

En cuanto al coste de inversión de la instalación de superficie, y en base a la información bibliográfica disponible, hemos procedido a elaborar proyecciones de curvas de aprendizaje para la tecnología geotérmica de HDR. Los valores de las tasas de crecimiento de la potencia mundial instalada y de las tasas de progreso asumidos son los que mostramos en las siguientes tablas. Debemos recordar que puesto que nuestro objetivo es exclusivamente analizar la situación en el año 2050, y este año está suficientemente alejado como para poder asumir que cualquier tec-

nología llamada a desempeñar un papel relevante en el nuevo modelo energético ya haya recorrido completamente su curva de aprendizaje para esas fechas, la evolución temporal para alcanzar el valor asintótico de la curva de aprendizaje es irrelevante de cara a los resultados de este estudio. En la Figura-133 mostramos la evolución de potencia instalada y costes de inversión asociada a estas tasas de crecimiento y de progreso por la curva de aprendizaje para el equipamiento superficial de una central HDR. [Ver Tablas 13 y 14 y Figura 133].

Tabla 13 Tasas de crecimiento de la potencia mundial de centrales geotérmicas de HDR.

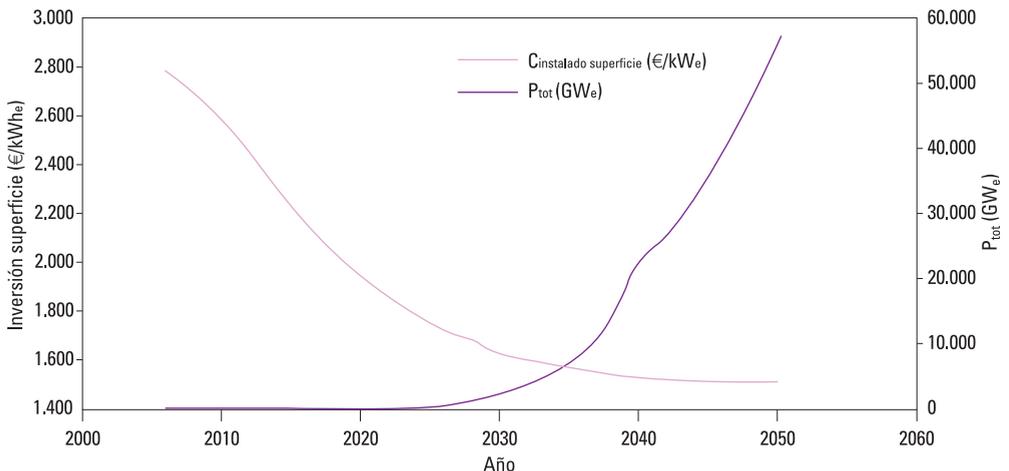
Período	Tasa de crecimiento mundial (%)
2006 - 2010	10
2011 - 2015	25
2016 - 2020	40
2021 - 2030	35
2031 - 2040	25
2041 - 2050	10

Tabla 14 Evolución de la tasa de progreso en curva aprendizaje para centrales geotérmicas de HDR.

Período	Tasa de progreso (%)
2006 - 2010	88
2011 - 2015	91
2016 - 2020	94
2021 - 2030	96
2031 - 2040	98
2041 - 2050	100

Figura 133 Evolución de la potencia mundial de geotérmica HDR y del coste de inversión de equipamiento superficial.

Geotérmica HDR: coste inversión superficie



Tomando como base la estructura de costes presentada, hemos procedido a evaluar las actuaciones económicas de las centrales geotérmicas HDR con una resolución provincial. En la Figura-134 presentamos el mapa del LEC provincial bajo la estructura de costes actual. En la Figura-135 mostramos el mapa del LEC provincial con la estructura de costes proyectada para el año 2050. En la Figura-136 mostramos las actuaciones técnico-económicas, en términos de costes de eliminación de CO₂ con resolución provincial, para la estructura de costes actual. Como podemos ver, bajo la estructura de costes actual, el LEC oscila en las distintas provincias entre 9,03 y 14,20 c€/kW.h_e, y el CE_{CO2} entre 128 y 259 €/Tm-CO₂. Bajo la estructura de costes proyectada para el año 2050, el LEC oscila en las distintas provincias entre 3,81 y 3,96 c€/kW.h_e, y el CE_{CO2} entre -1 y -5 €/Tm-CO₂. El valor negativo del CE_{CO2} en todas las provincias para el año 2050 (entre -4,91 y -0,96 €/Tm CO₂) refleja el hecho de que la geotérmica HDR alcanza un valor del LEC inferior al de referencia adoptado para evaluar los CE_{CO2} (valor de un ciclo combinado en el año 2004). Como podemos ver, la reducción del coste de perforación asociado a la introducción de la tecnología lineal, conduce para el 2050 a una distribución provincial muy homogénea de los LEC de las centrales geotérmicas de HDR. [Ver Figuras 134 a 136].

Figura 134 Distribución provincial del LEC de la geotérmica HDR con la estructura de costes actual.



Figura 135 Distribución provincial del LEC de la geotérmica HDR con la estructura de costes proyectada para el año 2050.

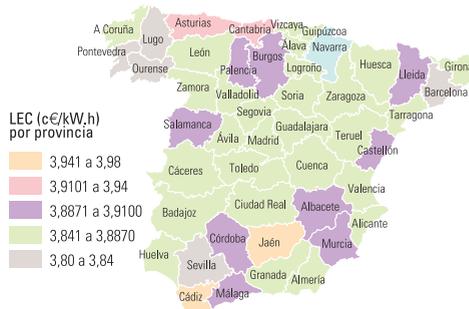
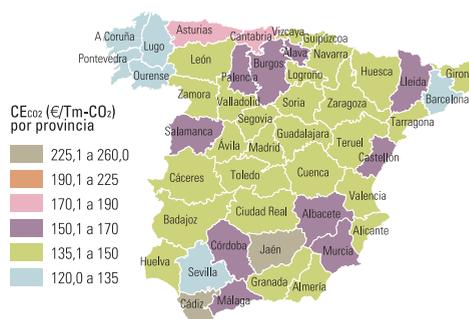


Figura 136 Distribución provincial del CE_{CO2} de la geotérmica HDR con la estructura de costes actual.



3.2.6. Olas

La tecnología de las olas está en su inicio de aplicaciones comerciales, lo cual introduce cierta indeterminación a la hora de evaluar sus costes, a lo que hay que añadir la indeterminación sobre las actuaciones técnicas de los dispositivos actualmente disponibles en el mercado tal y como comentamos en el punto dedicado a la caracterización tecnológica de la energía de las olas.

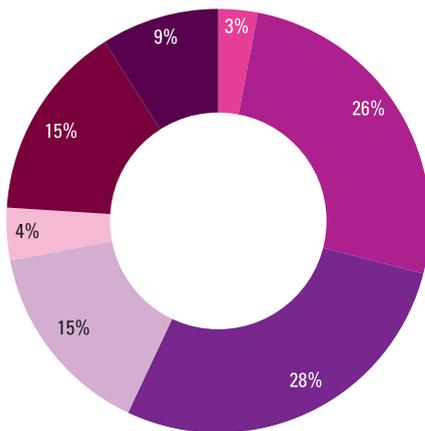
En primer lugar, existe una gran diferencia entre los costes totales, e incluso el

peso relativo de los distintos componentes de coste, entre las primeras instalaciones de demostración que se están realizando y la instalación de unidades a nivel comercial, tal y como queda reflejado en la Figura-137 de (EPRI, 2004). [Ver Figura 137].

Las pocas evaluaciones de evolución de costes de la tecnología de las olas son muy optimistas, pronosticando costes por debajo de los de la eólica a igualdad de potencia instalada, tal y como muestra la Figura-138 de (EPRI, 2004). [Ver Figura 138].

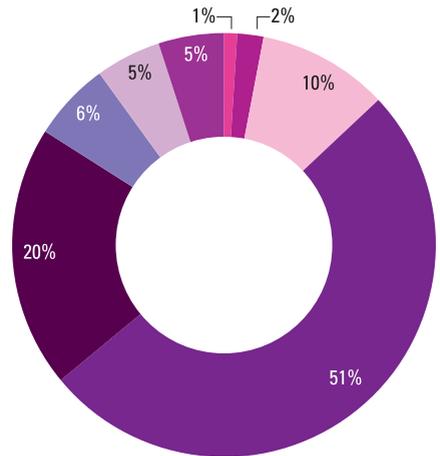
Figura 137 Descomposición de componentes de coste para instalaciones de energía de las olas offshore, a nivel de primeras unidades aisladas y a nivel de implementación en planta comercial según (EPRI, 2004).

Pie Chart of cost centers for single unit installation



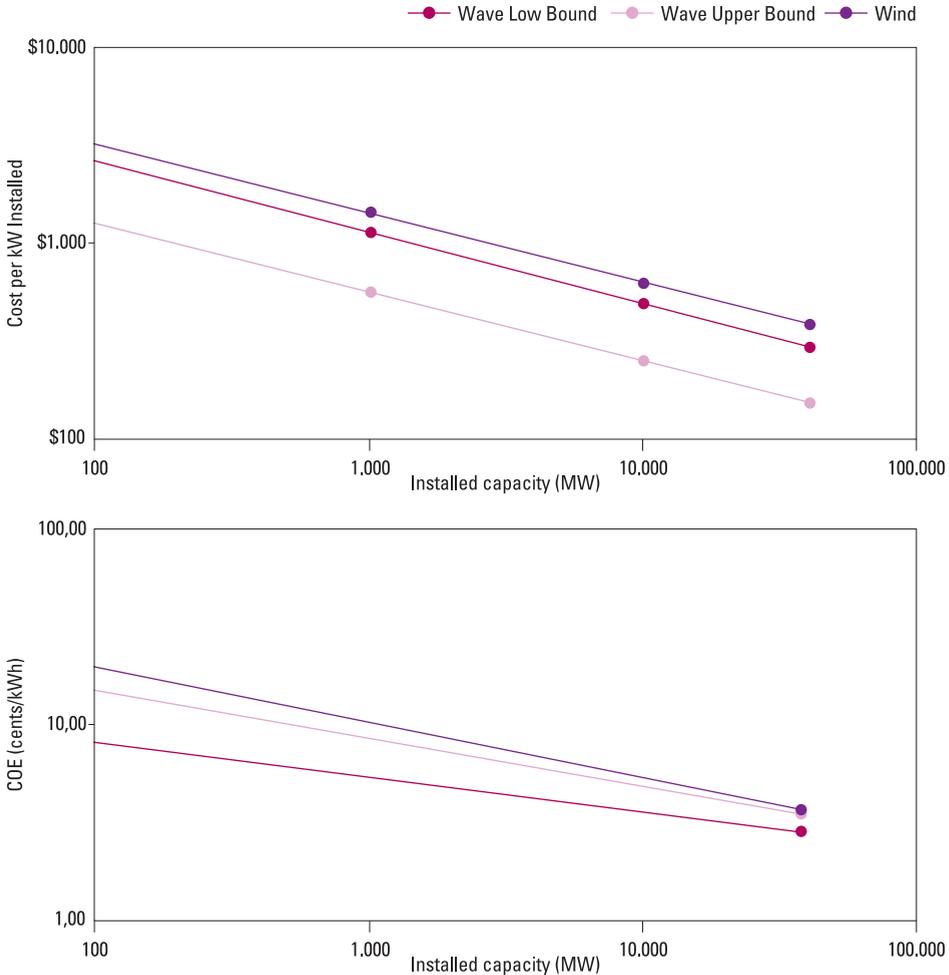
- Onshore Transmission
- Subsea Cables
- Pelamis PCM (Power Conversion Modules)
- Pelamis Structural Steel Sections
- Pelamis Mooring
- Installation
- Construction Management & Comissioring

Installed Cost Breakdown for commercial scale plant



- Onshore Transmission
- Subsea Cables
- Pelamis PCM (Power Conversion Modules)
- Pelamis Mooring
- Pelamis -Concrete Tubes
- Facilities & Equipment
- Construction
- Management & Engineering (5%)

Figura 138 Previsiones del avance por la curva de aprendizaje para la tecnología de las olas, tanto en términos de costes de inversión como en términos del coste de la electricidad generada (LEC) comparados con la tecnología eólica según (EPRI, 2004).



A partir de la escasa información disponible sobre la estructura de costes de la tecnología de las olas (EPRI, 2004), (Callaghan J., Boud R., 2006) y (Ocean Power Delivery, 2006), hemos procedido a elaborar proyecciones de curvas de aprendizaje para esta tecnología. Los valores de las tasas de crecimiento de

la potencia mundial instalada y de las tasas de progreso asumidos son los que mostramos en las siguientes tablas. Debemos recordar que puesto que nuestro objetivo es exclusivamente analizar la situación en el año 2050, y este año está suficientemente alejado como para poder asumir que cualquier

tecnología llamada a desempeñar un papel relevante en el nuevo modelo energético ya haya recorrido completamente su curva de aprendizaje para esas fechas, la evolución temporal para alcanzar el valor asintótico de la curva de aprendizaje es irrelevante de cara

a los resultados de este estudio. En la Figura-139 mostramos la evolución de potencia instalada y costes de inversión asociada a estas tasas de crecimiento y de progreso por la curva de aprendizaje para la tecnología de las olas. [Ver Tablas 15 y 16 y Figura 139].

