en Castilla y León.

Es de destacar que tanto esta comunidad como las de Castilla-La Mancha, Andalucía, Aragón, Extremadura, Cataluña, Galicia y Valencia podrían generar, cada una de ellas, con centrales termosolares una cantidad de electricidad superior a toda la demanda eléctrica peninsular proyectada en 2050. Además, todas las comunidades peninsulares podrían generar con centrales termosolares una cantidad de electricidad superior a su propia demanda eléctrica proyectada en 2050.

### 5.3 Barreras al desarrollo de las Energías Renovables

#### Energía solar Fotovoltaica

Las principales barreras identificadas al desarrollo de la tecnología han sido agrupadas en función de la tipología: económicas, de demanda y oferta y operativas.

##### *Barreras económicas*

- Endurecimiento reciente de las condiciones de financiación que incrementa los costes de generación. Esta barrera es de especial importancia ya que las condiciones que se han establecido para el sector debido a la crisis, pueden marcar el punto de referencia para los próximos años, incluso una vez superado el periodo de crisis.

- Sector sujeto a cambios recientes de regulación que puede alterar los incentivos de inversión frente a otras alternativas y las expectativas de certidumbre regulatoria.

#### *Barreras de demanda-oferta*

- Complejos procesos administrativos, lo que supone una barrera significativa, especialmente para los particulares.
- Limitado interés por parte del “dueño” de la edificación por ser propietario de las instalaciones de tejado en edificaciones con una hipoteca.
- Impacto visual de las instalaciones en viviendas particulares, lo que frena su adopción.
- Para el segmento particular, profesionalización mejorable del sector y falta de información para el potencial usuario final.

#### *Barreras operativas*

- De forma análoga al resto de tecnologías no gestionables (eólica, termosolar sin almacenamiento, etc.) la FV conlleva imprevisibilidad del suministro en un entorno de penetración creciente de las energías renovables en España. La falta de capacidad de almacenamiento supondrá un reto cada vez mayor para el sistema eléctrico.

### **Energía Solar Termoelectrica**

Las principales barreras al desarrollo e implantación de la tecnología termoelectrica se resumen a continuación.

#### *Barreras económicas*

- Ciclo de construcción de plantas muy largo, que hace que los costes de las plantas estén determinados por los precios de 3 o 4 años antes de la puesta en marcha.
- Limitación a plantas de 50 MW para optar a la prima, con lo que con la regulación actual no se pueden conseguir los ahorros derivados de la escala de las plantas (~200 MW en plantas cilindro parabólicas).
- Los diseños alternativos (torre, fresnel lineal, disco parabólico) tienen costes elevados en la actualidad. Es necesario invertir en el desarrollo de unas tecnologías con un potencial de reducción de costes por encima de los diseños actuales.

#### *Barreras de demanda-oferta*

- Mercado poco desarrollado fuera de España que limita las oportunidades de recorrer la curva de experiencia.
- Cuellos de botella en algunos componentes clave (espejos, tubos colectores) que pueden suponer un incremento en los costes de inversión. El desarrollo del mercado será un factor clave para eliminar los cuellos de botella.
- Complejidad de los procedimientos administrativos, que dificulta la participación de promotores de menor tamaño y/o extranjeros.

#### *Barreras sociales*

- Consumo de recursos naturales: agua y suelo.

## Energía Eólica

Las principales barreras identificadas al desarrollo de la tecnología han sido agrupadas en función de la tipología: tecnológicas, en la infraestructura, regulatorias, ambientales, sociales y en el aprovechamiento del recurso.

### *Barreras tecnológicas*

- La imposibilidad de gestionar la generación eólica en un entorno de creciente capacidad eólica y peso en el mix de generación tendrá un doble impacto: 1) riesgo de que en las horas de poca demanda la potencia generada por los parques eólicos no pueda ser vertida a la red, lo que obliga a desconectar los parques y 2) necesidad de instalar capacidad de generación de apoyo para momentos de menor recurso eólico.
- La falta de evolución de cimentaciones offshore para profundidades superiores a ~40 metros reduce el potencial de desarrollo de la tecnología offshore en España donde las principales zonas desarrollables se encuentran a una profundidad superior a 50 metros.
- La dificultad para la predicción temporal del recurso eólico, para entender los niveles de viento de forma precisa y con la suficiente antelación, dificulta la casación de la oferta y la demanda en el mercado eléctrico.
- Los procedimientos de medición de viento para alturas superiores a 100 metros (LIDAR, SODAR, torres meteorológicas especiales, etc.) son diferentes a los procedimientos “tradicionales”.

