

Trabajo Fin de Máster

Máster en Ingeniería Química

Desarrollo de un modelo para el análisis de sistemas de plantas termosolares eléctricas con aplicación a España

Autor: Manuel Pérez Gómez

Tutor: Pedro García Haro

Dpto. Ingeniería Química y Ambiental
Escuela Técnica Superior de Ingeniería
Universidad de Sevilla

Sevilla, 2019



Trabajo Fin de Máster
Máster en Ingeniería Química

Desarrollo de un modelo para el análisis de sistemas de plantas termosolares eléctricas con aplicación a España

Autor:

Manuel Pérez Gómez

Tutor:

Pedro García Haro

Profesor Contratado Doctor

Dpto. de Ingeniería Química y Ambiental

Escuela Técnica Superior de Ingeniería

Universidad de Sevilla

Sevilla, 2019

Agradecimientos

La realización de este documento ha sido realizada en gran parte a la ayuda de mi Familia, amigos, compañeros de trabajo y algunos profesores que he ido teniendo a lo largo de los seis años de universidad.

Y especial mención a mi Tutor Pedro, por todo el tiempo y la dedicación empeñada en este documento, al igual que a Raúl, del departamento de Ingeniería Química y Ambiental, por todo el tiempo dedicado a este proyecto.

*Manuel Pérez Gómez
Máster de Ingeniería Química
Sevilla, 2019*

Resumen

En el presente proyecto, se realiza la continuación del Trabajo Fin de Grado (TFG) “Desarrollo de un modelo para el análisis de sistemas de plantas solares termoeléctricas de colectores cilindro-parabólicos: Aplicación a España”. Se continúa y mejora el modelo matemático que simula el comportamiento de una o un grupo de plantas termosolares que emplean la tecnología de colectores cilindro parabólicos o colectores centrales de torre, a partir de la potencia nominal, las horas de almacenamiento térmico y la localización. Siendo capaz de aprovechar el curtailment desperdiciado, en abastecer los tanques de almacenamiento térmico.

Por otro lado, se realiza un estudio económico para comprobar la rentabilidad de la producción de energía eléctrica a partir de plantas termosolares, obteniéndose un óptimo un número de equidad de plantas cilindro parabólicas y de torre, con 6 horas de almacenamiento. Siendo el precio de producción de energía con este óptimo superior al precio de generación medio de energía eléctrica en España.

Abstract

In this Project, the continuation of Trabajo Fin de Grado (TFG) “Desarrollo de un modelo para el análisis de sistemas de plantas solares termoeléctricas de colectores cilindro-parabólicos: Aplicación a España” is carried out. The mathematical model that simulates the behavior of one or a group of solar thermal plants that use the technology of parabolic trough collectors or central tower collectors is continued and improved, starting from the nominal power, the thermal storage hours and the location. This model is being able to take advantage of wasted curtailment, in supplying the thermal storage tanks.

On the other hand, an economic study is carried out to verify the profitability of the production of electric energy from solar thermal plants, obtaining an optimal number of parabolic trough and tower plants with 6 hours of storage. Being the price of energy production with this optimum higher than the average electricity generation price in Spain.

Agradecimientos	v
Resumen	vi
Abstract	vii
Índice	viii
Índice de Tablas	x
Índice de Figuras	xi
Notación	xiii
1 Objetivos y alcance	1
2 Introducción	3
2.1 <i>La energía en España</i>	3
2.2 <i>La energía termosolar en España</i>	4
2.3 <i>Producción eléctrica a partir de energía termosolar</i>	7
2.1.1. Tipos de tecnologías de concentración termosolar	7
2.1.2. Almacenamiento de energía	11
3 Trabajo previo	12
3.1 <i>Cálculo de la DNI mediante ratios</i>	12
3.2 <i>Producción de potencia eléctrica y carga del almacenamiento</i>	13
3.3 <i>Cálculo de la masa de sales necesaria</i>	15
3.4 <i>Simplificaciones</i>	16
4 Análisis económico	18
4.1 <i>Ingresos</i>	18
4.2 <i>Evaluación económica plantas termosolares</i>	18
4.3 <i>Cálculo de LCOE</i>	21
4.3.1 <i>Búsqueda bibliográfica y cálculo LCOE</i>	22
4.3.2 <i>Resumen LCOE obtenidos</i>	25
4.4 <i>Previsión de costes de plantas termosolares</i>	28
4.5 <i>Conclusiones de costes</i>	31
5 Modelo de plantas termosolares	32
5.1 <i>Modelado de otras tecnologías de plantas termosolares</i>	33
5.1.1 <i>Tecnología de colector central de Torre</i>	33
5.1.2 <i>Tecnología Fresnel</i>	36
5.2 <i>Relación del curtailment y almacenamiento</i>	36
5.3 <i>Estudio económico plantas termosolares</i>	36
6 Resultados obtenidos	40
6.1 <i>Relación de Gas Natural y Curtailment</i>	40
6.1.1 <i>Caso 1. 100 % tecnología CCP, 0 % tecnología de Torre</i>	40
6.1.2 <i>Caso 2. 75 % tecnología CCP, 25 % tecnología de Torre</i>	41
6.1.3 <i>Caso 3. 50 % tecnología CCP, 50 % tecnología de Torre</i>	41
6.1.4 <i>Caso 4. 25 % tecnología CCP, 75 % tecnología de Torre</i>	42

6.1.5	<i>Caso 5. 0 % tecnología CCP, 100 % tecnología de Torre</i>	43
6.1.6	<i>Discusión de los resultados obtenidos</i>	43
6.2	<i>Simulación de costes</i>	43
6.2.1	<i>LCOE Caso 1. 100 % tecnología CCP, 0 % tecnología de Torre</i>	44
6.2.2	<i>LCOE Caso 2. 75 % tecnología CCP, 25 % tecnología de Torre</i>	45
6.2.3	<i>LCOE Caso 3. 50 % tecnología CCP, 50 % tecnología de Torre</i>	45
6.2.4	<i>LCOE Caso 4. 25 % tecnología CCP, 75 % tecnología de Torre</i>	46
6.2.5	<i>LCOE Caso 5. 0 % tecnología CCP, 100 % tecnología de Torre</i>	46
6.2.6	<i>Optimización del LCOE</i>	46
7	Conclusiones	49
8	Bibliografía	50
	Anexo I: Código del modelo matemático realizado en el trabajo anterior, en VBA ®	53
	Anexo II: Diagramas de flujo	60
	Anexo III: Código del modelo matemático, en VBA ®	63

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1. Ubicación, potencia y tecnología de generación de las plantas termosolares en España (2019) [4]	6
Tabla 2. Sistemas de almacenamiento [6].	11
Tabla 3. Resumen de costes publicados de plantas termosolares [19] [20] [21] [22] [23] [24] [25] [26] [27] [28] [29] [30]	20
Tabla 4. LCOE planta termosolar usando tecnología de colectores cilindro parabólicos sin almacenamiento [32].	22
Tabla 5. LCOE planta termosolar usando tecnología de colectores cilindro parabólicos con almacenamiento [32].	23
Tabla 6. LCOE planta termosolar usando tecnología de torre sin almacenamiento [32].	23
Tabla 7. LCOE planta termosolar usando tecnología de torre con almacenamiento [32].	23
Tabla 8. Resumen LCOE para tecnología de Concentración de Torre (calculado a partir de los datos de la Tabla 3).	26
Tabla 9. Resumen LCOE para tecnología de Colectores Cilindro Parabólicos.	27
Tabla 10. Previsión de LCOE futuro	29
Tabla 11. Datos de simulación de torre en SAM con 0 horas de almacenamiento y múltiplo solar igual a 1	34
Tabla 12. Datos de simulación de torre en SAM con 15 horas de almacenamiento y múltiplo solar igual a 2,5	34

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1. Uso de energía renovables por lo países europeos. Fuente Eurostat [2].	3
Figura 2. Fuente de energías en España. Fuente REE.	4
Figura 3. Ubicación plantas termosolares en España [4].	5
Figura 4. Curva de generación medida acumulada anual 2009-19 [4]	5
Figura 5. Esquema básico de una planta termosolar. [5]	7
Figura 6. Tecnologías de concentración termosolar [6].	8
Figura 7. Planta termosolar de torre, Gemasolar (Sevilla, España) [7].	9
Figura 8. Planta termosolar de colectores cilindro parabólicos, Valle 1 (Cádiz, España) [7].	10
Figura 9. Central termosolar con receptores lineales Fresnel. [6]	10
Figura 10. Central termosolar con discos parabólicos (Stirling) [8].	11
Figura 11. Localización de las plantas termosolares (azul), y de las 6 estaciones elegidas (naranja).	13
Figura 12. Representación de las ecuaciones de potencia obtenida a partir de radiación directa.	14
Figura 13. Representación de la dependencia de la DNI y el número mínimo de lazos para producir 50 MW_e .	15
Figura 14. Variación del rendimiento del ciclo a partir de la potencia nominal	17
Figura 15. Calculadora de LCOE, NREL [22]	21
Figura 16. Resumen de LCOE para distintas tecnologías en 2013 [33]	24
Figura 17. Resumen de costes de distintas tecnologías [28].	25
Figura 18. Fases de crecimiento de las tecnologías de captación termosolar [35].	28
Figura 19. Perspectiva de futuro de precios de las tecnologías termosolar [35].	29
Figura 20. Ponderado medio global de costes de intalación, factor de capacidad y LCOE para CSP, 2010-2017 [36]	30
Figura 21. LCOE medio con proyectos en distintos países de 2010 a 2022 [36]	30
Figura 22. Ejemplo de pantalla Excel donde se introducen los datos de entrada.	32
Figura 23. Captura de pantalla de System Advisor Model de NREL.	33
Figura 24. Relación de potencia real producida y DNI en tecnología de Torre.	35
Figura 25. Variación de heliostatos necesarios según la DNI incidente en tecnología de Torre	35
Figura 26. Inversión inicial en función del almacenamiento para tecnología de Torre.	37
Figura 27. Inversión inicial en función del almacenamiento para tecnología de Torre optimizada ([20] [22] [26] [32])	38
Figura 28. Inversión inicial en función del almacenamiento para tecnología CCP.	38
Figura 29. Comportamiento del GN y Curtailment variando las horas de almacenamiento, caso 1	41
Figura 30. Comportamiento del GN y Curtailment variando las horas de almacenamiento, caso 2	41
Figura 31. Comportamiento del GN y Curtailment variando las horas de almacenamiento, caso 3	42
Figura 32. Comportamiento del GN y Curtailment variando las horas de almacenamiento, caso 4	42

Figura 33. Comportamiento del GN y Curtailment variando las horas de almacenamiento, caso 5	43
Figura 34. Conversión media \$/€ durante el año 2019 [42]	44
Figura 35. LCOE en €/MWh versus horas nominales de almacenamiento, caso 1.	44
Figura 36. LCOE en €/MWh versus horas nominales de almacenamiento, caso 2.	45
Figura 37. LCOE en €/MWh versus horas nominales de almacenamiento, caso 3.	45
Figura 38. LCOE en €/MWh versus horas nominales de almacenamiento, caso 4.	46
Figura 39. LCOE en €/MWh versus horas nominales de almacenamiento, caso 5.	46
Figura 40. LCOE calculado para todos los casos en €/MWh	47
Figura 41. Precio final de producción de energía en España por horas [43].	47
Figura 42. Mix energético propuesto por Protermosolar, y sus costes de Generación en 2030 [45]	48

i	Indicador de horas del año
z	Indicador de la planta correspondiente
$lazos(z,1)$	Número de lazos nominales de la planta
$Pnom$	Potencia nominal de la planta
$Flazos(z,1)$	Función que calcula el número de lazos según las horas nominales de almacenamiento
$Helios(z,1)$	Función que calcula el número de heliostatos según las horas nominales de almacenamiento
$VDP(z,1)$	Variación del rendimiento del ciclo respecto al rendimiento de diseño en CCP (39%)
$VDP_{Torre}(z,1)$	Variación del rendimiento del ciclo respecto al rendimiento de diseño en plantas de Torre (39%)
H_{alm}	Horas nominales de almacenamiento
$DNI(i,z)$	Radiación recibida por hora y por planta
$DNI_{mín}$	Radiación mínima de operación (común para todas las plantas)
$CSP(i,z)$	Producción desde el campo solar y el almacenamiento por hora y por planta
$Hc(i,z)$	Horas de carga (a potencia nominal) del almacenamiento
$W82$	Correlación de potencia-DNI para una planta con 82 lazos
$W95$	Correlación de potencia-DNI para una planta con 95 lazos
DNI	<i>Direct Normal Irradiance</i> , radiación directa normal
HTF	Heat Transfer Fluid, fluido térmico o fluido caloportador.
CSP_i	Generación eléctrica a partir de la DNI
A_i	Generación eléctrica a partir de almacenamiento
GN_i	Generación eléctrica a partir del gas natural
RG	Radiación global
$R1$	Ratio de DNI/RG con los datos de Sanlúcar la Mayor
$R2$	Ratio de DNI/RG con los datos de Marmolejo
$ALM_{MAX\ CCP}$	Almacenamiento máximo para plantas de CCP
$ALM_{MAX\ TORRE}$	Almacenamiento máximo para plantas de Torre
$GN_{teórico}$	Gas Natural obtenido en el modelo, sin aprovechar el Curtailment
GN_{real}	Gas Natural obtenido en el modelo, aprovechando el Curtailment
$CURT_{teórico}$	Curtailment bruto obtenido (sin derivarlo al almacenamiento)
$CURT_{real}$	Curtailment final, una vez derivado al almacenamiento
$Almacen$	Almacén máximo disponible en función de las horas de almacenamiento
$LCOE$	<i>Levelized Cost of Energy</i> , coste nivelado de la energía

1 OBJETIVOS Y ALCANCE

El objetivo de este trabajo es la continuación del Trabajo Fin de Grado (TFG) “Desarrollo de un modelo para el análisis de sistemas de plantas solares termoeléctricas de colectores cilindro-parabólicos: Aplicación a España” realizado por Daniel Peñalver Pichaco (Grado en Ingeniería Química de la Universidad de Sevilla, curso 2017/18). En el citado TFG se crea un modelo matemático que simula el comportamiento de una o un grupo de plantas termosolar por la tecnología de colectores cilindro parabólicos, a partir de la potencia nominal, las horas de almacenamiento térmico y la localización.

Los objetivos del TFG fueron:

- Conocer la radiación solar incidente en cada localización de la(s) planta(s) termosolares.
- Conocer la relación entre la potencia eléctrica que suministra la planta (con resolución horaria) y la radiación solar que le llega a la planta, teniendo en cuenta las particularidades de la tecnología de colectores cilindro-parabólicos.

Como objetivos del presente Trabajo Fin de Máster (TFM) son:

- Incluir otras tecnologías de captación solar como receptores centrales de Torre, usadas y/o con potencial en España.
- Introducir el curtailment de las plantas termosolares en el modelo, a partir del sistema de control real utilizado en las plantas.
- Realizar un análisis económico para conocer el precio (medio) mínimo de venta de la electricidad para la rentabilidad del conjunto de plantas termosolares.

El alcance de este proyecto está limitado a los datos de radiación solar y generación/demanda eléctrica horarios del año 2018 en España. Se han hecho varias simplificaciones como: establecer zonas geográficas (localizaciones) en las que la radiación solar se considera homogénea y que la generación eléctrica de otras fuentes renovables no se ve afectada por un hipotético aumento de la capacidad termosolar en España y que las fuentes no renovables pueden ser excluidas sin restricciones del sistema.

2 INTRODUCCIÓN

La energía es un bien esencial para la sociedad. Representa un consumo principal en los procesos productivos de las empresas, industrias y cooperativas, así como en el sector primario, condicionando la productividad y competitividad de estos sectores.

Para los hogares y las familias, la energía es un bien imprescindible para satisfacer las necesidades básicas, como la iluminación, la alimentación o una climatización que permita mantener unas condiciones de confort suficientes para la salud. Además, debido a la creciente electrificación de los hogares, cada vez más tareas cotidianas requieren un suministro energético fiable y asequible.

El sistema energético ha iniciado un proceso de transición hacia un nuevo modelo caracterizado por la descarbonización, la descentralización de la generación eléctrica, fomento del uso de las energías renovables y un uso más sostenible de los recursos.

2.1 La energía en España

En España se fomenta el uso de las energías renovables para alcanzar los mínimos exigidos por la Unión Europea, para obtener una sociedad con bajas emisiones de carbono. El objetivo a alcanzar por Europa es que el 20% de la energía consumida en 2020 sea de fuente renovable. Adaptándose todos los países europeos hacia un plan nacional de energía renovables, para poder cumplir dichos objetivos. Para el 2030 el objetivo es el 27% [1] de la energía final consumida proceda de renovables. En la Figura 1, se puede observar los países que cumplen los objetivos a fecha de 2016, ya la evolución que han tenido desde 2004.

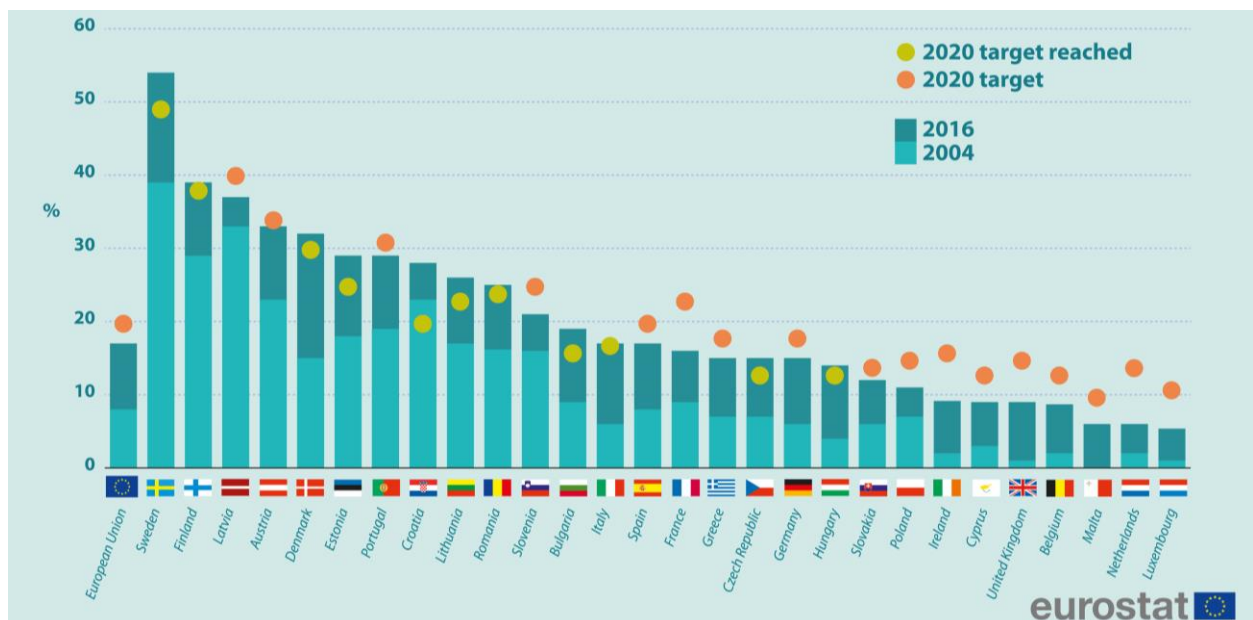


Figura 1. Uso de energía renovables por lo países europeos. Fuente Eurostat [2].

Por otro lado, se puede observar en la Figura 2, que en el mes de febrero del 2019, España ya cumple con los objetivos establecidos por Europa para el año 2020 y 2030. Ya que el 37,6 % de la energía producida proviene de fuente renovables [3]. También se puede observar que la producción de energía termosolar es solo del 1,3%, hacer notar que febrero es un mes de pocas horas de sol, y ese es el motivo por el que la energía solar fotovoltaica y térmica tienen poca presencia en el cómputo de energías de España.

BALANCE DE GENERACIÓN MEDIDA

02 / 2019

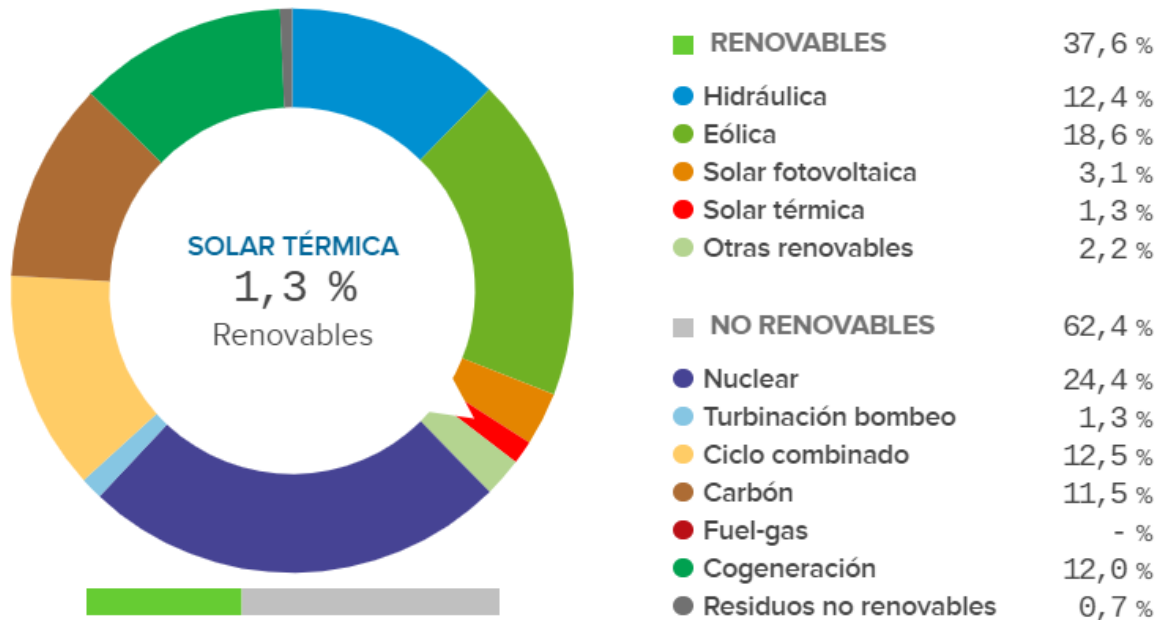


Figura 2. Fuente de energías en España. Fuente REE.