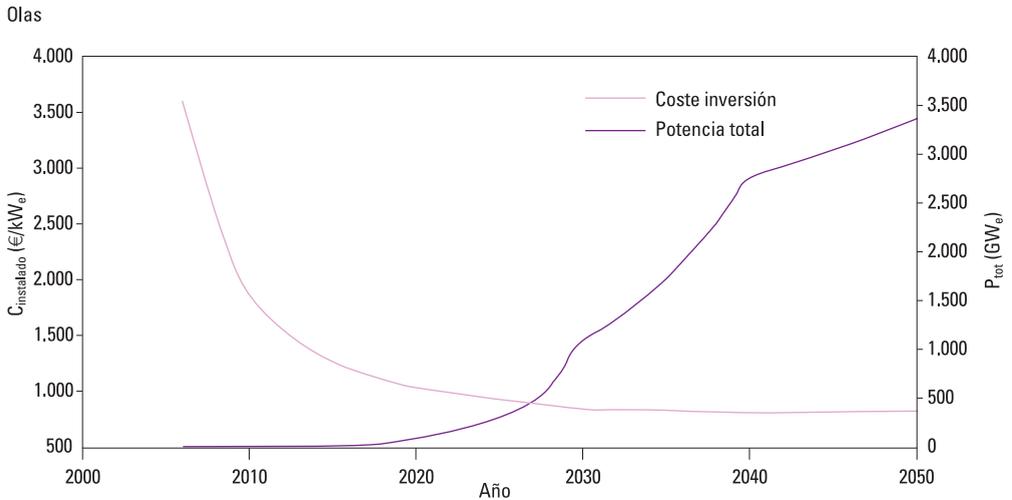
Tabla 15 Tasas de crecimiento de la potencia mundial de tecnología de las olas.

Período	Tasa de crecimiento mundial (%)
2006 - 2010	150
2011 - 2015	65
2016 - 2020	45
2021 - 2030	30
2031 - 2040	10
2041 - 2050	2

Tabla 16 Evolución de la tasa de progreso en curva aprendizaje para la tecnología de las olas.

Período	Tasa de progreso (%)
2006 - 2010	88
2011 - 2015	90
2016 - 2020	93
2021 - 2030	95
2031 - 2040	98
2041 - 2050	100

Figura 139 Evolución de la potencia mundial de tecnología de las olas y de su coste de inversión.



Tomando como base la estructura de costes presentada, y empleando las series temporales de recurso de las olas y la caracterización de la tecnología desarrolladas en el primer punto de este informe, hemos procedido a evaluar mediante simulación horaria anual las actuaciones económicas de las centrales de las olas con una resolución provincial (en algunas provincias con regímenes de oleaje diferenciados se han retenido distintas orientaciones). En la Figura-140 presentamos el LEC en los distintos emplazamientos seleccionados, tanto para la estructura de costes actual como para la proyectada para el año 2050, pero empleando en ambos casos la misma caracterización tecnológica de los dispositivos de conversión energética de las olas por la indefinición existente sobre la evolución de la tecnología (tal y como discutimos en el primer punto de este informe). En la Figura-141 presentamos las actuaciones técnico-económicas en términos de costes de eliminación de CO₂ en los distintos emplazamientos considerados. Como podemos ver, bajo la estructura de costes actual, el LEC oscila en las distintas provincias entre 20,9 y 214,8 c€/kW.h_e, y el CE_{CO2} entre 429 y 5341 €/Tm-CO₂. Bajo la estructura de costes proyectada para el año 2050, pero con la misma tecnología que la actual, el LEC oscila en las distintas provincias entre 5,6 y 50,0 c€/kW.h_e, y el CE_{CO2} entre 41 y 1167 €/Tm-CO₂. Como podemos ver hay una gran diferencia de actuaciones entre los distintos emplazamientos provinciales, permaneciendo prácticamente todos los emplazamientos mediterráneos con costes elevados incluso al considerar la estructura de costes del año 2050. [Ver Figuras 140 y 141].

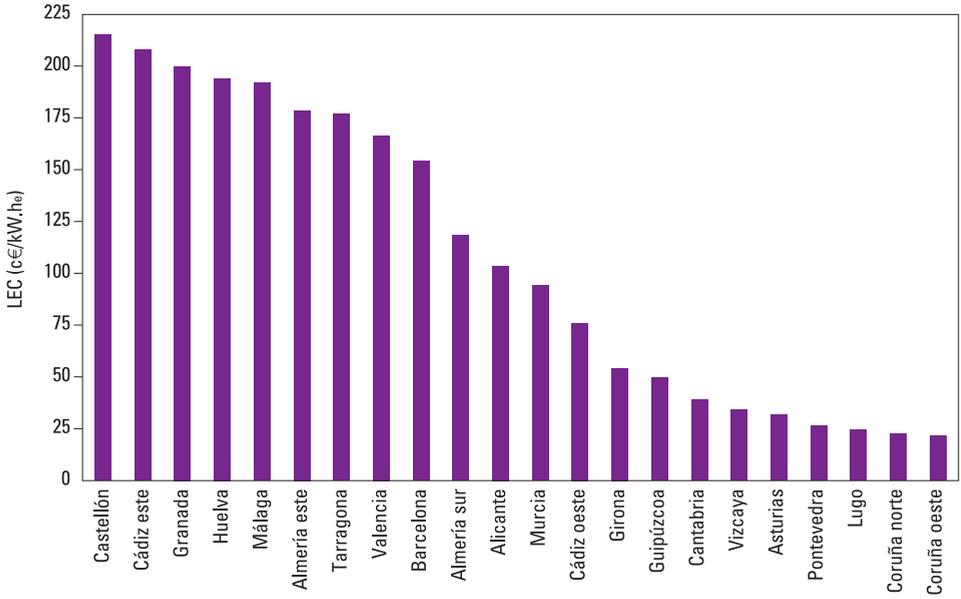
Sin embargo, es preciso recordar los comentarios que hicimos en el punto dedicado al análisis de la tecnología de las olas, en el que adoptamos como representativo de la tecnología la única matriz de potencia públicamente disponible en la actualidad, que es la correspondiente a uno de los equipos que actualmente están empezando a instalarse comercialmente y que además han sido desarrollados para climas de oleaje distintos a los encontrados en la costa peninsular de España. En algunas referencias (EPRI, 2004) se mencionan potenciales de mejora en factores de 2 a 3 del factor de capacidad anual de este tipo de dispositivos de conversión de la energía de las olas, lo cual sin duda conduciría a una significativa diferencia en las actuaciones técnico-económicas, especialmente en los emplazamientos mediterráneos donde el factor de capacidad con la matriz de potencias actual es exageradamente bajo.

En la Figura-142 mostramos la distribución provincial del factor de capacidad medio de los dispositivos de conversión de la energía de las olas con la tecnología actual, mientras que en la Figura-143 mostramos los factores de capacidad que cabría esperar en el caso de adaptar la matriz de potencias del dispositivo al clima de oleaje en los distintos emplazamientos. [Ver Figuras 142 y 143].

Tomando como base esta información, hemos procedido a elaborar mapas provinciales de actuaciones técnico-económicas con las distintas combinaciones de actuaciones técnicas y estructuras de coste, considerando en todos los casos $i = 8\%$, $f = 2,6\%$ y $N = 20$ años.

Figura 140 LEC de la electricidad generada con tecnología off-shore de las olas en los distintos emplazamientos peninsulares seleccionados, tanto con la estructura de costes actual como con la del año 2050, pero empleando en ambos casos la caracterización tecnológica actual. ($i = 8\%$; $f = 3,5\%$; $N = 15$ años).

Costes actuales



Costes proyectados a 2050 con tecnología actual

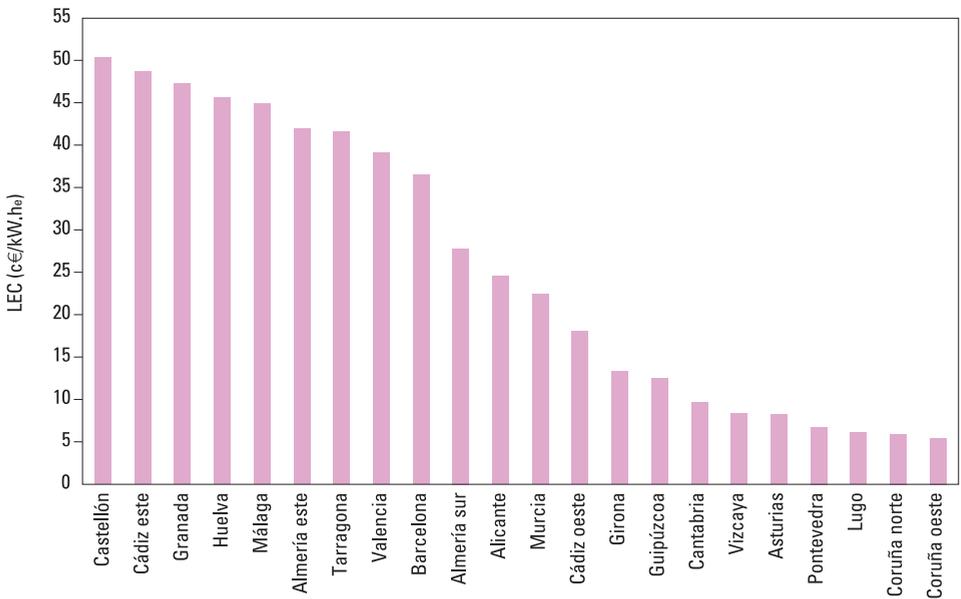
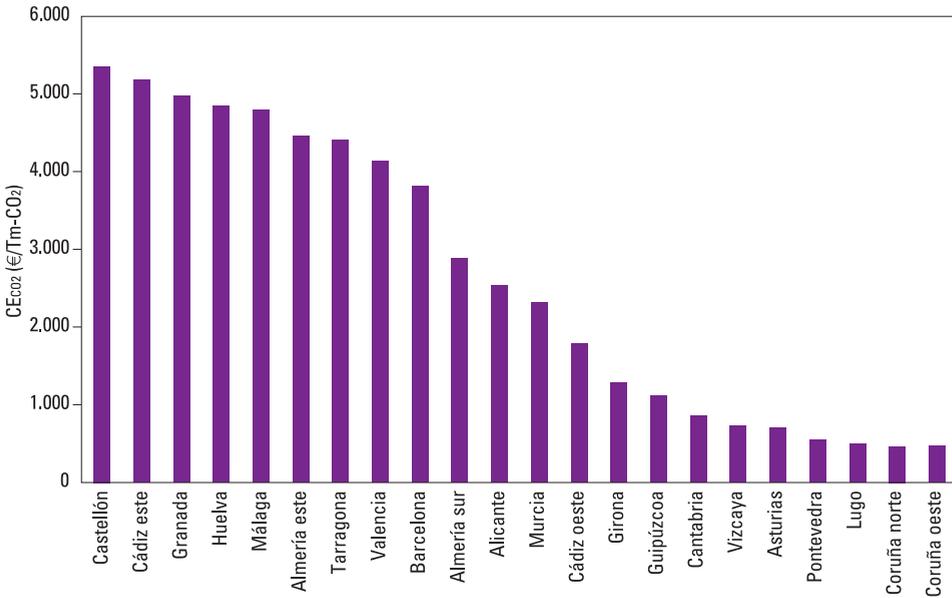


Figura 141 CE_{CO_2} de la electricidad generada con tecnología off-shore de las olas en los distintos emplazamientos peninsulares seleccionados, tanto con la estructura de costes actual como con la del año 2050, pero empleando en ambos casos la caracterización tecnológica actual. (i = 8%; f = 3,5%; N = 15 años).

Costes actuales



Costes proyectados a 2050 con tecnología actual

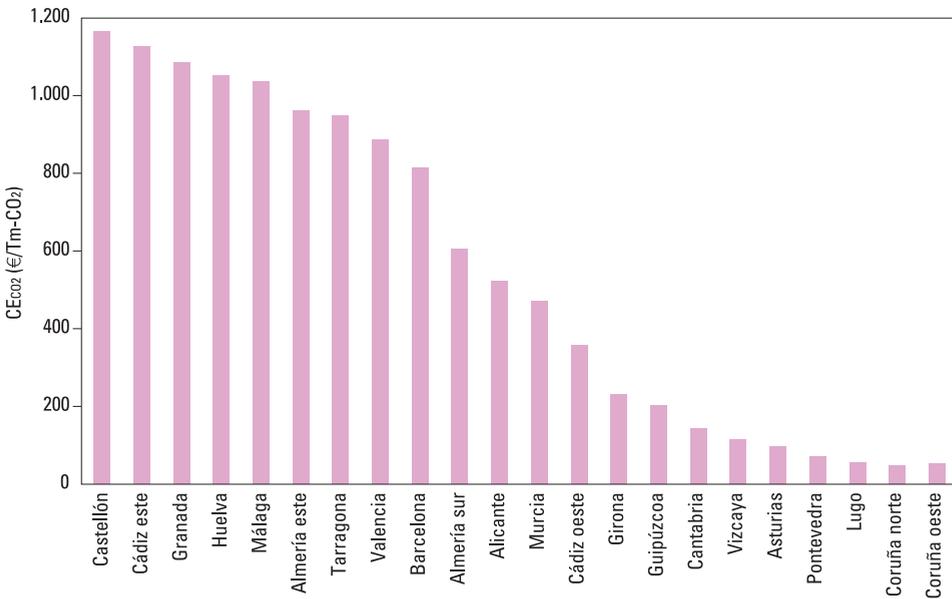


Figura 142 Distribución provincial de los factores de capacidad de la tecnología de las olas con la matriz de potencias actual, que es la seleccionada para este estudio (por ser la única disponible).



Figura 143 Distribución provincial de los factores de capacidad de la tecnología de las olas con una matriz de potencias adaptada a las características del recurso de las olas local con el fin de alcanzar las mejoras potenciales en factor de capacidad que se mencionan en la literatura (sin fundamento técnico).



En la Figura-144 mostramos la distribución provincial del LEC con tecnología y costes actuales, oscilando el LEC entre 18,99 y 187,58 c€/kW.h_e en las distintas provincias peninsulares. En Figura-145 mostramos la distribución provincial del LEC con tecnología actual y costes del año 2050, oscilando el LEC entre 5,17 y 43,81 c€/kW.h_e en las distintas provincias peninsulares. En la Figura-146 mostramos la distribución provincial del LEC con tecnología y costes del año 2050, oscilando el LEC entre 3,34 y 15,36 c€/kW.h_e en las distintas provincias peninsulares. Como podemos ver, en este último caso ya sí que alcanzamos un coste de la electricidad que está por debajo de los escenarios BAU en prácticamente todas las provincias y que resulta muy ventajoso para las provincias más favorecidas con el recurso de las olas. En las Figuras 147, 148 y 149 mostramos las actuaciones técnico-económicas en estos tres supuestos pero en términos de costes de eliminación de CO₂. [Ver Figuras 144 a 149].

