

Figura 105 Distribución provincial de los costes de eliminación de CO₂ de la fotovoltaica integrada en edificación (fachada sur) con la estructura de costes actual.

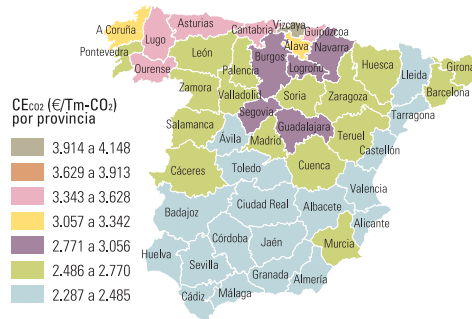


Figura 108 Distribución provincial de los costes de eliminación de CO₂ de la fotovoltaica integrada en edificación (fachada SW) con la estructura de costes del año 2050.

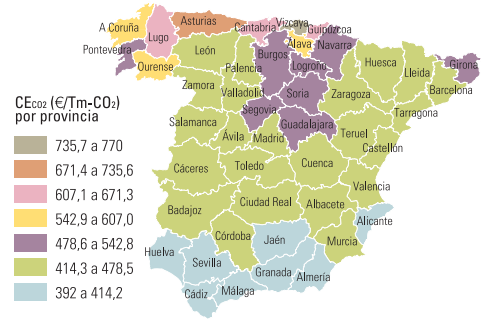


Figura 106 Distribución provincial de los costes de eliminación de CO₂ de la fotovoltaica integrada en edificación (fachada sur) con la estructura de costes del año 2050.

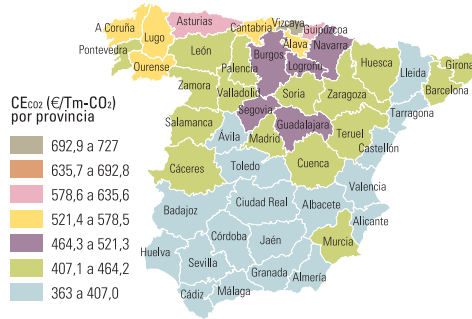


Figura 109 Distribución provincial de los costes de eliminación de CO₂ de la fotovoltaica integrada en edificación (fachada W) con la estructura de costes actual.

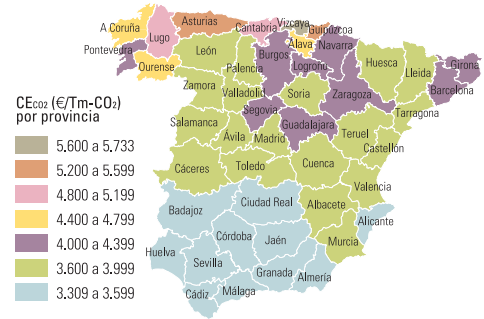


Figura 107 Distribución provincial de los costes de eliminación de CO₂ de la fotovoltaica integrada en edificación (fachada SW) con la estructura de costes actual.

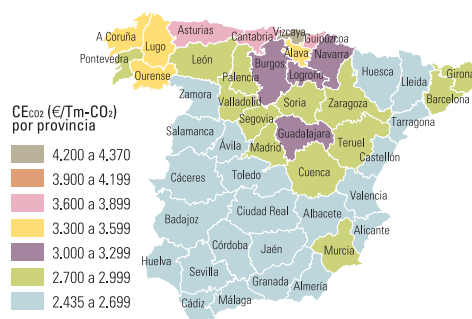
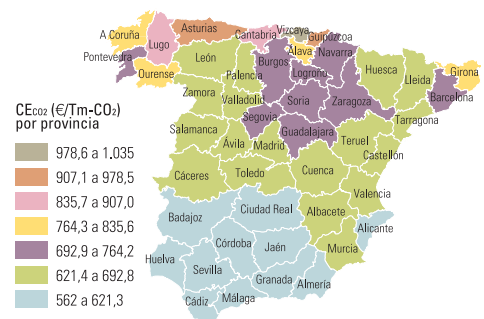


Figura 110 Distribución provincial de los costes de eliminación de CO₂ de la fotovoltaica integrada en edificación (fachada W) con la estructura de costes del año 2050.



3.2.3. Termosolar

Las centrales termosolares tienen como único referente histórico comercial las plantas SEGS desarrolladas en California desde principios de los años 1980 hasta principios de los años 1990. Si bien con una implementación muy limitada para lo que es el camino a recorrer por la curva de aprendizaje, con sus 354 MW_e implementados en esa década, y con la experiencia de O&M obtenida al estar en operación hasta la actualidad, proporcionan ya una idea de dónde puede llegar esta tecnología si se le permite seguir avanzando por la curva de aprendizaje, lo cual podría perfectamente corresponder a la situación actual si se permite el desarrollo de los planes de inversión en nuestro país.

En la Figura-111 mostramos la evolución del coste de la electricidad termosolar asociada a las plantas SEGS de California. Podemos observar una rápida reducción de costes

desde el año 1980 hasta el 1988 asociada a recorrer la curva de aprendizaje durante el período en el cual se fueron instalando las distintas plantas SEGS de California. A partir de ese instante, se sigue apreciando una reducción de costes asociada a las mejoras en la O&M que ha ido proporcionando la experiencia de explotación comercial. [Ver Figura 111].

En la Figura-112 mostramos las proyecciones del US DOE sobre el coste de la electricidad termosolar, mostrando cómo se llega a alcanzar la competitividad con las tecnologías "convencionales" en torno al año 2015, y esto considerando unas tasas de crecimiento muy inferiores a las que proporciona el potencial de esta tecnología incluso si sólo tenemos en cuenta nuestro país, y sin tener en cuenta el incremento del coste de la electricidad de las centrales "convencionales" que cabe esperar a medida que vaya pasando el tiempo. [Ver Figura 112].

Figura 111 Evolución del LEC de la electricidad termosolar de las plantas SEGS implementadas en California.