2.2 La energía termosolar en España

Exceptuando a la zona noroeste y norte de España que tienen unas 2500 horas de sol al año, en el resto de España se tienen unas 3000 horas de sol al año, y teniendo en cuenta que el 75% de los días son soleados. Siendo así, uno de los países con mayores horas de sol en Europa. En España actualmente se cuenta con 50 plantas mediante generación de energía termosolar. Situadas tal y como se muestran en la Figura 3 y Tabla 1 [4], cuenta con un total de 2303,9 MW de potencia eléctrica de producción. De las 50 plantas sólo 22 cuentan con almacenamiento de sales y 45 de las 50 plantas son de tecnología de colectores cilindro parabólicos.



Figura 3. Ubicación plantas termosolares en España [4].

En 2018 la producción total fue de 4424 GWh, en la Figura 4 se muestra una comparación de como la energía termosolar ha ido evolucionando en el tiempo en el territorio de España. Se puede observar que la producción termosolar tiene un carácter ascendente desde el 2009 en adelante, exceptuando el 2018 que presenta un declive frente a dicha tendencia, siendo la generación de 2018 menor incluso que la del 2013 (4424 GWh vs 4442 GWh).

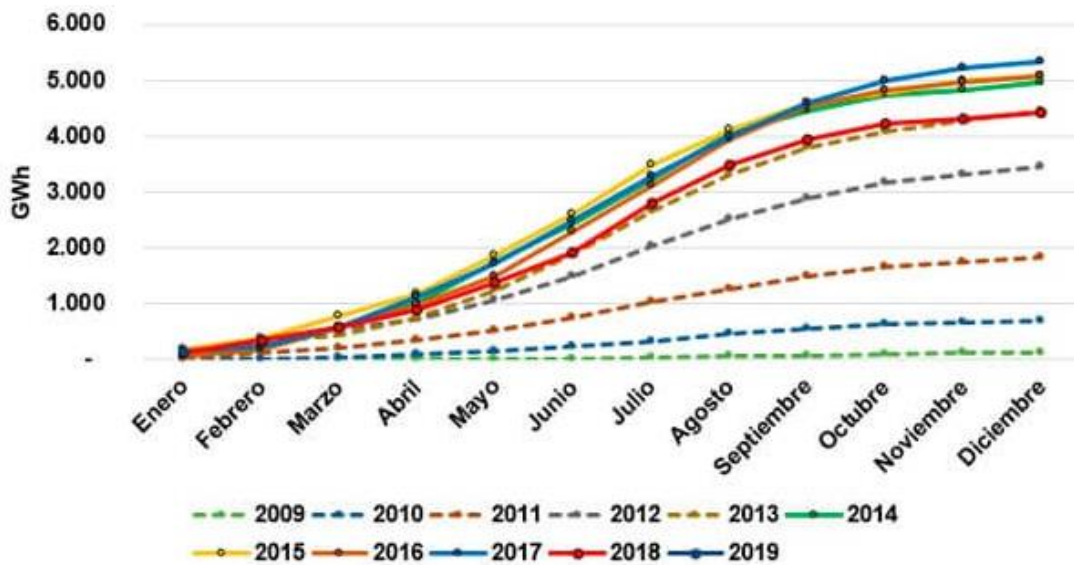


Figura 4. Curva de generación medida acumulada anual 2009-19 [4]

Tabla 1. Ubicación, potencia y tecnología de generación de las plantas termosolares en España (2019) [4]

Nombre	Población	Provincia	Potencia (MW)	Tecnología	Almacenamiento (h)
PS10	Sanlúcar la Mayor	Sevilla	10	Torre con Vapor Saturado	1
Andasol 1	Aldeire	Granada	50	CCP	7,5
Puerto Errado I	Calasparra	Murcia	1,4	Fresnel	0,5
PS20	Sanlúcar la Mayor	Sevilla	20	Torre con Vapor Saturado	1
Ibersol Puertollano	Puertollano	Ciudad Real	50	CCP	n/a
Andasol 2	Aldeire/la Calahorra	Granada	50	CCP	7,5
La Risca	Alvarado	Badajoz	50	CCP	n/a
Extresol-1	Torre de Miguel Sesmero	Badajoz	50	CCP	7,5
Extresol-2	Torre de Miguel Sesmero	Badajoz	50	CCP	7,5
Solnova 1	Sanlúcar la Mayor	Sevilla	50	CCP	n/a
Solnova 3	Sanlúcar la Mayor	Sevilla	50	CCP	n/a
La Florida	Badajoz	Badajoz	50	CCP	7,5
Solnova 4	Sanlúcar la Mayor	Sevilla	50	CCP	n/a
Majadas	Majadas	Cáceres	50	CCP	n/a
La Dehesa	La Garrovilla	Badajoz	50	CCP	7,5
Palma del Río II	Palma del Río	Córdoba	50	CCP	n/a
Manchasol-1	Alcázar de San Juan	Ciudad Real	50	CCP	7,5
Gemasolar	Fuentes de Andalucía	Sevilla	20	Torre con sales	15
Manchasol-2	Alcázar de San Juan	Ciudad Real	50	CCP	7,5
Palma del Río I	Palma del Río	Córdoba	50	CCP	n/a
Lebrija 1	Lebrija	Sevilla	50	CCP	n/a
Andasol 3	Aldeire/la Calahorra	Granada	50	CCP	7,5
Helioenergy 1	Écija	Sevilla	50	CCP	n/a
Arcosol 50	San José del Valle	Cádiz	50	CCP	7,5
Astexol II	Badajoz	Badajoz	50	CCP	n/a
Termesol-50	San José del Valle	Cádiz	50	CCP	7,5
Puerto Errado II	Calasparra	Murcia	30	Fresnel	0,5
Helioenergy 2	Écija	Sevilla	50	CCP	n/a
Aste 1A	Alcázar de San Juan	Ciudad Real	50	CCP	n/a
Aste 1B	Alcázar de San Juan	Ciudad Real	50	CCP	n/a
Solacor 1	El Carpio	Córdoba	50	CCP	n/a
Solacor 2	El Carpio	Córdoba	50	CCP	n/a
Morón	Morón de la Frontera	Sevilla	50	CCP	n/a
Helios 1	Puerto Lapice	Ciudad Real	50	CCP	n/a
Solaben 3	Logrosán	Cáceres	50	CCP	n/a
Guzmán	Palma del Río	Córdoba	50	CCP	n/a
Olivenza 1	Olivenza	Badajoz	50	CCP	n/a
La Africana	Fuente Palmera	Córdoba	50	CCP	7,5
Orellana	Orellana	Badajoz	50	CCP	n/a
Helios 2	Puerto Lapice	Ciudad Real	50	CCP	n/a
Extresol-3	Torre de Miguel Sesmero	Badajoz	50	CCP	7,5
Solaben 2	Logrosán	Cáceres	50	CCP	n/a
Termosolar Borges	Borges Blanques	Lleida	22,5	CCP + Hibridación con Biomasa	n/a
Solaben 1	Logrosán	Cáceres	50	CCP	n/a
Termosol 1	Navalvillar de Pela	Badajoz	50	CCP	9
Enerstar	Villena	Alicante	50	CCP	n/a
Casablanca	Talarrubias	Badajoz	50	CCP	7,5
Termosol 2	Navalvillar de Pela	Badajoz	50	CCP	9
Solaben 6	Logrosán	Cáceres	50	CCP	n/a
Arenales	Morón de la Frontera	Sevilla	50	CCP	7
Total			2303,9		

2.3 Producción eléctrica a partir de energía termosolar

La producción de energía eléctrica a partir de la energía procedente del sol mediante plantas termosolares se realiza a través de la conversión de energía mecánica en energía eléctrica en una turbina de vapor. Provieniendo esta del vapor en movimiento generado en los distintos intercambiadores de calor (calentador, vaporizador y precalentador), transformándose así, de energía térmica en mecánica.

En la Figura 5, se muestra un esquema básico de una planta termosolar. Donde se pueden ver las distintas partes que componen una planta termosolar, y como se lleva a cabo las distintas transformaciones de energía hasta obtener energía eléctrica en el generador.

Primero se lleva a cabo la captación de la energía solar, esto se puede llevar a cabo mediante distintas tecnologías. En el ejemplo de la Figura 5, la captación de energía solar se realiza mediante captadores cilindros parabólicos, en el cual se calienta el aceite térmico a partir de la energía solar. Este aceite térmico caliente se utiliza para obtener vapor en los intercambiadores de calor o para almacenar energía térmica en los tanques de sales térmicas, no todas las plantas termosolares incluyen un sistema de almacenamiento de energía. Una vez obtenido el vapor a alta presión, se turbinan para obtener energía eléctrica.

El agua de la planta termosolar proviene de un circuito cerrado, en el que sólo se reincorpora agua en caso de pérdidas. El vapor es enfriado en el condensador, mediante otro circuito de agua fría, para ello se tienen las torres de refrigeración.

En caso de que no se consiga activar la planta mediante la energía del sol, se tiene una caldera de gas natural (*back-up*), para así facilitar el arranque en los días fríos de invierno y para las “puestas en marcha” realizada tras las paradas de planta.

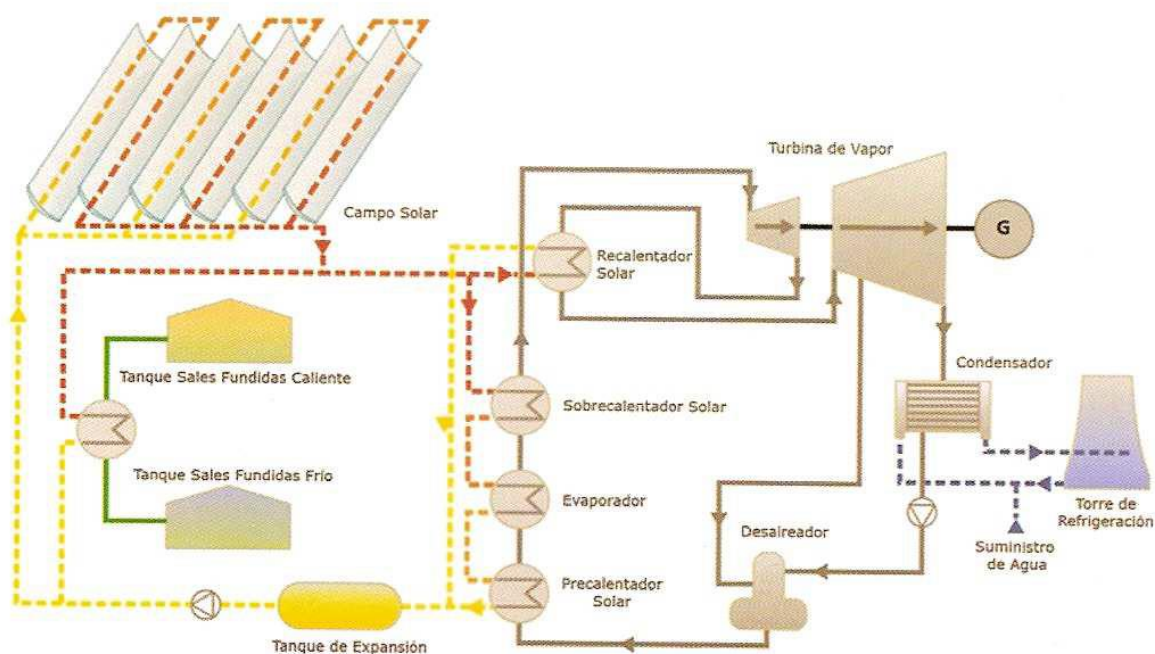


Figura 5. Esquema básico de una planta termosolar. [5]

2.1.1. Tipos de tecnologías de concentración termosolar

La energía proveniente de la radiación del sol se transforma en vapor de alta temperatura o gas dependiendo de la tecnología empleada. Para ello se necesitan cuatro elementos básicos: un concentrador, un receptor, un medio de transporte o almacenamiento y finalmente un medio de conversión de energía. Hay varios tipos de sistemas posibles, incluyendo combinaciones con otras tecnologías de energías renovables o no renovables. Las

tecnologías comerciales más usadas son los colectores cilindro parabólicos, torres centrales y reflectores lineales Fresnel. En la Figura 6, se muestra un esquema de las 3 tecnologías anteriormente nombradas.

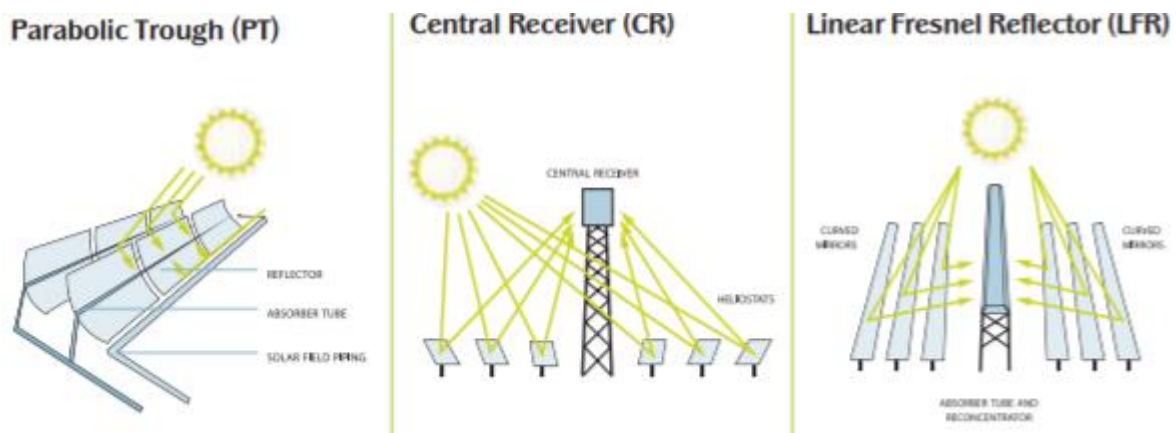


Figura 6. Tecnologías de concentración termosolar [6].

2.1.1.1. Torres centrales

Un receptor central de torre usa un campo de espejos (heliostatos) que enfocan todos los rayos del sol hacia la parte superior de la torre. Concentrando la radiación solar en la torre, se pueden alcanzar hasta temperaturas de hasta 800°C. Esta energía solar es absorbida por un fluido caloportador que es usado para generar vapor para alimentar a una turbina convencional.

La eficiencia de estas plantas es normalmente superior a las plantas de colectores cilindro parabólicos, ya que se obtienen unas temperaturas superiores. Se asocia principalmente a que se tiene un mejor rendimiento termodinámico y que facilita el almacenamiento, ya que se necesita un tanque de menor volumen ya que las diferencias de temperaturas entre los tanques son mayores. En la Figura 7, se muestra la planta de central de Torre de Gemasolar (Torresol Energy) situada en Fuentes de Andalucía.



Figura 7. Planta termosolar de torre, Gemasolar (Sevilla, España) [7].

2.1.1.2. Colectores cilindro parabólicos

La tecnología de colectores cilindro parabólicos es la tecnología más consolidada en concentración solar y más comercializada. El primer sistema fue instalado en 1912 en el Cairo (Egipto) para generar vapor para una bomba que impulsaba agua para regar [6].

En este sistema, se alcanza unas temperaturas de operación que varían entre 350°C y 550°C. Este calor es transferido a un fluido caloportador, que posteriormente transfiere la energía lograda para obtener vapor y turbinarlo, tal y como se comentó con anterioridad. Este fluido también puede transferir el calor obtenido a dos tanques de sales térmicas, para así almacenar la energía obtenida.



Figura 8. Planta termosolar de colectores cilindro parabólicos, Valle 1 (Cádiz, España) [7].

2.1.1.3. Fresnel

Los receptores lineales Fresnel están basados en los colectores de línea, que toman la forma parabólica mediante espejos lineales. La principal ventaja de esta tecnología es la simplicidad y el bajo costo de los componentes, y la otra ventaja es que no hacen uso del aceite térmico (HTF). Sino que el vapor circula directamente sobre los receptores [6].



Figura 9. Central termosolar con receptores lineales Fresnel. [6]

Los espejos lineales Fresnel son un 15% menos eficiente que los espejos cilindro-parabólicos, pero al ser el coste de materiales mucho menor, se obtiene que la reducción de costes sea mayor que la reducción del rendimiento [5].

2.1.1.4. Disco parabólico (Stirling)

Los sistemas de disco parabólico o Stirling, consiste principalmente en un colector de forma parabólica, en el que se encuentra un receptor y motor Stirling como motor térmico que está conectado a un generador para producir electricidad [6].



Figura 10. Central termosolar con discos parabólicos (Stirling) [8].

2.1.2. Almacenamiento de energía

Como la radiación solar no es una fuente de energía constante y previsible, sino que es variable (rotación de la tierra, día y noche) y es influida por la meteorología (nubes, temperatura, etc.). Para compensar estas fluctuaciones, se aplican los almacenamientos térmicos. De esta forma se puede producir energía eléctrica en intervalos nubosos o de noche, desvinculándose de la radiación solar.

Hay varios sistemas de almacenamiento, de los que destacan las bombas hidráulicas que funcionan a partir de la impulsión de agua a un lugar elevado, y posteriormente cuando se necesita la electricidad por gravedad se mueve el agua para ser turbinada y así obtener energía eléctrica. Directamente almacenando la energía eléctrica mediante baterías o supercondensadores, o almacenar la energía en forma de calor. En la tabla 2 [9], se muestra un resumen de los distintos sistemas de almacenamiento.

Tabla 2. Sistemas de almacenamiento [6].

Sistema de almacenamiento	Bomba hidráulica	Baterías	Super condensadores	Tanques de sales fundidas
Capacidad de almacenamiento	500-8000 GWh	0.001-250 MWh	0.01 MWh	1-10 GWh
Duración de descarga a máxima potencia	1-24 h	1-8 h	10 s	7-24 h
Pérdidas	Muy pequeñas	0.1-20 %	20-40 %	Muy pequeñas
Tiempo de vida efectivos (años)	50-100	2-10	+20	40
Densidad energética (Wh/kg)	0.5-1.5	20-200	0.1-30	30-100

3 TRABAJO PREVIO

Para la realización de este proyecto se ha continuado el Trabajo Fin de Grado (TFG) “Desarrollo de un modelo para el análisis de sistemas de plantas solares termoeléctricas de colectores cilindro-parabólicos: Aplicación a España” realizado por Daniel Peñalver Pichaco (Grado en Ingeniería Química de la Universidad de Sevilla, curso 2017/18). En este apartado se intenta resumir de la forma más concisa posible el trabajo previo realizado.

El objetivo del trabajo anteriormente citado fue crear un modelo de las plantas termosolares simulando su comportamiento según la DNI (*Direct Normal Irradiance*), la capacidad de almacenamiento que se instale al igual que el apoyo de la caldera de gas natural (*back-up*). La simulación se realizó mediante el software de *Visual Basics for Applications (VBA)*.

El funcionamiento del modelo requiere las entrada de la radiación global de las zonas a estudiar y 10 restricciones: tipo de tecnología de la planta termosolar (CCP, Central de Torre, etc.), potencia nominal, las horas de almacenamiento nominales, la zona que corresponde cada planta, ratio que corresponde a cada planta, número de zonas, número de ratios, tiempo de simulación (años, semanas, días en formato de horas), factor de potencia mínima de invierno (f_{mi}) y el factor de potencia mínima de verano (f_{mv}).

Se puede dividir el modelo en 4 bloques principales que se comentan con mayor detalle a continuación, estos bloques son: cálculo del ángulo cenital el cual se decide que no se incluye en el modelo, ya que se llega a la conclusión de que no es necesario su uso. Cálculo de la DNI, cálculo de la masa necesaria de sales y por último el de producción de potencia eléctrica y carga del almacenamiento.

3.1 Cálculo de la DNI mediante ratios

La DNI se calcula a partir de la radiación global (RG), en este caso usando datos públicos facilitados por el Gobierno de España (Ministerio de Agricultura y Pesca) [10]. Los datos de radiación se ofrecen en las unidades de MJ/m², estos datos se ofrecen cada 30 minutos sin continuidad, mostrando un valor de 0 si hubiese algún error al tomar la medición.

Para obtener unos datos de calidad se decidió escoger 6 localizaciones intermedias, para así poder agrupar todas las termosolares españolas en estas 6 zonas. En la siguiente Figura se muestra las localizaciones de las plantas termosolares y de la estación elegida para tomar los datos de la radiación global.



Figura 11. Localización de las plantas termosolares (azul), y de las 6 estaciones elegidas (naranja).

Las 6 zonas agrupadas son:

- **Zona 1**→Sanlúcar la Mayor, Sevilla. 17 plantas ($700 MW_e$).
- **Zona 2**→Marmolejo, Jaén, 9 plantas ($450 MW_e$).
- **Zona 3**→Don Benito, Badajoz, 17 plantas ($850 MW_e$).
- **Zona 4**→Jerez del Marquesado, 3 plantas ($150 MW_e$).
- **Zona 5**→Jumilla, Murcia, 3 plantas ($81,4 MW_e$).
- **Zona 6**→Quinto, Zaragoza, una sola planta ($22,5 MW_e$).

En cada una de estas zonas se calcula el ratio DNI/RG, para obtener directamente a partir de la radiación global la DNI. Para simplificar el trabajo se utilizan solamente dos zonas, la zona de Sanlúcar la Mayor y la de Marmolejo, de los que se disponen datos de la DNI media. Las demás zonas se calcularán mediante un criterio de proximidad, para el ratio 1 zona 1 y 3, para el ratio 2 las zonas 2,4,5 y 6.

Para evitar un problema causado en las primeras horas del día se estable un límite de tolerancia de 5, tomándose todos los valores superiores al límite como nulos. Ya que los valores de los ratios oscilan entre 0.2 y 0.4.

3.2 Producción de potencia eléctrica y carga del almacenamiento

Obtenida la DNI para cada zona, se debe calcular la relación entre la radiación recibida y la potencia que realmente producen las plantas termosolares a partir de esta DNI.