Figura 144 Distribución provincial del LEC con tecnología y costes actuales. $i = 8\%$, $f = 2,6\%$ y $N = 20$ años.

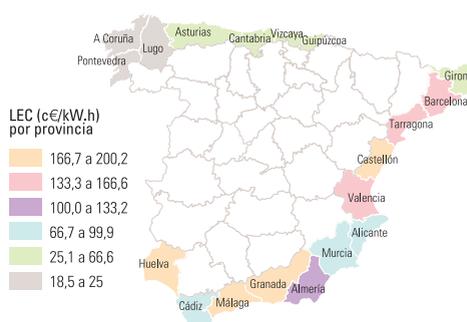


Figura 145 Distribución provincial del LEC con tecnología actual y costes en el año 2050. $i = 8\%$, $f = 2,6\%$ y $N = 20$ años.

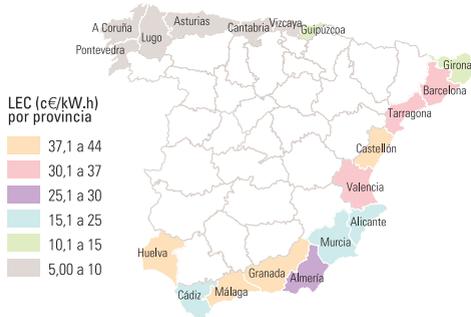


Figura 148 Distribución provincial de los CE_{CO_2} con tecnología actual y costes en el año 2050. $i = 8\%$, $f = 2,6\%$ y $N = 20$ años.

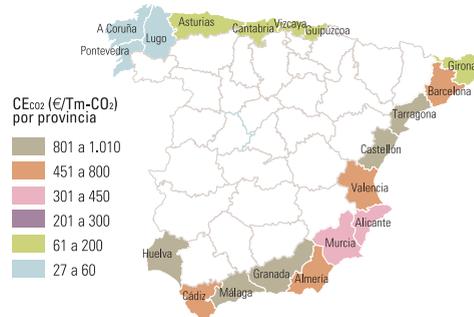


Figura 146 Distribución provincial del LEC con tecnología y costes en el año 2050. $i = 8\%$, $f = 2,6\%$ y $N = 20$ años.

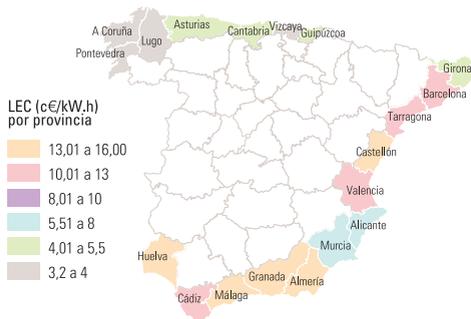


Figura 149 Distribución provincial de los CE_{CO_2} con tecnología y costes en el año 2050. $i = 8\%$, $f = 2,6\%$ y $N = 20$ años.

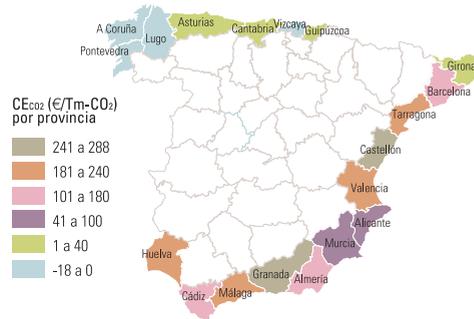
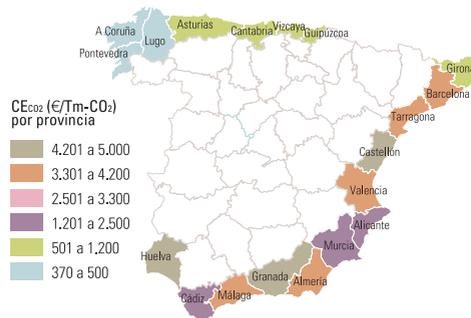


Figura 147 Distribución provincial de los CE_{CO_2} con tecnología y costes actuales. $i = 8\%$, $f = 2,6\%$ y $N = 20$ años.



3.2.7. Biomasa

La tecnología seleccionada para la biomasa, y presentada en (IIT, 2005) es el uso de una turbina de gas regenerativa e interrefrigerada alimentada con gas procedente de la gasificación de la biomasa de distintos orígenes (residual, cultivos energéticos, cultivos forestales de rotación rápida-CFRR, y monte bajo-MB). A diferencia de las tecnologías anteriormente consideradas, la estructura de costes de la biomasa tiene

tres componentes bien diferenciados cuyos costes evolucionarán de distinta forma: inversión (turbina de gas, gasificador y silo de biomasa), O&M y combustible.

Los requerimientos de almacenamiento del combustible añaden un coste adicional a la electricidad procedente de la biomasa. Este coste de inversión no es de esperar que evolucione por curva de aprendizaje alguno, por lo que tomaremos un valor fijo para el coste de inversión del silo de biomasa:

$$C_{\text{silo}} = 80 \text{ €/m}^3$$

En el esquema conceptual de explotación integrada de la biomasa que estamos planteando, el silo de biomasa queda localizado en el entorno de las unidades de gasificación, y asumiremos una capacidad de almacenamiento de 4 meses para permitir una generación continua teniendo en cuenta el solape entre las temporadas de producción de los distintos tipos de biomasa considerados.

Para los dos componentes principales de la estructura de costes de inversión de la biomasa (turbina de gas y gasificador), sí que cabe esperar un significativo efecto de la evolución por sus curvas de aprendizaje. Sin embargo, estos dos equipos no constituyen tecnologías completamente nuevas y presentan sinergias significativas con otros equipos y desarrollos industriales (turbinas de gas industriales y aeroderivadas, gasificación del carbón...), por lo cual el peso de los volúmenes de producción requeridos para recorrer las curvas de aprendizaje no cae exclusivamente sobre la tecnología de la biomasa, y sus tasas de progreso es de esperar que sean más elevadas (tasas de aprendizaje menores) que en otras tecnolo-

gías renovables. Partiendo de la información recopilada sobre la estructura de costes y volúmenes de producción actuales, hemos procedido a elaborar proyecciones de curvas de aprendizaje para estas tecnologías.

Los valores de las tasas de crecimiento de la potencia mundial instalada y de las tasas de progreso asumidos son los que mostramos en las siguientes tablas. Debemos recordar que puesto que nuestro objetivo es exclusivamente analizar la situación en el año 2050, y este año está suficientemente alejado como para poder asumir que cualquier tecnología llamada a desempeñar un papel relevante en el nuevo modelo energético ya haya recorrido completamente su curva de aprendizaje para esas fechas, la evolución temporal para alcanzar el valor asintótico de la curva de aprendizaje es irrelevante de cara a los resultados de este estudio. [Ver Tablas 17 a 19].

En las Figuras 150 y 151 mostramos la evolución de potencia instalada y costes de inversión asociada a estas tasas de crecimiento y de progreso por la curva de aprendizaje para las tecnologías de turbina de gas regenerativa e interrefrigerada y para el gasificador de biomasa. [Ver Figuras 150 y 151].

Tabla 17 Tasas de crecimiento de la potencia mundial de turbinas de gas regenerativas e interrefrigeradas.

Período	Tasa de crecimiento mundial (%)
2005 - 2010	25
2011 - 2020	40
2021 - 2030	28
2031 - 2040	20
2041 - 2050	5

Figura 150 Evolución de la potencia mundial de tecnología de turbina de gas regenerativa e interrefrigerada y de su coste de inversión.

Turbina de gas regenerativa e interrefrigerada

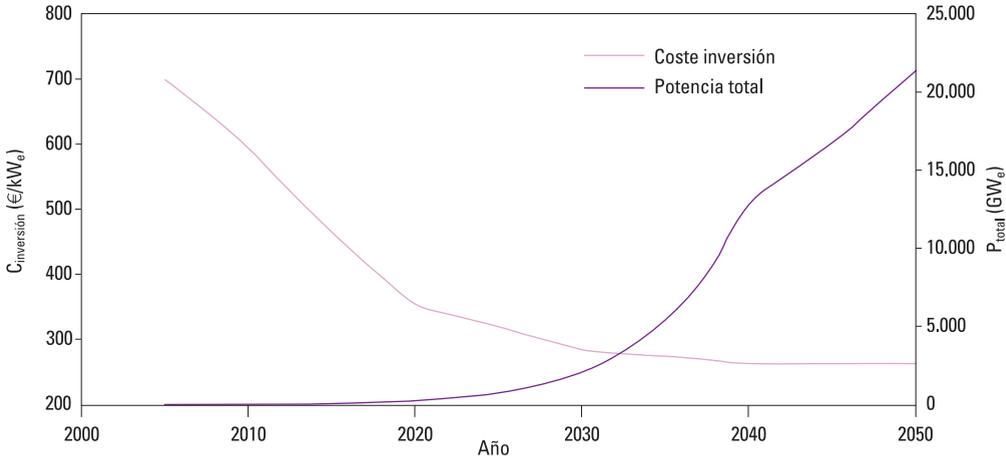


Tabla 18 Evolución de la tasa de progreso en curva aprendizaje para la tecnología de turbina de gas regenerativas e interrefrigeradas.

Período	Tasa de progreso (%)
2005 - 2010	90
2011 - 2020	90
2021 - 2030	94
2031 - 2040	97
2041 - 2050	100

Tabla 20 Evolución de la tasa de progreso en curva aprendizaje para la tecnología de gasificador de biomasa.

Período	Tasa de progreso (%)
2005 - 2010	90
2011 - 2020	90
2021 - 2030	94
2031 - 2040	96
2041 - 2050	100

Tabla 19 Tasas de crecimiento de la potencia mundial de tecnología de gasificador de biomasa.

Período	Tasa de crecimiento mundial (%)
2005 - 2010	35
2011 - 2020	40
2021 - 2030	35
2031 - 2040	20
2041 - 2050	5

El otro componente principal de la estructura de costes de la biomasa es el coste del combustible, que puede incluir los conceptos de implementación y reposición (cultivos), explotación y transporte. Para el coste de transporte hemos considerado en todos los casos 0,08 €/T-km.

Para el desarrollo del proyecto hemos considerado cinco combustibles tipo, cuyas

características principales aparecen recogidas a continuación:

■ **Residuo:**

- $PCS_{n=0} = 17,0$ MJ/kg
- Humedad (base húmeda) = 20%
- Porcentaje de hidrógeno = 6%
- $PCI_h = 11,5$ MJ/kg
- Temporada de producción = 3 meses

■ **Cultivo energético:**

- $PCS_{n=0} = 20,0$ MJ/kg
- Humedad (base húmeda) = 30%
- Porcentaje de hidrógeno = 6%
- $PCI_h = 11,7$ MJ/kg
- Temporada de producción = 4,5 meses

■ **Aprovechamiento monte bajo:**

- $PCS_{n=0} = 18$ MJ/kg
- Humedad (base húmeda) = 30%
- Porcentaje de hidrógeno = 6%
- $PCI_h = 10,3$ MJ/kg
- Temporada de producción = 6 meses

■ **Cultivo forestal rotación rápida (zona húmeda):**

- $PCS_{n=0} = 18$ MJ/kg
- Humedad (base húmeda) = 30%
- Porcentaje de hidrógeno = 6%
- $PCI_h = 10,3$ MJ/kg

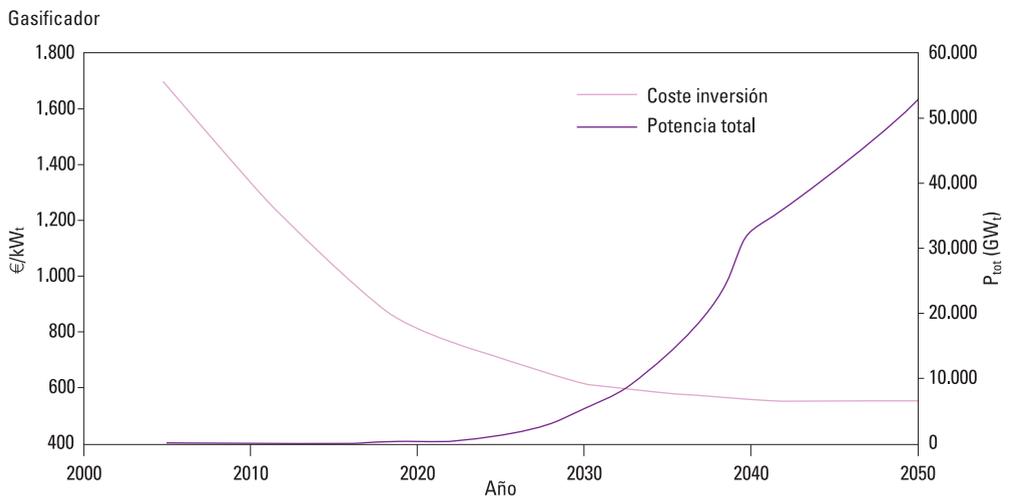
■ **Cultivo forestal rotación rápida (zona seca):**

- $PCS_{n=0} = 16$ MJ/kg
- Humedad (base húmeda) = 20%
- Porcentaje de hidrógeno = 6%
- $PCI_h = 10,7$ MJ/kg

En la Tabla-21 mostramos para cada uno de los combustibles de biomasa considerados (IIT, 2005) la contribución de los distintos conceptos al coste final del combustible. [Ver Tabla 21].

Es importante resaltar el gran efecto que tiene sobre el LEC de la biomasa el componente de coste asociado al combustible.

Figura 151 Evolución de la potencia mundial de tecnología de gasificador de biomasa y de su coste de inversión.