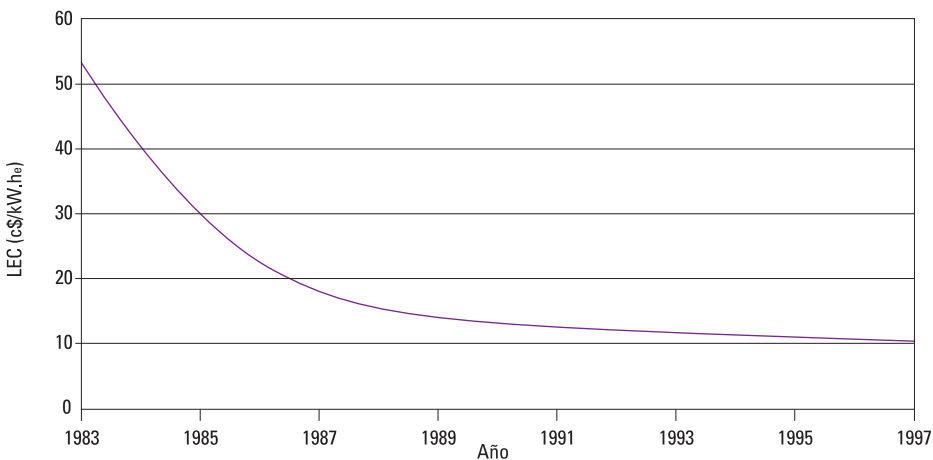
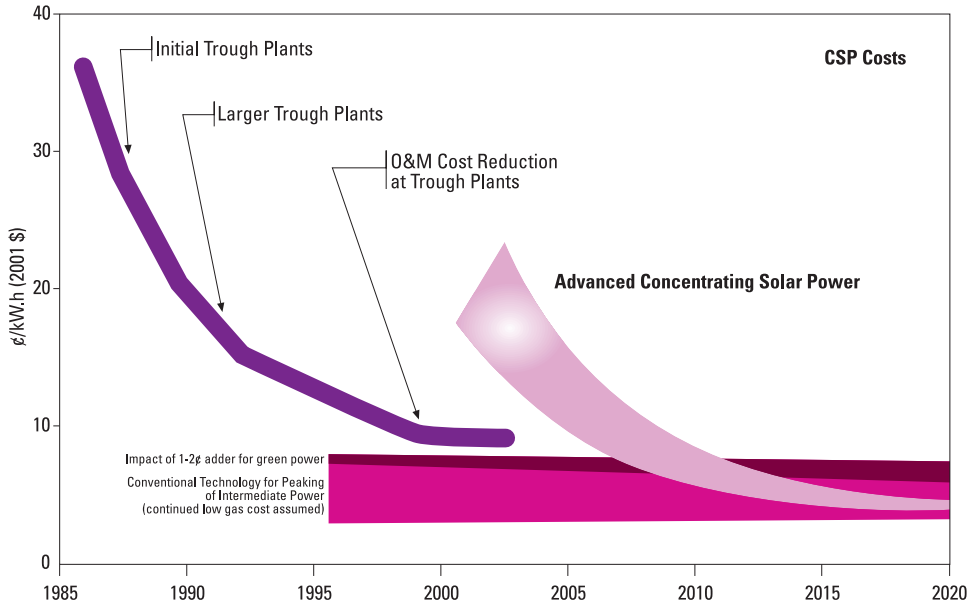


Figura 112 Proyección de la evolución del LEC termosolar según US DOE.

Sin embargo, es importante recalcar que en el caso de la electricidad termosolar, la evolución de costes está asociada además de al volumen de producción, a otros factores como tamaño, criterio de dimensionado, capacidad almacenamiento..., y evolución tecnológica, permitiendo acceder a ciclos de potencia de mayores prestaciones. Por tanto, es preciso desglosar más la estructura de costes y fijar un supuesto de evolución tecnológica para poder elaborar una predicción de la evolución de costes, que de cualquier forma seguirá dependiendo del criterio de dimensionado adoptado, por lo que no existe una única curva de evolución de costes para la termosolar. En el caso de este estudio, el criterio de dimensionado adoptado en términos de múltiplo solar y capacidad de almacenamiento, así como las tecnologías solar y del bloque de potencia empleadas son las expuestas en (IIT, 2005).

En la Figura-113 mostramos la dependencia de los costes de inversión del bloque de potencia y del BOP (balance of plant) con el tamaño de la central termosolar según (Sargent & Lundy, 2003). En nuestro caso, al estar considerando centrales de 50 MW_e estamos considerando una situación conservadora en términos de costes. En la Figura-114 mostramos una descomposición de la reducción de costes de la tecnología termosolar de torre según (Sargent & Lundy, 2003), pudiendo comprobar cómo para 2018 la producción en masa es responsable tan sólo de un 28% de la reducción de costes esperada, mientras que el incremento de potencia de las centrales es la causa de un 49% de la reducción de costes, y las mejoras tecnológicas de un 23%. En la Figura-115 mostramos una descomposición de costes de inversión de una central termosolar de colectores cilíndrico-parabólicos construida en el 2004 con 12

108

horas de almacenamiento térmico y un múltiplo solar de 2,5 según (Sargent & Lundy, 2003). En la Figura-116 mostramos la evolución proyectada hasta el 2020 en (Sargent & Lundy, 2003) del coste total de inversión de las centrales de colectores cilindroparabólicos con 12 h de almacenamiento y sin almacenamiento, para diversos supuestos de evolución de rendimientos y de costes unitarios. En la Figura-117 mostramos la evolución proyectada hasta el 2020 en (Sargent & Lundy,

2003) del coste de O&M de las centrales de colectores cilindroparabólicos con 12 h de almacenamiento y sin almacenamiento, para diversos supuestos de tasas de sustitución de los tubos colectores. Y finalmente, en la Figura-118 mostramos la evolución del LEC de las centrales de colectores cilindroparabólicos con 12 h de almacenamiento y sin almacenamiento, para distintos supuestos de evolución de costes y de rendimientos según (Sargent & Lundy, 2003). [Ver Figuras 113 a 118].

Figura 113 Dependencia de los costes de inversión del bloque de potencia y del BOP (balance of plant) con la potencia de la central según (Sargent & Lundy, 2003). Las dos curvas mostradas corresponden a dos proyecciones de costes distintas, las evaluadas en el marco de esta referencia y las anteriores del SunLab.

