

ESTUDIO DE VIABILIDAD ECONÓMICA DE UNA CENTRAL TERMOSOLAR DE 50 MW CON Y SIN ALMACENAMIENTO TÉRMICO/ECONOMIC FEASIBILITY STUDY IN A CYLINDRICAL-PARABOLIC SOLAR THERMAL PLANT OF 50 MW WITH AND WITHOUT THERMAL STORAGE

Pedro José Soto Piedehierro¹
psotopie@gmail.com

Alfonso Isidro López Díaz
alfonso.lopez@ucavila.es

fecha de recepción: 15/09/2015
fecha de aceptación: 15/02/2016

Resumen

Este artículo trata sobre el estudio de viabilidad económica de una central termosolar cilíndrico-parabólica de 50 MW en el término municipal de Badajoz. Para ver las diferentes alternativas en el diseño y estudio económico de la instalación se han tenido en cuenta dos casos, un primer caso de la central sin almacenamiento térmico y un segundo caso de la central con almacenamiento térmico. La finalidad con la que se presenta este estudio es analizar los diferentes casos y presentar conclusiones al respecto.

Palabras clave: TES: Sistema de almacenamiento térmico; CCP: Colector cilindro parabólico; HTF: Fluido térmico; BOP: Balance de planta; PER: Plan estratégico de energías renovables.

Abstract

The aim of this study is to do an economic feasibility study in a cylindrical-parabolic solar thermal plant of 50 MW in Badajoz. Two different cases have been studied, first case the solar thermal plant without thermal storage and the other case, the solar thermal plant with thermal storage (salt tanks). The advantages and disadvantages of the use of each element have also been analyzed.

Keywords: TES: Solar thermal storage; CCP: Cylindrical parabolic collector; HTF: High temperature fluid; BOP: Balance of plant; PER: Strategic Spanish renewable plan.

¹ Pedro José Soto Piedehierro, operador en central termosolar "La Dehesa". Desarrollo técnico; Alfonso Isidro López Díaz, doctor en la Universidad Católica de Ávila. Coordinación organizativa.

1. Introducción

Debido al crecimiento paulatino del calentamiento global del planeta, la Unión Europea (UE) ha establecido una serie de políticas medio ambientales que promueven el uso de las fuentes de energías renovables. Pero no solo la materia medioambiental lleva a la Unión Europea a cambiar sus políticas de desarrollo, sino el tema económico es de vital importancia para este cambio en materia energética.

Actualmente la UE es uno de los mayores consumidores energéticos a nivel mundial, pero sin embargo, no produce toda la energía que consume. Esto es debido que la UE tiene recursos energéticos (combustibles fósiles) limitados, con lo que le lleva a ser dependiente en materia energética de países como Rusia. Con la finalidad de buscar un desarrollo sostenible y eliminar la dependencia energética de otros países, la UE elabora la Directiva 2009/28/CE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 23 de abril de 2009, relativa al fomento del uso de energía procedente de fuentes renovables.

La finalidad de estas políticas es fomentar la sostenibilidad de los recursos energéticos y la reducción de las emisiones a la atmósfera a través de los "Objetivos de Europa 2020", acuerdo europeo llamado "20-20-20".

Los objetivos que propone la UE para el año 2020 son:

- Reducir los gases del efecto invernadero un 20% con respecto a las reducciones que se hicieron en los años 90.
- Asegurar que el 20% del consumo energético de sus países miembros, proviene de fuentes de energías renovables.
- Aumentar la eficiencia energética en un 20%.

Para cumplir con los objetivos que impone la UE en su Directiva 2009/28/CE del Parlamento Europeo y del Consejo de 23 de abril de 2009 para el año 2020, España elabora un Plan de Energías Renovables (PER).

La necesidad de cumplir con el PER y los objetivos de la Directiva 2009/28/CE es lo que nos lleva a realizar un análisis de la viabilidad económica de la instalación de una central termosolar en la provincia de Badajoz.

Según el Plan Energético de España del 2011, nuestro país debería de tener instalada una potencia de 3000 Mw en este año 2015. Pero además para que España cumpla con el 20% del consumo energético proveniente de fuentes de energías renovables, debería de instalar en el periodo 2015-2020 un total de 6.600 megavatios de nueva potencia. La realidad es que debido al cierre por parte del Ministerio de Industria del Registro de Preasignación de Retribución, la previsión es que España incumpla el objetivo 2020 de la UE. La Disposición transitoria quinta del Real Decreto-ley 6/2009 establece que cuando se alcanzase el objetivo previsto en el Registro de Preasignación de Retribución, mediante Real Decreto se aprobará un nuevo marco jurídico-económico. Actualmente el RPR está cerrado, pero España deberá de abrir de nuevo la inscripción en el organismo de industria de nuevas

centrales para cumplir con los objetivos de Europa del año 2020, es por este motivo por el que se presenta el estudio.