134

Este combustible es de esperar que por un lado se inflacione con una tasa de inflación superior a la general, debido al hecho de que la mayor demanda de estos productos en un escenario de elevado uso de la biomasa, y dada la relativa escasez del recurso de biomasa en nuestro país (IIT, 2005), conducirá a una revalorización de los mismos. Sin embargo, por otro lado, cabe esperar también una tasa de reducción de costes asociada al aprendizaje y desarrollo de cultivos más apropiados para aplicaciones energéticas.

Para apreciar el efecto del coste del combustible y de su evolución a lo largo del tiempo, en las Figuras 152 y 153 mostramos el coste de los distintos combustibles de biomasa considerados en el instante actual y en el año 2050 para los casos de tener una inflación neta efectiva (incremento

tal) actuando sobre dichos combustibles de 2,6% y de 3,5% respectivamente. En las Figuras 154 y 155 mostramos la repercusión de estos costes del combustible sobre el LEC de la electricidad generada con la tecnología de biomasa considerada, asumiendo que el gas de gasógeno empleado proviniera sólo de la fuente de biomasa considerada. En las Figuras 156 y 157 mostramos esta misma información pero en términos de costes de eliminación de CO₂. Como podemos apreciar, en el caso de producirse estas tasas de inflación neta sobre los biocombustibles, el efecto sobre el LEC del incremento de coste en los biocombustibles sería superior al efecto de la reducción de los costes de inversión por avanzar en las curvas de aprendizaje, por lo que el LEC para el año 2050 sería incluso superior al actual³. [Ver Figuras 152 a 157].

Tabla 21 Contribución de los distintos elementos de coste al coste final de cada uno de los tipos de combustible de biomasa considerados en este estudio.

Tipo combustible	(mm/a)	MJ/kg	(Tm/ha-a)	€/ha	años	€/ha-año	km	c€/kW.h.	c€/kW.h.	c€/kW.h.	c€/kW.h.
p	LHV	Productividad	Implantación	Reposición (Nc)	Explotación	Distancia	C_implantación	C_explotación	C_transporte	C_fuel	
SA (+SAF)	11,7	7,0	280	8	119	57	0,60	1,58	0,43	2,61	
SSA	11,7	12,0	300	8	204	33	0,37	1,58	0,25	2,20	
SH	11,7	15,0	320	8	255	27	0,32	1,58	0,20	2,10	
SAP	11,7	18,0	380	8	306	22	0,32	1,58	0,17	2,06	
R	11,7	30,0	450	8	510	13	0,22	1,58	0,10	1,91	
CFRR-H	10,3	20,0	720	16	400	20	0,37	2,12	0,17	2,65	
CFRR-S	10,7	10,0	740	20	200	40	0,63	2,02	0,32	2,97	
MB (425 mm)	425	10,3	2,4		35	169		1,59	1,43	3,02	
MB (475 mm)	475	10,3	2,6		39	153		1,59	1,30	2,89	
MB (550 mm)	550	10,3	3,0		45	135		1,59	1,14	2,73	
MB (700 mm)	700	10,3	3,7		55	108		1,59	0,92	2,50	
MB (1.000 mm)	1.000	10,3	5,2		77	78		1,59	0,66	2,24	
MB (1.850 mm)	1.850	10,3	9,3		139	43		1,59	0,37	1,95	

³ Sin embargo debe tenerse en cuenta que los valores de la tasa de inflación neta incremental sobre los biocombustibles considerada en estas figuras es muy superior a la que cabe esperar.

De cara al desarrollo de este proyecto vamos a considerar que los efectos del incremento de inflación por revalorización del combustible y de reducción por aprendizaje en el desarrollo de cultivos energéticos se cancelan, de tal forma que el coste del combustible no se encuentra sujeto a una inflación incremental respecto a la tasa de inflación general. En estas condiciones, y considerando una tasa de inflación general de $f = 3,5\%$, los LEC y CE_{CO_2} tanto para el momento actual

como para el año 2050, con los distintos biocombustibles considerados, son los que mostramos en las Figuras 158 y 159. Como podemos esperar, en esta situación sí que se produce una reducción de LEC asociada al recorrido por las curvas de aprendizaje. Para el año 2050 el LEC de la biomasa se encuentra por tanto comprendido entre 4,60 y 8,06 $c€/kW.h_e$ según el tipo de biocombustible, mientras que los CE_{CO_2} oscilan entre 15 y 103 $€/Tm-CO_2$. [Ver Figuras 158 a 159].

Figura 152 Coste de los distintos combustibles de biomasa considerados en este estudio para el momento actual y para el año 2050 considerando una tasa de inflación neta efectiva (incremental) actuando sobre los mismos del 2,6%.

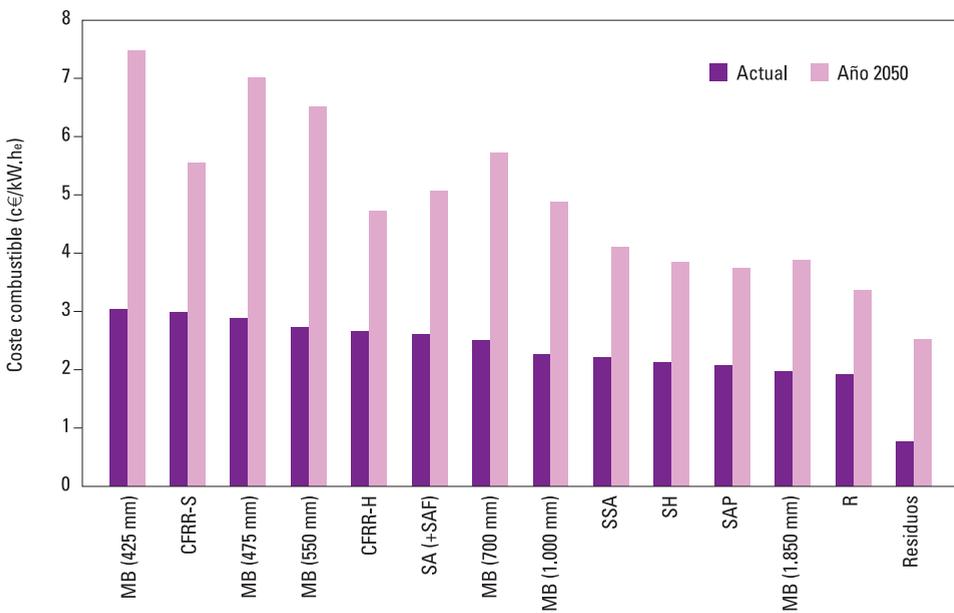


Figura 153 Coste de los distintos combustibles de biomasa considerados en este estudio para el momento actual y para el año 2050 considerando una tasa de inflación neta efectiva (incremental) actuando sobre los mismos del 3,5%.

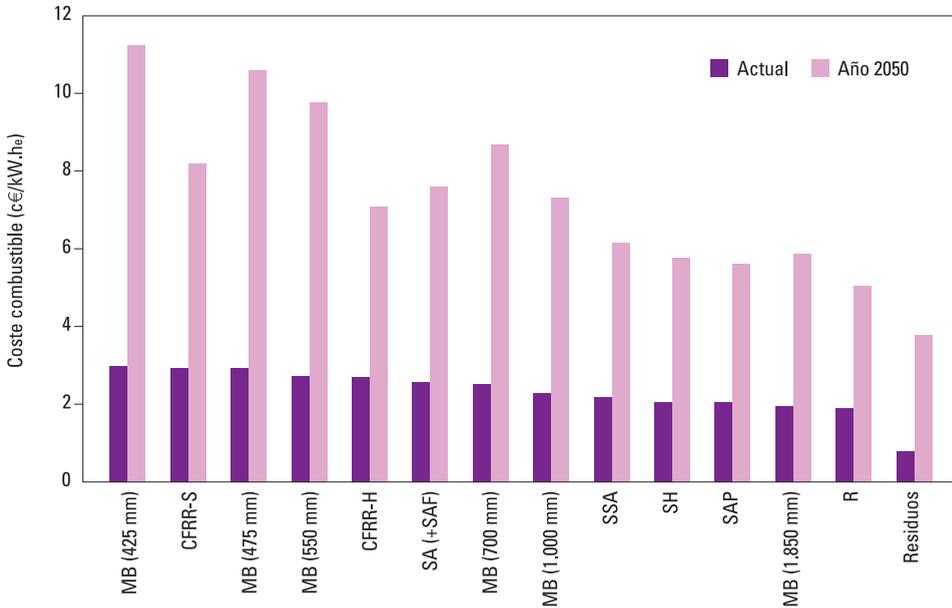


Figura 154 LEC de la electricidad generada con la tecnología de biomasa (asumiendo que el gas de gasógeno empleado se generara independientemente para cada fuente de biomasa), en el momento actual y para el año 2050, considerando una tasa de inflación neta efectiva (incremental) actuando sobre los biocombustibles del 2,6%.

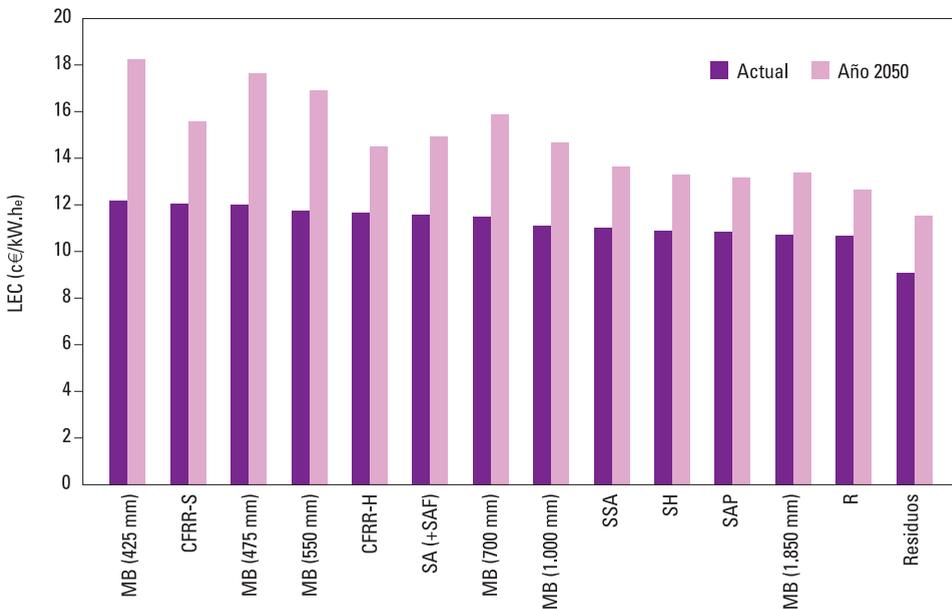


Figura 155 LEC de la electricidad generada con la tecnología de biomasa (asumiendo que el gas de gasógeno empleado se generara independientemente para cada fuente de biomasa), en el momento actual y para el año 2050, considerando una tasa de inflación neta efectiva (incremental) actuando sobre los biocombustibles del 3,5%.

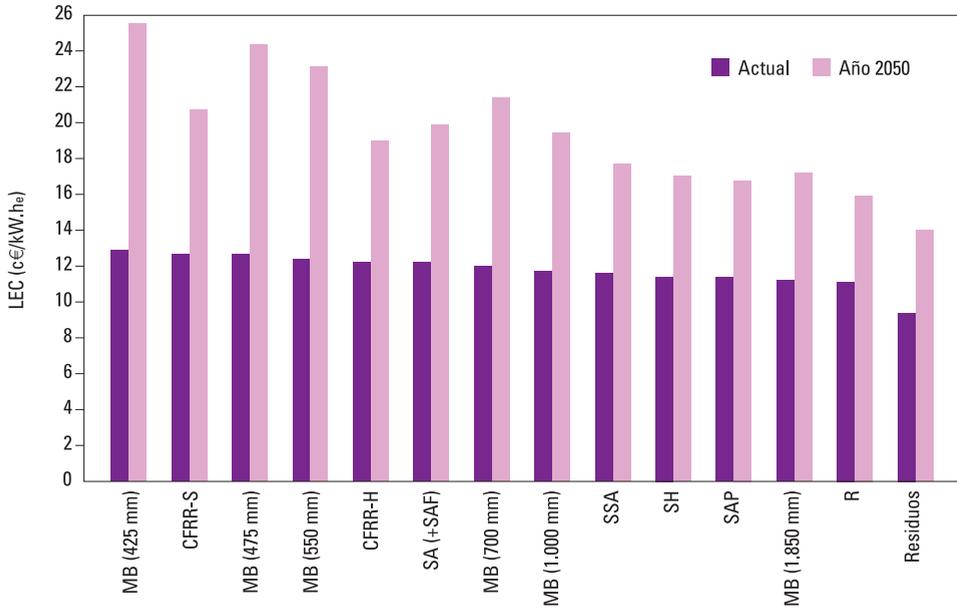


Figura 156 CE_{CO_2} de la electricidad generada con la tecnología de biomasa (asumiendo que el gas de gasógeno empleado se generara independientemente para cada fuente de biomasa), en el momento actual y para el año 2050, considerando una tasa de inflación neta efectiva (incremental) actuando sobre los biocombustibles del 2,6%.