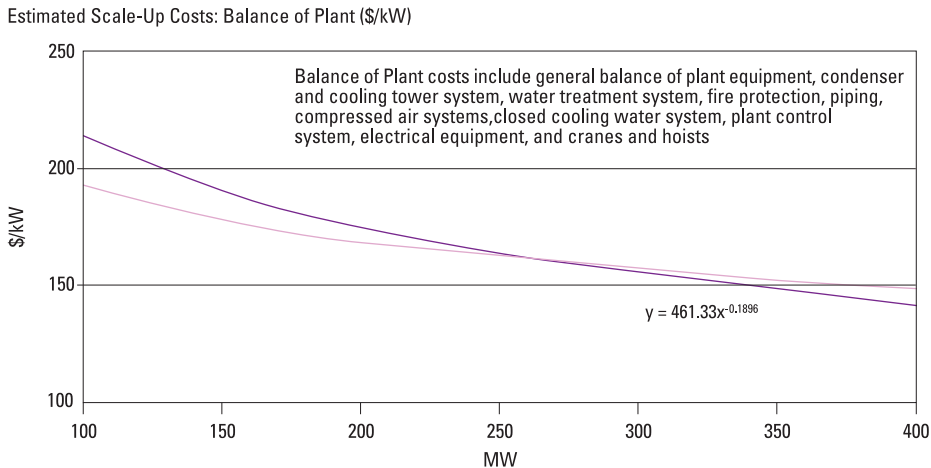
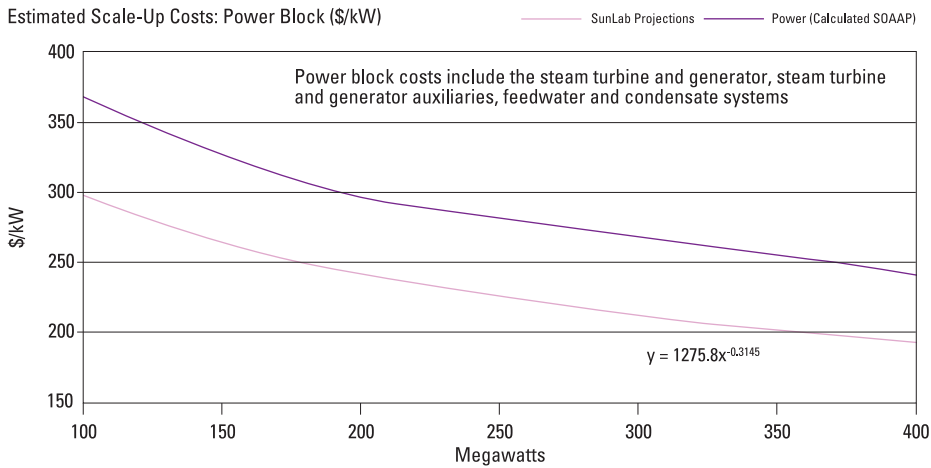


Figura 114 Desglose de la reducción de costes proyectada para las centrales termosolares de torre entre los efectos de la producción en masa, de las mejoras tecnológicas y del incremento de potencia de las centrales (Sargent & Lundy, 2003).

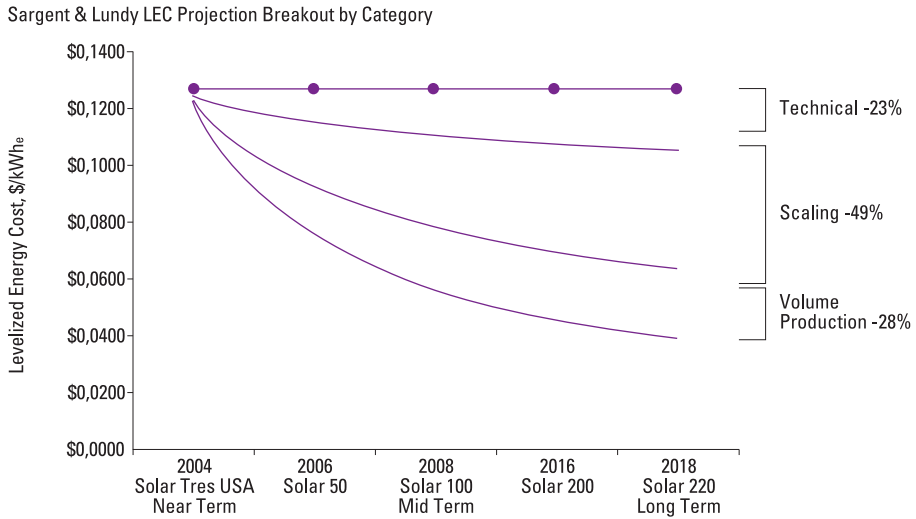
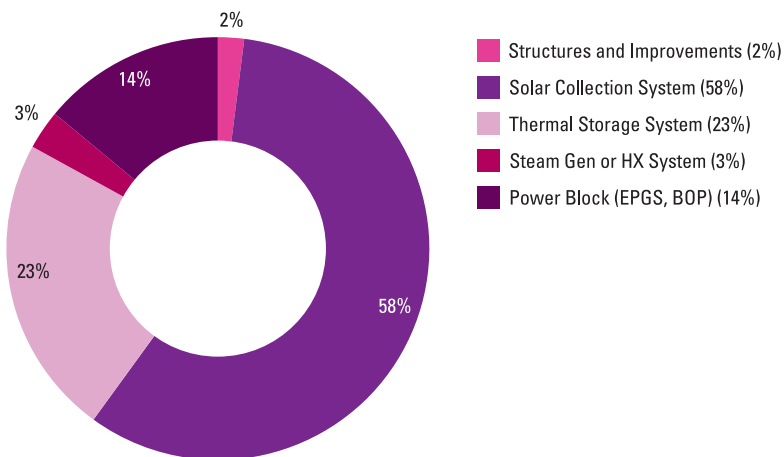


Figura 115 Descomposición de costes de inversión de una central termosolar de colectores cilíndroparabólicos construida en el 2004 con 12 horas de almacenamiento térmico y un múltiplo solar de 2,5 según (Sargent & Lundy, 2003).

Major Cost Categories for Parabolic Trough Plant
 2004 Near-Term Case: 100 MWe; 12 hours TES; 2,5 Solar Multiple



110 **Figura 116** Evolución proyectada hasta el 2020 en (Sargent & Lundy, 2003) del coste total de inversión de las centrales de colectores cilindroparabólicos con 12 h de almacenamiento y sin almacenamiento, para diversos supuestos de evolución de rendimientos y de costes unitarios.

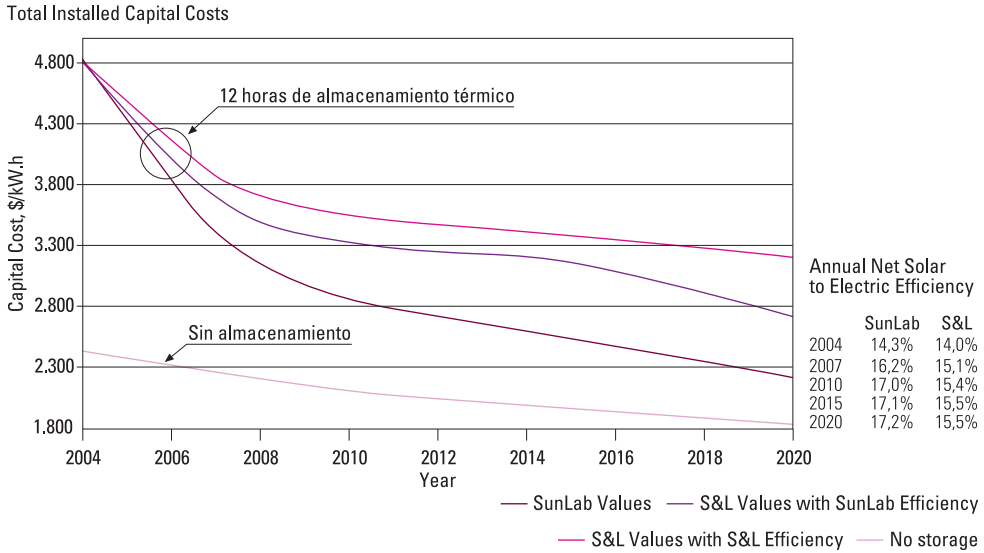


Figura 117 Evolución proyectada hasta el 2020 en (Sargent & Lundy, 2003) del coste de O&M de las centrales de colectores cilindroparabólicos con 12 h de almacenamiento y sin almacenamiento, para diversos supuestos de tasas de sustitución de los tubos colectores.