Se usa para ello un trabajo anterior [11], donde se presentan ecuaciones de comportamiento de una planta termosolar de colectores cilindro-parabólicos para una de potencia de 2,2 MW, para calcular la simulación en EES (*Engineering Equation Solver*®), donde también se usan las pautas de diseño de *CENTRALES TERMOSOLARES CCP: Fundamentos técnicos, principales equipos y sistemas* de Santiago García Garrido [12] para calcular los lazos de colectores. De este documento se obtienen los valores del rendimiento del ciclo ($\eta_{ciclo} = 0,39$), rendimiento óptico ($\eta_{op} = 0,78$), rendimiento térmico ($\eta_{op} = 0,72$), que el área de captación por lazo es aproximadamente de $3270 m^2$ y la DNI de diseño de $850 \frac{W}{m^2}$.

Realizando dos simulaciones para obtener la potencia eléctrica generada y la radiación directa reciba, para una

planta de 50 MW sin almacenamiento con colectores de 95 lazos si la y 82 lazos si la planta tiene almacenamiento. Se obtiene las siguientes ecuaciones, que se muestran en la Figura 12.

$$W_{82} = 7 \cdot 10^{-6} DNI^2 + 0.0626 DNI - 8,0223 \quad \text{Ec. 3.1}$$

$$W_{95} = 5 \cdot 10^{-6} DNI^2 + 0.0847 DNI - 11,087 \quad \text{Ec. 3.2}$$

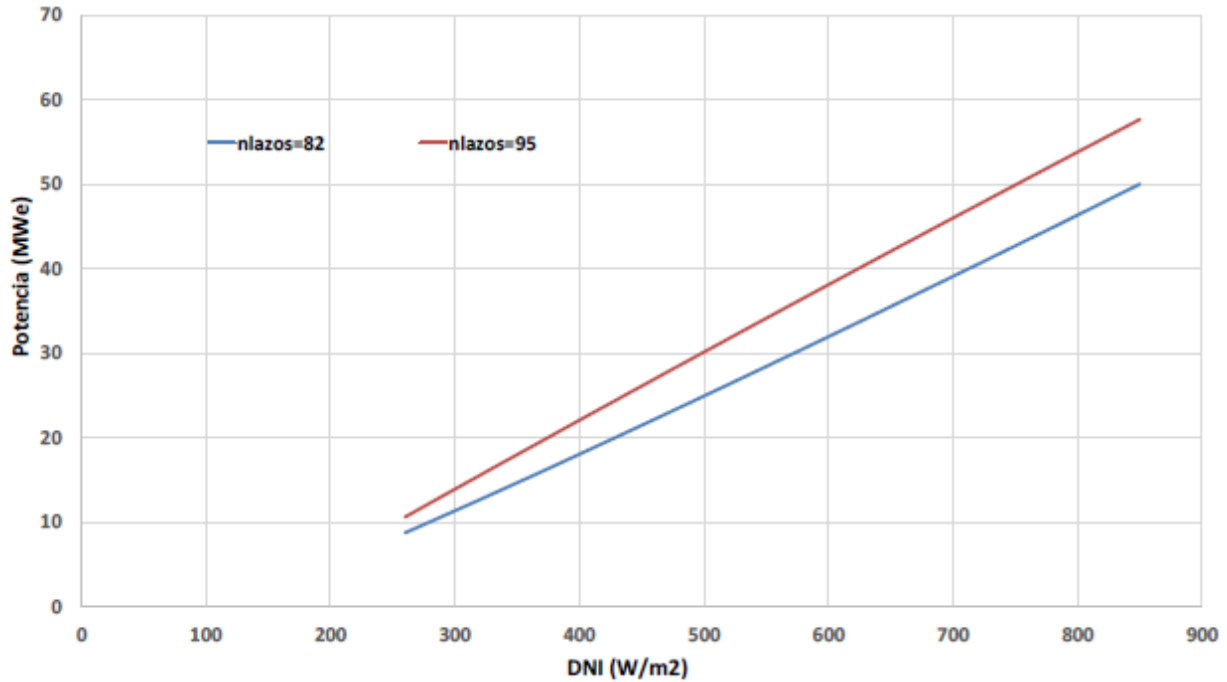


Figura 12. Representación de las ecuaciones de potencia obtenida a partir de radiación directa.

Con la DNI nominal ($850 \frac{W}{m^2}$), anteriormente definida se obtiene una potencia nominal de $50 MW_e$ con 82 lazos y $57,8 MW_e$ con 95 lazos. Esto es debido a que se aplica un factor de corrección llamado múltiplo solar (MS), con el que no es necesario alcanzar la DNI de diseño para conseguir la potencia nominal. Este factor tiene en cuenta la potencia de diseño de la planta (P_c) y la potencia total absorbida por los receptores (P_r), tal y como se muestra en la ecuación 3.3 [13]. Toma el valor de 1,15 para plantas sin almacenamiento y 2 para plantas con 7 horas de almacenamiento. Se supone que el número de lazos es proporcional a las horas de almacenamiento.

$$SM = \frac{P_r}{P_c} \quad \text{Ec. 3.3}$$

$$n_{lazos} = 10 * H_{nom} + 94 \quad \text{Ec. 3.4}$$

Con estas correlaciones, la planta de 95 lazos (sin almacenamiento) estaría totalmente definida. Sin embargo, las plantas con almacenamiento térmico operan de modo diferente, ya que parte de la radiación obtenida se usa

para producir electricidad y si hay exceso, esta radiación se usa para el almacenamiento térmico. Se realiza otra simulación para obtener el número mínimo de lazos para producir con potencia nominal. Se obtiene que:

$$n_{\text{lazos}} = 307430 \cdot DNI^{-1,219} \quad \text{Ec. 3.5}$$

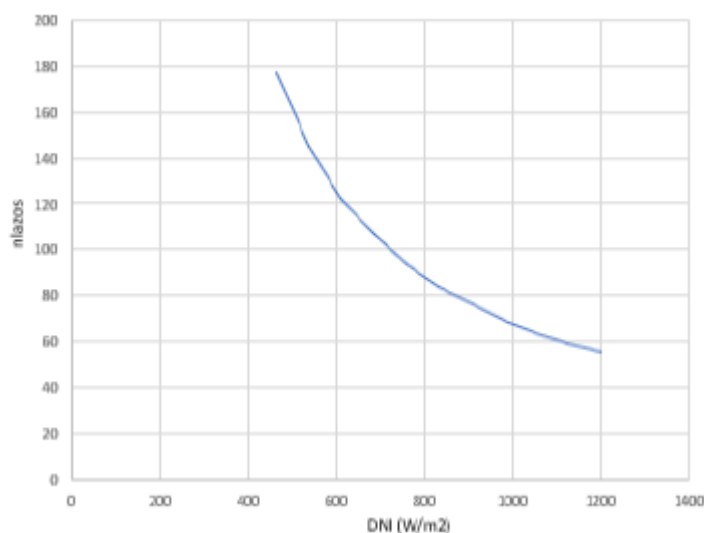


Figura 13. Representación de la dependencia de la DNI y el número mínimo de lazos para producir 50 MW_e.

3.3 Cálculo de la masa de sales necesaria

Se busca unas ecuaciones que relacionen las horas nominales de almacenamiento con la masa de sales. A partir de las ecuaciones de transmisión de calor se puede relacionar el flujo de sales térmicas con la potencia térmica intercambiada, tal y como se muestra en la ecuación 3.6. La masa total de sales se relaciona con el flujo de sales intercambiado (ecuación 3.7).

$$\frac{P_{\text{nom}}}{\eta_{\text{ciclo}}} = m_s \cdot Cp_{\text{sal}} \cdot \Delta T \quad \text{Ec. 3.6}$$

$$M_T = H_{\text{nom}} \cdot m_s \cdot 3600 \quad \text{Ec. 3.7}$$

Donde:

- P_{nom} : es la potencia nominal intercambiada, MW_e
- η_{ciclo} : rendimiento del ciclo
- m_s : flujo de sales térmicas intercambiados, $\frac{kg}{s}$
- Cp_{sal} : calor específico de las sales térmicas, $\frac{MJ}{kg \cdot K}$
- ΔT : diferencia de temperatura, K
- H_{nom} : horas nominales de almacenamiento, horas
- M_T : masa total de sales, kg

El calor específico de las sales térmicas varía según la composición de las sales térmicas usadas, se utiliza la correlación desarrollada en [14], donde se relaciona la variación del calor específico de las sales con la temperatura media, ecuación 3.8.

$$C_p = 1,443 \cdot 10^{-3} + 0,172 \cdot 10^{-6} \cdot T_{media}^a \quad \text{Ec. 3.8}$$

Se realiza una combinación lineal de ambas ecuaciones, para así obtener una ecuación que se puede aplicar directamente sobre el modelo, la cual relaciona las horas de almacenamiento con la masa total de sales:

$$H_{nom} = \frac{M_T}{3600 \cdot \frac{P_{nom}}{\eta_{ciclo} \cdot C_p \cdot \Delta T}} \quad \text{Ec. 3.9}$$

3.4 Simplificaciones

Para la creación del modelo se toman las siguientes simplificaciones:

1. El número de lazos de los colectores es proporcional a las horas de almacenamiento. Las plantas sin almacenamiento tienen un total de 95 lazos, y aquellas con 7 horas de almacenamiento un total de 164 lazos, para una potencia nominal de $50 MW_e$. Se supone que el número de lazos tiene una relación lineal con las horas de almacenamiento (Ecuación 3.4).
2. La relación potencial entre el número de lazos y la DNI es proporcional a la potencia nominal.
3. El rendimiento eléctrico se considera lineal con la potencia nominal de la planta. Consultando la bibliografía se sabe que el rendimiento de ciclo de una planta de $2,2 MW_e$ es del 26% [11] y para una planta de $50 MW_e$ es del 39% [12]. Se asume que el rendimiento de planta de colectores cilindro-parabólicos es de comportamiento lineal, tal y como se muestra en la Figura 14, siendo:

$$\eta_{ciclo} = 0,00273 \cdot P_{nom} + 0,254 \quad \text{Ec. 3.10}$$

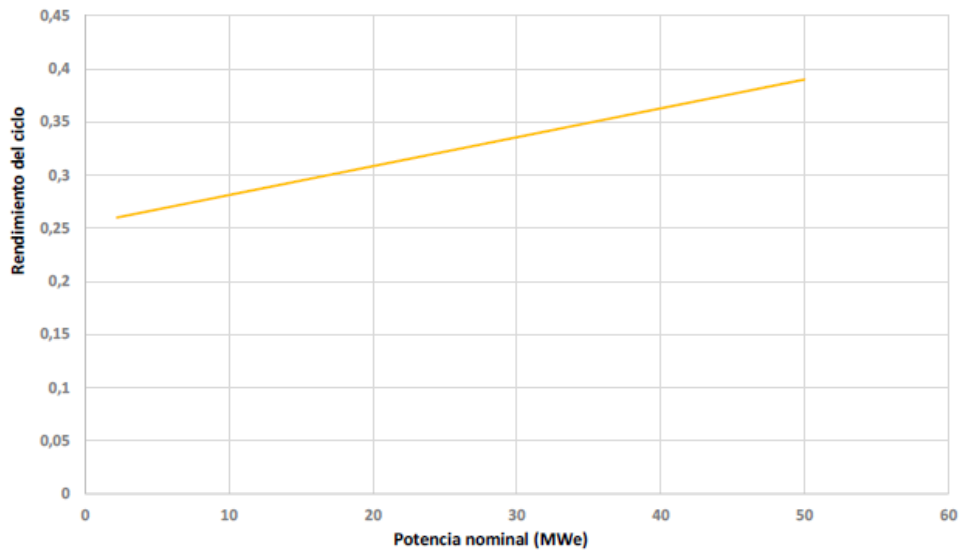


Figura 14. Variación del rendimiento del ciclo a partir de la potencia nominal

4. Para plantas con almacenamiento, parte de la captación del campo solar se destina al almacenamiento.
5. El modo de operación establecido no permite que el curtailment se almacene.

4 ANÁLISIS ECONÓMICO

La viabilidad de una planta termosolar se calcula a partir de los ingresos que se obtienen al originar (vender) la energía eléctrica producida, menos los costes de inversión de la planta y costes de mantenimiento y operación.

4.1 Ingresos

Para tener en cuenta como se realiza la venta de electricidad en España hay que acudir al Real Decreto 413/2014, de 6 de junio, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos [15]. Según este real decreto las plantas termosolares en España están agrupadas en el grupo b (instalaciones que utilizan como energía primaria alguna de las energías renovables no fósiles), que a su vez se divide en 8 grupos. En el que las plantas termosolares están en el b.1 (instalaciones que utilizan como energía primaria la energía solar), dividido en los subgrupos b.1.1 para plantas fotovoltaicas y el grupo b.1.2. para instalaciones que únicamente utilicen procesos térmicos para la transformación de la energía solar, como energía primaria, en electricidad.

También es de consulta la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico [16]. En el que se añadieron novedades de aplicación a Energías renovables, cogeneración y residuos debido al real decreto nombrado anteriormente.

4.2 Evaluación económica plantas termosolares

El método a utilizar para comparar las distintas tecnologías de plantas termosolares con las distintas fuentes disponibles va a ser el coste nivelado de electricidad (LCOE). El LCOE (*Levelized Cost of Energy*) es una herramienta utilizada para analizar proyectos de generación, relacionando la inversión inicial y la generación de energía, tal y como se muestra en la ecuación 4.1 [17], siendo el indicador económico preferido en el ámbito de la generación de la electricidad. Pudiéndose utilizar otras medidas de evaluación de proyectos tales como el Valor Actualizado Neto (VAN), a partir del sumatorio de los flujos de cajas. O el TIR (Tasa Interna de Retorno) que es la tasa que hace valor cero el VAN.

$$LCOE = \frac{\text{Coste total vida útil}}{\text{Generación total de energía}} \left[\frac{\$}{MWh} \right] \quad \text{Ec.4.1}$$

Una fórmula más avanzada, pero aun así simplificada es la que se muestra en la ecuación 4.2 [18], sobre el LCOE:

$$LCOE = \frac{\sum_{t=1}^n \frac{I_t + M_t + F_t}{(1+r)^t}}{\sum_{t=1}^n \frac{E_t}{(1+r)^t}} \quad \text{Ec.4.2}$$

Donde:

- I_t es la inversión anual, \$
- M_t son los costes de operación y Mantenimiento, \$

- F_t son los costes por combustibles, \$
- E_t es la energía generada, MWh
- r es la tasa de descuento, adimensional
- n la duración total del proyecto

Para este trabajo se toma como partida el resumen realizado por Manuel Martín Sánchez, en la Tesis Doctoral Evaluación técnico-económica de centrales solares de torre con receptores de aire presurizado integrados en turbina de gas [19]. Donde se resume algunos costes publicados de distintas plantas termosolares, incluyendo costes de inversión, y costes de operación y mantenimiento. En la siguiente Tabla se muestra el trabajo previo realizado.

Tabla 3. Resumen de costes publicados de plantas termosolares [19] [20] [21] [22] [23] [24] [25] [26] [27] [28] [29] [30]

Fuente	Año	Localización	Tecnología	Almacenamiento	Coste Capital (\$/kW)	Coste O&M fijo (\$/kW*año)	Coste O&M var (c\$/kWh)	LCOE (\$/MWh)
E.E.E.	2013	USA	Torre	No	5500	60		
E.E.E.	2013	USA	Torre	3 horas	8000	60		
Sunshot	2013	USA	Torre		6010	40-50		125-175
NREL	2010-2015	USA	Torre	6 horas	6300-7040	65-70	3-4	137
CEC	2011	USA	Torre		7000-8000			
EPRI	2011	USA	CSP		4050-7550			159-180
EIA	2011	USA	CSP		5067	67		
IRENA	2011	USA	Torre		6430-10740		3	175-275
Lazard	2015	USA	Torre	10 horas	10000-10300	80-115		119-181
BREE	2012	Australia / Spain	Torre	15 horas	9308	60	1.5	
BREE	2012	Australia / Spain	Torre	No	5900	70		
IEA	2015	-	CSP	No	2000-4000			146-213
IEA	2050	-	CSP	Si	3500-7000			64-94
Bloomberg	2013	-	CSP	No	4080-6120	64-68		190
Bloomberg	2013	-	CSP	6 horas	6000-8660	70-117		130-140

4.3 Cálculo de LCOE

Una vez recopilado el trabajo previo, se decide calcular el LCOE para todas las opciones restantes, con objeto de obtener una función de costes capaz de simular todos los posibles costes para plantas termosolares de torre y de colectores cilindro-parabólicos. Para ello se utiliza la calculadora de LCOE de NREL (*Levelized Cost of Energy Calculator*) [22]. En la siguiente Figura se muestra una captura de la calculadora del LCOE de NREL.


Simple Levelized Cost of Energy Calculator	
Financial	
Periods (Years): <input type="text" value=""/>	<input type="range"/>
Discount Rate (%): <input type="text" value=""/>	<input type="range"/>
Renewable Energy System Cost and Performance	
Capital Cost (\$/kW): <input type="text" value=""/>	<input type="range"/>
Capacity Factor (%): <input type="text" value=""/>	<input type="range"/>
Fixed O&M Cost (\$/kW-yr): <input type="text" value=""/>	<input type="range"/>
Variable O&M Cost (\$/kWh): <input type="text" value=""/>	<input type="range"/>
Heat Rate (Btu/kWh): <input type="text" value=""/>	<input type="range"/>
Fuel Cost (\$/MMBtu): <input type="text" value=""/>	<input type="range"/>
Today's Utility Electricity Cost	
Electricity Price (cents/kWh): <input type="text" value=""/>	<input type="range"/>
Cost Escalation Rate (%): <input type="text" value=""/>	<input type="range"/> 
Results	
Levelized Cost of Utility Electricity (cents/kWh): <input type="text" value=""/>	
Simple Levelized Cost of Renewable Energy (cents/kWh): <input type="text" value=""/>	

Figura 15. Calculadora de LCOE, NREL [22]

Observando los datos necesarios de la Figura 15, se obtiene que los inputs necesarios para calcular el LCOE son:

- Periodo (años)
- Tasa de descuento (%)
- Coste capital $\left(\frac{\$}{kW \cdot \text{año}}\right)$
- Coste de operación y mantenimiento fijo $\left(\frac{\$}{kWh}\right)$
- Energía producida $\left(\frac{Btu}{kWh}\right)$
- Coste de combustible $\left(\frac{\$}{MMBtu}\right)$

- LCOE simplificado obtenido $\left(\frac{c\$}{kWh}\right)$

Para ello se va a suponer que los años de funcionamiento de la planta va a ser de 20 años, que la tasa de descuento va a tomar un valor del 10%, El ratio de calor (heat rate) toma el valor de 0 para plantas de energía renovables [31].

4.3.1 Búsqueda bibliográfica y cálculo LCOE

Antes de utilizar la calculadora de NREL tal y como se describe en el apartado anterior, se realiza una búsqueda bibliográfica más “profunda” para así poder contractar los datos obtenidos mediante la calculadora y dicha búsqueda, para los valores LCOE que no se tiene información:

- *Energy and Environmental Economics, Inc (E.E.E.)* [20] se basa en una comparación de fuentes bibliográficas anteriores para dar una estimación de costes de inversión y de operación y mantenimiento para Estados Unidos en 2013. Obteniéndose para Central de torre sin almacenamiento que el coste de capital 5500 \$/kW y el coste fijo O&M: 60 \$/kW*año. Para centrales de torre con 6 horas almacenamiento, el coste de capital 8000 \$/kW y el coste fijo O&M: 60 \$/kW*año. También prevé que para el año 2035 habrá una reducción de costes de capital, pasando de 5500 \$/kW a 4000 \$/kW para centrales de torre sin almacenamiento. Y para centrales de torre con 6 horas de almacenamiento se pasa de 8000 a 6000 \$/kW.

Tras buscar información sobre esta fuente, en el informe propuesto por E.E.E. no muestran el valor del LCOE para plantas termosolares, por lo que se decide utilizar la calculadora de NREL, tal y como se describe en el apartado anterior. Obteniéndose para Central de torre sin almacenamiento 224.5 \$/MWh y con almacenamiento 234 \$/MWh.

- En el artículo realizado por el Bureau of Resources and Energy Economics (BREE) [32], se pueden encontrar las siguientes tablas de valores de LCOE para distintos escenarios con tecnología de colectores cilindro parabólicos y tecnología central de torre. Observándose que el LCOE tiene una tendencia a disminuir a medida que pasan los años en todos los escenarios planteados.

Tabla 4. LCOE planta termosolar usando tecnología de colectores cilindro parabólicos sin almacenamiento [32].

LCOE (\$/MWh)	Year					
	2012	2020	2025	2030	2040	2050
Region - NSW (including ACT)						
With a Carbon Price	347	236	213	216	219	226
Without a Carbon Price	347	236	213	216	219	226

Tabla 5. LCOE planta termosolar usando tecnología de colectores cilindro parabólicos con almacenamiento [32].

LCOE (\$/MWh)	Year					
Region – NSW (including ACT)	2012	2020	2025	2030	2040	2050
With a Carbon Price	339	228	207	208	209	213
Without a Carbon Price	339	228	207	208	209	213

Tabla 6. LCOE planta termosolar usando tecnología de torre sin almacenamiento [32].

LCOE (\$/MWh)	Year					
Region - NSW (including ACT)	2012	2020	2025	2030	2040	2050
With a Carbon Price	304	217	200	201	202	205
Without a Carbon Price	304	217	200	201	202	205

Tabla 7. LCOE planta termosolar usando tecnología de torre con almacenamiento [32].