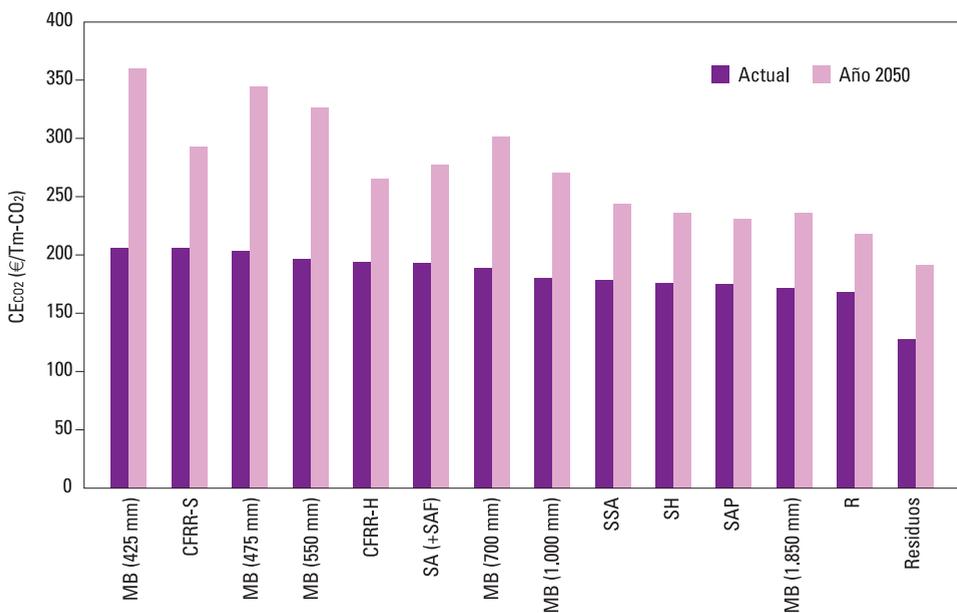


Figura 157 CE_{CO_2} de la electricidad generada con la tecnología de biomasa (asumiendo que el gas de gasógeno empleado se generara independientemente para cada fuente de biomasa), en el momento actual y para el año 2050, considerando una tasa de inflación neta efectiva (incremental) actuando sobre los biocombustibles del 3,5%.

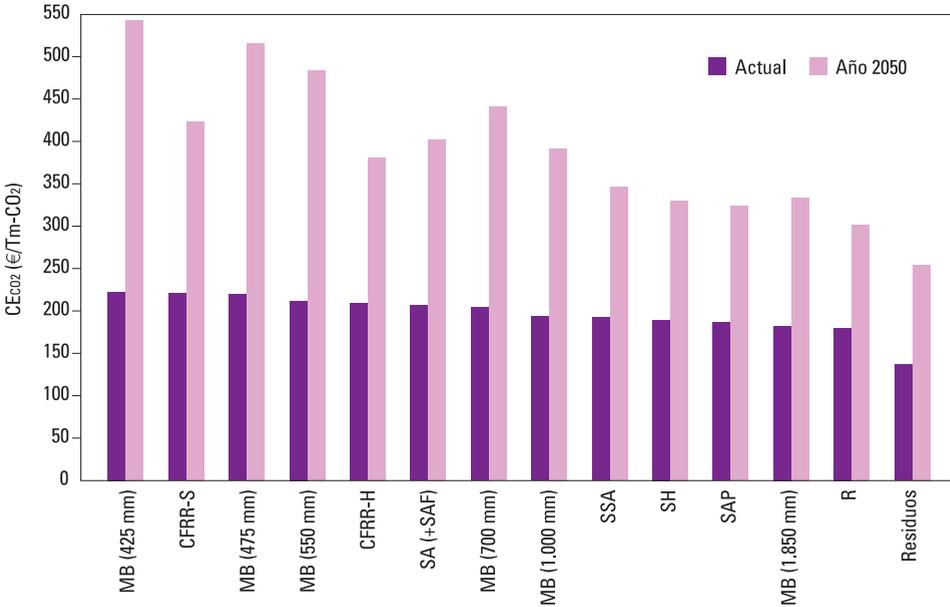


Figura 158 LEC de la electricidad generada con la tecnología de biomasa (asumiendo que el gas de gasógeno empleado se generara independientemente para cada fuente de biomasa), en el momento actual y para el año 2050, considerando una tasa de inflación neta efectiva (incremental) nula actuando sobre los biocombustibles. ($i = 8\%$, $f = 3,5\%$).

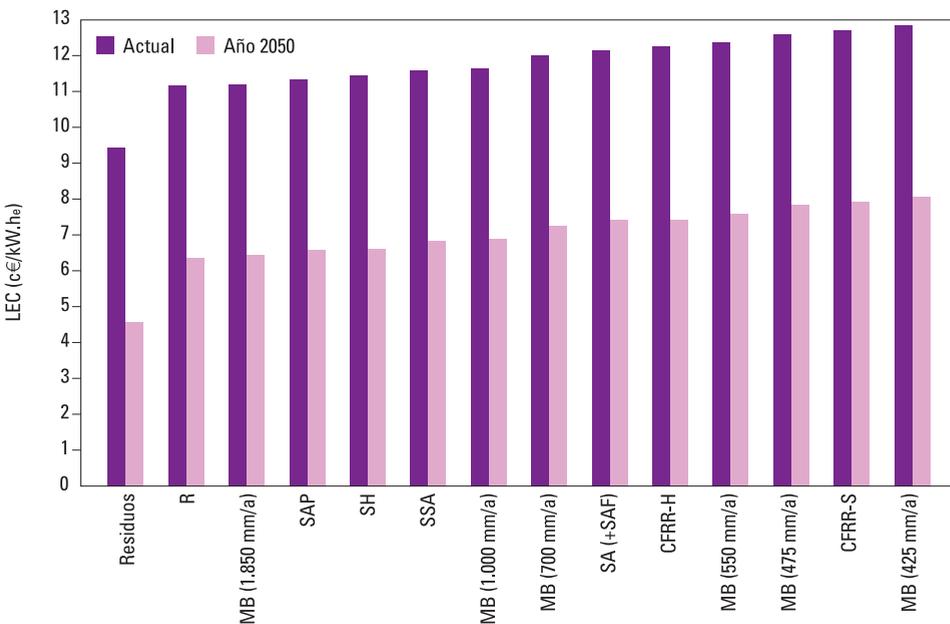
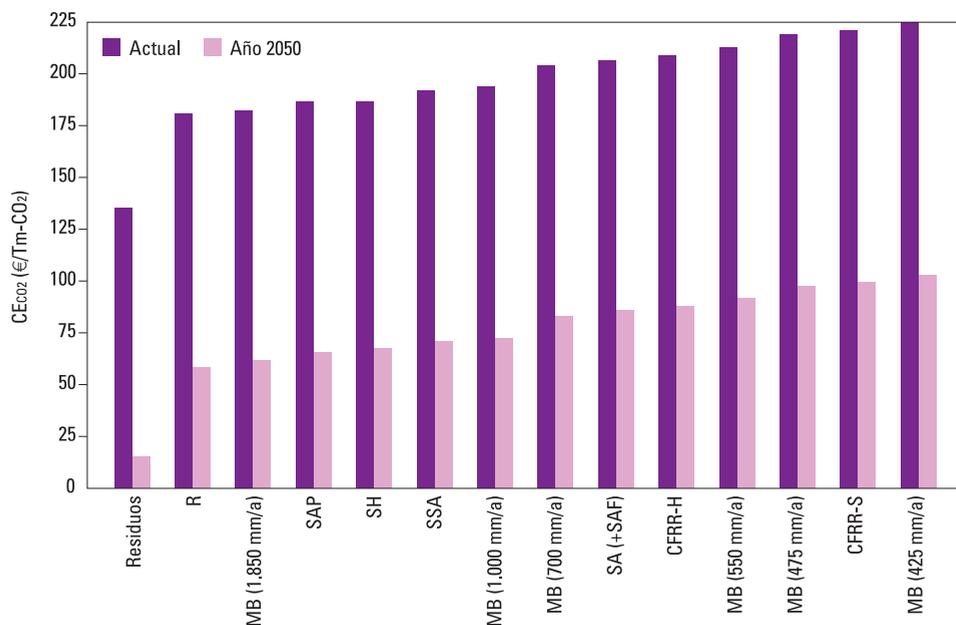


Figura 159 CE_{CO_2} de la electricidad generada con la tecnología de biomasa (asumiendo que el gas de gasógeno empleado se generara independientemente para cada fuente de biomasa), en el momento actual y para el año 2050, considerando una tasa de inflación neta efectiva (incremental) nula actuando sobre los biocombustibles. ($i = 8\%$, $f = 3,5\%$).



3.2.8. Comparativa todas tecnologías

En este apartado vamos a proceder a presentar conjuntamente los costes tanto actuales como proyectados al año 2050 de las distintas tecnologías consideradas en este estudio, con el fin de poder apreciar más claramente la situación relativa entre ellas. Debido a la gran variedad de emplazamientos peninsulares, y a la dependencia del recurso renovable que presentan las actuaciones técnico-económicas de los sistemas energéticos basados en renovables, no resulta operativo retener para estas comparaciones toda la dependencia geográfica con la que se han realizado los cálculos. Así mismo, de cara al desarrollo de los análisis de expansión de la generación, análisis

del acoplamiento temporal entre capacidad de generación y demanda, y análisis del despacho óptimo de la generación, por limitaciones computacionales resulta conveniente agrupar en un número inferior de categorías el grado de resolución provincial que hemos obtenido para las actuaciones de las distintas tecnologías renovables.

Por tanto, hemos procedido a agrupar cada una de las tecnologías en un máximo de 5 categorías, obtenidas al unificar las actuaciones provinciales en intervalos iguales de factor de capacidad o LEC. De esta forma, cada una de las categorías engloba todo el potencial de esa tecnología en emplazamientos provinciales que proporcionan un CF o LEC

que caiga dentro del intervalo correspondiente, y quedan representados por el CF o LEC del punto central del intervalo (emplazamiento medio del intervalo). Así, por ejemplo para la tecnología eólica terrestre en terreno llano, pasamos a condensar los 47 emplazamientos provinciales considerados en 5 categorías formadas por intervalos iguales de CF o LEC en todo el rango de variación provincial, de tal forma que pasamos a tener 5 categorías de eólica terrestre en terreno llano, siendo la 1 la de mejores actuaciones y la 5 la de peores actuaciones. El potencial total de la tecnología a nivel peninsular queda por tanto repartido entre estas 5 categorías. De hecho, cada una de las categorías dentro de una tecnología puede considerarse como una tecnología distinta desde el punto de vista de expansión de los modelos de expansión de la generación o de despacho óptimo.

En la Tabla-22 mostramos para cada una de las tecnologías y sus categorías la estructura de costes actual (inversión, O&M y combustible), su factor de capacidad (CF), el potencial total en términos de potencia disponible, su LEC y sus CE_{CO_2} , entendiendo que estos dos últimos y el CF son los correspondientes al punto medio del intervalo asociado a esa categoría. En la Tabla-23 mostramos la misma información pero para la estructura de costes proyectada para el año 2050. Los resultados aparecen en la tabla agrupados por tecnologías para poder apreciar mejor la variación en las categorías de cada tecnología. En estas tablas, además de las tecnologías cuya estructura de costes ha sido anteriormente discutida en detalle, aparecen otras tecnologías como las hidroeléctricas, los ciclos combinados⁴ y las nucleares. En el caso de la tecnología de las olas el resultado presentado en la Tabla-23 es el correspondiente

a asumir una mejora en la tecnología (ver discusión en análisis de tecnología y resultados de costes para las olas). [Ver Tablas 22 y 23].

Resulta ilustrativo comparar gráficamente en términos de LEC los resultados presentados en estas tablas. En concreto vamos a centrarnos en los costes proyectados para el 2050, que son los que nos interesan desde el punto de vista de los objetivos de este estudio. En las Figuras 160 y 161 mostramos gráficamente en orden ascendente el LEC para el año 2050 de cada una de las categorías en las que hemos agrupado las actuaciones provinciales de las tecnologías consideradas en este estudio. Se muestra en dos figuras para poder visualizar más claramente los resultados. Como puede apreciarse, las tecnologías asociadas a los escenarios BAU (ciclos combinados y nuclear) aparecen en los últimos lugares, con costes superiores a todas las categorías de todas las tecnologías renovables a excepción de las últimas categorías de la fotovoltaica integrada en edificación (que corresponden a las peores orientaciones de los peores emplazamientos peninsulares). [Ver Figuras 160 y 161].

Debemos resaltar que al igual que hasta ahora, los costes mostrados en estas tablas y figuras se corresponden con los costes que tendría cada una de las tecnologías al operar con su máximo factor de capacidad, esto es, en modo MPPT. Como ya hemos indicado, en un sistema de generación eléctrica con elevada participación de las tecnologías renovables es preciso introducir una importante capacidad de regulación de potencia para conseguir cubrir la demanda a lo largo de todo el año. Esta regulación de potencia se consigue a base de operar las distintas tecnologías con un factor de capacidad anual inferior al máximo

⁴ En el caso de los costes actuales de los ciclos combinados no hemos añadido el valor del CE_{CO_2} para resaltar el hecho de que éste tiende a infinito, por no suponer la tecnología ningún ahorro de emisiones respecto a la de referencia y tener un LEC superior. Por contra, en la tabla correspondiente al año 2050 hemos incluido el CE_{CO_2} mínimo de los ciclos combinados, que sería aquel para el cual la central de ciclo combinado del 2050 tuviera emisiones nulas de CO_2 (caso que a priori parece totalmente irrealista pero que nos proporciona un patrón de comparación con las otras tecnologías en la escala de CE_{CO_2}).

Tabla 22 Estructura de costes actual (inversión, O&M y combustible), CF, LEC y CE_{CO2} para cada una de las categorías en que hemos agrupado las actuaciones provinciales de las distintas tecnologías consideradas en este estudio. (i = 8%; f = 3,5%).