### *Barreras en la infraestructura*

- La distancia entre las principales zonas de generación eólica (Galicia, Delta del Ebro y la zona del Estrecho de Gibraltar) y los principales núcleos de consumo eléctrico (Madrid y Barcelona) requiere unas mayores infraestructuras para el transporte de la energía generada, y supone un incremento de las pérdidas eléctricas.

### *Barreras regulatorias*

- Los crecientes requerimientos tecnológicos de las instalaciones eólicas con respecto a la potencia activa y reactiva, contenido de armónicos, estabilidad frente a huecos de tensión, etc. implican mayores costes de inversión.
- Falta de armonización administrativa entre comunidades autónomas.
- La complejidad administrativa para realizar proyectos de repotenciación es la misma que para desarrollar nuevas instalaciones, lo cual aumenta el tiempo y el coste.

### *Barreras ambientales*

- Los impactos visual, sonoro y sobre aves y quirópteros limitan las dimensiones y la velocidad de punta de pala del rotor.
- El impacto sobre el patrimonio cultural limita las ubicaciones donde pueden ubicarse instalaciones de generación eólica.

### *Barreras sociales*

- La contestación social ante la implantación de parques eólicos, especialmente offshore, obliga al desarrollo de proyectos en zonas alejadas de la población, lo que incrementa significativamente el coste de interconexión a la red eléctrica.

#### *Barreras en el aprovechamiento del recurso*

- La vida útil actual de diseño de los aerogeneradores, estimada en veinte años, requerirá la repotenciación de cada vez más parques. Mantener el crecimiento en la capacidad total instalada requerirá proyectos adicionales o permitir instalar mayor potencia en los proyectos repotenciados.
- Incremento del coste de los nuevos parques al agotarse paulatinamente los emplazamientos de mayor recurso eólico.

#### *Barreras operativas*

- De forma análoga al resto de tecnologías no gestionables (fotovoltaica, termosolar sin almacenamiento, etc.) la FV conlleva imprevisibilidad del suministro en un entorno de penetración creciente de las energías renovables en España. La falta de capacidad de almacenamiento supondrá un reto cada vez mayor para el sistema eléctrico.

### **Energía de la biomasa:**

#### *Generación eléctrica y cogeneración*

Las principales barreras para el desarrollo de la generación eléctrica con biomasa han sido identificadas y clasificadas como barreras en el aprovechamiento del recurso, barreras normativas y barreras tecnológicas.

#### *Barreras en el aprovechamiento del recurso*

- La falta de apoyo a los cultivos energéticos desde las administraciones públicas tiene como resultado una menor seguridad de aprovisionamiento de la biomasa. Este escaso apoyo se debe a la inexistencia de una tarifa que cubra todos los gastos así como al riesgo derivado del tiempo que el cultivo tarda en crecer, a la heterogeneidad del tratamiento legal por parte de las comunidades autónomas y a la falta de una definición transparente de qué se considera cultivo energético (especies, plantaciones ya existentes, etc.).
- El rechazo a la cosecha de cultivos energéticos por parte de los agricultores implica que existe un desarrollo muy limitado de este tipo de cultivos.
  - Los obstáculos administrativos para convertir un terreno forestal en agrícola y viceversa reducen los incentivos de los agricultores para probar los cultivos energéticos y, por lo tanto, reduce la oferta de biomasa.
- Falta de impulso desde las comunidades autónomas para la puesta en aprovechamiento de los montes, tanto públicos como privados.

#### *Barreras normativas*

- La limitación de las dimensiones de los camiones (en España los camiones no pueden superar las 44 t de carga y los 17 metros de longitud frente a 60 t y 24 metros en Suecia)

implica unos mayores costes logísticos, especialmente en el caso de la biomasa de baja densidad.

- El nivel tarifario no refleja las diferencias reales de escala en los costes de inversión y operación de las plantas, y limita el desarrollo de plantas de pequeña escala.
- Las limitaciones a la hibridación con la tecnología solar termoeléctrica (limitación al 50% de cada tecnología).
- No se contabilizan las posibles externalidades positivas de la biomasa, como son la creación de empleo rural, la valorización de los bosques, la eliminación de residuos de los bosques, etc.
- La falta de homogeneización y transparencia en los criterios de conexión a la red eléctrica, unida al escaso desarrollo de la disposición adicional decimotercera del Real Decreto 661 reducen la rentabilidad y la certidumbre de las inversiones.