LCOE (\$/MWh)	Year					
Region - NSW (including ACT)	2012	2020	2025	2030	2040	2050
With a Carbon Price	311	208	187	189	189	193
Without a Carbon Price	311	208	187	189	189	193

- La comisión de la energía californiana (*California Energy Commission, CEC*), realizó un informe en marzo de 2015 [33], en el que se expone el coste estimado de distintas energías renovables, al igual que el LCOE de cada una de ellas, tal y como se muestra en la Figura 2. Destacándose:
 - LCOE planta termosolar de 250 MW de colectores cilindro parabólicos sin almacenamiento: 125 – 265 \$/MWh
 - LCOE planta termosolar de 250 MW de colectores cilindro parabólicos con almacenamiento: 99 – 215 \$/MWh
 - LCOE planta termosolar de 100 MW de colectores central de torre sin almacenamiento: 108 – 206 \$/MWh
 - LCOE planta termosolar de 100 MW de colectores central de torre con almacenamiento 6 horas: 101 – 219 \$/MWh
 - LCOE planta termosolar de 100 MW de colectores central de torre con almacenamiento 11 horas: 83 – 168 \$/MWh

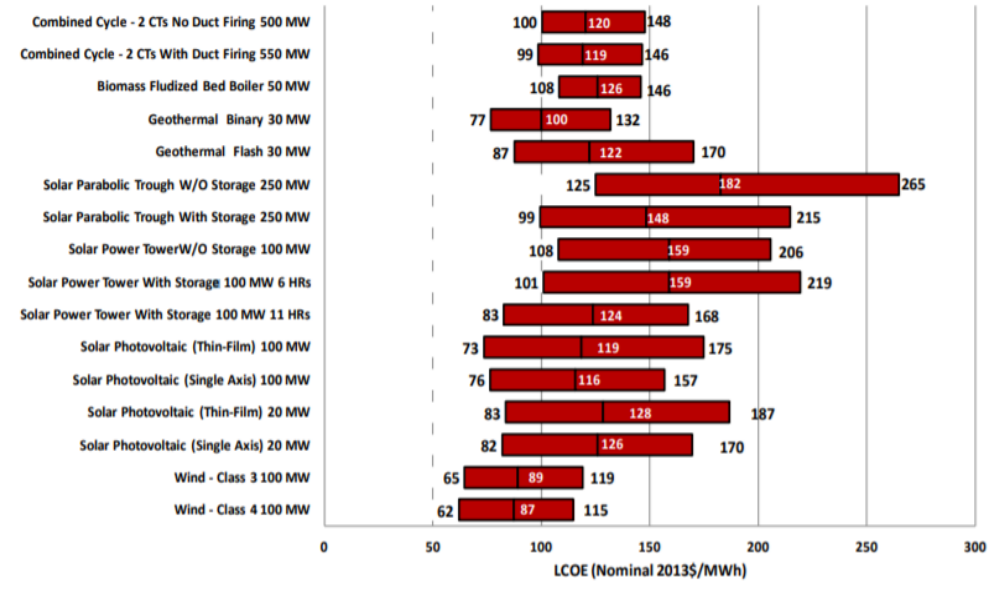


Figura 16. Resumen de LCOE para distintas tecnologías en 2013 [33]

- La administración de la energía de los Estados Unidos (*U.S. Energy Information Administration*, EIA) [28], resume el coste capital de distintas tecnologías para el año 2012, incluyendo el coste fijo de mantenimiento y el coste variable de mantenimiento. Para plantas termosolares no especifica la tecnología utilizada, obteniéndose:
 - o Coste de capital 5067 \$/kW
 - o Coste fijo O&M: 67 \$/kW*año
- Fraunhofer Institute for Solar Energy (FISE): el instituto Fraunhofer [34] estima un LOCE para centrales de colector cilindro-parabólico de 2013: 140-195 €/MWh Y para 2030: 90-115 €/MWh

	Plant Characteristics		Plant Costs (2012\$)			
	Nominal Capacity (MW)	Heat Rate (Btu/kWh)	Overnight Capital Cost (\$/kW)	Fixed O&M Cost (\$/kW-yr)	Variable O&M Cost (\$/MWh)	NEMS Input
Coal						
Single Unit Advanced PC	650	8,800	\$3,246	\$37.80	\$4.47	N
Dual Unit Advanced PC	1,300	8,800	\$2,934	\$31.18	\$4.47	Y
Single Unit Advanced PC with CCS	650	12,000	\$5,227	\$80.53	\$9.51	Y
Dual Unit Advanced PC with CCS	1,300	12,000	\$4,724	\$66.43	\$9.51	N
Single Unit IGCC	600	8,700	\$4,400	\$62.25	\$7.22	N
Dual Unit IGCC	1,200	8,700	\$3,784	\$51.39	\$7.22	Y
Single Unit IGCC with CCS	520	10,700	\$6,599	\$72.83	\$8.45	N
Natural Gas						
Conventional CC	620	7,050	\$917	\$13.17	\$3.60	Y
Advanced CC	400	6,430	\$1,023	\$15.37	\$3.27	Y
Advanced CC with CCS	340	7,525	\$2,095	\$31.79	\$6.78	Y
Conventional CT	85	10,850	\$973	\$7.34	\$15.45	Y
Advanced CT	210	9,750	\$676	\$7.04	\$10.37	Y
Fuel Cells	10	9,500	\$7,108	\$0.00	\$43.00	Y
Uranium						
Dual Unit Nuclear	2,234	N/A	\$5,530	\$93.28	\$2.14	Y
Biomass						
Biomass CC	20	12,350	\$8,180	\$356.07	\$17.49	N
Biomass BFB	50	13,500	\$4,114	\$105.63	\$5.26	Y
Wind						
Onshore Wind	100	N/A	\$2,213	\$39.55	\$0.00	Y
Offshore Wind	400	N/A	\$6,230	\$74.00	\$0.00	Y
Solar						
Solar Thermal	100	N/A	\$5,067	\$67.26	\$0.00	Y

Figura 17. Resumen de costes de distintas tecnologías [28].

Se utiliza la calculadora de NREL para obtener el LCOE para plantas termosolares de la bibliografía propuesta por la administración de la energía de los Estados Unidos (EIA), obteniéndose un valor de 223,2 \$/MWh.

4.3.2 Resumen LCOE obtenidos

En este apartado se resumen los LCOEs obtenidos de las distintas fuentes bibliográficas y calculados, agrupándose por las distintas tecnologías de plantas termosolares (resaltados en negrita en las tablas 7 y 8), plantas termosolares de colectores cilindro-parabólicos y plantas de colector central de torre.

Tabla 8. Resumen LCOE para tecnología de Concentración de Torre (calculado a partir de los datos de la Tabla 3).

Fuente	Año	Localización	Tecnología	Almacenamiento	Coste Capital (\$/kW)	Coste O&M fijo (\$/kW*año)	Coste O&M var (c\$/kWh)	LCOE (\$/MWh)
E.E.E.	2013	USA	Torre	No	5500	60		224.5
E.E.E.	2013	USA	Torre	3 horas	8000	60		234
Sunshot	2013	USA	Torre		6010	40-50		125-175
NREL	2010-2015	USA	Torre	6 horas	6300-7040	65-70	3-4	137
IRENA	2011	USA	Torre		6430-10740		3	175-275
Lazard	2015	USA	Torre	10 horas	10000-10300	80-115		119-181
BREE	2012	Australia / Spain	Torre	15 horas	9308	60	1.5	311
BREE	2012	Australia / Spain	Torre	No	5900	70		304
CEC	2015	USA	Torre	No				108-216
CEC	2015	USA	Torre	6 horas				101-219
CEC	2015	USA	Torre	11 horas				83-168

Tabla 9. Resumen LCOE para tecnología de Colectores Cilindro Parabólicos.

Fuente	Año	Localización	Tecnología	Almacenamiento	Coste Capital (\$/kW)	Coste O&M fijo (\$/kW*año)	Coste O&M var (c\$/kWh)	LCOE (\$/MWh)
EPRI	2011	USA	CSP		4050-7550			159-180
EIA	2011	USA	CSP		5067	67		223,2
IEA	2015	-	CSP	No	2000-4000			146-213
Bloomberg	2013	-	CSP	No	4080-6120	64-68		190
Bloomberg	2013	-	CSP	6 horas	6000-8660	70-117		130-140
FISE	2013	Germany	CSP	8 horas		-	-	140-195
BREE	2012	Australia / Spain	CSP	7 horas				339
BREE	2012	Australia / Spain	CSP	No				347
CEC	2015	USA	CSP	No				125-265
CEC	2015	USA	CSP	Sí				99-215

4.4 Previsión de costes de plantas termosolares

La energía eléctrica proveniente de las plantas termosolares, existiendo plantas comerciales desde hace más de 20 años, está actualmente en una fase de crecimiento y de consolidación de la tecnología usada. En la Figura 36 se puede observar un escueto esquema, en el que se puede apreciar que durante la de década de los años ochenta se empezó a implementar esta tecnología, ofreciendo plantas de poco tamaño (1 a 80 megavatios) y con un precio de producción del megavatio mayor a 30 céntimos de euro (c€). Posteriormente, desde inicios del nuevo milenio a la actualidad, la tecnología de captación termosolar se ha consolidado y mejorado, comercializándose las nuevas mejoras obtenidas. Con plantas de 100 a 250 megavatios, y con un precio de 10 a 18 céntimos de euro. Este crecimiento se ha conseguido gracias a características como las que se muestran a continuación:

- Producción predecible y segura
- Capacidad de envío de energía y almacenamiento con un alto potencial de mejora
- Bajo coste de inversión frente a otras energías renovables

Se prevé que este crecimiento conseguido siga en el futuro, consiguiéndose plantas de mayor tamaño (mayor a 250 megavatios), y con un precio de producción algo mayor a 10 céntimos de euro. Ayudando a este crecimiento las economías de escala, aumentando el tamaño de las plantas y reduciendo el coste capital (CAPEX) por megavatio instalado hasta un 30% [35]. Sumándole a esto, las implantaciones de las nuevas tecnologías, y obteniendo una mayor eficiencia, se puede reducir el precio hasta un 50% en un futuro no muy lejano, tal y como se puede observar en la Figura 18.

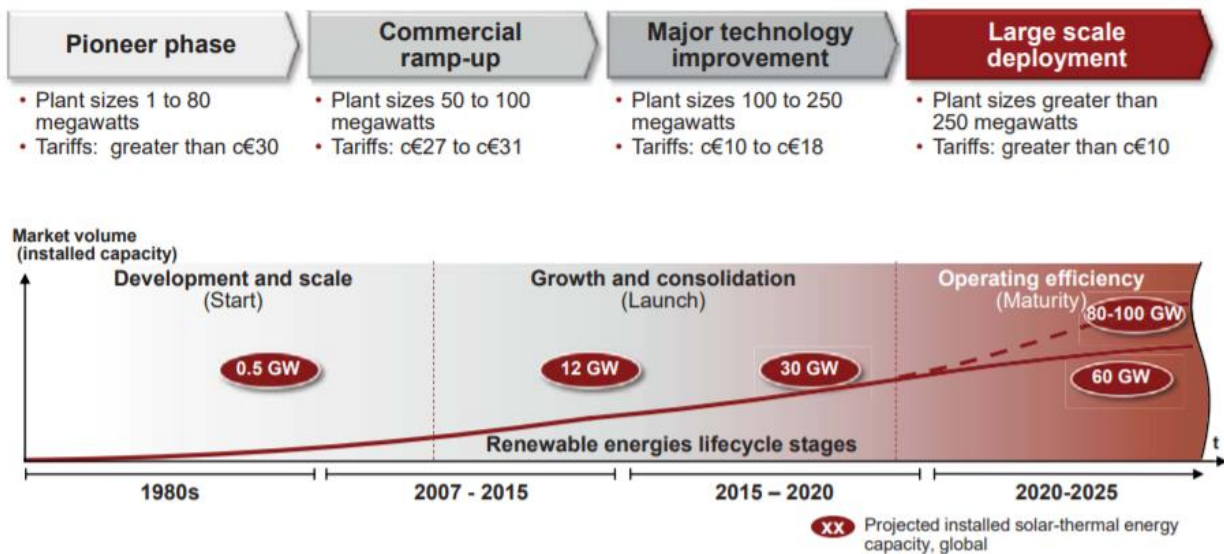


Figura 18. Fases de crecimiento de las tecnologías de captación termosolar [35].

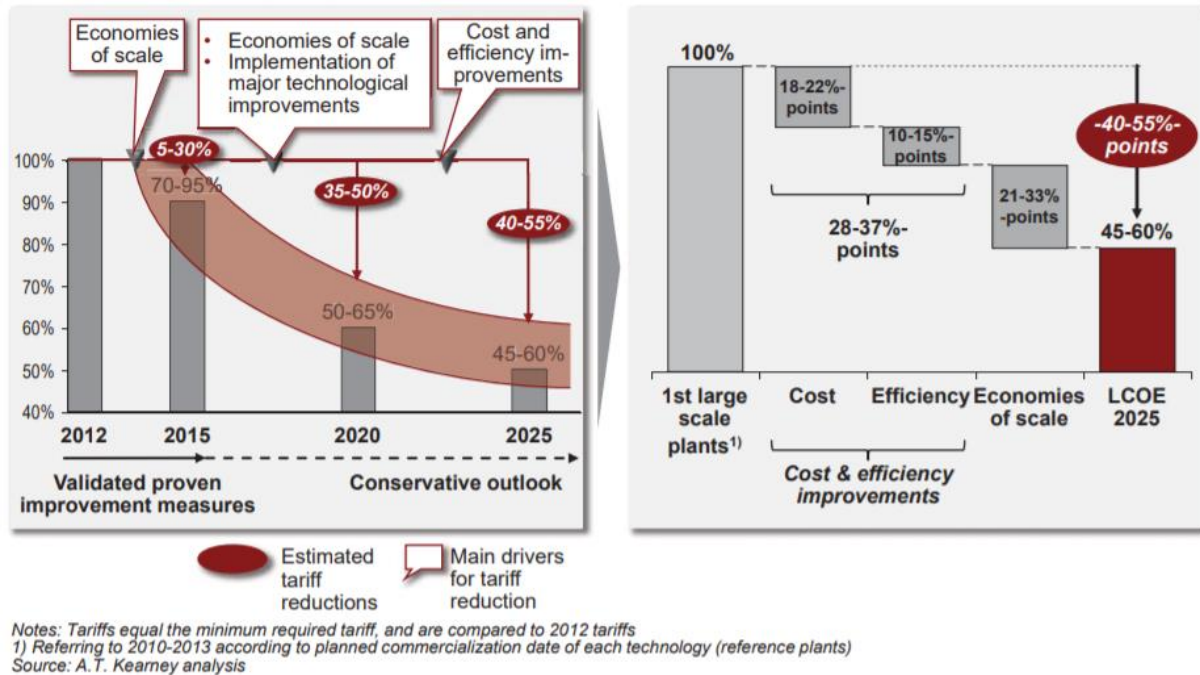


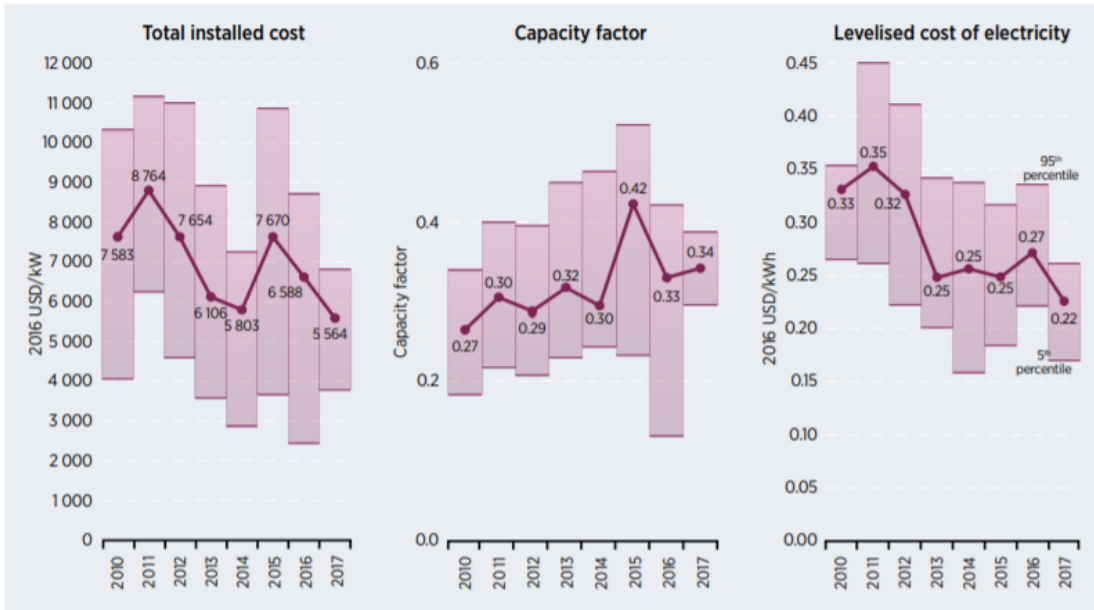
Figura 19. Perspectiva de futuro de precios de las tecnologías termosolar [35].

Con estas previsiones se puede pronosticar que el LCOE de las tecnologías termosolares se va a reducir hasta en un 50 % de lo que está actualmente. Previsiones que ya hicieron la IEA (*International Energy Agency*) [30], FISE (*Fraunhofer Institute for Solar Energy*) [34] y *Bureau of Resources and Energy Economics* (BREE) [32], donde calcularon el LCOE para el año de su estudio, y para el año 2050. Disminuyendo este en más de un 50%, tal y como se muestra en la siguiente tabla resumen.

Tabla 10. Previsión de LCOE futuro

Fuente	Actual		Futuro	
	Año	LCOE (\$/MWh)	Año	LCOE (\$/MWh)
IEA	2015	146-213	2050	64-94
FISE	2013	140-195	2030	90-115
BREE (CCP)	2012	339	2050	213
BREE (Torre)	2012	311	2050	193

Analizando un informe más reciente, realizado por la Agencia Internacional de la Energía Renovable (*International Renewable Energy Agency*, IRENA) en el año 2018 [36], se confirma que los precios de instalación (coste capital) de las plantas termosolares tienen una tendencia a bajar, dándose el mismo comportamiento con el LCOE. Tal y como se puede observar en las siguientes figuras:



Source: IRENA Renewable Cost Database.

Figura 20. Ponderado medio global de costes de intalación, factor de capacidad y LCOE para CSP, 2010-2017 [36]

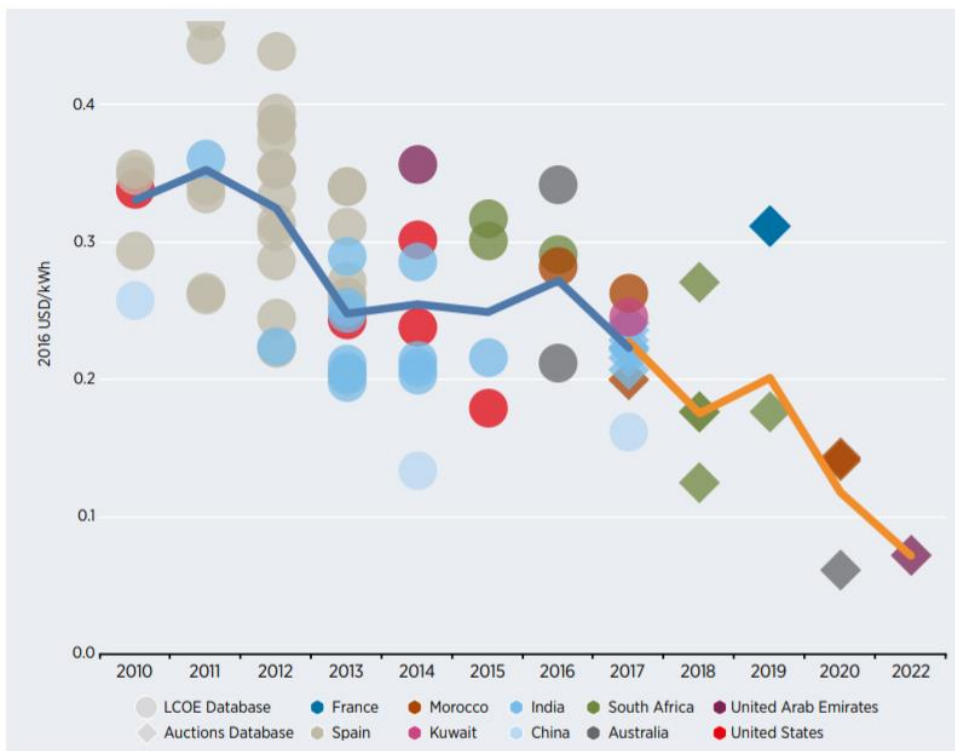


Figura 21. LCOE medio con proyectos en distintos países de 2010 a 2022 [36]

4.5 Conclusiones de costes

Tras realizar una comparación de las distintas tecnologías existentes y de los distintos métodos de evaluación disponibles, se utiliza el método LCOE. Dependiendo de la bibliografía consultada, han utilizado distintos valores para calcular el LCOE o distintos métodos, con un mayor o menor grado de exactitud dependiendo del nivel de información disponible.

Los costes de las plantas termosolares, se suelen obtener a partir de ratios que relacionan el coste capital inicial de la planta y los megavatios de producción, €/MW. Siendo estos valores generales, ya que no tienen en cuenta otros aspectos importantes en la estimación económicas de los proyectos. Tómese como ejemplo la ubicación definitiva de la planta, o un horizonte temporal de la realización del proyecto.

La previsión del precio de las tecnologías de las plantas termosolares es incierto, ya que no sé puede saber con un elevado grado de acierto como se va a comportar estos precios. Pero sí con estas previsiones, la tendencia que va a tener en un futuro no muy lejano es que va a tener una tendencia a bajar el precio de las instalaciones. Aumentando así, la competitividad en la producción de la energía.

5 MODELO DE PLANTAS TERMOSOLARES

Como se comenta al inicio del presente proyecto, se tiene como objetivo la continuación y mejora del Trabajo Fin de Grado (TFG) “Desarrollo de un modelo para el análisis de sistemas de plantas solares termoeléctricas de colectores cilindro-parabólicos: Aplicación a España” realizado por Daniel Peñalver Pichaco (Grado en Ingeniería Química de la Universidad de Sevilla, curso 2017/18). Para ello se utilizan los softwares *Microsoft Excel*® y *Visual Basics for Applications*® (VBA).