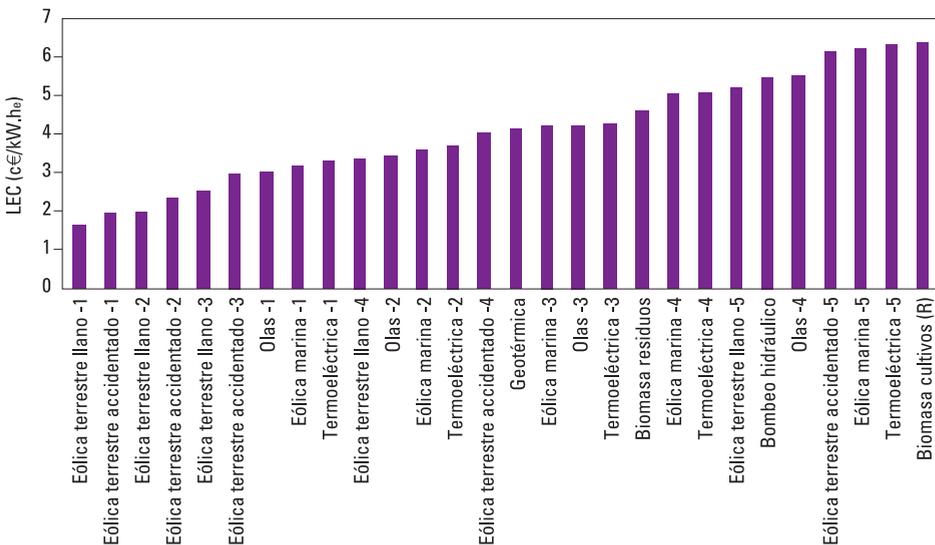
Tecnología	C_inv €/kW _e	C_0&M_fijos €/kW-a	C_0&M_variables c€/kW.h _e	C_0&M_totales cv/kW.h _e	C_fuel c€/kW.h _e	CF -	P_max GW _e	LEC c€/kW.h _e	CE _{CO2} €/Tm _{CO2}
Eólica terrestre llano-1	880	15		0,43		0,40	90,79	3,10	-23
Eólica terrestre llano-2	880	15		0,51		0,33	73,09	3,74	-7
Eólica terrestre llano-3	880	15		0,65		0,27	77,25	4,70	18
Eólica terrestre llano-4	880	15		0,87		0,20	27,00	6,31	59
Eólica terrestre llano-5	880	15		1,32		0,13	45,24	9,63	143
Eólica terrestre accidentado-1	950	20		0,57		0,40	172,81	3,49	-13
Eólica terrestre accidentado-2	950	20		0,69		0,33	167,52	4,20	5
Eólica terrestre accidentado-3	950	20		0,86		0,27	125,74	5,28	32
Eólica terrestre accidentado-4	950	20		1,16		0,20	57,16	7,10	79
Eólica terrestre accidentado-5	950	20		1,77		0,20	78,52	10,84	173
Eólica Marina-1	1.600	60		1,66		0,41	33,04	6,66	67
Eólica Marina-2	1.600	60		1,89		0,36	6,97	7,58	91
Eólica Marina-3	1.600	60		2,19		0,31	53,22	8,80	122
Eólica Marina-4	1.600	60		2,61		0,26	15,93	10,49	164
Eólica Marina-5	1.600	60		3,23		0,21	55,60	12,97	227
PV_azimutal-1	10.123	60		2,87		0,24	277,65	44,96	1.038
PV_azimutal-2	10.123	60		3,18		0,22	258,63	49,88	1.163
PV_azimutal-3	10.123	60		3,57		0,19	62,16	56,01	1.318
PV_azimutal-4	10.123	60		4,07		0,17	27,30	63,87	1.517
PV_azimutal-5	10.123	60		4,74		0,15	6,73	74,28	1.781
Termoeléctrica-1	4.439		2,8	2,80		0,49	818,33	12,94	227
Termoeléctrica-2	4.439		2,8	2,80		0,43	1.164,91	14,26	260
Termoeléctrica-3	4.439		2,8	2,80		0,36	446,46	16,04	305
Termoeléctrica-4	4.439		2,8	2,80		0,30	146,74	18,61	370
Termoeléctrica-5	4.439		2,8	2,80		0,23	162,33	22,61	472
Geotérmica-1	3.888		4	4,00		0,90	1,91	10,23	158
Geotérmica-2	4.859		4	4,00		0,90	0,51	11,26	184
Geotérmica-3	7.774		4	4,00		0,90	0,06	14,36	263
Olas-1	3.600	100		4,68		0,24	12,71	25,40	542
Olas-2	3.600	100		5,86		0,20	11,81	31,81	705
Olas-3	3.600	100		7,84		0,15	7,42	42,55	977
Olas-4	3.600	100		11,83		0,10	7,33	64,25	1.527
Olas-5	3.600	100		24,14		0,05	57,69	131,12	3.221
Hidroeléctrica	2.800	10	0,03	0,57		0,21	16,57	13,57	243
Minihidráulica	2.500	75		2,42		0,35	2,23	10,45	163
Bombeo hidráulico	1.200	27	0,03	1,06		0,30	8,00	5,44	37
Biomasa residuos	6.223	45	0,2	0,80	0,75	0,85	7,28	9,38	136

Continúa en página siguiente

Viene de página anterior

Tecnología	C_inv €/kW _e	C_08M_fijos €/kW-a	C_08M_variables c€/kW.h _e	C_08M_totales cv/kW.h _e	C_fuel c€/kW.h _e	CF -	P_max GW _e	LEC c€/kW.h _e	CE_CO2 €/TmCO2
Biomasa_cultivos (SA+SAF)	6.223	45	0,2	0,80	2,59	0,85	1,52	12,18	207
Biomasa_cultivos (SSA)	6.223	45	0,2	0,80	2,19	0,85	2,12	11,58	192
Biomasa_cultivos (SH)	6.223	45	0,2	0,80	2,09	0,85	0,58	11,42	188
Biomasa_cultivos (SAP)	6.223	45	0,2	0,80	2,05	0,85	0,07	11,37	187
Biomasa_cultivos (R)	6.223	45	0,2	0,80	1,90	0,85	0,44	11,13	181
Biomasa_CFRRH	6.223	45	0,2	0,80	2,63	0,85	2,88	12,25	209
Biomasa_CFRRS	6.223	45	0,2	0,80	2,93	0,85	2,25	12,70	221
Biomasa_MB (425 mm/a)	6.223	45	0,2	0,80	3,02	0,85	0,18	12,84	224
Biomasa_MB (475 mm/a)	6.223	45	0,2	0,80	2,89	0,85	0,22	12,63	219
Biomasa_MB (550 mm/a)	6.223	45	0,2	0,80	2,73	0,85	0,43	12,39	213
Biomasa_MB (700 mm/a)	6.223	45	0,2	0,80	2,50	0,85	0,54	12,05	204
Biomasa_MB (1.000 mm/a)	6.223	45	0,2	0,80	2,24	0,85	0,46	11,65	194
Biomasa_MB (1.850 mm/a)	6.223	45	0,2	0,80	1,95	0,85	0,49	11,21	183
PV_edificación-1	8.114	60		4,53		0,15	108,05	58,33	1.377
PV_edificación-2	8.114	60		5,46		0,13	82,66	70,29	1.680
PV_edificación-3	8.114	60		6,87		0,10	56,34	88,43	2.140
PV_edificación-4	8.114	60		9,26		0,07	340,06	119,18	2.919
PV_edificación-5	8.114	60		14,20		0,05	273,83	182,72	4.529
Nuclear (500-1.000 MW)	2.200	70		0,94	1,67	0,85		6,38	60
CC (200-350 MW)	520	15	0,14	0,35	4,23	0,80		6,70	
CC (>350 MW)	422	12	0,12	0,29	4,23	0,80		6,48	

Figura 160 LEC para el año 2050 de cada una de las categorías en las que hemos agrupado las actuaciones provinciales de las tecnologías consideradas en este estudio (i = 8%; f = 3,5%).
Primera parte: tecnologías de menor coste.



para el cual se han evaluado los costes hasta ahora. Resulta interesante realizar una comparación de los costes de cada tecnología en función de la reducción de su factor de capacidad respecto al valor máximo que alcanza al operar en modo MPPT, pues nos proporciona información sobre lo apropiado que resulta emplear esta tecnología para regular en un mix de generación de estas características.

En la Figura-162 mostramos el efecto de la regulación sobre el LEC de distintas tecnologías bajo la estructura de costes actual. Hemos cogido la categorías medias de cada una de las tecnologías para reducir la cantidad de información representada. En la Figura-163 se muestra la misma información pero ampliando la escala de ordenadas para apreciar mejor la relación entre las distintas tecnologías en la región de LEC de interés. Como ya comentamos, desde un punto de vista técnico las tecnologías renovables proporcionan una gran capacidad de regular la potencia, pero ahora podemos apreciar los importantes efectos en términos del incremento de su LEC. Es precisamente por esto por lo que cobra un gran interés el realizar una integración del sistema energético (abastecimiento eléctrico y del resto de demanda energética de forma integrada) y una eficiente gestión de la demanda con el fin de poder usar el excedente de capacidad de generación que proporcionan las tecnologías renovables cuando entran a operar en modo regulación. [Ver Figuras 162 y 163].

En efecto, un aspecto diferencial entre la mayoría de tecnologías renovables y las "convencionales", y especialmente aquellas con costes en el ciclo de vida gobernados por el coste del combustible como los ciclos combinados, es la mayor sensibilidad del

LEC a la reducción de CF/CF_{max} . Las tecnologías renovables (a excepción de la biomasa) tienen sus costes en ciclo de vida muy desplazados hacia la inversión inicial, siendo la contribución de los costes de O&M variables muy pequeña. Por tanto, al reducir CF/CF_{max} se mantiene prácticamente la misma penalización económica pero con una menor generación energética, motivo por el cual la curva LEC (CF/CF_{max}) presenta un aspecto hiperbólico conduciendo a un gran incremento del LEC a medida que aumentan sus requerimientos de regulación. Por contra, las tecnologías convencionales, y especialmente los ciclos combinados, al operar en modo de regulación consumen menos combustible⁵, por lo que reducen su componente principal en la estructura de costes, y aunque hacen un peor uso de la inversión, el incremento del LEC es mucho más suave. Es de resaltar que el modo de operación de las centrales de ciclo combinado en este proceso diferiría del actual en el cual están operando prácticamente a carga base. Esto podría obligar a adaptar sucesivamente los diseños de estas centrales para limitar el desgaste adicional que genera la operación a carga parcial del ciclo de potencia.

En la tecnología nuclear también se presenta esta situación, pero con la diferencia de que los costes de ciclo de vida están mucho más desplazados hacia la inversión inicial, por lo que el incremento de LEC al reducir CF/CF_{max} es mucho más importante que en un ciclo combinado. Por otro lado, tecnológicamente la nuclear presenta muchas más limitaciones para contribuir a la regulación que el ciclo combinado o cualquiera de las renovables. Estos resultados nos pueden hacer concluir que en el caso de tener que

Tabla 23 Estructura de costes proyectada para el año 2050 (inversión, O&M y combustible), CF, LEC y CE_{CO2} para cada una de las categorías en que hemos agrupado las actuaciones provinciales de las distintas tecnologías consideradas en este estudio. (i = 8%; f = 3,5%).

Tecnología	C_inv €/kW _e	C_0&M_fijos €/kW-a	C_0&M_variables c€/kW.h _e	C_0&M_totales cv/kW.h _e	C_fuel c€/kW.h _e	CF -	P_max GW _e	LEC c€/kW.h _e	CE_CO2 €/TmCO2
Eólica terrestre llano-1	481	10		0,28		0,40	90,79	1,67	-59
Eólica terrestre llano-2	481	10		0,34		0,33	73,09	2,01	-50
Eólica terrestre llano-3	481	10		0,43		0,27	77,25	2,53	-37
Eólica terrestre llano-4	481	10		0,58		0,20	27,00	3,40	-15
Eólica terrestre llano-5	481	10		0,88		0,13	45,24	5,18	-30
Eólica terrestre accidentado-1	520	15		0,43		0,40	172,81	1,97	-51
Eólica terrestre accidentado-2	520	15		0,51		0,33	167,52	2,37	-41
Eólica terrestre accidentado-3	520	15		0,65		0,27	125,74	2,98	-26
Eólica terrestre accidentado-4	520	15		0,87		0,20	57,16	4,00	0
Eólica terrestre accidentado-5	520	15		1,32		0,13	78,52	6,11	53
Eólica Marina-1	864	25		0,69		0,41	33,04	3,18	-21
Eólica Marina-2	864	25		0,79		0,36	6,97	3,62	-10
Eólica Marina-3	864	25		0,91		0,31	53,22	4,20	5
Eólica Marina-4	864	25		1,09		0,26	15,93	5,01	26
Eólica Marina-5	864	25		1,35		0,21	55,60	6,20	56
PV_azimutal-1	1.200	50		2,39		0,24	277,65	8,45	113
PV_azimutal-2	1.200	50		2,65		0,22	258,63	9,38	136
PV_azimutal-3	1.200	50		2,98		0,19	62,16	10,53	166
PV_azimutal-4	1.200	50		3,40		0,17	27,30	12,01	203
PV_azimutal-5	1.200	50		3,95		0,15	6,73	13,97	253
Termoeléctrica-1	1.373		0,40	0,40		0,49	818,33	3,29	-18
Termoeléctrica-2	1.373		0,40	0,40		0,43	1.164,91	3,70	-8
Termoeléctrica-3	1.373		0,40	0,40		0,36	446,46	4,25	6
Termoeléctrica-4	1.373		0,40	0,40		0,30	146,74	5,05	27
Termoeléctrica-5	1.373		0,40	0,40		0,23	162,33	6,28	58
Geotérmica	1.729		1,50	1,50		0,90	3,60	4,12	3
Olas-1	825	35		0,82		0,49	12,71	3,03	-25
Olas-2	825	35		0,93		0,43	11,81	3,45	-14
Olas-3	825	35		1,14		0,35	7,42	4,23	6
Olas-4	825	35		1,48		0,27	7,33	5,47	37
Olas-5	825	35		2,64		0,15	57,69	9,77	146
Hidroeléctrica	2.800	10	0,03	0,57		0,21	16,57	13,57	243
Minihidráulica	1.800	54		1,74		0,35	2,23	7,52	89
Bombeo hidráulico	1.200	27	0,03	1,06		0,300	8,00	5,44	37
Biomasa residuos	2.503	20	0,15	0,42	0,75	0,85	7,28	4,60	15
Biomasa_cultivos (SA+SAF)	2.503	20	0,15	0,42	2,59	0,85	1,52	7,40	86
Biomasa_cultivos (SSA)	2.503	20	0,15	0,42	2,19	0,85	2,12	6,80	71
Biomasa_cultivos (SH)	2.503	20	0,15	0,42	2,09	0,85	0,58	6,64	67
Biomasa_cultivos (SAP)	2.503	20	0,15	0,42	2,05	0,85	0,07	6,59	66
Biomasa_cultivos (R)	2.503	20	0,15	0,42	1,90	0,85	0,44	6,35	60