2. Datos de la instalación propuesta

La termosolar del estudio es del tipo Colectores Cilindro Parabólico (CCP), la potencia que se instala en la central son 50 Mw, el motivo de instalar 50 Mw es cumplir con el marco legal que estableció el gobierno español en el RD 661/2007, de 25 de mayo, por el que se regula la actividad de producción de energía en régimen especial, que limita la potencia de este tipo de instalaciones a la indicada, por encima del cual no se aplicarán las tarifas de régimen especial. Instalar potencias superiores a 50 MW no tendría cabida dentro del presente estudio económico.

En primer lugar para que la instalación sea rentable debe de cumplir con los siguientes puntos:

- Existencia de agua abundante en la zona. Serán necesarios permisos de captación de agua por parte de alguna Confederación Hidrográfica.
- Orografía del terreno con un desnivel < del 1%.
- Subestación eléctrica próxima donde verter la energía producida.
- Radiación directa media de 700-800 W/m² calculado para un día cualquiera del mes de Junio.
- Pocas precipitaciones anuales.

Atendiendo a estos cinco aspectos se ha seleccionado la ubicación de la central de este estudio. La Planta Termosolar, se localiza en la provincia de Badajoz, donde la radiación directa media calculada para un día cualquiera del mes de Junio es de 800-850 W/m² y donde las precipitaciones son suaves.

La viabilidad económica de la central se estudia desde dos puntos constructivos diferentes y por tanto tienen dos modelos de producción distintos. En el primer tipo constructivo, solo se contempla la instalación de la planta con el campo solar y el bloque de potencia, mientras que en el segundo tipo constructivo además del campo solar y el bloque de potencia se contemplada la implementación de un sistema de almacenamiento térmico para 8 horas de autonomía. (El almacenamiento térmico es un sistema que permite aprovechar más la radiación solar y producir energía en horas de no sol como puede ser la noche).

Antes de determinar la inversión económica de los dos tipos constructivos y productivos, se debe de saber cuál será el número de lazos que compondrán el campo solar. El número de lazos dependerá de la potencia instalada, la ubicación de la central y de si la central se dimensiona con o sin almacenamiento térmico.

Una de las diferencias del coste de la inversión de los dos tipos constructivos lo determina el campo solar. Así, para la planta de 50 Mw en la provincia de Badajoz y sin almacenamiento térmico los cálculos determinan una necesidad de 102 lazos compuestos

por cuatro colectores cilindro parabólicos cada lazo, mientras que para la misma planta contemplando un sistema de almacenamiento térmico con autonomía de 8 horas nocturnas, se deben implementar 163 lazos.

Otra de las diferencias que hace aumentar el coste de la inversión en las plantas que llevan almacenamiento térmico es el coste de todo el sistema de sales.

Pero, ¿qué tipo de modelo constructivo o de gestión productiva de los dos modelos presentados renta más al inversor? Pues bien, vamos a analizar los dos casos concretos y con los datos se determinarán las conclusiones.

3. Costes de la instalación

El coste total de la inversión de la planta solar propuesta, atendiendo al modelo "sin almacenamiento térmico de sales fundidas" está en torno a 240 millones de euros, teniendo en cuenta todos los costes que se generan tanto en la construcción como en la puesta en marcha de la planta. Este coste sería para el proyecto de la planta tipo "proyecto llave en mano", es decir el coste total hasta que genera el proyecto hasta que el equipo de operación y mantenimiento comienza a gestionar la planta. Sin embargo, el coste total de la inversión para la planta con sales, también teniendo en cuenta tipo "proyecto llave en mano", es en torno a 320 millones de euros.

Se puede observar en la Tabla 1 y 2 la diferencia de costes de inversión entre incluir o no el almacenamiento térmico. El coste total de la implantación del almacenamiento térmico, contemplando la ampliación del campo solar de 102 a 163 lazos y todo el sistema de sales, asciende a unos 60-65 millones de euros.

Cabe destacar que debido al elevado presupuesto que supone la implantación del sistema de sales, muchas plantas en España están operando sin este sistema. Más, concretamente varias empresas propietarias de plantas de colectores cilindro parabólicos optaron por destinar la partida de costes de las sales a la construcción de una segunda planta sin sales. De esta manera, por 500 millones de euros tienen 100 Mw instalados frente a los 320 millones de euros de una planta de 50 Mw y 8 horas de almacenamiento térmico.