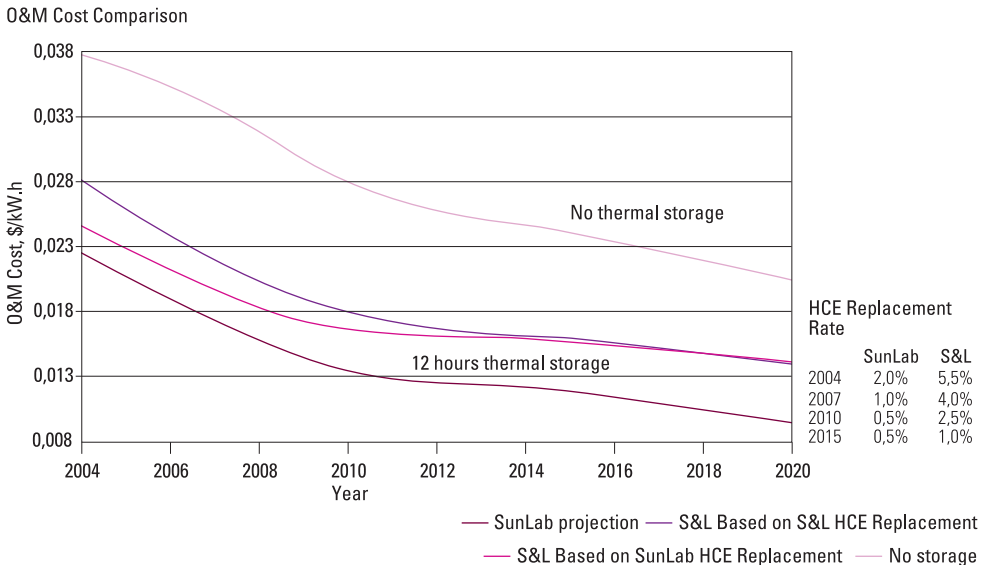
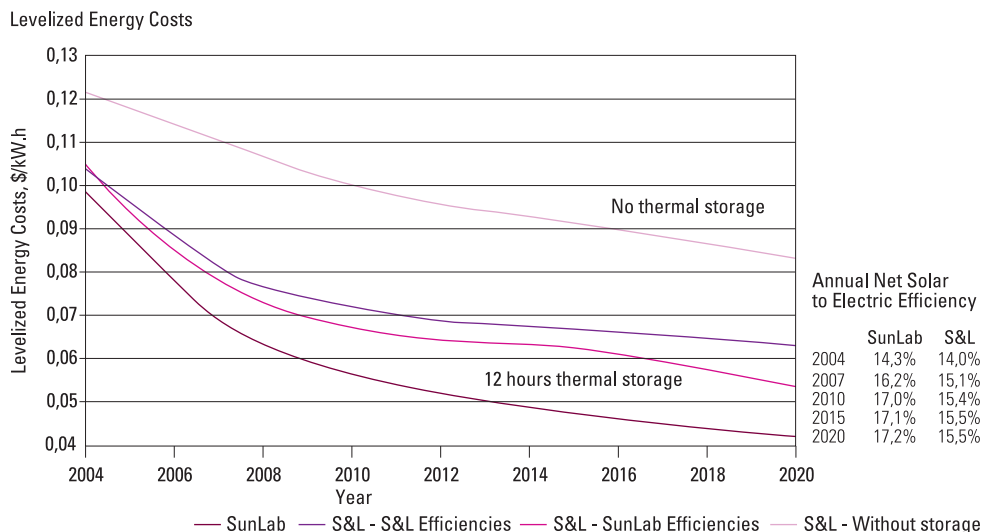


Figura 118 Evolución del LEC de las centrales de colectores cilindroparabólicos con 12 h de almacenamiento y sin almacenamiento, para distintos supuestos de evolución de costes y de rendimientos según (Sargent & Lundy, 2003).



Procesando la información contenida en (Sargent & Lundy, 2003) relativa a los costes de inversión del campo solar, el bloque de potencia y el resto de elementos, y añadiendo la información de la evolución esperada del coste del almacenamiento térmico disponible en (Sargent & Lundy, 2003) y (Pilkington Solar International, 2000), podemos obtener los escenarios de evolución de costes presentados en la Figura-119. [Ver Figura 119].

En base a la información disponible hemos procedido a elaborar proyecciones de curvas de aprendizaje para cada uno de los componentes de la central de colectores cilindroparabólicos considerada en este estudio. 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 las Figuras 120, 121 y 122 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 los colectores solares, el almacenamiento térmico, y el bloque de potencia con BOP. En la Figura 123 mostramos la evolución proyectada de los costes de O&M. [Ver Tablas 6 y 12 y Figuras 120 a 123].

Figura 119 Escenarios de evolución de costes de componentes y total según procesado de información de (Sargent & Lundy, 2003) y (Pilkington Solar International, 2000).