Continúa en página siguiente

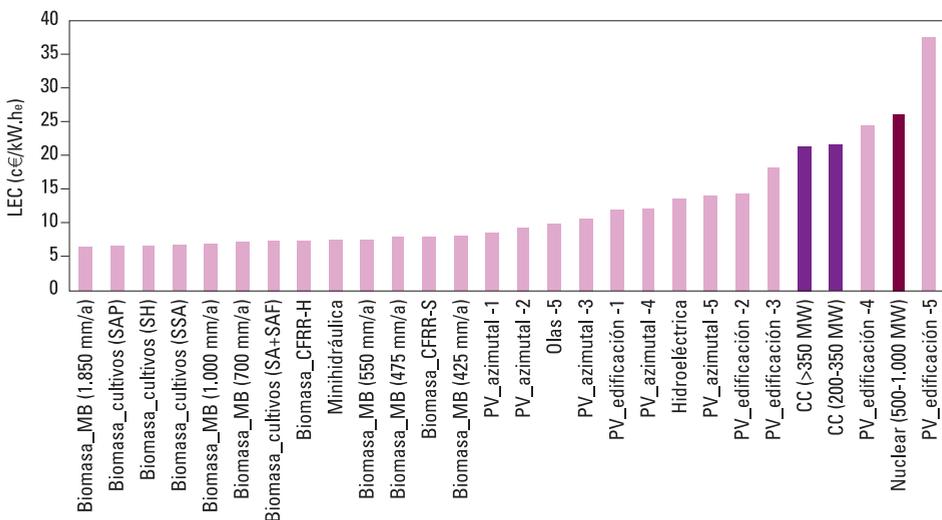
Viene de página anterior

Tecnología	C _{inv} €/kW _e	C _{O&M_fijos} €/kW-a	C _{O&M_variables} c€/kW.h _e	C _{O&M_totales} cv/kW.h _e	C _{fuel} c€/kW.h _e	CF -	P _{max} GW _e	LEC c€/kW.h _e	CE _{CO2} €/Tm _{CO2}
Biomasa_CFRRH	2.503	20	0,15	0,42	2,63	0,85	2,88	7,47	88
Biomasa_CFRRS	2.503	20	0,15	0,42	2,93	0,85	2,25	7,93	99
Biomasa_MB (425 mm/a)	2.503	20	0,15	0,42	3,02	0,85	0,18	8,06	103
Biomasa_MB (475 mm/a)	2.503	20	0,15	0,42	2,89	0,85	0,22	7,86	98
Biomasa_MB (550 mm/a)	2.503	20	0,15	0,42	2,73	0,85	0,43	7,61	92
Biomasa_MB (700 mm/a)	2.503	20	0,15	0,42	2,50	0,85	0,54	7,27	83
Biomasa_MB (1.000 mm/a)	2.503	20	0,15	0,42	2,24	0,85	0,46	6,88	73
Biomasa_MB (1.850 mm/a)	2.503	20	0,15	0,42	1,95	0,85	0,49	6,43	62
PV_edificación-1	962	50		3,78		0,15	108,05	11,86	199
PV_edificación-2	962	50		4,55		0,13	82,66	14,29	261
PV_edificación-3	962	50		5,73		0,10	56,34	17,97	354
PV_edificación-4	962	50		7,72		0,07	340,06	24,22	512
PV_edificación-5	962	50		11,84		0,05	273,83	37,14	840
Nuclear (500-1.000 MW)*	3.200	70	8,00	8,94	6,12	0,85		25,93	556
CC (200-350 MW)**	520	15	3,14	3,35	12,53	0,80		21,36	440
CC (>350 MW)**	422	12	3,12	3,29	12,53	0,80		21,14	434

*En este caso se considera un coste actual del combustible de 0,55 c€/kW_{h_e}, inflacionado con un 3% de media por encima de la inflación general hasta el 2050, que conduce a un coste de combustible en 2050 de 2,02 c€/kW_{h_e}, y con un incremento en costes de O&M debido a motivos medioambientales y de seguridad de 8 c€/kW_{h_e}.

**En este caso se considera un coste actual del combustible de 2,3 c€/kW_{h_e}, inflacionado con un 2,5% de media por encima de la inflación general hasta el 2050, que conduce a un coste de combustible en 2050 de 6,82 c€/kW_{h_e}, y con un incremento en costes de O&M debido a motivos medioambientales de 3 c€/kW_{h_e}.

Figura 161 LEC para el año 2050 de cada una de las categorías en las que hemos agrupado las actuaciones provinciales de las tecnologías consideradas en este estudio (i = 8%; f = 3,5%). Segunda parte: tecnologías de mayor coste.



complementar un mix energético con elevada contribución renovable con alguna tecnología "convencional", los ciclos combinados con gas natural son más adecuados que las centrales nucleares, tanto desde el punto de vista tecnológico como desde el punto de vista económico. Por tanto, es el argumento medioambiental el que en última instancia deberá decidir la conveniencia y alcance de emplear las centrales de ciclo combinado operando con gas natural para regular los mix de generación con elevada contribución renovable en la transición del sistema energético hacia la sostenibilidad.

Pero realmente nuestro interés está centrado en la situación proyectada para el año 2050. En la Figura-164 mostramos el efecto de la regulación sobre el LEC de distintas tecnologías bajo la estructura de costes del año 2050. En la Figura-165 mostramos la misma información pero con la escala de ordenadas ampliada a la región de interés. En esta figura, cada tecnología aparece representada por su mejor categoría. De hecho, tal y como se puede intuir de los potenciales presentados en la Tabla-23 y tal y como confirmaremos más adelante, basta con emplear las mejores categorías de cada tecnología para cubrir la demanda. Como podemos apreciar en esta figura, en la inmensa mayoría del intervalo de regulación existen múltiples opciones renovables con costes inferiores a los de las tecnologías "convencionales". Al reducirse los costes de inversión de las tecnologías renovables por completar la evolución a lo largo de sus curvas de aprendizaje y encarecerse el coste de la electricidad "convencional" por el agotamiento de recursos e internalización de costes, si bien sigue siendo cierto que la pendiente de la curva del LEC como función de CF/CF_{max} sigue siendo menor para

las centrales de ciclo combinado, sin embargo la mayoría de tecnologías renovables se mantienen con niveles de LEC inferiores a los del ciclo combinado en todo el intervalo de regulación de interés. Esto nos permite concluir que dada la disponibilidad suficiente de potencial renovable, de cara al año 2050, incluso desde un punto de vista económico resulta desaconsejable incluir ciclos combinados en el mix de generación. [Ver Figuras 164 y 165 y Tabla 23].

También podemos apreciar en estas figuras, cómo algunas tecnologías renovables, y en particular la fotovoltaica integrada en la edificación, requieren una explotación con elevado CF/CF_{max} para poderse justificar económicamente, por lo que no deberían emplearse para regular potencia (aunque técnicamente podrían hacerlo de forma muy sencilla y rápida). En cambio, una regulación de estas tecnologías basada en la integración energética y la gestión de la demanda sí que sería apropiada por permitir valorizar su potencial de generación. En las Figuras 166 y 167 mostramos esta misma información pero en términos de costes de eliminación de CO_2 . El ciclo combinado no aparece en estas figuras porque al tener las mismas actuaciones energéticas que la central de referencia pero un LEC superior, su CE_{CO_2} sería infinito. [Ver Figuras 166 y 167].

En las Figuras 168 a 171 presentamos la misma información que en las anteriores pero empleando la peor categoría dentro de cada una de las tecnologías renovables. Como podemos ver, incluso en este caso existen varias tecnologías renovables que proporcionan LEC inferior al del ciclo combinado en un rango elevado de capacidad de regulación. [Ver Figuras 168 a 171].

Figura 162 Efecto de la regulación sobre el LEC de distintas tecnologías bajo la estructura de costes actual. Cada tecnología viene representada por la categoría media.

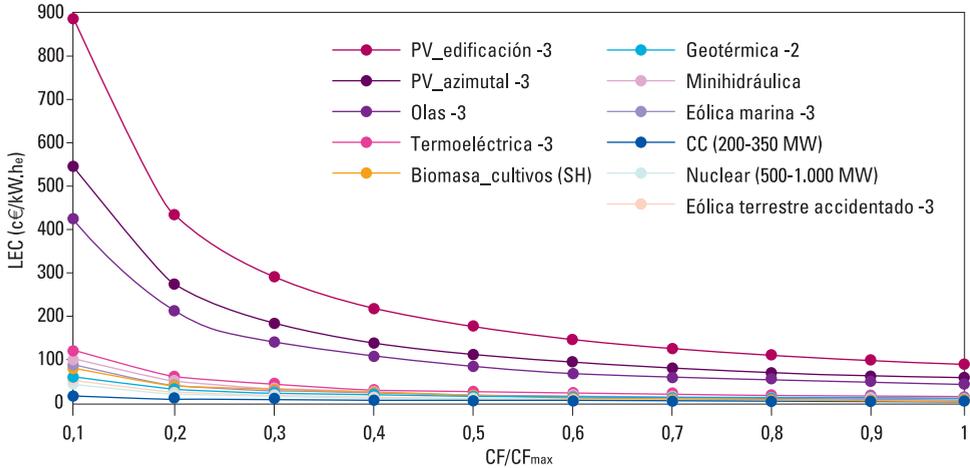


Figura 163 Efecto de la regulación sobre el LEC de distintas tecnologías bajo la estructura de costes actual. Cada tecnología viene representada por la categoría media. Ampliación de la escala de costes para apreciar mejor las relaciones entre tecnología en la región de interés.

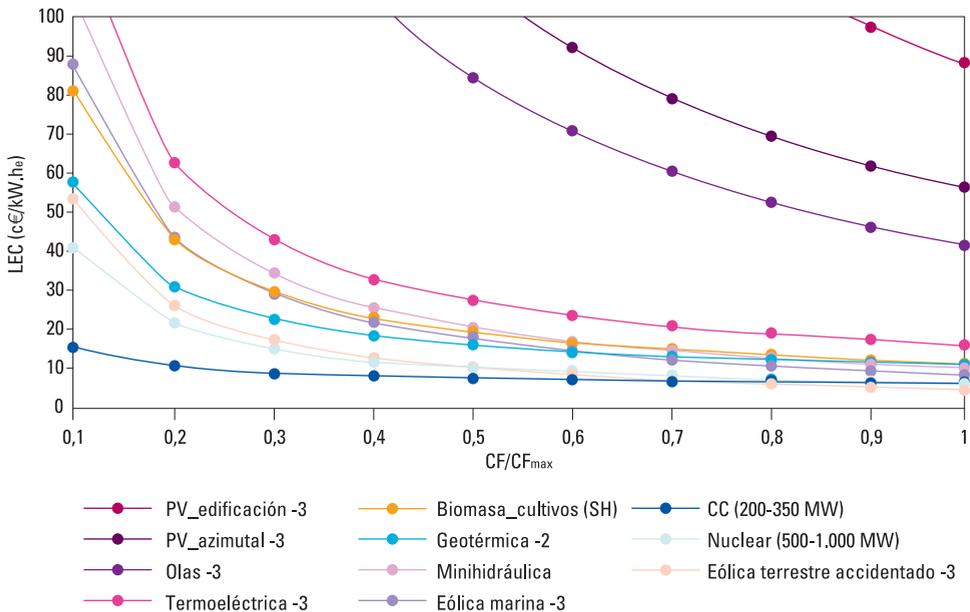


Figura 164 Efecto de la regulación sobre el LEC de distintas tecnologías bajo la estructura de costes del año 2050. Cada tecnología viene representada por su mejor categoría.

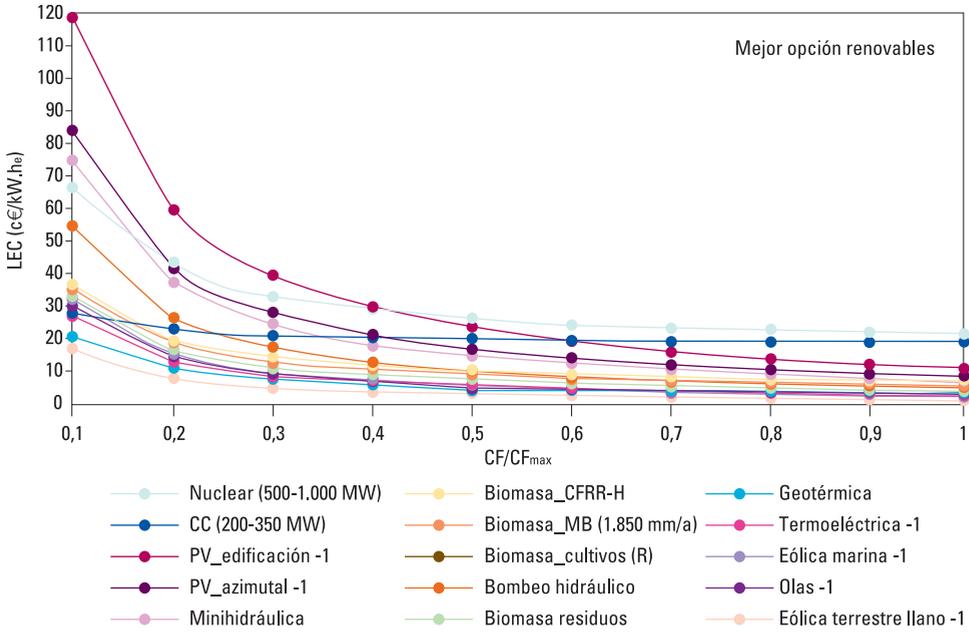


Figura 165 Efecto de la regulación sobre el LEC de distintas tecnologías bajo la estructura de costes del año 2050. Cada tecnología viene representada por su mejor categoría. Ampliación de la escala de costes para apreciar mejor las relaciones entre tecnología en la región de interés.