Tabla 1. Tabla resumen de coste total en euros de la inversión de la planta de 50 Mw sin almacenamiento térmico

COSTE DE LA INVERSIÓN SIN ALMACENAMIENTO		
	Partidas	Total (millones €)
1	Desarrollo del proyecto, licencias y contratos	7,755000
2	Obra civil	33,387000
3	Campo Solar sin almacenamiento	86,777271
4	Isla de potencia (Power Block)	34,975000
5	Sistema de aceite térmico (HTF)	32,966000
7	Equipos de bloque y sistemas comunes	23,250000
8	Instalación eléctrica	9,303000
9	Integración	4,100000
10	Seguros de la construcción y comisiones de la instalación	2,600000
11	Dirección del proyecto	3,975000
	Total (millones de €)	239,088271

Fuente: Elaboración propia.

Tabla 2. Tabla resumen de coste total en euros de la inversión de la planta de 50 Mw con almacenamiento térmico

COSTE DE LA INVERSIÓN CON ALMACENAMIENTO		
	Partidas	Total (millones €)
1	Desarrollo del proyecto, licencias y contratos	7,755000
2	Obra civil	33,387000
3	Campo Solar con almacenamiento	138,673483
4	Isla de potencia (Power Block)	34,975000
5	Sistema de aceite térmico (HTF)	32,966000
6	Sistema de Almacenamiento (TES)	24,724000
7	Equipos de bloque y sistemas comunes	23,250000
8	Instalación eléctrica	9,303000
9	Integración	4,100000
10	Seguros de la construcción y comisiones de la instalación	2,600000
11	Dirección del proyecto	3,975000
	Total (millones de €)	315,708483

Fuente: Elaboración propia.

4. Estimación de la producción

Determinar la producción exacta de una central termosolar es complejo porque está íntimamente relacionado con el factor ambiental, de manera que en función del clima habrá años más productivos que otros.

A continuación, gracias al programa de gestión de operaciones modelos en centrales de energía System Advisor Model (SAM), se presenta la estimación productiva para un año modelo en la planta estudiada en este artículo.

Tabla 3. Tabla de estimación de la producción anual en Mwh de la planta sin almacenamiento térmico

MESES	TOTAL (Mwh netos)
ENERO	1.755
FEBRERO	2.571
MARZO	6.967
ABRIL	6.418,10
MAYO	13.092,90
JUNIO	12.322,90
JULIO	13.784,60
AGOSTO	13.609,10
SEPTIEMBRE	7.341,50
OCTUBRE	6.251,80
NOVIEMBRE	1.942
DICIEMBRE	1.626,80
	87.682,70

Fuente: Elaboración propia.

Tabla 4. Tabla de estimación de la producción anual en Mwh de la planta con almacenamiento térmico

MESES	TOTAL (Mwh netos)
ENERO	1.755
FEBRERO	2.573
MARZO	10.958
ABRIL	10.880,2
MAYO	21.029
JUNIO	20.103,9
JULIO	23.209,5
AGOSTO	23.988,7
SEPTIEMBRE	11.181,3
OCTUBRE	7.464,6
NOVIEMBRE	2.049,9
DICIEMBRE	1.626,8
	136.819,9

Fuente: Elaboración propia.

Con la estimación de la producción, tenemos que la planta atendiendo al modelo productivo del almacenamiento térmico con ocho horas de autonomía produce 49.137.2 Mwh más en el año modelo.

Si comparamos las Tablas 3 y 4, se puede comprobar que en casi todos los meses del año si contemplamos la implantación del sistema de sales, la planta puede duplicar la producción, concretamente, en los meses de mayor producción, junio, julio y agosto, alcanzan una media de 24 Gwh netos al mes frente a los 13 Gwh de la planta sin el almacenamiento térmico.

5. Estudio de viabilidad

Para el cálculo de la retribución se tendrá en cuenta el Real Decreto 413/2014 del 6 de Junio por el que se regula la actividad de la energía renovable.

En este Real Decreto, las termosolares se clasifican dentro de las instalaciones del subgrupo b.1.2, llamadas híbridas porque necesitan un sistema auxiliar de energía, en nuestro caso, usaremos como sistema auxiliar, gas. El uso del gas en calderas es para evitar congelamiento del fluido térmico que circula por el campo solar en épocas de invierno.

Para el cálculo de la retribución se tiene en cuenta tres tipos de ingresos. Un primer ingreso que corresponde al precio de venta de la energía llamado "pool".