#### *Barreras tecnológicas*

- La escasa demanda en horas valle reduce el número de horas anuales equivalentes por debajo de las horas de diseño, lo cual disminuye la rentabilidad de las inversiones.
- La heterogeneidad de la biomasa residual y de las ubicaciones en las que se recoge la dificulta la utilización de procesos estandarizados y de coste reducido.

#### **Generación Térmica**

Las principales barreras para el desarrollo de la generación térmica con biomasa han sido identificadas y clasificadas como barreras, económicas y sociales, en el desarrollo del sector y normativas:

#### *Barreras económicas y sociales*

- El coste de las calderas de biomasa es superior al coste de las calderas de otras tecnologías (si bien es cierto que el coste del combustible por unidad de energía térmica útil puede ser menor en el caso de la biomasa).
- La escasez de conocimiento de la tecnología y la falta de un mercado desarrollado inducen una resistencia al cambio por parte de los demandantes de calor.
- La necesidad de realizar un mayor número de tareas de operación y mantenimiento que en otras tecnologías implica un mayor coste de operación así como una mayor molestia para el usuario.
- El alto nivel de urbanización en España eleva el coste de establecimiento de redes de district heating.

#### *Barreras en el desarrollo del sector*

- El mercado logístico de biomasa hasta el hogar está poco desarrollado lo que implica altos costes de transporte por tonelada de combustible.
- El escaso desarrollo de las ESCOs, a pesar del apoyo del programa Biomcasa del IDAE para el sector residencial, impide que los demandantes de calor elijan calderas de biomasa frente a otras tecnologías (principalmente por el mayor coste de inversión inicial y por la falta de seguridad en el suministro de biomasa).

#### *Barreras normativas*

- La falta de un estándar único de las características de los pellets adaptado al mercado español reduce la seguridad de aprovisionamiento para el usuario y dificulta la comparación de precios

## BIBLIOGRAFÍA

- [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*.
- [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)*.
- [6] CNE. (1999) Informe sobre los resultados de la liquidación 14 de 1998.
- [7] CNE. (2000) Informe sobre los resultados de la liquidación 14 de 1999 y verificaciones practicadas.
- [8] CNE. (2001) Informe sobre los resultados de la liquidación provisional nº 14 de 2000 y verificaciones practicadas
- [9] CNE. (2002) Informe sobre los resultados de la liquidación provisional nº 14 de 2001 y verificaciones practicadas.
- [10] CNE. (2003) Informe sobre los resultados de la liquidación provisional nº 14 de 2002 y verificaciones practicadas.
- [11] CNE. (2004) Informe sobre los resultados de la liquidación provisional nº 14 de 2003 y verificaciones practicadas.
- [12] CNE. (2005) Informe sobre los resultados de la liquidación provisional nº 14 de 2004 y verificaciones practicadas.
- [13] CNE. (2006) Informe sobre los resultados de la liquidación provisional nº 14 de 2005 y verificaciones practicadas.
- [14] CNE. (2007) Informe sobre los resultados de la liquidación provisional nº 14 de 2006 y verificaciones practicadas
- [15] CNE. (2008) Informe sobre los resultados de la liquidación provisional nº 14 de 2007 y verificaciones practicadas
- [16] CNE. (2009) Informe sobre los resultados de la liquidación provisional nº 14 de 2008 y verificaciones practicadas