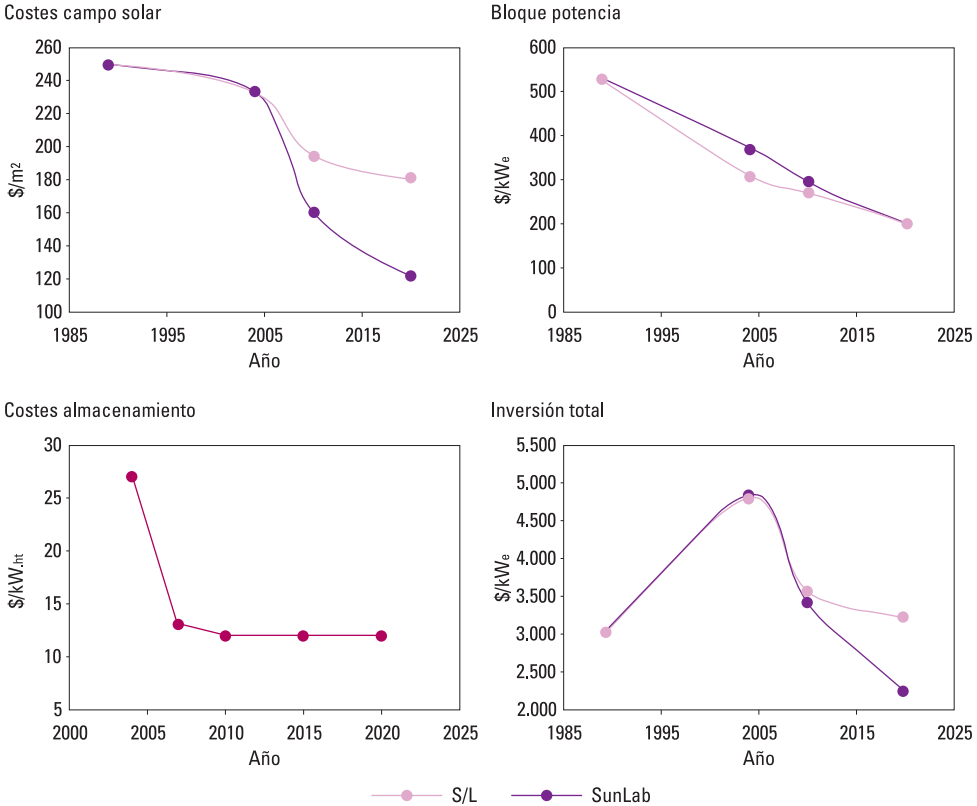


Tabla 6 Tasas de crecimiento de la potencia mundial de campo solar con colectores cilindroparabólicos.

Período	Tasa de crecimiento mundial (%)
2005 - 2010	25
2011 - 2020	38
2021 - 2030	31
2031 - 2040	25
2041 - 2050	10

Tabla 7 Evolución de la tasa de progreso en curva aprendizaje para los campos solares de colectores cilindroparabólicos.

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

Tabla 8 Tasas de crecimiento de la potencia mundial de almacenamiento térmico.

Período	Tasa de crecimiento mundial (%)
2005 - 2010	25
2011 - 2020	38
2021 - 2030	31
2031 - 2040	25
2041 - 2050	10

Tabla 9 Evolución de la tasa de progreso en curva aprendizaje para el almacenamiento térmico.

Período	Tasa de progreso (%)
2005 - 2010	80
2011 - 2020	83
2021 - 2030	90
2031 - 2040	95
2041 - 2050	100

Tabla 10 Tasas de crecimiento de la potencia mundial del bloque de potencia y BOP de centrales termosolares.

Período	Tasa de crecimiento mundial (%)
2005 - 2010	25
2011 - 2020	38
2021 - 2030	31
2031 - 2040	25
2041 - 2050	10

Tabla 11 Evolución de la tasa de progreso en curva aprendizaje para el bloque de potencia y BOP de centrales termosolares.

Período	Tasa de progreso (%)
2005 - 2010	88
2011 - 2020	92
2021 - 2030	95
2031 - 2040	97
2041 - 2050	100

Tabla 12 Evolución de la tasa de progreso en curva aprendizaje para los costes de O&M de centrales termosolares.

Período	Tasa de progreso (%)
2005 - 2010	88
2011 - 2020	92
2021 - 2030	95
2031 - 2040	97
2041 - 2050	100

Para apreciar mejor el efecto acumulado de todos estos factores, en la Figura-124 mostramos la evolución del coste de inversión total, particularizando para el dimensionado de central termosolar realizado en el marco de este estudio (IIT, 2005) en la provincia de Almería (potencia = 46 MW_e; SM = 3; almacenamiento = 15 h). Como podemos ver, el coste de inversión total para este diseño de central en este emplazamiento geográfico evoluciona desde 4374 €/kW_e en el año 2005 hasta alcanzar 1350 €/kW_e en la zona asintótica de la curva de aprendizaje desde el año 2040. Para interpretar esta información el términos de LEC, añadiendo a los costes de inversión y de O&M las actuaciones energéticas de esta central termosolar presentadas en (IIT, 2005), podemos evaluar la evolución de los costes de la electricidad generada, cuyos resultados presentamos en la Figura-125. En la Figura-126 mostramos la misma información pero en términos de costes de eliminación de CO₂. Es preciso resaltar que para elaborar estos gráficos se han mantenido constantes las actuaciones energéticas de la central, correspondiendo con las proyectadas para el año 2050, por lo que el LEC y CE_{CO₂} actuales son menores de los que se obtendrían con las centrales actuales, pues estas no incorporan las mejoras tecnológicas consideradas para el año 2050. [Ver Figuras 124 a 126].

114 **Figura 120** Evolución de la potencia instalada y los costes de inversión de colectores para centrales termosolares.

Termosolar: campo solar

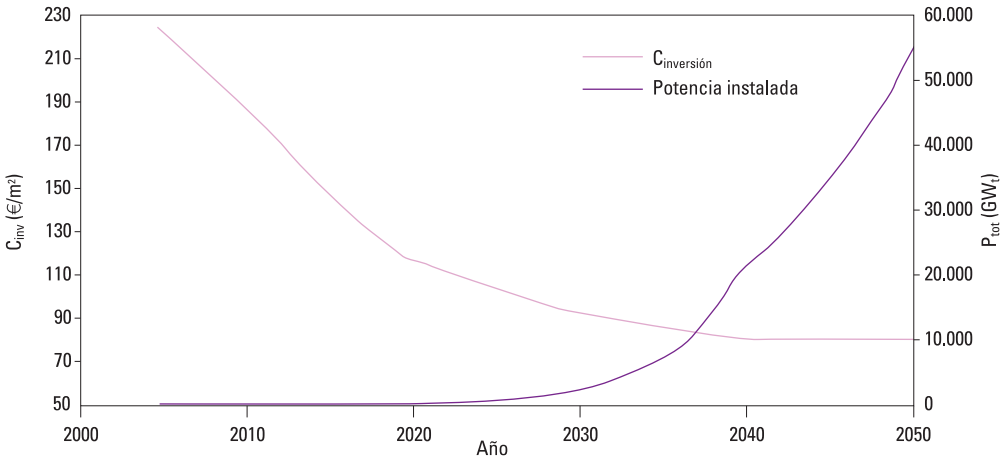


Figura 121 Evolución de la potencia instalada y los costes de inversión del almacenamiento térmico para centrales termosolares.