Un segundo ingreso denominado retribución a la inversión "Rinv" y por último retribución debida a la operación "Ro", todas estas retribuciones en base a los 25 años de explotación para los que se diseñan este tipo de plantas.

De esta manera, una central recibirá por una parte la retribución a la inversión establecida para su tipología, multiplicando el valor por los MW de potencia instalada, y por otra la retribución a la generación multiplicada por los MWh que haya generado.

Por ejemplo, una planta recibirá una media de 50€/Mwh por ingresos de venta de electricidad (pool) y unos 26 €/Mwh por retribución a la operación.

El resto hasta 270 euros que es la retribución total en €/Mwh, corresponde a la retribución de la inversión, computada en €/Mwh.

A los 270 euros, que es la retribución total en €/Mwh, hay que descontar, el impuesto que grava con un 7% los ingresos por generación eléctrica, con lo que dejaría una cifra de unos 250 € de retribución por cada Mwh de venta.

Con la misma retribución por cada Mwh de venta, tenemos que la planta con almacenamiento térmico ganará unos 13 millones de euros más que una planta sin almacenamiento térmico, Tabla 5.

Tabla 5. Tabla de estimación de la ganancia anual en euros, en un año modelo, para la planta con y sin almacenamiento térmico

	COSTE DE LA INVERSIÓN (millones euros)	COSTE MEDIO DE PARTIDA DE O&M (millones euros)	PRODUCCIÓN ESTIMADA SEGÚN Mwh totales año 2014	PRECIO EN euros del Mwh	GANANCIA AÑO 2014 (millones de €)
ESTUDIO PLANTA CON TES	315,708483	5	136.819,9	250	34,204975
ESTUDIO PLANTA SIN TES	239,088270	4.5	87.682,7	250	21,920675

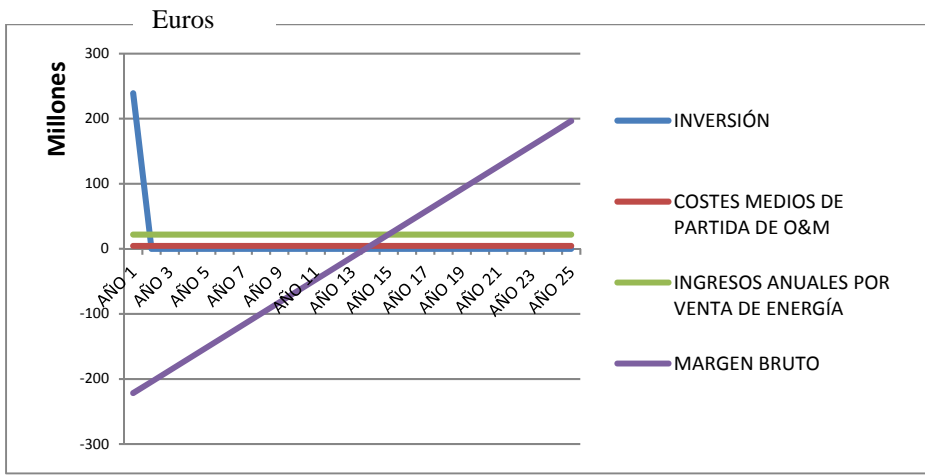
Fuente: Elaboración propia.

A pesar de que la inversión del sistema de sales supone entre 60 y 65 millones de euros, las ganancias que originan la planta con almacenamiento térmico permiten recuperar la inversión casi tres años antes de lo que lo haría si no se dimensionaran los tanques de sales.

En los Gráficos 1 y 2 se puede apreciar, cómo el período de amortización para una planta con sales es de 11 años, frente a los 14 años de amortización de la planta que no contempla el almacenamiento térmico.