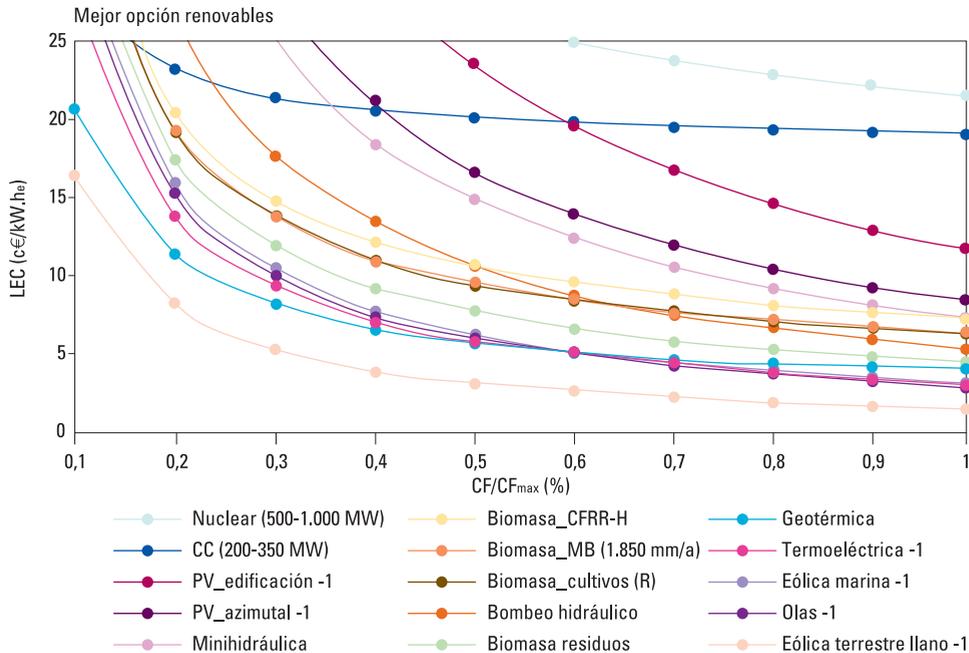


Figura 166 Efecto de la regulación sobre el CE_{CO_2} de distintas tecnologías bajo la estructura de costes del año 2050. Cada tecnología viene representada por su mejor categoría. El ciclo combinado no aparece por tener CE_{CO_2} infinitos.

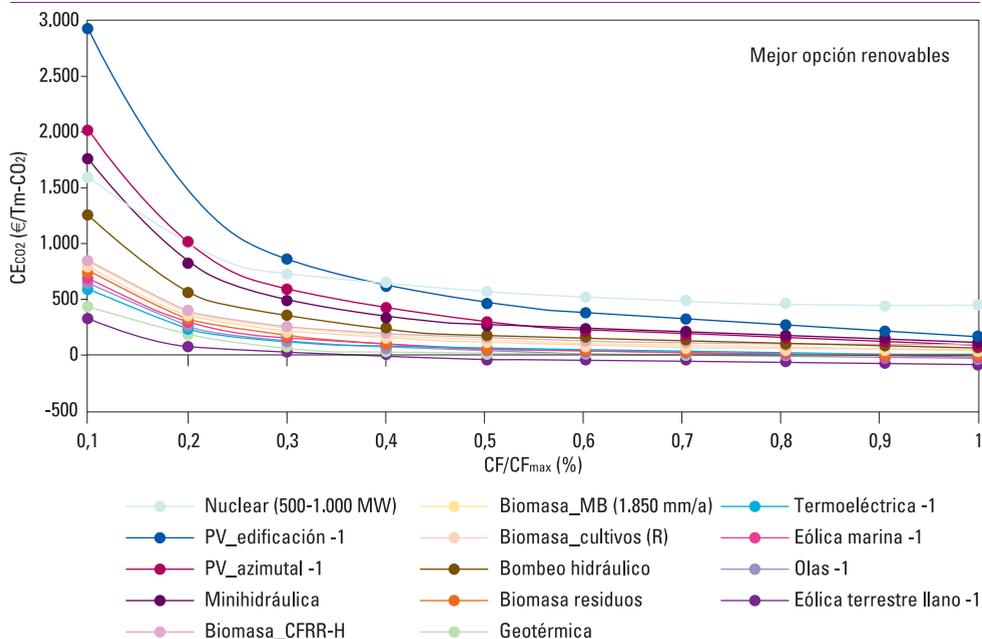


Figura 167 Efecto de la regulación sobre el CE_{CO_2} de distintas tecnologías bajo la estructura de costes del año 2050. Cada tecnología viene representada por su mejor categoría. Ampliación de la escala de costes para apreciar mejor las relaciones entre tecnología en la región de interés. El ciclo combinado no aparece por tener CE_{CO_2} infinitos.

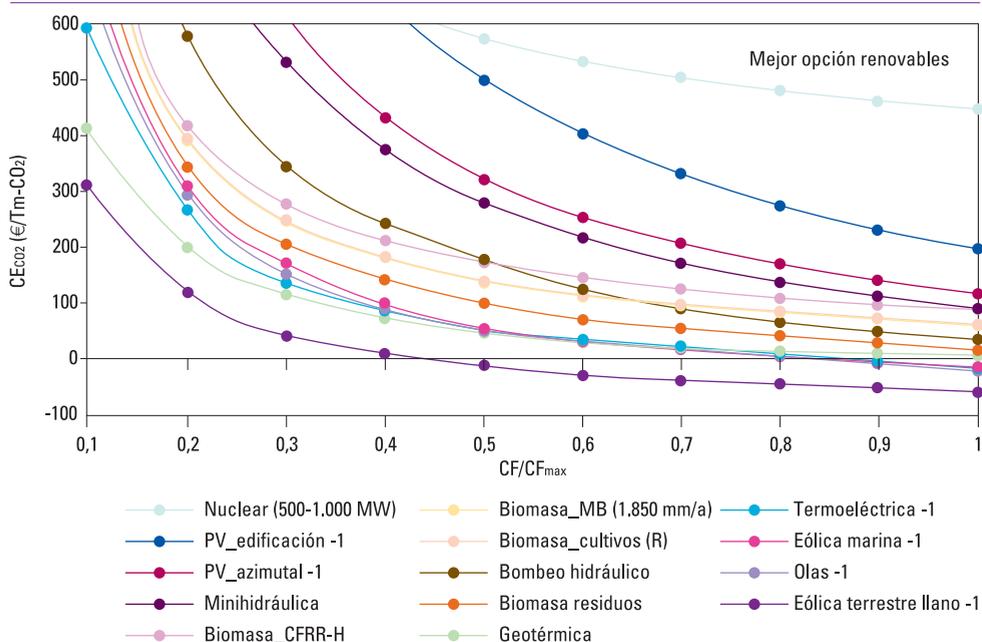


Figura 168 Efecto de la regulación sobre el LEC de distintas tecnologías bajo la estructura de costes del año 2050. Cada tecnología viene representada por su peor categoría.

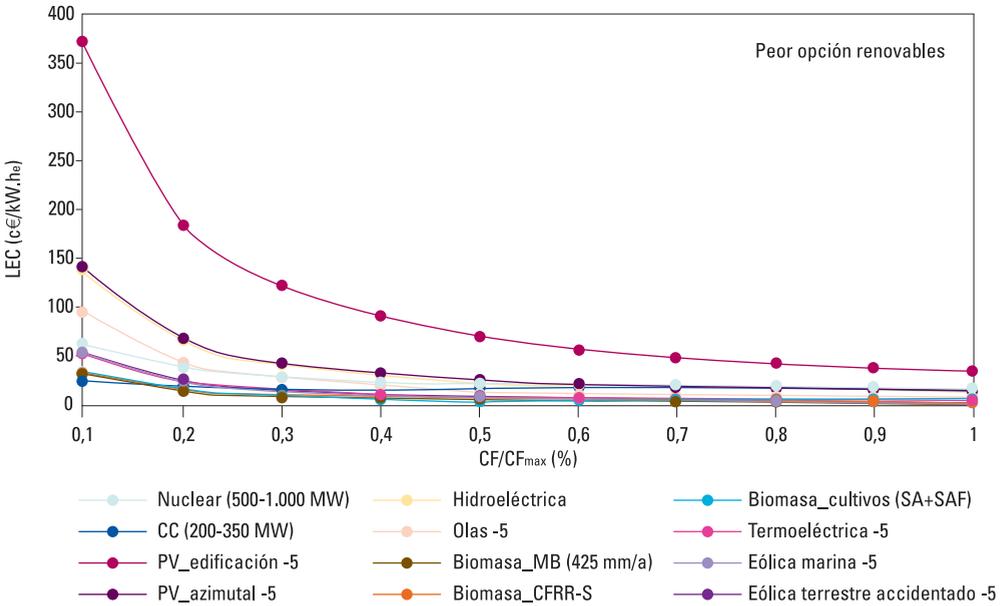


Figura 169 Efecto de la regulación sobre el LEC de distintas tecnologías bajo la estructura de costes del año 2050. Cada tecnología viene representada por su peor categoría. Ampliación de la escala de costes para apreciar mejor las relaciones entre tecnología en la región de interés.

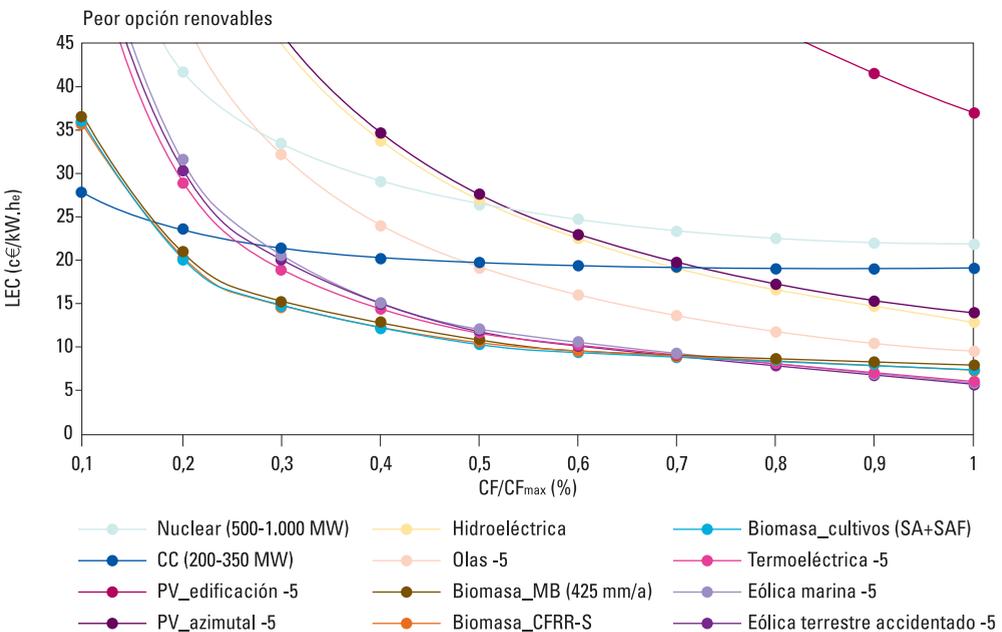


Figura 170 Efecto de la regulación sobre el CE_{CO_2} de distintas tecnologías bajo la estructura de costes del año 2050. Cada tecnología viene representada por su peor categoría. El ciclo combinado no aparece por tener CE_{CO_2} infinitos.

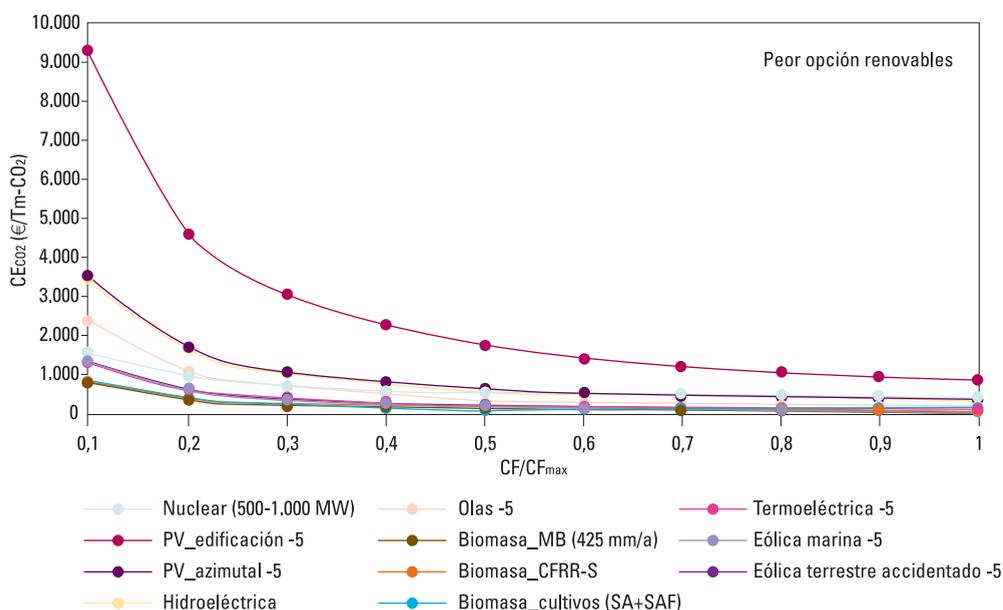


Figura 171 Efecto de la regulación sobre el CE_{CO_2} de distintas tecnologías bajo la estructura de costes del año 2050. Cada tecnología viene representada por su peor categoría. Ampliación de la escala de costes para apreciar mejor las relaciones entre tecnología en la región de interés. El ciclo combinado no aparece por tener CE_{CO_2} infinitos.