Termosolar: almacenamiento

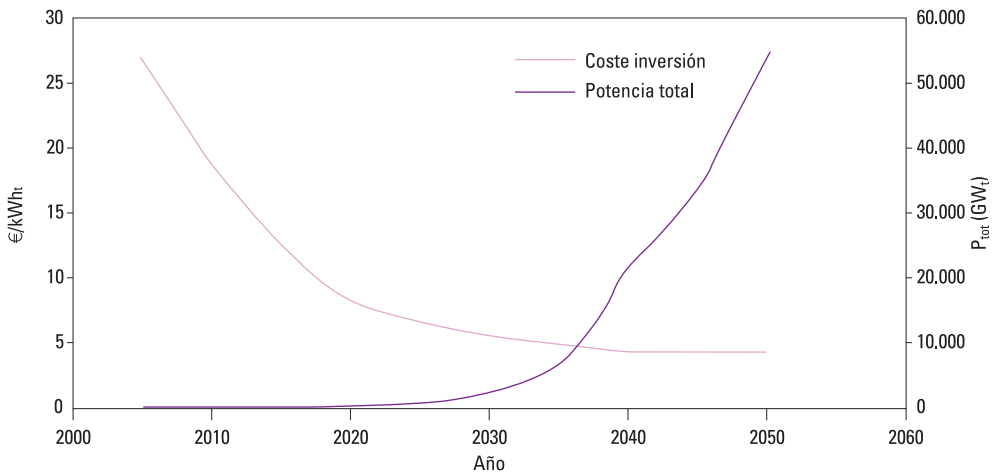


Figura 122 Evolución de la potencia instalada y los costes de inversión del bloque de potencia y el BOP para centrales termosolares.

Termosolar: BP y BOP

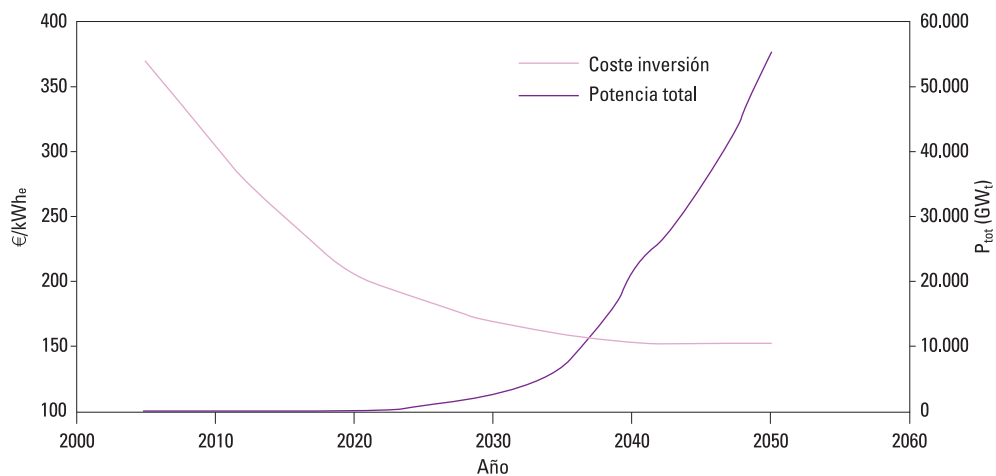


Figura 123 Evolución de los costes de O&M para centrales termosolares.

Termosolar: O&M

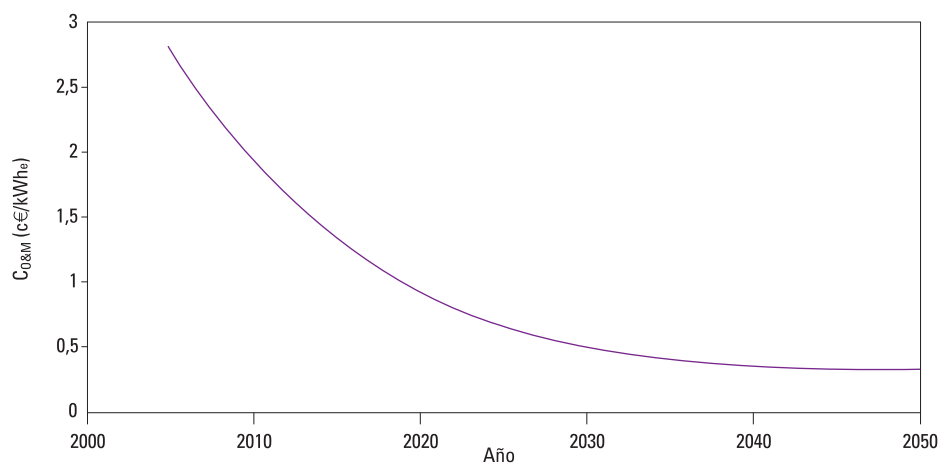


Figura 124 Evolución del coste de inversión total del diseño de central termosolar realizado en este estudio (IIT, 2005) para la provincia de Almería. La central termosolar tiene una potencia de 46 MW_e y está diseñada con un múltiplo solar de SM = 3 y 15 horas de almacenamiento térmico.

Termoeléctrica: inversión total

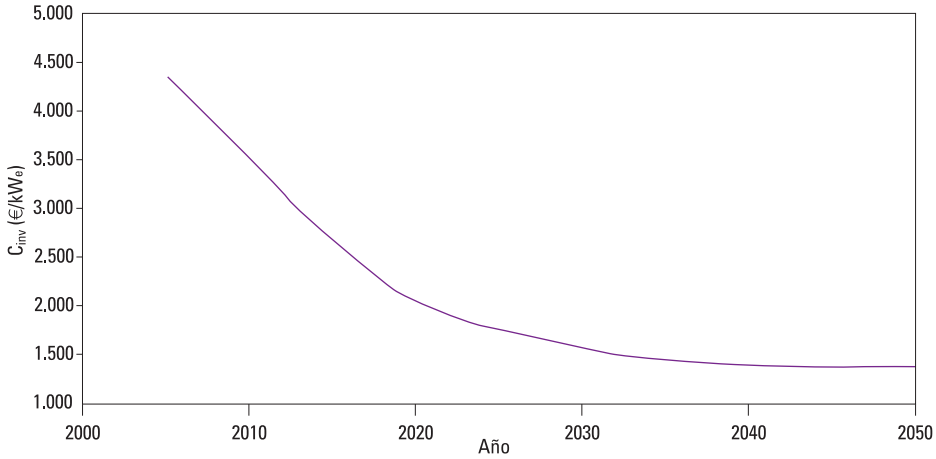


Figura 125 Evolución del LEC del diseño de central termosolar realizado en este estudio (IIT, 2005) para la provincia de Almería. La central termosolar tiene una potencia de 46 MW_e y está diseñada con un múltiplo solar de SM = 3 y 15 horas de almacenamiento térmico, considerando la tecnología proyectada para el año 2050.

Termosolar en Almería. SM = 3; Almacenamiento = 15 h.