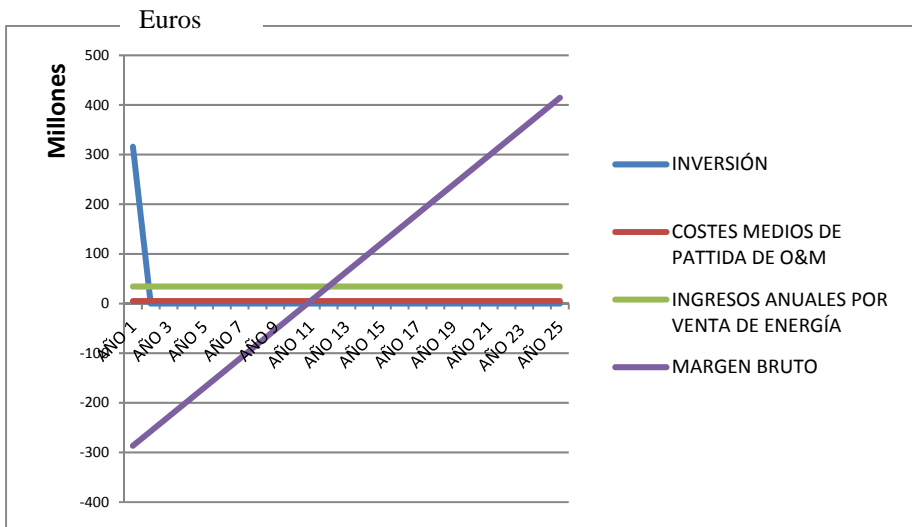
Contemplando estos dos Gráficos, se puede concluir que para el estudio de la planta termosolar con tecnología cilindro parabólico en la provincia de Badajoz, será más viable la implantación de la central termosolar con el sistema de almacenamiento térmico porque el período de recuperación de la inversión es menor, a pesar de ser mayor la inversión.

Gráfico 1. Gráfico de recuperación de la inversión para planta sin sistema de almacenamiento



Fuente: Elaboración propia.

Gráfico 2. Gráfico de recuperación de la inversión para planta con sistema de almacenamiento



Fuente: Elaboración propia.

6. Comparación de la retribución

Si comparamos la actual retribución que reciben las plantas termosolares en España con años anteriores, podemos apreciar el fuerte recorte que han sufrido las energías renovables.

Anterior al Real Decreto 413/2014 del 6 de Junio por el que se regula la actividad de la energía renovable, la regulación de la prima recibida a las energías renovables se realizaba a través del Real Decreto 661/2007. Con la anterior regulación, aquellas plantas que se encontraban en explotación en el año 2009-2010 recibieron una retribución de hasta 350 €/Mwh. Con la anterior retribución las plantas termosolares tenían ganancias de hasta 14 millones de euros más que con la nueva retribución.

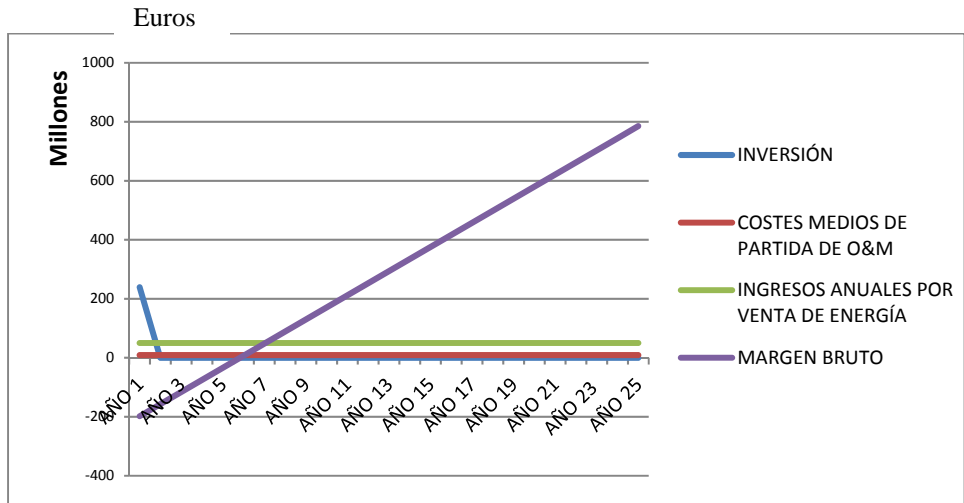
Si la retribución anterior hubiera seguido vigente, el período de amortización hubiera disminuido cuatro años. De esta manera, según los Gráficos 3 y 4, la recuperación de la inversión para la planta objeto de estudio con sales hubiera sido de 7 años, frente a los 10 años de amortización de la planta sin contemplar el almacenamiento térmico.