- [17] CNE. (2010) Informe sobre los resultados de la liquidación provisional nº 14 de 2009 y verificaciones practicadas
- [18] CNE. (2011) Informe sobre los resultados de la liquidación provisional nº 14 de 2010 y verificaciones practicadas
- [19] CNE. (2001) Información básica de los sectores de la energía 1999.
- [20] CNE. (2001) Información básica de los sectores de la energía 2000.
- [21] CNE. (2002) Información básica de los sectores de la energía 2001.
- [22] CNE. (2003) Información básica de los sectores de la energía 2003.
- [23] CNE. (2004) Información básica de los sectores de la energía 2004.
- [24] CNE. (2005) Información básica de los sectores de la energía 2005.
- [25] CNE. (2006) Información básica de los sectores de la energía 2006.
- [26] CNE. (2007) Información básica de los sectores de la energía 2007.
- [27] CNE. (2008) Información básica de los sectores de la energía 2008.
- [28] CNE. (2009) Información básica de los sectores de la energía 2009.
- [29] CNE. (2011) Información básica de los sectores de la energía 2010.
- [30] CNE. (2011) Información básica de los sectores de la energía 2011.
- [31] DECC. (2011). *Estimated impacts of energy and climate change policies on energy prices and bills.*
- [32] DECC. (2012). *Energy Trends.*
- [33] DECC. (2012). *Dukes 5.1.3.*
- [34] Ministerio de Industria, Turismo y Comercio. (2002) *La energía en España 2001.*
- [35] Ministerio de Industria, Turismo y Comercio. (2003) *La energía en España 2002.*
- [36] Ministerio de Industria, Turismo y Comercio. (2004) *La energía en España 2003.*
- [37] Ministerio de Industria, Turismo y Comercio. (2005) *La energía en España 2004.*
- [38] Ministerio de Industria, Turismo y Comercio. (2006) *La energía en España 2005.*
- [39] Ministerio de Industria, Turismo y Comercio. (2007) *La energía en España 2006.*
- [40] Ministerio de Industria, Turismo y Comercio. (2008) *La energía en España 2007.*
- [41] Ministerio de Industria, Turismo y Comercio. (2009) *La energía en España 2008.*
- [42] Ministerio de Industria, Turismo y Comercio. (2010) *La energía en España 2009.*
- [43] Ministerio de Industria, Turismo y Comercio. (2011) *La energía en España 2010.*

- [44] Blanco, P.B., 2005 “La liberalización del sector eléctrico en España: ¿Un proceso incompleto o frustrado?”. Información Comercial Española, N° 826,
- [45] <https://www.gov.uk/government/organisations/department-of-energy-climate-change>
- [46] <https://www.gov.uk/government/organisations/department-of-energy-climate-change/about/statistics>
- [47] 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
- [48] DECC. (2013) “UK Greenhouse gas emissions: Performance against emissions reduction targets – 2012 provisional figures.”
- [49] 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.
- [50] Fabra, N., Toro, J. (2005). “Price Wars and Collusion in the Spanish Electricity Market”. International Journal of Industrial Organization,.
- [51] 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.
- [52] Giulietti, M., Grossi, L., Waterson, M (2010). “Price transmission in the UK electricity market: Was NETA beneficial?”. Energy Economics, Elsevier,
- [53] Green, R. (1999).”Draining the Pool: the reform of electricity trading in England and Wales”. Energy Policy
- [54] Henney, A., Crisp, S. (1997). “Lessons for the U.S.? Transmission pricing, constraints and gaming in England & Wales”. Electricity Journal.
- [55] Marcos, J.M. (2001). “Historia y panorama actual del sistema eléctrico español”. Monográfico Energía. Asociación Española de la Industria Eléctrica.
- [56] 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.
- [57] National Audit Office. (2006). “The restructuring of British Energy”, HC 943 Session 2005-2006, March 17th.
- [58] National Audit Office. (2010). “The sale of the Government’s interest in British Energy”, HC 215 Session 2009-2010, January 20th
- [59] Newbery, D. (1995) “Power Markets and Market Power”, Energy Journal

[60] Newbery, D. (1998). "Pool reform and competition in electricity (Chapter 5)", M. Beesley (ed.), *Regulating Utilities: Understanding the Issues*. Institute of Economic Affairs

[61] Newbery, D. (1998a). "The regulator's review of the English Electricity Pool", *Utilities Policy*,

[62] Newbery, D. (2001) "Issues and options for restructuring the electric supply industry", CMI Working Paper EP 01, Cambridge University.

[63] 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,

[64] NGC. (2011). "National Electricity Transmission System Seven Year Statement".

[65] OFFER (1998) "Review of Electricity Trading Arrangements: Framework Document". Office of Electricity Regulation (OFFER), Birmingham (GB).

[66] "REE\_Balance de energia eléctrica\_mar13". 29 de abril.

[67] "REE\_Potencia instalada\_mar13". 29 de abril.

[68] "REE\_Red de transporte\_jun13". 15 de julio.