El modelo matemático creado es capaz de representar el comportamiento de plantas termosolares de distintas tecnologías de captación termosolar de una forma aproximada a la real.

En la siguiente figura se muestra un ejemplo de la pantalla Excel donde se introducen los datos de entradas (inputs y restricciones) para que el modelo pueda compilar. Contando como dato de entrada la radiación global de las zonas a evaluar y doce restricciones:

- Tipo de tecnología de la planta termosolar
- Número de plantas termosolares de cada tipo (porcentaje de cada tipo de planta)
- Potencia nominal de cada planta (P_{nom})
- Horas nominales de almacenamiento (H_{nom})
- Zona de cada planta (Desde la zona 1 a 6)
- Dato del ratio que corresponde cada planta relacionado con la zona
- Número totales de ratios
- Tiempo de simulación en formato de horas (Años, meses, semanas)
- Factor de potencia mínima de invierno (f_{mi})
- Factor de potencia mínima de verano (f_{mv})
- Años de funcionamiento de la planta
- Tasa de descuento (%)

Tecnología	Potencia nominal (MW)	Almacenamiento (h)	Zona	Datos						
CCP	50	12	1	1						
TORRE	50	12	1	1						
TORRE	50	12	2	2						
TORRE	50	12	1	1						
CCP	50	12	3	1						
CCP	50	12	1	1	% CCP	plantas CCP	Total (MW)	Total (MWh)	zonas	ratios
CCP	50	12	1	1	61,57%	431	21550	258600	6	2
CCP	50	12	1	1	% Torre	plantas Torre	Total (MW)	Total (MWh)		
CCP	50	12	1	1	38,43%	269	13450			
CCP	50	12	3	1		700				
TORRE	50	12	1	1	Año	Año bisiesto	Semanas	Días	Horas totales	
CCP	50	12	2	2	1	0	52,1	365	8760	
CCP	50	12	1	1						
CCP	50	12	4	1						
TORRE	50	12	4	1	DNimin	DNimax	Tasa de descuento	Años de funcionamiento		
CCP	50	12	6	2	132	850	3,00%	20		
CCP	50	12	1	1						
TORRE	50	12	6	2						
CCP	50	12	5	2	fm invierno	fm verano				
CCP	50	12	1	1	0,5	0,8				
CCP	50	12	1	1						

Figura 22. Ejemplo de pantalla Excel donde se introducen los datos de entrada.

5.1 Modelado de otras tecnologías de plantas termosolares

En el anterior trabajo sólo se modela para plantas termosolares con tecnología de Colectores cilindro-parabólicos, sin discriminar que en España se utilizan otras tecnologías. En la Tabla 1 se puede apreciar que, de las 50 plantas instaladas, 45 plantas utilizan tecnología de colectores cilindro-parabólicos. El resto, son de tecnologías de concentración de torre (3 unidades) y Fresnel (2 unidades).

5.1.1 Tecnología de colector central de Torre

La potencia de las plantas de tecnología centrales de torres depende principalmente del número de heliostatos que se tiene alrededor de la torre, ya que con estos se calcula la potencia máxima incidente sobre el receptor solar situado en la parte superior de la torre. El número de heliostatos depende principalmente de los siguientes factores:

- Potencia nominal de la planta termosolar
- Localización de la planta termosolar
- Características de los heliostatos a instalar (Ancho, alto, área, ratio de área refractiva total frente a área útil, etc.) [37]
- Altura de la torre
- Disposición de los heliostatos.

Para maximizar el rendimiento del campo solar habría que realizar una optimización de los parámetros anteriormente nombrados para así obtener la máxima producción de energía térmica.

Tras realizar varias simulaciones con el software SAM (System Advisor Model) de NREL, se obtienen dos correlaciones que relacionan la radiación directa recibida (DNI) y la potencia eléctrica generada. Se toma para ello dos escenarios para plantas de 50 MW_e , con una DNI de diseño de 850 W/m^2 , y rendimiento de ciclo (η_{ciclo}) igual a 0.4112. En la siguiente figura se muestra una captura de pantalla de la interfaz de SAM.

The screenshot shows the SAM interface with the following parameters:

Category	Parameter	Value	Unit
Heliostat Field	Design point DNI	950	W/m ²
	Solar multiple	2.4	
	Receiver thermal power	670	MWt
Tower and Receiver	HTF hot temperature	574	°C
	HTF cold temperature	290	°C
Thermal Storage	Full load hours of storage	10	hours
	Solar field hours of storage	4,1667	hours
Power Cycle	Design turbine gross output	115	MWe
	Estimated gross to net conversion factor	0.9	
	Estimated net output at design (nameplate)	104	MWe
	Cycle thermal efficiency	0.412	
	Cycle thermal power	279	MWt

The diagram at the bottom illustrates the plant components: Heliostat Field, Tower and Receiver, Thermal Storage, Balance of Plant, and Power Cycle.

Figura 23. Captura de pantalla de System Advisor Model de NREL.

- Escenario 1 con almacenamiento térmico de 0 horas, y múltiplo solar de 1. Al simular en SAM, se obtienen las siguientes características de torre y de campo de heliostatos al optimizar.

Tabla 11. Datos de simulación de torre en SAM con 0 horas de almacenamiento y múltiplo solar igual a 1

Altura Torre (m)	91,93
Altura receptor (m)	9,36
Diámetro receptor (m)	8,2
Área de heliostatos (m^2)	253378,13
Nº de heliostatos	1755

Donde se obtiene la siguiente correlación:

$$W_{alm0} = 7 * 10^{-6} * DNI^2 + 0.0566 * DNI - 3.8677 \quad R = 1 \quad \text{Ec. 5.1}$$

- Escenario 2 con almacenamiento térmico de 15 horas, y múltiplo solar 2.5, eligiéndose estos valores por ser los valores típicos de las plantas termosolares instaladas en España, donde el múltiplo solar suele variar en plantas termosolares de torre desde un valor de 1 a 2.8 en plantas con almacenamiento térmico. Al optimizar en SAM se obtuvieron las siguientes características de torre:

Tabla 12. Datos de simulación de torre en SAM con 15 horas de almacenamiento y múltiplo solar igual a 2,5

Altura Torre (m)	141,626
Altura receptor (m)	13,42
Diámetro receptor (m)	13,62
Área de heliostatos (m^2)	642468,75
Nº de heliostatos	4450

$$W_{alm15} = 2 * 10^{-5} * DNI^2 + 0.139 * DNI - 9.6692 \quad R = 1 \quad \text{Ec. 5.2}$$

En la siguiente gráfica se puede observar, que la potencia eléctrica tiene un comportamiento prácticamente lineal respecto a la DNI. También se puede ver que en el segundo escenario se alcanza una mayor potencia, 130 MWe de máximo versus a 51.84 MWe en el primer escenario. Debido a la cesión de energía que se realiza en la planta para el almacenamiento térmico con un múltiplo solar de 2.5.

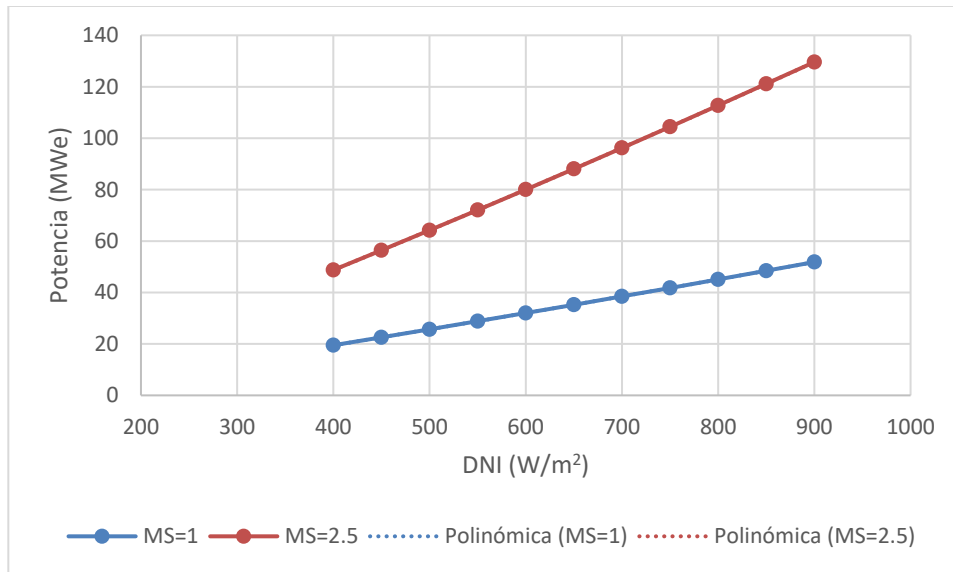


Figura 24. Relación de potencia real producida y DNI en tecnología de Torre.

No se puede establecer una relación directa entre el múltiplo solar y las horas de almacenamiento ya que depende del volumen de los tanques de almacenamiento y de la curva de distribución de la DNI incidente para encontrar un óptimo económico de las horas de almacenamiento, múltiplo solar y curtailment. Así que, para poder definir completamente la relación de DNI y almacenamiento, se calcula mediante NREL la variación de heliostatos necesarios para alcanzar la potencia máxima (50MWe) a partir de la DNI. Para saber cuántos heliostatos están dedicados a almacenamiento y cuantos a producción de energía. En la siguiente figura se puede observar la relación de DNI y número de heliostatos. De esta forma dependiendo de la DNI incidente el múltiplo solar va variando con el número de heliostatos dedicados a almacenamiento y dedicados a producción de energía.

$$N^{\circ} \text{ de heliostatos} = 4 * 10^6 * DNI^{-1.149} \quad R = 0.9998 \quad \text{Ec. 5.3}$$

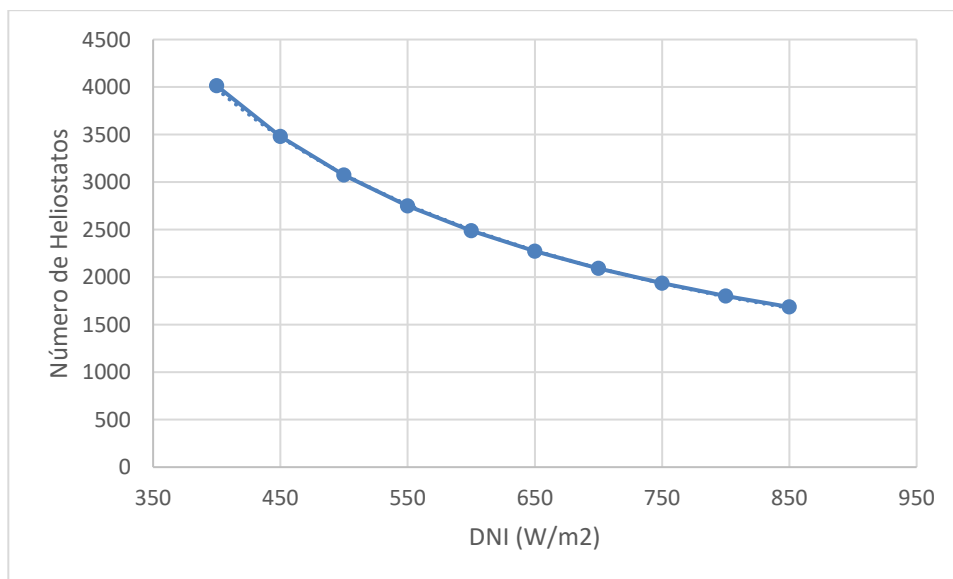


Figura 25. Variación de heliostatos necesarios según la DNI incidente en tecnología de Torre

5.1.2 Tecnología Fresnel

Las plantas de tecnología Fresnel tienen un funcionamiento similar a las plantas de colectores cilindro-parabólicos, puesto que concentran a radiación solar a lo largo de un tubo absorbedor situado en altura [38]. Como se comenta en el apartado de introducción, estas plantas se caracterizan por su simplicidad y bajo coste, ya que usan espejos con vidrios planos y vapor como fluido caloportador en lugar de aceite térmico (HTF).

Para el presente proyecto solo se realizará simulaciones para tecnologías de captación central de torre y colectores cilindroparabólicos, ya que son las tecnologías más usadas en España y a nivel global.

5.2 Relación del curtailment y almacenamiento

La definición del curtailment puede tener distintos significados según su aplicación, tomando una definición literal del significado sin ninguna aplicación, se entiende como curtailment la acción de reducir o limitar algo, o pararlo antes de que acabe (*the action of reducing or limiting something, or of stopping something before it is finished*) Según The Cambridge Dictionary. [39]

Esta definición aplicada a energía renovables se puede entender como una reducción de producción de energía a la salida del generador, que podría ser utilizada y no lo es. Caso que ocurre en días que hay demasiado sol o demasiado viento, y no se puede transformar toda la energía en energía eléctrica. Es la cantidad de energía que se produce de más y que la demanda no puede tomar, tal y como se muestra en la siguiente ecuación:

$$E_{curtailment}(MWh) = Producción\ real_i (MWh) - Demanda_i (MWh) \quad Ec. 5.4$$

El curtailment puede producirse cuando los operadores o las empresas de servicios públicos ordenan que se minimice la producción debido a una cogestión en el sistema de red eléctrica, y así obtener una producción óptima de los recursos. También puede ocurrir por un exceso de producción en periodos de baja carga, haciendo que los generadores funcionen a mínima potencia. El uso del curtailment es debido principalmente a una cuestión económica y por otra parte debido a la operación y mantenimiento [40].

En el Anexo 2 se muestra el diagrama de flujo realizado para poder aprovechar el Curtailment en el código de VBA, con las horas de almacenamiento.

Se ha decidido que cuando hay varios tipos de tecnologías, el almacenamiento es conjunto para poder hacer frente al déficit del gas natural cuando la demanda es superior a la producción. Se ha tomado la simplificación que primero se “llena” el almacén de CCP y luego el almacén de plantas de Torre. Todo esto se puede observar en el diagrama de flujo del Anexo 2.

El curtailment sin embargo es la suma de la producción de CCP más la producción de torre menos la demanda que se da en ese instante, tal y como se puede observar en la ecuación 5.5. Cuando hay curtailment y el almacenamiento no está completo, se da la situación que el curtailment real toma el valor de cero, ya que esa energía sobrante se invierte en aumentar el almacenamiento.

$$E_{curtailment}(MWh) = Producción\ CCP_i (MWh) + Producción\ Torre_i (MWh) - Demanda_i (MWh) \quad Ec. 5.5$$

5.3 Estudio económico plantas termosolares

En este apartado se adapta lo realizado en el apartado 4 de costes al código de VBA. Tal y como se comenta en el apartado 4, se toma la fórmula del LCOE para calcular la rentabilidad de cada simulación con un distinto número de plantas, tecnologías y horas de almacenamiento. Para ello se usa la siguiente fórmula [18], sobre el LCOE:

$$LCOE = \frac{\sum_{t=1}^n \frac{I_t + M_t + F_t}{(1+r)^t}}{\sum_{t=1}^n \frac{E_t}{(1+r)^t}} \quad \text{Ec.5.6}$$

Donde:

- I_t es la inversión anual, \$
- M_t son los costes de operación y Mantenimiento, \$
- F_t son los costes por combustibles, \$
- E_t es la energía generada, MWh
- r es la tasa de descuento, adimensional
- n la duración total del proyecto

Como se indica en el apartado 4, se supone que los años de funcionamiento de la planta va a ser de 20 años, que la tasa de descuento va a tomar un valor del 10%, El ratio de calor (heat rate) toma el valor de 0 para plantas de energía renovables [31].

La inversión anual va a depender del número de plantas total que se obtenga en la simulación, al igual que del número de plantas de cada tipo que haya. Está inversión inicial va a depender directamente de las horas de almacenamiento, ya que dependiendo de estas se tiene un número mayor o menor de lazos, o de heliostatos en el caso de tecnología de captación por Torre.

Con la bibliografía recogida en el apartado 4 ([20] [22] [26] [32]), se realizan las siguientes gráficas para obtener una ecuación que relacione la inversión inicial y las horas de almacenamiento para cada tipo de tecnología.

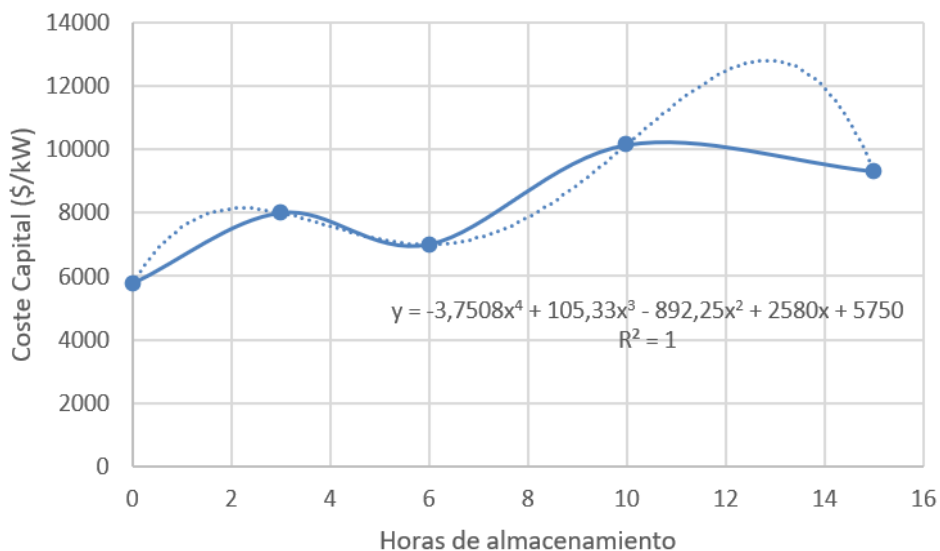


Figura 26. Inversión inicial en función del almacenamiento para tecnología de Torre.

Debido al extraño comportamiento de la curva graficada según las referencias del LCOE de torre, se decide realizar una gráfica para obtener una nueva función. Donde el problema se debe principalmente a que las distintas referencias son de distintos años y distintas fuentes, pudiendo ser calculadas con distintos métodos de cálculo y distintas suposiciones.

Se va a suponer un comportamiento lineal con los datos obtenidos de la consulta bibliográfica realizada a E.E.E

[20] , ya que a un mayor número de horas de almacenamiento se asumen mayores valores del múltiplo solar para un uso óptimo del sistema del almacenamiento. Lo que implica también una mayor área de reflexión y una torre de mayor altura y un receptor de mayor diámetro, todo esto sumándole los costos de los tanques de almacenamiento y tanques de sales fundidas.

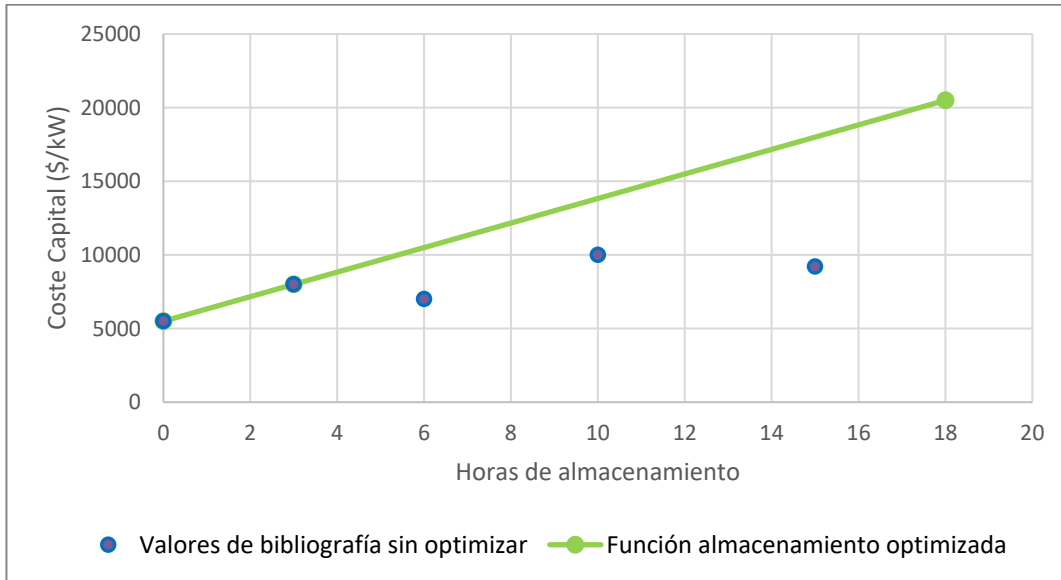


Figura 27. Inversión inicial en función del almacenamiento para tecnología de Torre optimizada ([20] [22] [26] [32])

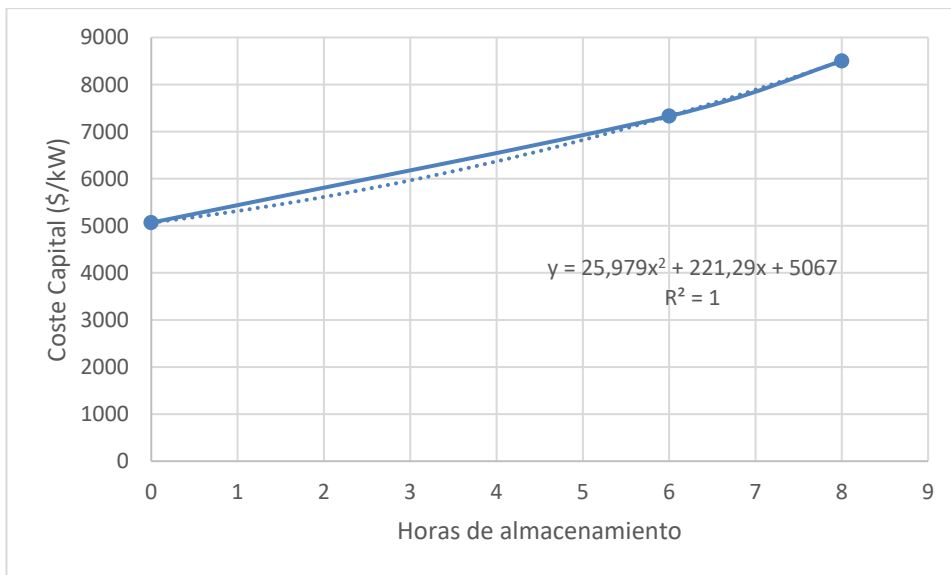


Figura 28. Inversión inicial en función del almacenamiento para tecnología CCP.