Tabla 6. Tabla de estimación de la ganancia anual en euros, en un año modelo, para la planta con y sin almacenamiento térmico con la anterior retribución

	COSTE DE LA INVERSIÓN (millones euros)	COSTE MEDIO DE PARTIDA DE O&M (millones euros)	PRODUCCIÓN ESTIMADA SEGÚN Mwh totales año 2014	PRECIO EN EUROS DEL Mwh	GANANCIA AÑO 2014 (millones de €)
ESTUDIO PLANTA CON TES	315,708483	5	136.819,9	350	47,886965
ESTUDIO PLANTA SIN TES	239,088270	4,5	87.682,7	350	30,688945

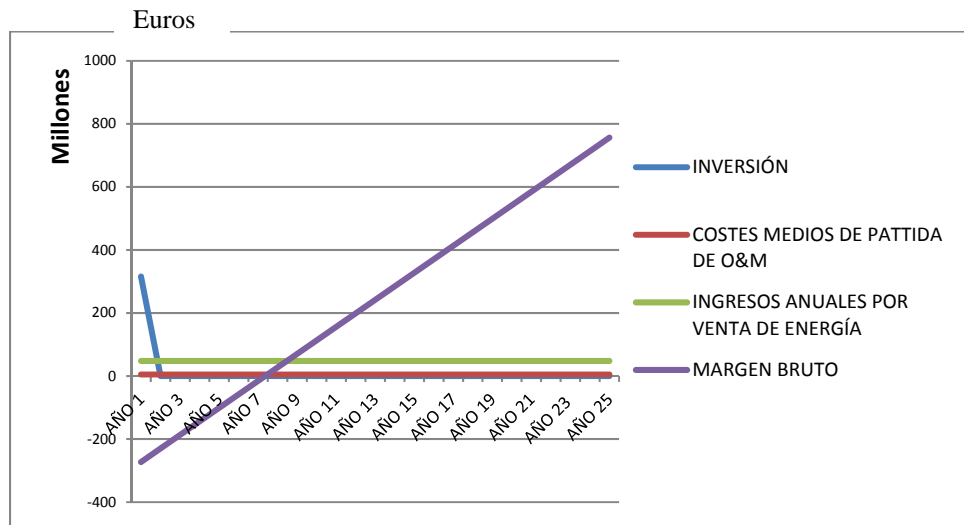
Fuente: Elaboración propia.

Gráfico 3. Gráfico de recuperación de la inversión para planta sin almacenamiento térmico con la anterior retribución



Fuente: Elaboración propia.

Gráfico 4. Gráfico de recuperación de la inversión para planta con almacenamiento térmico con la anterior retribución



Fuente: Elaboración propia.

7. Posibilidad de negocio

La selección de la potencia nominal de la central solar termoeléctrica de 50 Mw, se ha determinado sobre la base del marco legal que estableció el gobierno español en el RD 661/2007, de 25 de mayo, por el que se regula la actividad de producción de energía en régimen especial, que limita la potencia de este tipo de instalaciones a la indicada, por encima del cual no se aplicarán las tarifas de régimen especial.

Este marco regulatorio ha traído como consecuencia la construcción de plantas de 50 Mw en complejos grandes que al final son plataformas solares de más de 150 Mw. Un claro ejemplo es el complejo Extresol, de la compañía Cobra, formado por tres plantas idénticas dentro de un mismo complejo que comparten instalaciones generales formando así un campo de espejos capaces de generar más de 150 Mw. Otro ejemplo es la plataforma Solaben, del grupo Abengoa con 200 Mw instalados.

Pero imaginemos que la selección de la potencia nominal en este tipo de plantas no estuviera limitada o el límite estuviera en 100 Mw como ocurre en plantas que se están construyendo por empresas españolas en Marruecos. (Concretamente, Sener y Acciona están desarrollando el complejo termosolar de Kathu, un proyecto de 100 MW de potencia con CCP y capacidad de almacenamiento térmico de 4,5 horas con un coste de la inversión de quinientos millones de euros).

Vamos a suponer que vamos a tener la planta en la misma ubicación que la estudiada hasta el momento, que los datos de generación van a ser los mismos para el supuesto de planta sin TES, pero para el supuesto con TES, se va a considerar 4.5 horas de almacenamiento térmico, igual que para las plantas de Marruecos.

¿Cuál sería el coste de la planta solar para los 100 Mw y 4.5 horas de almacenamiento térmico y cuándo se podría amortizar la inversión?

Para una planta de esta potencia se va a considerar una partida de O&M de 9.000.000 euros.