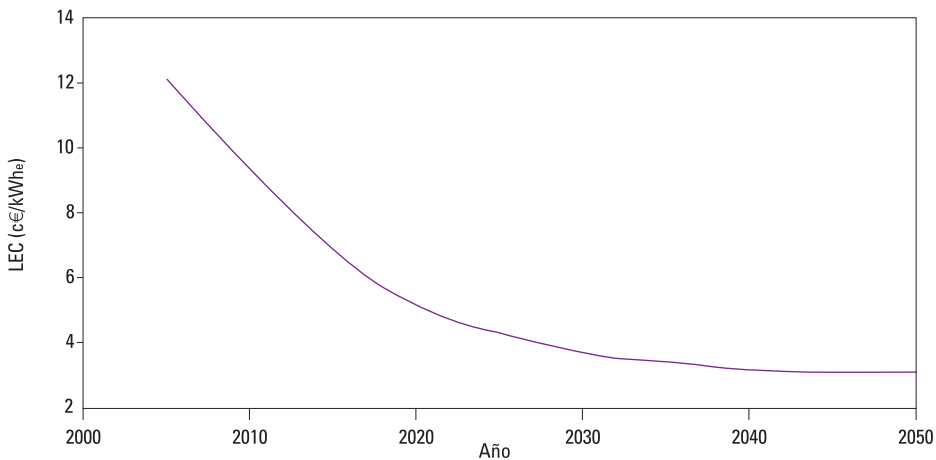
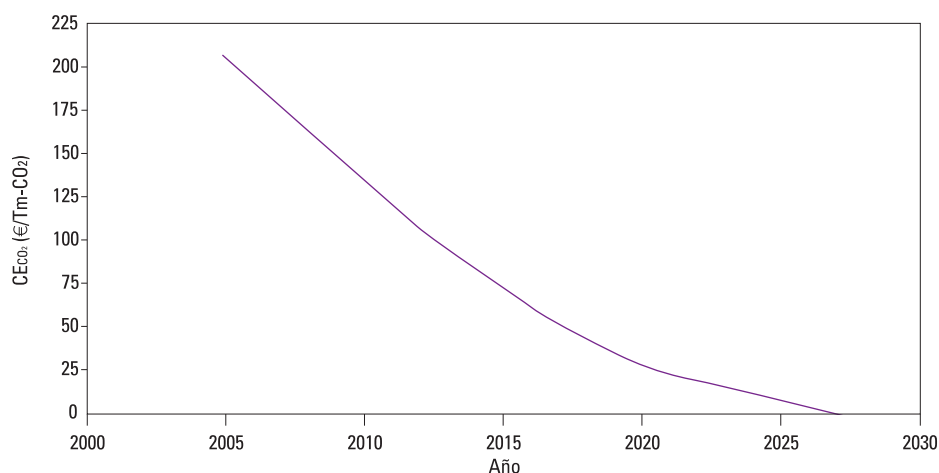


Figura 126 Evolución del CE_{CO_2} del diseño de central termosolar realizado en este estudio (IIT, 2005) para la provincia de Almería. La central termosolar tiene una potencia de 46 MW_e y está diseñada con un múltiplo solar de SM = 3 y 15 horas de almacenamiento térmico, considerando la tecnología proyectada para el año 2050.

Termosolar en Almería. SM = 3; Almacenamiento = 15 h.



Tomando como base la estructura de costes presentada, empleando los años meteorológicos tipo adoptados en (IIT, 2005) para representar el recurso solar en cada una de las provincias peninsulares, y en base a un modelado dinámico en base horaria de la central termosolar basada en la tecnología adoptada en (IIT, 2005), hemos procedido a evaluar las actuaciones económicas de las centrales termosolares con una resolución provincial. En la Figura-127 presentamos el mapa del LEC provincial bajo la estructura de costes actual. En la Figura-128 mostramos el mapa del LEC provincial con la estructura de costes proyectada para el año 2050. En las Figuras 129 a 130 mostramos las actuaciones técnico-económicas, en términos de costes de eliminación de CO₂, para centrales termosolares con resolución provincial, tanto para la estructura de costes

actual como para la proyectada para el año 2050. Como podemos ver, bajo la estructura de costes actual, el LEC oscila en las distintas provincias entre 11,93 y 27,96 c€/kW.h_e, y el CE_{CO_2} entre 2001 y 607 €/Tm-CO₂. Bajo la estructura de costes proyectada para el año 2050, el LEC oscila en las distintas provincias entre 3,07 y 8,13 c€/kW.h_e, y el CE_{CO_2} entre -24 y 105 €/Tm-CO₂. El valor negativo del CE_{CO_2} en algunas provincias refleja el hecho de que la termosolar alcanza un valor del LEC inferior al de referencia adoptado para evaluar los CE_{CO_2} (valor de un ciclo combinado en el año 2004). [Ver Figuras 127 a 130].

Figura 127 Distribución provincial del LEC de los diseños de central termosolar considerados en este proyecto. Tecnología proyectada para el año 2050. Estructura de costes actual.

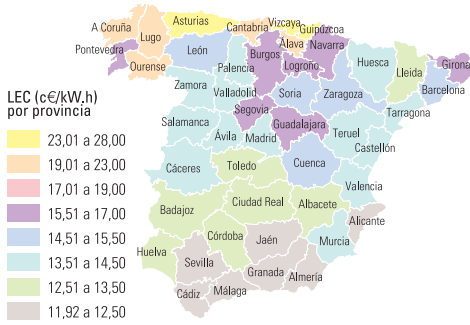


Figura 128 Distribución provincial del LEC de los diseños de central termosolar considerados en este proyecto. Tecnología proyectada para el año 2050. Estructura de costes proyectada para el año 2050.

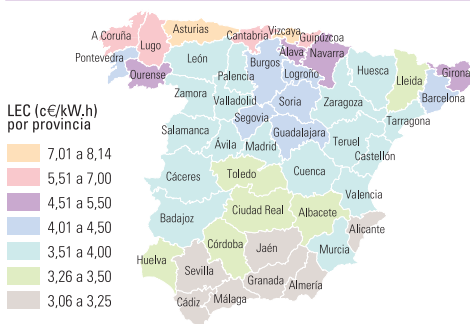


Figura 129 Distribución provincial del CE_{CO2} de los diseños de central termosolar considerados en este proyecto. Tecnología proyectada para el año 2050. Estructura de costes actual.

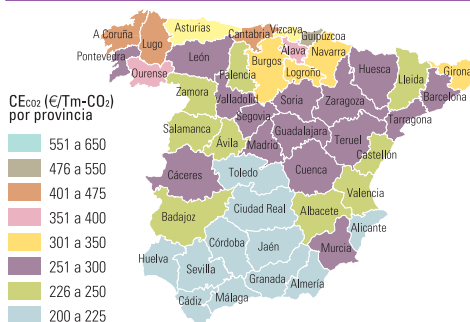
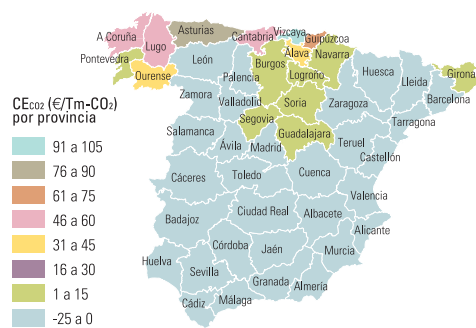


Figura 130 Distribución provincial del CE_{CO2} de los diseños de central termosolar considerados en este proyecto. Tecnología proyectada para el año 2050. Estructura de costes proyectada para el año 2050.