Con las Figuras 23 y 24 se obtienen las siguientes ecuaciones:

$$I_{torre}(\$) = (833.33 * h_{alm} + 5500) * Potencia instalada \tag{Ec.5.7}$$

$$I_{CCP}(\$) = (25,979 * (h_{alm})^2 + 221.29 * h_{alm} + 5067) * Potencia instalada \tag{Ec.5.8}$$

$$I_T(\$) = (N^o_{plantasTorre} * I_{torre} + N^o_{plantasCCP} * I_{CCP}) \tag{Ec.5.9}$$

Los costes de operación y mantenimiento se obtienen de la bibliografía de NREL, donde se diferencia para el caso de tecnología CCP o torre [22], proponiendo un factor de 66 \$/kW al año para ambas tecnologías, sin embargo, muestra una diferencia en los costes variables por generación (que se añaden a los primeros), teniendo un factor de 3.5 \$/kWh para tecnología de torre y 4 \$/kWh para CCP. Con toda esta información se obtiene la siguiente ecuación:

$$M_t(\$) = (N_{plantas}^o * 66) * 50000 + 3,5 * Producción_{torre} + 4 * Producción_{CCP} \quad \text{Ec.5.10}$$

Como coste por combustible se tiene el gasto de gas natural que se utiliza como energía de *back-up* para poder alcanzar la demanda exigida cuando las plantas termosolares no son capaces de alcanzar dicha demanda. Pero se decide eliminar este elemento del cálculo del LCOE, a causa de que el porcentaje de Gas Natural en los distintos escenarios es muy elevado, siendo el coste obtenido bastante cuantioso. Para obtener un correcto LCOE habría que calcular el coste que tiene el producir el gas natural para así poder abastecer a las plantas termosolares, quedando afuera de los límites del trabajo.

6 RESULTADOS OBTENIDOS

En este apartado se muestran los resultados obtenidos tras realizar las distintas simulaciones. Finalmente se opta por simular sobredimensionar la capacidad eléctrica instalada un 30% superior al pico máximo de la demanda a cubrir, siendo esta capacidad instalada de 35078 *MWe* (siendo la máxima demanda de 26983 *MWe*). Se decide este valor, ya que presenta unos resultados de porcentaje de gas natural aproximados al 15 % de la energía total producida, valor máximo establecido por ley en España para plantas de concentración solar [41]. Con este sobredimensionamiento, se obtiene también un mayor curtailment pudiéndose estudiar con una mayor eficacia, la nueva parte del modelo que relaciona el curtailment con el almacén y las horas de almacenamiento. Disminuyendo así el porcentaje de gas natural que se necesita para poder alcanzar la demanda establecida.

Las plantas de colectores Cilindroparabólicos (CCP) y de Torre diseñadas para la simulación tienen la misma potencia instalada de 50MWe, por lo que se necesitan un total de 702 plantas para cubrir la capacidad instalada anteriormente indicada. El reparto de las plantas por las distintas zonas anteriormente indicadas es la misma distribución que se da actualmente en España proporcionalmente para 702 plantas en lugar de 50. Obteniéndose la siguiente distribución por zonas:

- Zona 1: 10900 *MWe* equivalentes a un total de 218 plantas termosolares.
- Zona 2: 6950 *MWe* equivalentes a un total de 139 plantas termosolares.
- Zona 3: 13100 *MWe* equivalentes a un total de 262 plantas termosolares.
- Zona 4: 2450 *MWe* equivalentes a un total de 49 plantas termosolares.
- Zona 5: 1300 *MWe* equivalentes a un total de 26 plantas termosolares.
- Zona 6: 400 *MWe* equivalentes a un total de 8 plantas termosolares.

Como objetivo final del trabajo se quiere realizar un “mapa” de LCOEs para las distintas tecnologías y para los distintos almacenamientos. Diferenciando entre un rango de plantas de tecnología cilindro parabólica a tecnología de captación por Torre, variando el porcentaje de cada tipo de planta desde el 100 % de plantas CCP y 0% plantas de torre a 0 % de plantas CCP y 100% plantas de torre.

6.1 Relación de Gas Natural y Curtailment

En este apartado se muestran los resultados obtenidos al estudiar el comportamiento del gas natural y del curtailment variando el porcentaje de tecnología y las horas de almacenamiento desde 0 horas a 18 horas, con un intervalo 3 horas. Valor de 18 horas justificado porque a partir de estas horas de almacenamiento las gráficas tienden a un valor constante de curtailment y el gas natural. En los siguientes subapartados se muestran las gráficas de los 5 casos establecidos para la simulación.

6.1.1 Caso 1. 100 % tecnología CCP, 0 % tecnología de Torre

El caso 1 se simula con 702 plantas de tecnología termosolar cilindro parabólica y 0 plantas termosolares de concentración por torre, siendo el 100 % de plantas CCP y el 0% de plantas de torre.

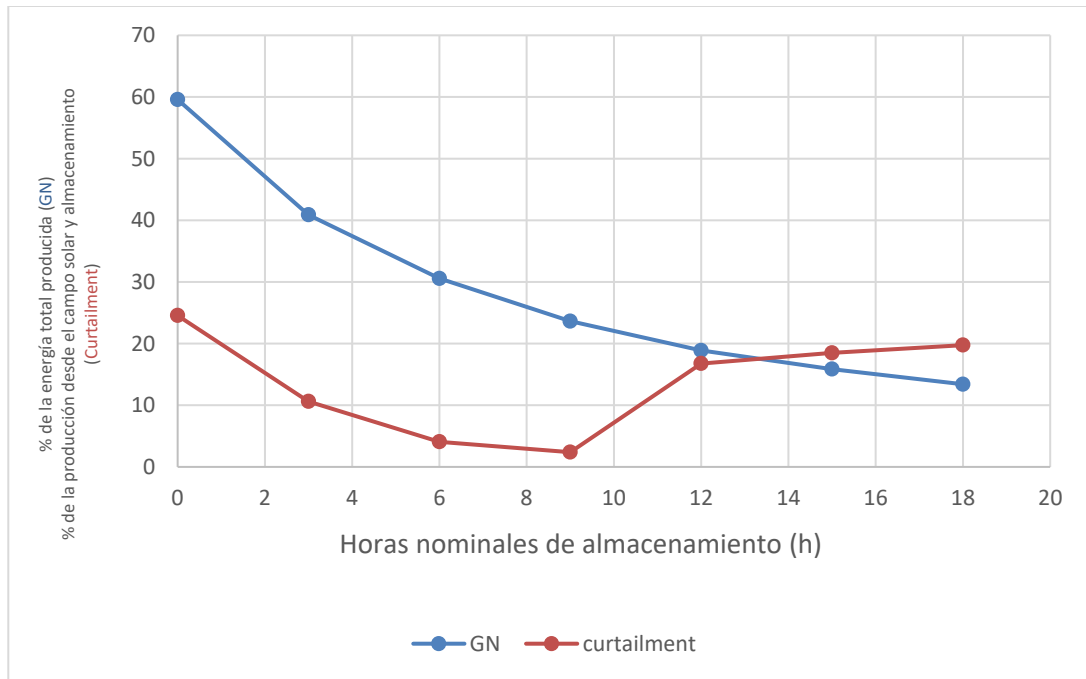


Figura 29. Comportamiento del GN y Curtailment variando las horas de almacenamiento, caso 1

6.1.2 Caso 2. 75 % tecnología CCP, 25 % tecnología de Torre

El caso 2 se simula con 526 plantas de tecnología termosolar cilindro parabólica y 176 plantas termosolares de concentración por torre, siendo el 75 % de plantas CCP y el 25% de plantas de torre.

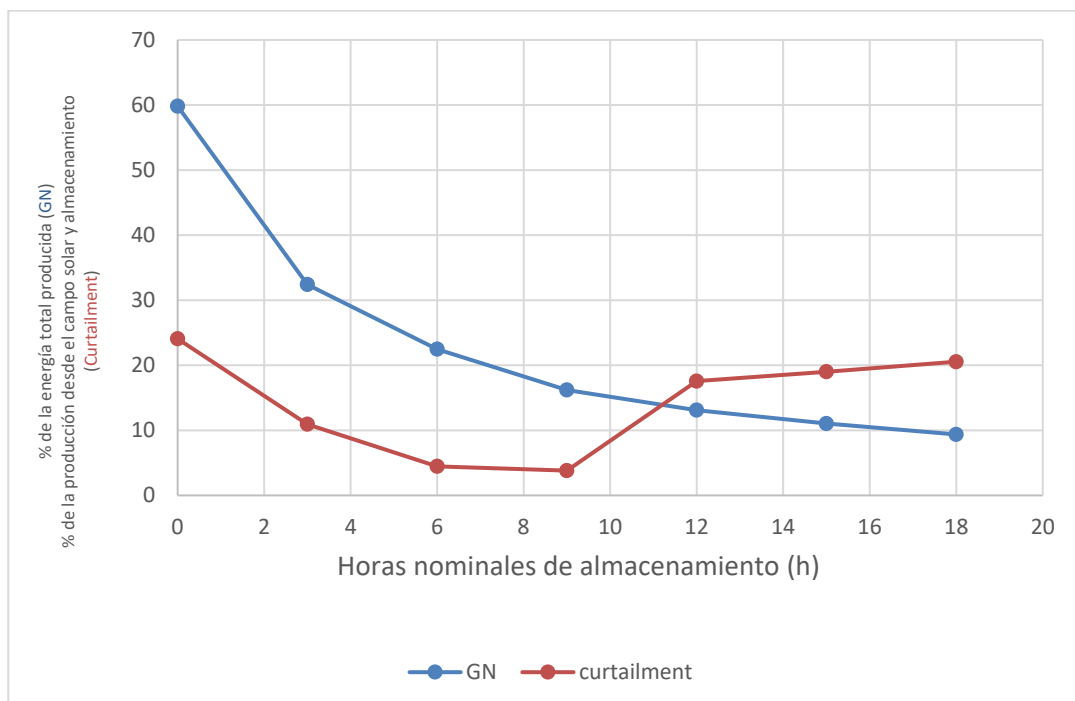


Figura 30. Comportamiento del GN y Curtailment variando las horas de almacenamiento, caso 2

6.1.3 Caso 3. 50 % tecnología CCP, 50 % tecnología de Torre

El caso 3 se simula con 301 plantas de tecnología termosolar cilindro parabólica y 301 plantas termosolares de concentración por torre, siendo el 50 % de plantas CCP y el 50 % de plantas de torre.

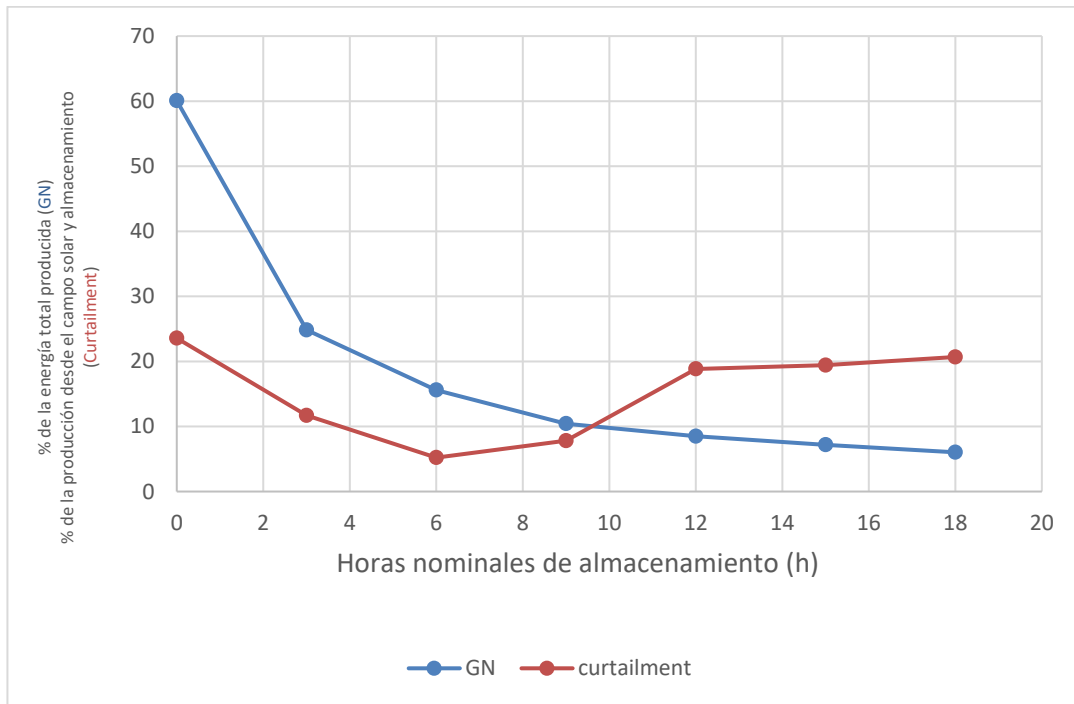


Figura 31. Comportamiento del GN y Curtailment variando las horas de almacenamiento, caso 3

6.1.4 Caso 4. 25 % tecnología CCP, 75 % tecnología de Torre

El caso 5 se simula con 176 plantas de tecnología termosolar cilindro parabólica y 526 plantas termosolares de concentración por torre, siendo el 25 % de plantas CCP y el 75% de plantas de torre.

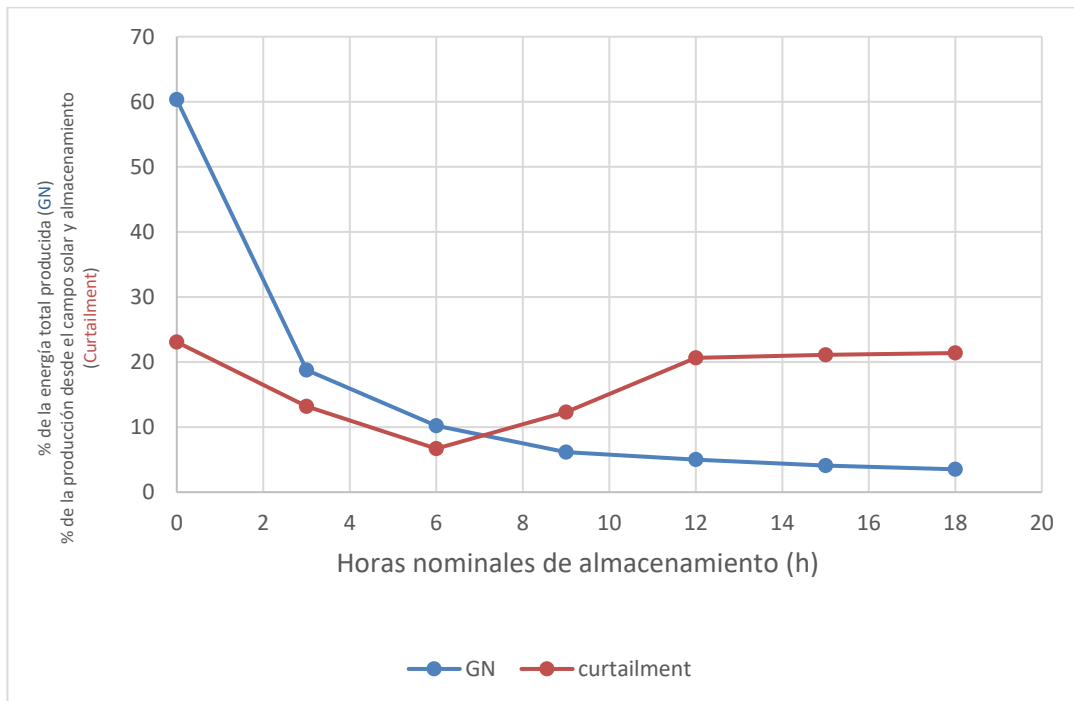


Figura 32. Comportamiento del GN y Curtailment variando las horas de almacenamiento, caso 4

6.1.5 Caso 5. 0 % tecnología CCP, 100 % tecnología de Torre

El caso 5 se simula con 0 plantas de tecnología termosolar cilindro parabólica y 702 plantas termosolares de concentración por torre, siendo el 0 % de plantas CCP y el 100% de plantas de torre.

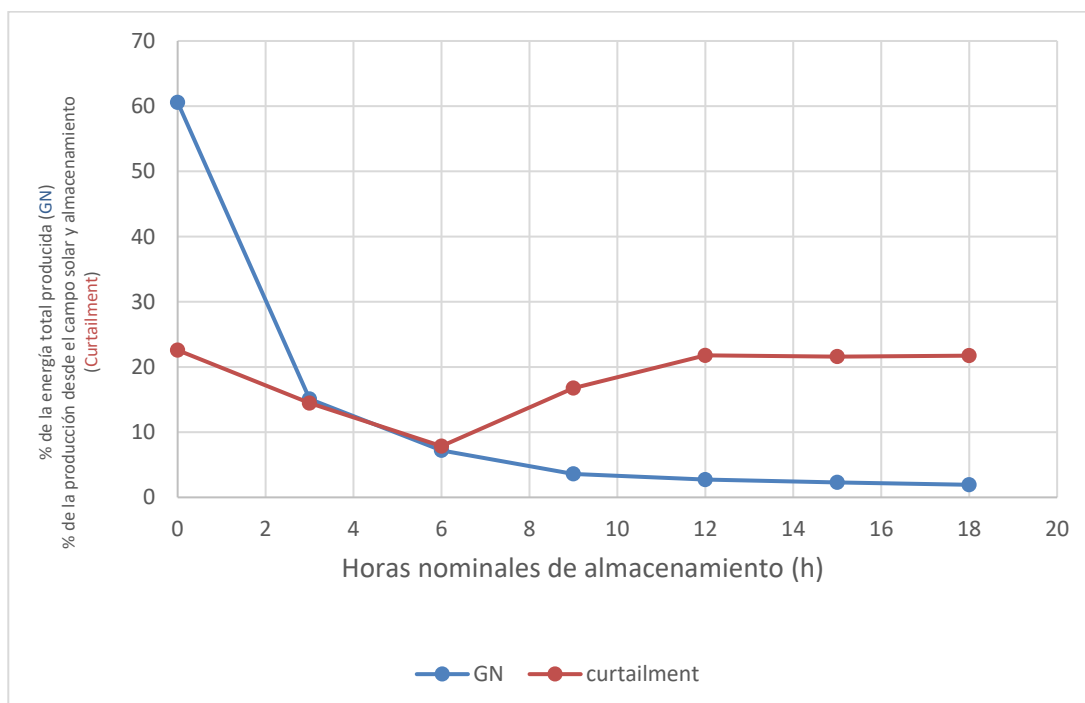


Figura 33. Comportamiento del GN y Curtailment variando las horas de almacenamiento, caso 5

6.1.6 Discusión de los resultados obtenidos

Observando las gráficas de los 5 casos propuestos se puede obtener como conclusiones que:

- Con una capacidad de almacenamiento mayor, es decir, más horas de nominales de almacenamiento se tiene que el consumo de gas natural cada vez es menor en todos los casos.
- El curtailment en todos los casos empieza a disminuyendo, ya que parte de ese curtailment se utiliza para cargar el almacén, hasta un caso en el que el curtailment es mínimo, y empieza a aumentar porque el almacén puede contener más energía y empieza a sobrar más. En el caso de las horas centrales del año cuando se tiene más horas de sol, el almacén tiene tendencia a estar siempre completo, por lo que toda la producción eléctrica realizada pasa a ser curtailment. Este curtailment tiende a estabilizarse en un valor, pero este valor siempre es menor que el curtailment sin horas de almacenamiento, puesto que parte de ese curtailment como se indica con anterioridad se utiliza para cargar los tanques de almacenamiento.
- Se puede observar que con un porcentaje mayor de torre el gas natural es menor, y que el porcentaje de curtailment tiende a los mismos porcentajes en los 5 casos aproximadamente.

6.2 Simulación de costes

En este subapartado se muestran los resultados obtenidos, tras realizar varias simulaciones en VBA con las fórmulas propuestas del LCOE en el apartado de costes. El primer paso es convertir todos los datos obtenidos en unidades de \$/MWh a €/MWh, para ello se acude a la página web del Banco Central Europeo [42], y se utiliza como conversión el valor medio del último año. En la siguiente figura se puede observar el valor que tiene el dólar americano respecto al euro durante el último año, obteniéndose:

$$1 \text{ US\$} = 0.8863 \text{ €}$$

Minimum (27 September 2018): **0.8542** - Maximum (27 September 2019): **0.9145** - Average: **0.8863**

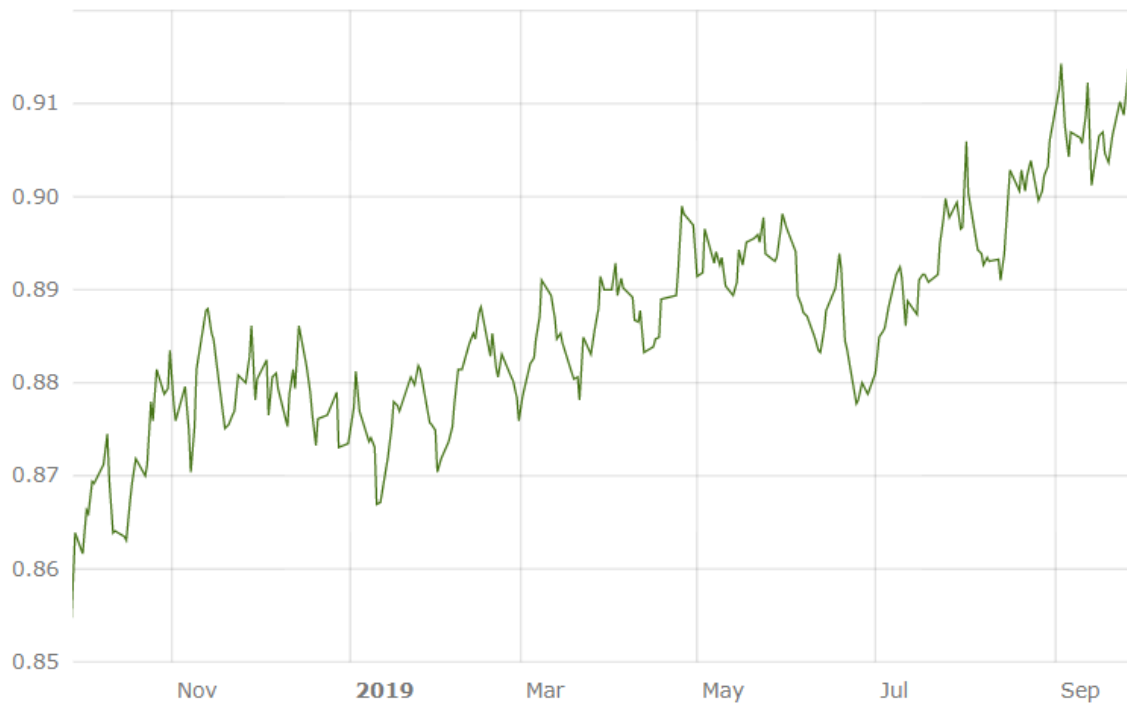


Figura 34. Conversión media \$/€ durante el año 2019 [42]

Se calcula el LCOE para los mismos cinco casos anteriormente propuestos.