Tabla 7. Tabla general de costes y producción anual para planta con 100 Mw

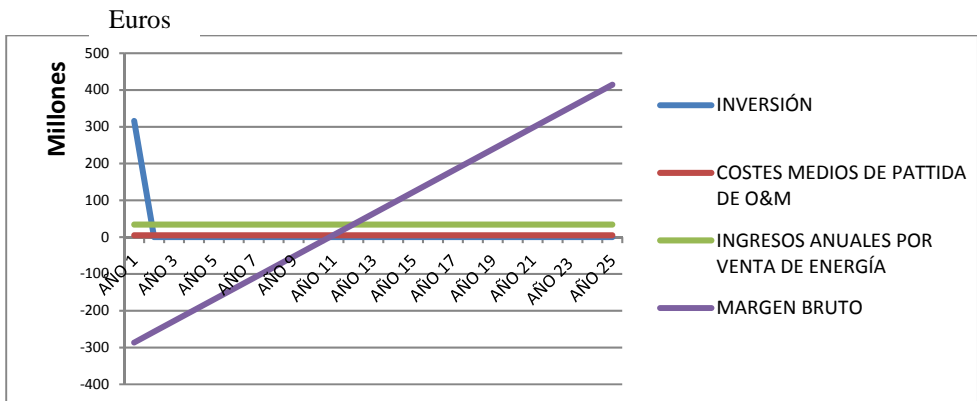
	COSTE DE LA INVERSIÓN (millones euros)	COSTE MEDIO DE PARTIDA DE O&M (millones euros)	PRODUCCIÓN ESTIMADA (Mwh año)	PRECIO EN EUROS DEL (Mwh)	GANANCIA AÑO 2014 (millones de €)
ESTUDIO PLANTA CON 100MW INSTALADOS Y 4,5 HORAS DE ALMACENAMIENTO	500	9	199.912	250	49,978

Fuente: Elaboración propia.

Las ganancias anuales para la planta de 100 Mw y 4.5 horas de almacenamiento asciende a unos 50 millones de euros, recuperándose la inversión el año 11 contemplado para la actual retribución.

Si comparamos el período de recuperación de la inversión de la planta con 100 Mw frente a la recuperación de la inversión de la planta con 50 Mw, hace que se más atractivo para los inversores la implantación de centrales de más potencia.

Gráfico 5. Gráfico de recuperación de la inversión para planta con 100 Mw y 4.5 horas de almacenamiento térmico, con la actual retribución



Fuente: Elaboración propia.

8. Conclusiones

El uso de la energía renovable en plantas termosolares permite reducir el calentamiento paulatino del planeta y las emisiones de gases de efecto invernadero. Si comparamos una central termosolar con una central térmica convencional, la central termosolar ahorra cada año 149.000 toneladas en emisiones de dióxido de carbono, ayudando así a cumplir con el protocolo de Kyoto y los objetivos del "20-20-20".

Para cumplir con los objetivos de Europa del año 2020, España deberá de abrir de nuevo el Registro de Preasignación de Retribución para la inscripción en el Organismo de Industria de nuevas centrales termosolares que nos permitan aumentar al 20% la cuota de las renovables en el consumo final de energía, tal y como dicta la directiva europea.

En cuanto a los rendimientos económicos podemos ver que la implementación de la tecnología de sales asegura mayores ganancias para los inversores y reduce el período de retorno de la inversión.

El lector, ha podido comprobar que una instalación termosolar es una inversión muy interesante en España, la rentabilidad prevista y el retorno de la inversión hace que el sistema de sales sea una tecnología atractiva.

Si miramos desde el punto de vista del inversor, las políticas de recorte a las energías renovables que se han llevado a cabo en España, han hecho que sea más interesante invertir en otros países como Méjico o Sudáfrica en plantas de mayores dimensiones, como pueden ser plantas de potencia de 100Mw, sin embargo a través de los datos presentados, podemos concluir que a pesar de la disminución de la prima, este tipo de plantas son económicamente viables en nuestro país.

Si buscamos la rentabilidad desde el punto de vista medioambiental, el fomento del uso de la tecnología termosolar garantiza el uso de los recursos naturales, ya que usa una fuente de energía inagotable como es el sol y permite reducir las emisiones de gases a la atmosfera.

Pues bien, ya que tenemos esta estrella maravillosa que nos ilumina, usémosla y que a través del hombre evolucione la tecnología de las transformaciones energéticas actuales, buscando no solo la rentabilidad económica, sino fomentando la mejor amortización medioambiental que es la rentabilidad a largo plazo de nuestro planeta.