3.2.5. Geotérmica

En la tecnología geotérmica de roca seca es preciso diferenciar los costes en dos componentes: costes de perforación y costes superficiales. Los costes superficiales están asociados al bloque de potencia y BOP, incluyendo la inversión necesaria de los equipos de bombeo del fluido geotérmico (el coste energético de bombeo se traduce en una reducción de la potencia neta de la central). Los costes asociados a la perforación, debido a que están asociados a profundizar hasta una cota donde se encuentren niveles térmicos adecuados, tienen una importancia relativa que decrece con la potencia de la central, pudiendo constituir el 50% de la inversión en una planta pequeña y reduciéndose hasta un 20% en una planta de mayor potencia eléctrica. Por otro lado, la reducción en los costes de perforación permite acceder a mayores profundidades con niveles térmicos más elevados, lo cual repercute directamente sobre el rendimiento del ciclo de potencia, y por tanto sobre los costes de

inversión superficiales, o bien permite explotar emplazamientos con menor gradiente térmico superficial, lo cual modifica el techo de potencia geotérmica a instalar. Con la tecnología de taladrar actual, los buenos emplazamientos geotérmicos (gradiente $> 50^{\circ}\text{C}/\text{km}$) ya proporcionan en la actualidad LEC de la geotérmica HDR en el rango de 6 - 10 c€/kW.h_e, pero estos emplazamientos son relativamente escasos. Para poder hacer universalmente accesible la geotérmica HDR deben desarrollarse nuevas técnicas de taladrado para, apartándose de la dependencia exponencial del coste de perforación con la profundidad, poder explotar con costes razonables los emplazamientos de bajo gradiente térmico (20 - 40°C/km), que son los que están uniformemente repartidos por todo el planeta.

La tecnología rotativa para taladrar, convencional en las explotaciones de petróleo y gas natural, resulta más cara para HDR por encontrar rocas más duras y tener que ir a mayor profundidad. Podría evolucionarse hacia una mejor tecnología rotativa, pero para explotar recursos con gradiente inferior a 40°C/km y hacer universal la HDR será preciso descender a profundidades del orden de 4 a 8 km, por lo que la dependencia exponencial del coste de la tecnología rotativa con la profundidad no es asumible. Introduciendo cambios tecnológicos en la perforación que permitieran una mayor velocidad de avance y un menor desgaste permitiría evolucionar hacia una tecnología de coste lineal. Las tecnologías de chorro térmico, erosión con agua o cavitación con agua parecen adecuadas para alcanzar estos objetivos.

En la Figura-131 mostramos la dependencia de los costes de perforación con la

profundidad, tanto para la tecnología rotativa actual (exponencial) como para la tecnología de futuro con costes lineales, según (Tester J.W. et al, 1994). Para el desarrollo de este proyecto hemos asumido que en la actualidad se dispone de la tecnología rotativa con costes exponenciales, por lo que limitamos la temperatura del recurso geotérmico alcanzado a 180°C, permitiendo implementar un ciclo de potencia con un rendimiento del 11%. Por contra, para el año 2050 asumimos que ya está desarrollada la tecnología de perforación con costes lineales, por lo que suponemos que se puede acceder a una temperatura del recurso geotérmico de 250°C, permitiendo implementar un ciclo de potencia con un rendimiento del 16%. Esto conduce a un incremento de los techos peninsulares de potencia y generación con esta tecnología, que pasa de ser de 2,48 GW_e en la actualidad a 3,60 GW_e en el año 2050. [Ver Figura 131].

El efecto de esta mejora en la tecnología de perforación sobre el LEC es tanto mayor cuanto menor sea la categoría geotérmica del emplazamiento (menor gradiente de temperatura obligando a ir a mayores profundidades). En la Figura-132 mostramos el LEC de instalaciones geotérmicas de HDR en emplazamientos de distinta categoría, y para la tecnología de perforación actual y la tecnología de perforación lineal (Tester J.W, et al, 1994). [Ver Figura 132].

Figura 131 Dependencia con la profundidad de los costes de perforación con la tecnología rotativa actual (exponencial) y con la tecnología lineal del futuro según (Tester J.W, et al, 1994).

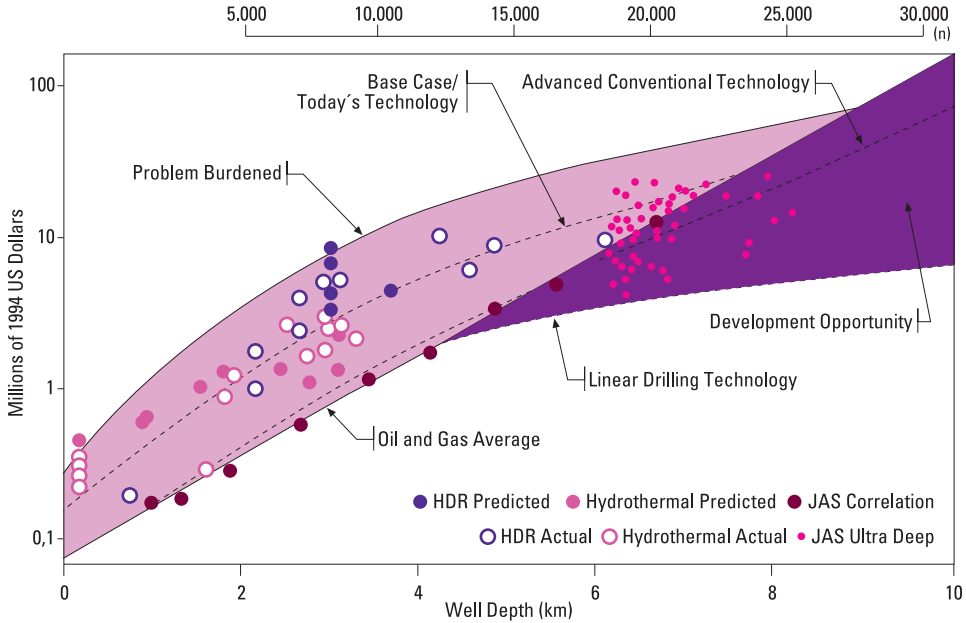


Figura 132 LEC de instalaciones geotérmicas de HDR en emplazamientos de distinta categoría geotérmica (gradiente térmico) y en función del tipo de tecnología de perforación empleada (Tester J.W, et al, 1994).