6.2.1 LCOE Caso 1. 100 % tecnología CCP, 0 % tecnología de Torre

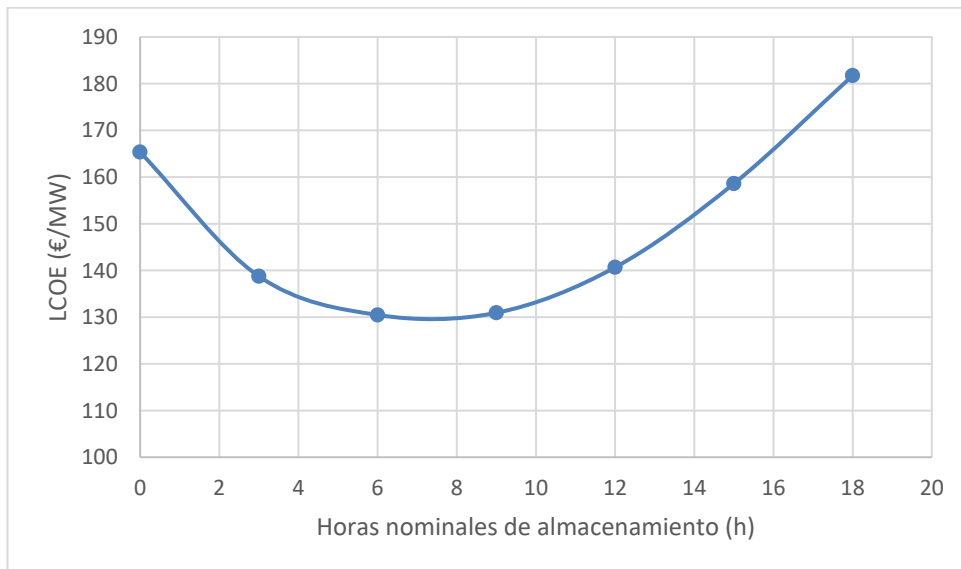


Figura 35. LCOE en €/MWh versus horas nominales de almacenamiento, caso 1.

6.2.2 LCOE Caso 2. 75 % tecnología CCP, 25 % tecnología de Torre

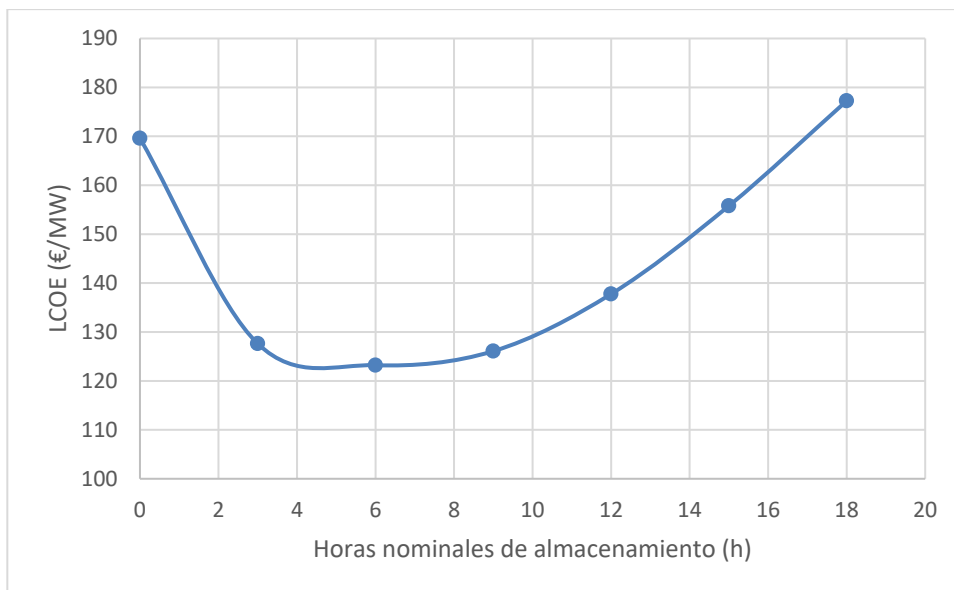


Figura 36. LCOE en €/MWh versus horas nominales de almacenamiento, caso 2.

6.2.3 LCOE Caso 3. 50 % tecnología CCP, 50 % tecnología de Torre

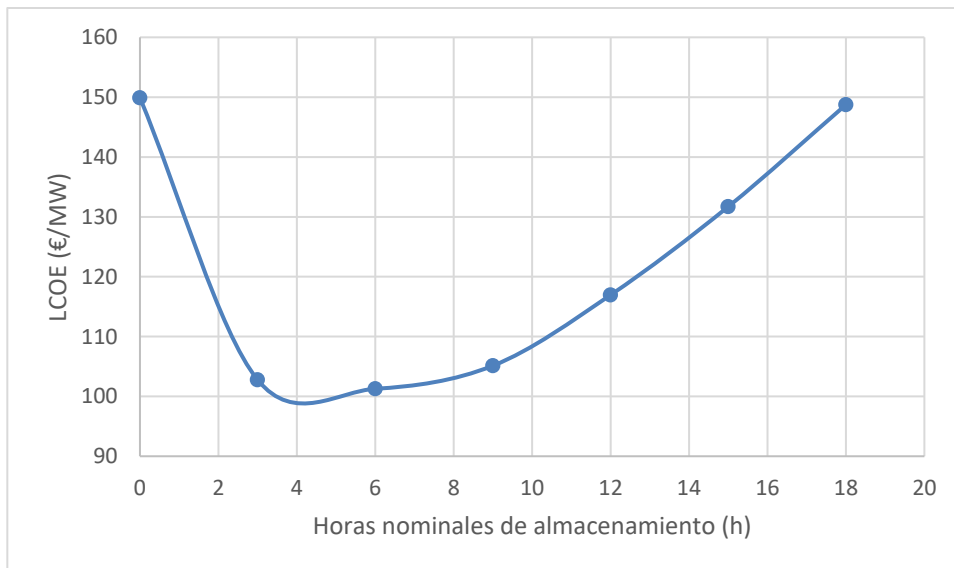


Figura 37. LCOE en €/MWh versus horas nominales de almacenamiento, caso 3.

6.2.4 LCOE Caso 4. 25 % tecnología CCP, 75 % tecnología de Torre

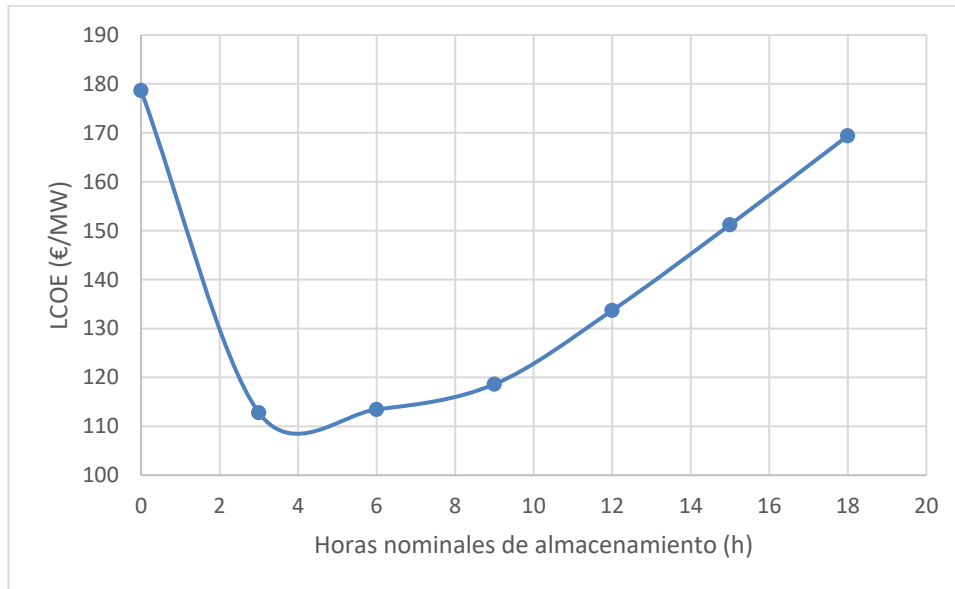


Figura 38. LCOE en €/MWh versus horas nominales de almacenamiento, caso 4.

6.2.5 LCOE Caso 5. 0 % tecnología CCP, 100 % tecnología de Torre

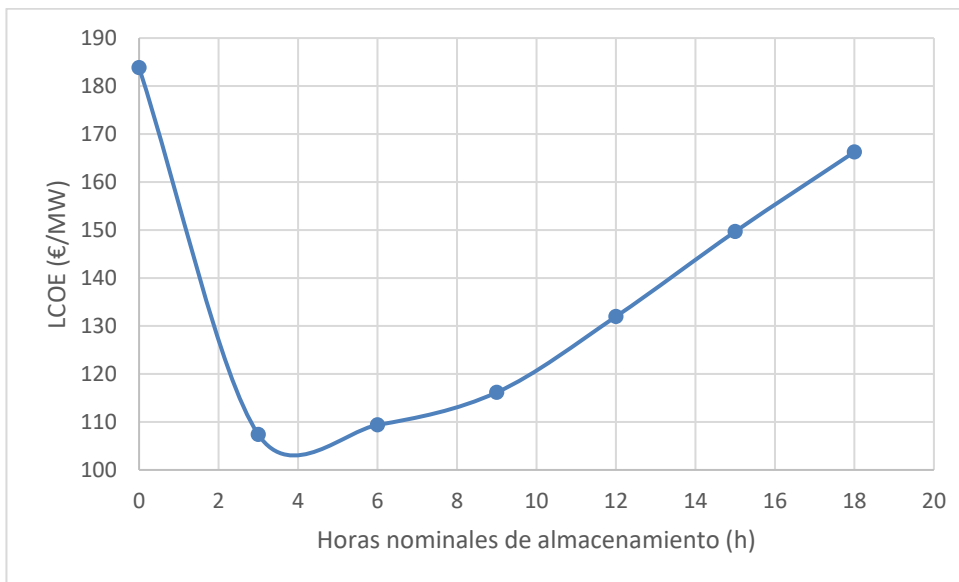


Figura 39. LCOE en €/MWh versus horas nominales de almacenamiento, caso 5.

6.2.6 Optimización del LCOE

A continuación, en la siguiente figura se muestra como varía el LCOE para distintas horas de almacenamiento y para los cinco casos planteados. Observando en las 5 gráficas anteriores que el mínimo de cada caso está entre las 3 y 6 horas de almacenamiento, horas de almacenamiento donde el curtailment obtenido es el menor. El punto óptimo de todos los casos se encuentra en el caso 3 (50% CCP y 50% Torre) con 6 horas de

almacenamiento, logrando un LCOE de 101,27 €/MWh.

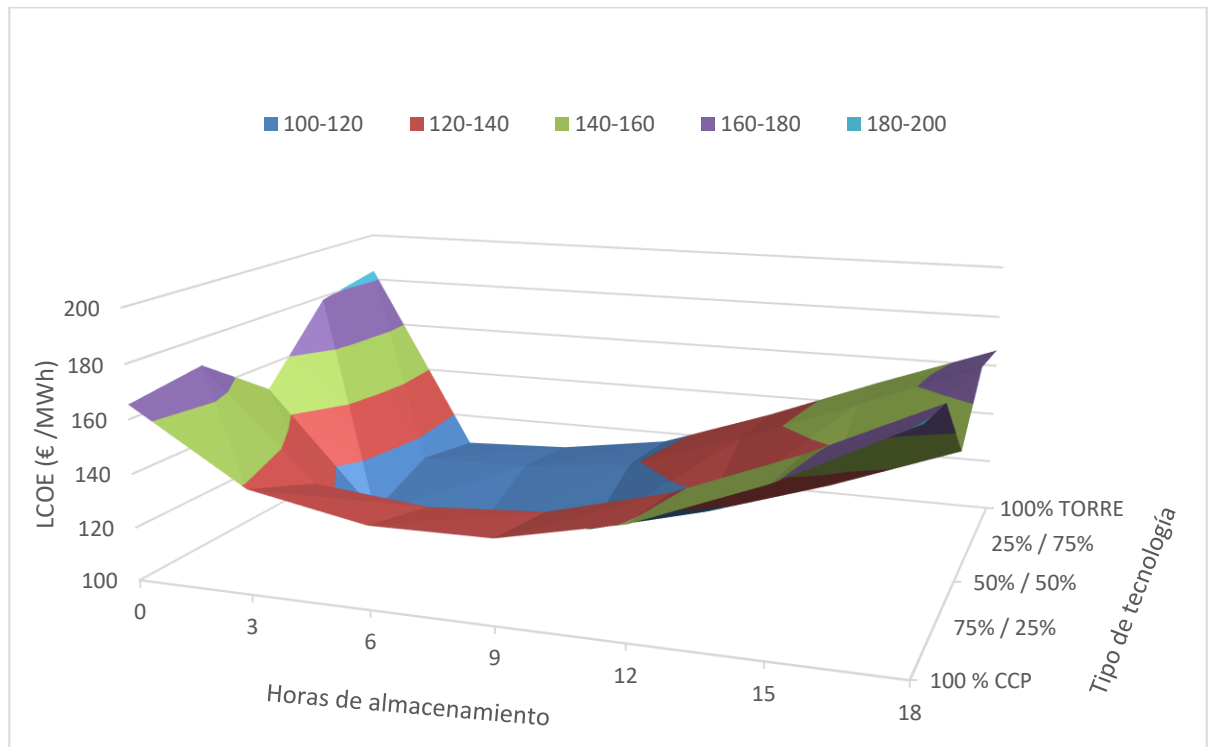


Figura 40. LCOE calculado para todos los casos en €/MWh

Comparando los resultados obtenidos con el valor real de generar electricidad en España, consultado en la página web de la Red Eléctrica Española [43], se puede diferenciar que los valores de LCOE obtenidos mediante las distintas simulaciones tienen un valor superior a los valores reales que se dan al generar la energía en España. Siendo la media de la producción de la energía en el año 2019 es de 49,89 €/MWh.

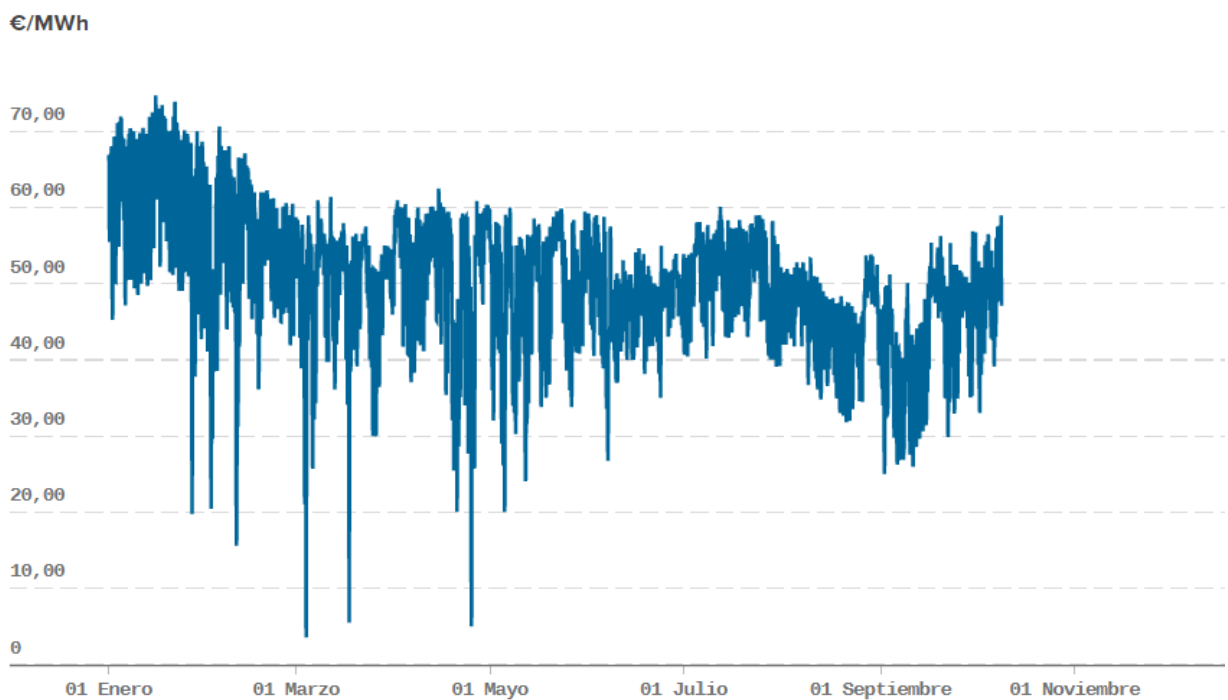


Figura 41. Precio final de producción de energía en España por horas [43].

Como se comentó en el apartado 4.4 de previsión de costes de plantas termosolares, el LCOE tiende a disminuir para las nuevas plantas que se van a construir conforme pasan los años, y no para las plantas que ya se han construido, ya que la inversión ya se ha realizado. Esto es debido a que va surgiendo un avance tecnológico y el rendimiento de producción energía eléctrica es mayor, y el precio de inversión inicial cada vez va a ser menor.

Para el año 2030, hay varios informes y estudios realizados en los que se muestran que el precio de producción de la electricidad disminuirá debido al elevado porcentaje que tomarán las energías renovables según la Comisión de Expertos [44] para la Ley de Transición Energética y Cambio Climático. Tomando la energía termosolar un papel importante, pero principalmente disminuirá debido al poco coste de generación de la solar fotovoltaica. En el informe de Transición del sector eléctrico realizado por Protermosolar [45], se propone otro mix de generación posible, en el que las plantas termosolares tienen un mayor porcentaje, y se eliminan completamente las plantas nucleares y de carbón. En la siguiente figura se puede observar que el precio de generación propuesto para este posible mix energético es de 48,8 €/MWh, en el que el precio de producción de generación de las plantas termosolares es realmente bajo, solo de 55 €/MWh.

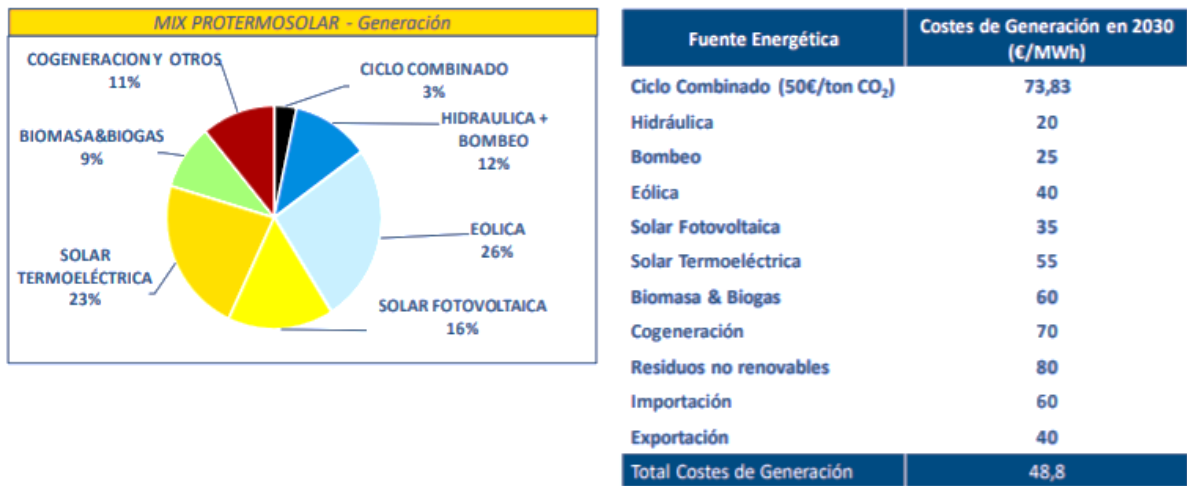


Figura 42. Mix energético propuesto por Protermosolar, y sus costes de Generación en 2030 [45]

Con esto se quiere decir que actualmente no es rentable la instalación de plantas termosolares para poder cubrir la demanda exigida, en comparación con las tecnologías ya instaladas y consolidadas. Hay que mejorar e investigar para poder obtener un costo de inversión menor para plantas termosolares, y que el coste de mantenimiento y operación sea menor, habiendo un menor desgaste en las plantas. Al igual que mejorar en el rendimiento de producción de energía eléctrica y en los sistemas de almacenamiento, para así obtener menos pérdidas para intentar alcanzar el coste de generación hipotético propuesto por Protermosolar para el año 2030.