Referencias

- Abengoa Solar (2009). Solar power for a sustainable world. Solutions to global climate change.
- Abengoa Solar (2009). Recubrimiento absorbente selectivo solar y método de fabricación. ES 2 316 321.
- Al-Soud, M.S., Hrayshat, E.S. (2009). A 50 MW concentrating solar power plant for Jordan. *Journal of Cleaner Production*, 17, pp. 625-635.
- Blair, N. (2008). Sensitivity of concentrating solar power trough performance, cost and financing with solar advisor model.
- Comisión Europea (2000). El Libro Verde: hacia una estrategia europea de seguridad de abastecimiento energético. Noviembre, 2000. 109p. ISBN: 92-894-0316-0
- Comisión Europea. Comunicación de la comisión energía para el futuro: fuentes de energía renovables. Libro Blanco para una estrategia y un plan de acción comunitarios.
- Consejo Mundial de la Energía (2003). Elementos activadores de la escena energética. 98 p.
- Da Rosa, A.V. (2009). *Fundamentals of renewable energy processes* (2ª ed.). Elsevier.
- Directiva 2001/77/CE del Parlamento Europeo y del Consejo de 27 de septiembre de 2001 relativa a la promoción de la electricidad generada a partir de fuentes de energía renovables en el mercado interior de la electricidad.
- Directiva 2003/54/CE del Parlamento Europeo y del Consejo de 26 de junio de sobre normas comunes para el mercado interior de la electricidad y por la que se deroga la Directiva 96/92/CE.

- Directiva 2009/28/CE del Parlamento Europeo y del Consejo de 23 de abril de 2009 para el año 2020.
- Decisión de la Comisión de 11 de noviembre de 2003 por la que se establece el Grupo de organismos reguladores europeos de la electricidad y el gas.
- Global Wind Energy Council (2011). *Global wind report*. Annual market update.
- Kalogirou, S. (2009). *Solar energy engineering, processes and systems*. Elsevier Inc.
- Kearney, D. et al. (2002). Assesment of a molten salt heat transfer fluid in a parabolic trough solar field. *J. Sol. Energy Eng.*, 125(2), 170-176.
- Kearney, D. y Herrmann, U. (2006). *Engineering evaluation of a molten salt HTF in a parabolic trough solar field*. National Renewal Energy Laboratoy.
- Kearney, D. (2007). *Parabolic trough collector overview*. National Renewable Energy Laboratory.
- Lüpfert, M.G. et al. (2002). *Eurothough–Parabolic trough collector family developed and qualified for cost efficient solar power generation, plataforma solar de Almería*. German Aerospace Center.
- Montes, M.J., Abánades, A., Martínez-Val, J.M. (2009). Performance of a direct steam generation solar thermal power plant for electricity production as a function of the solar multiple. *Solar Energy*, 83, 679-689.
- Montes, M.J. et al. (2009). *Solar multiple optimization for a solar-only thermal power plant, using oil as heat transfer fluid in the parabolic trough collectors*. Solar Energy 2165-2176, Elsevier.
- Orden ITC/1522/2007, de 24 de mayo, por la que se establece la regulación de la garantía del origen de la electricidad procedente de fuentes de energía renovables y de cogeneración de alta eficiencia.
- Plan de energías renovables, PER, 2011-2020, aprobado por Acuerdo del Consejo de Ministros del 11 de noviembre del 2011.
- Poullikkas, A. et al. (2012). Optimun sizing of steam turbines for concentrated solar power plants. *International Journal of Energy and Environment*, 3(1), 9-18.
- Real Decreto 661/2007, de 25 de mayo, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial.
- Real Decreto 413/2014 del 6 de Junio por el que se regula la actividad de la energía renovable.
- Red Eléctrica de España (2010). El Sistema eléctrico español 2010.
- Romero, M. (2003). *Energía solar termoeléctrica*. Plataforma Solar de Almería-CIEMAT.
- Resolución de 29 de mayo de 2008, del Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía, por el que se establecen las bases reguladoras para la convocatoria 2008 del programa de ayudas IDAE a la financiación de proyectos estratégicos de inversión en ahorro y eficiencia energética dentro del Plan de Acción 2008-2012 de la Estrategia de Ahorro y Eficiencia Energética en España (E4).
- Sánchez, M. *Consideraciones sobre el diseño de plantas termoeléctricas*. Centro Nacional de Energías Renovables. 80 diapositivas

Referencias páginas web

Centro de investigaciones CIEMAT: <http://www.ciemat.es>

Empresa SBP: <http://www.sbp.de/en/fla/mittig.html>

Flabeg: www.flabeg.com

Flagsol GMBH: www.flagsol.com

GE Energy: http://www.gepower.com/.../ge.../nuovo_pignone.htm

NREL: <https://www.nrel.gov/analysis/sam/>

Protermosolar: <http://www.protermosolar.com/>

Plataforma solar de Almería: <http://www.psa.es>

Red Eléctrica Española: <http://www.ree.es/>

Renovetec: www.renovetec.es

Siemens: <http://www.energy.siemens.com/hq/en/power-generation/steam-turbines/>

Therminol: <http://www.therminol.com/products/vp-1.asp>