7 CONCLUSIONES

Como se comenta al inicio del presente proyecto, se tiene como objetivo la continuación y mejora del TFG “Desarrollo de un modelo para el análisis de sistemas de plantas solares termoeléctricas”, se obtienen tres conclusiones:

- Para alcanzar el objetivo del 15% máximo de gas natural que se establece en España para plantas termosolares, se alcanza fácilmente (el porcentaje de gas natural empleado como *backup* es menor) cuando el porcentaje de tecnología de captación por torre es elevado. Mientras que con tecnología CCP se necesitan unas horas de almacenamiento superiores y una mayor inversión inicial para poder alcanzar el 15% máximo del gas natural exigido.
- Respecto al estudio económico realizado para comprobar la rentabilidad de la producción de energía eléctrica a partir de plantas termosolares, se obtiene un óptimo un número con equidad de plantas cilindro parabólicas y de torre, con 6 horas de almacenamiento. Siendo el precio de producción de energía con este óptimo muy superior al precio de generación medio de energía eléctrica en España. Hay que mejorar e investigar para poder obtener un coste de generación menor para plantas termosolares, para que presenten un mayor porcentaje en un futuro mix energético.
- Sería interesante continuar con el modelo creado, mejorando la precisión de los datos que se obtienen, y realizando el modelo cada 15 minutos, no para cada hora como está realizado actualmente. Otra mejora podría ser la capacidad de elegir de donde proviene la energía de *backup*, eligiendo entre el gas natural proporcionado por plantas de ciclo combinado o por plantas de biomasa. Y realizar una comparación para obtener la opción más rentable económicamente y también conservando el medio ambiente, para un mejor desarrollo sostenible.

8 BIBLIOGRAFÍA

- [1] Europa, «<https://ec.europa.eu/energy/en/topics/renewable-energy>,» [En línea].
- [2] E. 1, «https://ec.europa.eu/eurostat/statistics-explained/index.php?title=Renewable_energy_statistics/es,» [En línea].
- [3] E. Energy, «<https://ec.europa.eu/energy/en/topics/energy-strategy-and-energy-union/2030-energy-strategy>,» [En línea].
- [4] Protermosolar, «<https://www.protermosolar.com/>,» [En línea].
- [5] «Tecnología térmica solar cilindro parabólica,» [En línea]. Available: <https://desenchufados.net/tecnologia-termica-solar-cilindro-parabolica/>.
- [6] Estela solar, «<http://www.estelasolar.org/>,» [En línea].
- [7] Torresol Energy, [En línea]. Available: <http://torresolenergy.com/>.
- [8] «Energía Unam,» [En línea]. Available: <https://energiaunam.wordpress.com/2010/03/04/energia-solar-termica-disco-stirling/>.
- [9] Martin Kaltschmitt, Wolfgang Streicher, Andreas Wiese, «Renewable Energy,» de *Technology, Economics and Environment*, Springer.
- [10] MAPAMA, «<http://eportal.mapama.gob.es/websiar/SeleccionParametrosMap.aspx?dst=1>,» [En línea].
- [11] S. J. R. F. R. O. P. & L. J. M. Navas, «Optimal control applied to distributed solar collector fields with partial radiation,» 2018.
- [12] Santiago Garrido, «CENTRALES TERMOSOLARES CCP: Fundamentos técnicos, principales equipos y sistemas,» 2013.
- [13] Fundación energía, [En línea]. Available: <http://www.fundacionenergia.es/>.
- [14] Iglesias Fernández Daniel, «Estudio numérico del flujo de sales fundidas en un receptor central de torre mediante Fluent,» Universidad Carlos III de Madrid. Departamento de Ingeniería Térmica y de Fluidos, 2012.
- [15] «Real Decreto 413/2014, de 6 de junio, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos».
- [16] «Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico».
- [17] Universidad de Chile. Departamento de Ingeniería Eléctrica, [En línea]. Available: <http://hrudnick.sitios.ing.uc.cl/alumno16/abatim/Entrega%20final%20LCOE%20LACE.htm>.

- [18] DOE OFFICE OF INDIAN ENERGY, «Levelized Cost of Energy (LCOE),» U.S. DEPARTMENT OF ENERGY. [En línea].
- [19] M. M. Sánchez, «Evaluación técnico económica de centrales solares de torre con receptores de aire presurizado integrados en turbina de gas». España, Universidad de Sevilla Diciembre 2017.
- [20] «Energy Environmental Economics,» [En línea]. Available: <https://www.ethree.com/>.
- [21] «Sunshot. Office of ENERGY EFFICIENCY AND RENEWABLE ENERGY,» [En línea]. Available: <https://www.energy.gov/eere/solar/sunshot-initiative>.
- [22] NREL, «Levelized Cost of Energy Calculator,» [En línea]. Available: <https://www.nrel.gov/analysis/tech-lcoe.html>.
- [23] «California Energy commission,» [En línea]. Available: <https://www.energy.ca.gov/>.
- [24] «electric power research institute,» [En línea]. Available: <https://www.epri.com/#/?lang=en-US>.
- [25] «International Renewable Energy Agency,» [En línea]. Available: <https://www.irena.org/>.
- [26] LAZARD, «Levelized Cost of Energy Analysis 9.0,» [En línea]. Available: <https://www.lazard.com/perspective/levelized-cost-of-energy-analysis-90/>.
- [27] [En línea]. Available: <https://www.industry.gov.au/data-and-publications/resources-and-energy-quarterly-all>.
- [28] «Energy Information Administration US,» [En línea]. Available: <https://www.eia.gov/>.
- [29] «bloomberg,» [En línea]. Available: <https://www.bloomberg.com/europe>.
- [30] «International Energy Agency,» [En línea]. Available: <https://www.iea.org/>.
- [31] «Energy Price Indices and Discount Factors for Life-Cycle Cost Analysis,» [En línea]. Available: <https://www1.eere.energy.gov/femp/pdfs/ashb13.pdf>.
- [32] bree.gov.au, «Australian Energy Technology Assessment,» 2012.
- [33] California Energy Commission , «Estimated cost of new renewable and fossil generation in california,» California, 2015.
- [34] «Fraunhofer Institute for Solar Energy,» [En línea]. Available: https://www.ise.fraunhofer.de/content/dam/ise/en/documents/publications/studies/EN2013_Fraunhofer-ISE_LCOE_Renewable_Energy_Technologies_version%20Nov2013_EN_Stand_13-04-16_v02.pdf.
- [35] ESTELA, ATKEARNEY, «Solar Thermal Electricity 2025. Clean electricity on demand: attractive STE cost stabilize energy production».
- [36] International Renewable Energy Agency, IRENA, «Renewable Power Generation Costs in 207,» 2018.
- [37] Manuel Martín Sánchez, «Evaluación Técnico económica de centrales solares de torre con receptores de aire presurizado integrados en turbina de gas,» Sevilla, Diciembre 2017.

- [38] «Centrales termosolares,» [En línea]. Available: <http://www.centrales termosolares.com/centrales-termosolares-fresnel>.
- [39] «Dictionary Cambridge,» 2019. [En línea]. Available: <https://dictionary.cambridge.org/es/diccionario/ingles/curtailment>.
- [40] NREL Lori Bird, Jaquelin Cochran, and Xi Wang, «Wind and Solar Energy Curtailment: Experience and Practices in the United States,» 2014.
- [41] Ministerio de industria, «Real Decreto 2351 / 2004. Boletín Oficial del Estado,» 2004. [En línea]. Available: <https://www.boe.es/boe/dias/2004/12/24/pdfs/A41686-41690.pdf>.
- [42] «Banco Central Europeo,» 2019. [En línea]. Available: https://www.ecb.europa.eu/stats/policy_and_exchange_rates/euro_reference_exchange_rates/html/eurofxref-graph-usd.en.html. [Último acceso: Septiembre 2019].
- [43] Red Eléctrica Española, «ESIOS,» 2019. [En línea]. Available: https://www.esios.ree.es/es/analisis/10211?vis=1&start_date=01-01-2019T00%3A00&end_date=30-09-2019T23%3A50&compare_start_date=01-12-2018T00%3A00&groupby=hour&compare_indicators=805,806,807,808,809,810,811,812,813,814,815,816,1277,1286,1368.
- [44] Comisión de Expertos de Transición Energética, «Análisis y Propuestas para la descarbonización».
- [45] PROTERMO SOLA, «Informe de transición del sector eléctrico, horizonte 2030,» 2018.
- [46] R. E. d. E. Esios, «<https://www.esios.ree.es/es?locale=es>,» [En línea].
- [47] E. Solar, «<http://www.estelasolar.org/techologies-plants/cost-vs-value/>,» [En línea].

ANEXO I: CÓDIGO DEL MODELO MATEMÁTICO REALIZADO EN EL TRABAJO ANTERIOR, EN VBA®

```
Option Explicit
Option Base 1

Dim i%, j%, k%, z%, r% 'Donde i recorre las horas del año, j es el contador de zonas,
Dim Hoja1 As Worksheet 'k es un contador de medias horas a horas completas, z un contador de plantas y r de ratios distintos.
Dim Hoja2 As Worksheet
Dim Hoja3 As Worksheet
Dim Hoja4 As Worksheet
Dim Hoja5 As Worksheet
Dim Hoja6 As Worksheet
Dim Hoja7 As Worksheet
Dim zonas%, plantas%, ratios%
Dim Destination As Range
Dim horas_totales%
Dim InZo() As Variant
Dim RaPla() As Variant
Dim RGPla() As Variant
'PlantasCSP
Dim Entrada() As Variant
'Cent
Dim Gamma() As Variant
Dim Delta() As Variant
Dim DT() As Variant
Dim ha() As Variant
Dim tst() As Variant
Dim Toff() As Variant
Dim hora() As Variant
Dim JD() As Variant
Dim CdT() As Variant
'R.Global
Dim RGM() As Variant
Dim RG() As Variant
'R.DNI
Dim DNIM() As Variant
Dim DNI() As Variant
Dim DNimin As Double
Dim DNimax As Double
'Ratios
Dim Ratio() As Variant
Dim RR() As Variant
Dim C() As Variant
'Almacenamiento en sales
Dim Tmed#, Tcold#, Thot#, Cp#
Dim nciclo() As Variant
Dim Mt() As Variant
Dim Hd() As Variant
Dim Hc() As Variant
Dim Hr() As Variant
Dim Hcom As Double
Dim Eca() As Variant
Dim EcaT() As Variant
'Producción campo solar
Dim CSP() As Variant
Dim CSPc() As Variant
Dim CSPcT() As Variant
Dim PT() As Variant
Dim lazos() As Variant
Dim lazosP() As Variant
Dim lazosA() As Variant
Dim d%, e%, fmi#, fmv#
Dim VDP() As Variant
Dim Flazos() As Variant

Sub Main()

Application.ScreenUpdating = False

Call Redimension
Call Parin
Call ProgramaCompleto
Call Parout

Application.ScreenUpdating = True

End Sub
```

```

Sub Redimension()

Dim Hoja1 As Worksheet
Dim Hoja2 As Worksheet
Dim Hoja3 As Worksheet
Dim Hoja4 As Worksheet
Dim Hoja5 As Worksheet
Dim Hoja7 As Worksheet

Set Hoja1 = Worksheets("PlantasCSP")
Set Hoja2 = Worksheets("Cenit")
Set Hoja3 = Worksheets("RG")
Set Hoja4 = Worksheets("DNI")
Set Hoja5 = Worksheets("Producción")
Set Hoja7 = Worksheets("Ratios")

zonas = Hoja1.Cells(8, 14).Value
plantas = Hoja1.Cells(8, 11).Value
ratios = Hoja1.Cells(8, 15).Value
horas_totales = Hoja1.Cells(13, 15).Value

Set Destination = Hoja1.Range("A2")
Entrada = Destination.Resize(plantas, zonas).Value
Set Destination = Hoja1.Range("I2")
Mt = Destination.Resize(plantas, 1).Value
nciclo = Destination.Resize(plantas, 1).Value
Flazos = Destination.Resize(plantas, 1).Value
Set Destination = Hoja1.Range("R8")
C = Destination.Resize(zonas, 1).Value
Set Destination = Hoja1.Range("F2")
InZo = Destination.Resize(plantas, 1).Value
RaPla = Destination.Resize(horas_totales, plantas).Value
RGPla = Destination.Resize(horas_totales, plantas).Value
VDP = Destination.Resize(plantas).Value
Set Destination = Hoja2.Range("D2")
Gamma = Destination.Resize(horas_totales, 1).Value
Set Destination = Hoja2.Range("F2")
Delta = Destination.Resize(horas_totales, 1).Value
Set Destination = Hoja2.Range("E2")
DT = Destination.Resize(horas_totales, 1).Value
ha = Destination.Resize(horas_totales, plantas).Value
tst = Destination.Resize(horas_totales, plantas).Value
Toff = Destination.Resize(horas_totales, plantas).Value
Set Destination = Hoja2.Range("B2")
hora = Destination.Resize(horas_totales, 1).Value
Set Destination = Hoja2.Range("C2")
JD = Destination.Resize(horas_totales, 1).Value
Set Destination = Hoja2.Range("I2")
CdT = Destination.Resize(horas_totales, plantas).Value

Set Destination = Hoja3.Range("D2")
RGM = Destination.Resize(horas_totales, ratios).Value
Set Destination = Hoja3.Range("G2")
RG = Destination.Resize(horas_totales, zonas).Value

Set Destination = Hoja4.Range("C2")
DNIM = Destination.Resize(horas_totales, ratios).Value
Set Destination = Hoja4.Range("H2")
DNI = Destination.Resize(horas_totales, zonas).Value

Set Destination = Hoja7.Range("I2")
Ratio = Destination.Resize(horas_totales, zonas).Value
Set Destination = Hoja7.Range("C2")
RR = Destination.Resize(horas_totales, ratios).Value

Set Destination = Hoja7.Range("E2")
CSP = Destination.Resize(horas_totales, plantas).Value
CSPc = Destination.Resize(horas_totales, plantas).Value
CSPcT = Destination.Resize(horas_totales, 1).Value
Set Destination = Hoja7.Range("F2")
lazos = Destination.Resize(plantas, 1).Value
Set Destination = Hoja7.Range("G2")
lazosP = Destination.Resize(horas_totales, plantas).Value
Set Destination = Hoja7.Range("H2")
lazosA = Destination.Resize(horas_totales, plantas).Value

```

```

Set Destination = Hoja5.Range("D2")
Hc = Destination.Resize(horas_totales, plantas).Value
Set Destination = Hoja5.Range("E2")
Hd = Destination.Resize(horas_totales, plantas).Value
Set Destination = Hoja5.Range("F2")
Hr = Destination.Resize(horas_totales, plantas).Value
Set Destination = Hoja5.Range("G2")
Eca = Destination.Resize(horas_totales, plantas).Value
EcaT = Destination.Resize(horas_totales, 1).Value
Set Destination = Hoja5.Range("H2")
PT = Destination.Resize(horas_totales, plantas).Value

```

End Sub

```
Sub Parin()
```

```

Set Hoja1 = Worksheets("PlantasCSP")
Set Hoja2 = Worksheets("Cenit")
Set Hoja3 = Worksheets("RG")
Set Hoja4 = Worksheets("DNI")
Set Hoja5 = Worksheets("Producción")
Set Hoja6 = Worksheets("Resultados")
Set Hoja7 = Worksheets("Ratios")

```

```

DNImín = Hoja1.Cells(17, 11).Value
DNImax = Hoja1.Cells(17, 12).Value
Hcom = Hoja1.Cells(17, 13).Value
fmi = Hoja1.Cells(21, 11).Value
fmv = Hoja1.Cells(21, 12).Value

```

```

For j = 1 To 5
For z = 1 To plantas
'PlantasCSP
Entrada(z, j) = Hoja1.Cells(z + 1, j).Value
Next z
Next j

```

```

For r = 1 To ratios
For i = 1 To horas_totales
'Cenit
hora(i, 1) = Hoja2.Cells(i + 1, 2).Value
JD(i, 1) = Hoja2.Cells(i + 1, 3).Value

```

```

'DNI
DNIM(i, r) = Hoja4.Cells(i + 1, r + 2).Value
'RG
k = 2 * i
RGM(i, r) = Hoja3.Cells(k, r + 3).Value
Next i
Next r

```

```

For j = 1 To 6
For i = 1 To horas_totales
'RG
k = 2 * i
RG(i, j) = Hoja3.Cells(k, j + 6).Value
Next i
Next j

```

End Sub

```

Sub ProgramaCompleto()
'Centit
'For z = 1 To plantas
'For i = 1 To horas_totales
'Gamma(i, 1) = ((2 * 3.14159) / 366) * (JD(i, 1) - 1 + (hora(i, 1) - 12) / 24)
'Delta(i, 1) = 0.006918 - 0.399912 * Cos(Gamma(i, 1)) + 0.070257 * Sin(Gamma(i, 1)) - 0.006758 * Cos(2 * Gamma(i, 1)) + 0.000907...
'... * Sin(2 * Gamma(i, 1)) - 0.002697 * Cos(3 * Gamma(i, 1)) + 0.00148 * Sin(3 * Gamma(i, 1))
'DF(i, 1) = 229.18 * (0.000075 + 0.001868 * Cos(Gamma(i, 1)) - 0.032077 * Sin(Gamma(i, 1)) - 0.014615 * Cos(2 * Gamma(i, 1)) + 0.040849 * Sin(2 * Gamma(i, 1)))
'Toff(i, z) = DF(i, 1) - 4 * Entrada(z, 5)
'Tst(i, z) = hora(i, 1) * 60 + Toff(i, z)
'ha(i, z) = (2 * 3.14159 / 360) * (tst(i, z) / 4 - 180)
'cdT(i, z) = Sin(Delta(i, 1)) * Sin(Entrada(z, 4) * (2 * 3.14159 / 360)) + Cos(Entrada(z, 4) * (2 * 3.14159 / 360)) * Cos(Delta(i, 1)) * Cos(ha(i, z))
'Next i
'Next z

'Ratios|
'For r = 1 To ratios
'For i = 1 To horas_totales
'If cdT(i, r) <= 0.3 Then
'RR(i, r) = 0
'Else
'If RGM(i, r) = 0 Then
'RR(i, r) = 0
'Else
'RR(i, r) = DNIM(i, r) / RGM(i, r)
'End If
'End If
'Next i
'Next r

For j = 1 To zonas
For i = 1 To horas_totales
C(j, 1) = Hojal.Cells(j + 7, 18).Value
'Ratio(i, j) = RR(i, C(j, 1))
'DNI
'DNI(i, j) = RG(i, j) * Ratio(i, j)
Next i
Next j

For z = 1 To plantas
For i = 1 To horas_totales
RGPla(i, z) = RG(i, InZo(z, 1))
'RaPla(i, z) = DNI(i, InZo(z, 1))
If Entrada(z, 2) > 50 Then
VDP(z, 1) = 1
Else
VDP(z, 1) = (0.00273 * Entrada(z, 2) + 0.254) / 0.39
End If

Next i
Next z

'Masa de sales para el almacenamiento
Tcold = 292
Thot = 390
Tmed = (Tcold + Thot) / 2
Cp = (1443 + 0.172 * Tmed) / 1000
For z = 1 To plantas
If Entrada(z, 2) > 50 Then
nciclo(z, 1) = 0.39
Else
nciclo(z, 1) = 0.00273 * Entrada(z, 2) + 0.254
End If
Mt(z, 1) = Entrada(z, 3) * (3600 * (Entrada(z, 2) / (nciclo(z, 1) * Cp * (Thot - Tcold)))) 'Toneladas
Flazos(z, 1) = 10 * Entrada(z, 3) + 94
Next z

```

```

'Producción campo solar y almacenamiento
For z = 1 To plantas
For i = 1 To horas_totales
If Entrada(z, 3) = 0 Then
lazos(z, 1) = (Entrada(z, 2) / 50) * 82 * 1.15 * (1 / VDP(z, 1))
If RGPla(i, z) <= DNimin Then
CSP(i, z) = 0
Hc(i, z) = 0
ElseIf (-0.000005 * RGPla(i, z) ^ 2 + 0.0847 * RGPla(i, z) - 11.087) * (Entrada(z, 2) / 50) * VDP(z, 1) >= Entrada(z, 2) Then
CSP(i, z) = Entrada(z, 2)
Hc(i, z) = 0
Else
CSP(i, z) = (-0.000005 * RGPla(i, z) ^ 2 + 0.0847 * RGPla(i, z) - 11.087) * (Entrada(z, 2) / 50) * VDP(z, 1)
Hc(i, z) = 0
End If
Else
lazos(z, 1) = (Entrada(z, 2) / 50) * Flazos(z, 1) * (1 / VDP(z, 1))
If RGPla(i, z) < (1 / VDP(z, 1)) * (Entrada(z, 2) / 50) * 31752 * (82 * 2) ^ (-0.82) Then
lazosP(i, z) = lazos(z, 1)
lazosA(i, z) = lazos(z, 1) - lazosP(i, z)
If RGPla(i, z) <= DNimin Then
CSP(i, z) = 0
Hc(i, z) = 0
Else
If (Flazos(z, 1) / 82) * (0.000007 * RGPla(i, z) ^ 2 + 0.0625 * RGPla(i, z) - 8.0223) * (Entrada(z, 2) / 50) * VDP(z, 1) >= Entrada(z, 2) Then
CSP(i, z) = Entrada(z, 2)
Hc(i, z) = 0
Else
CSP(i, z) = (Flazos(z, 1) / 82) * (0.000007 * RGPla(i, z) ^ 2 + 0.0625 * RGPla(i, z) - 8.0223) * (Entrada(z, 2) / 50) * VDP(z, 1)
Hc(i, z) = 0
End If
End If
Else
If (Entrada(z, 2) / 50) * (1 / VDP(z, 1)) * 307430 * RGPla(i, z) ^ (-1.219) > Flazos(z, 1) Then
lazosP(i, z) = lazos(z, 1)
lazosA(i, z) = lazos(z, 1) - lazosP(i, z)
If (Flazos(z, 1) / 82) * (0.000007 * RGPla(i, z) ^ 2 + 0.0625 * RGPla(i, z) - 8.0223) * (Entrada(z, 2) / 50) * VDP(z, 1) >= Entrada(z, 2) Then
CSP(i, z) = Entrada(z, 2)
Hc(i, z) = 0
Else
CSP(i, z) = (Flazos(z, 1) / 82) * (0.000007 * RGPla(i, z) ^ 2 + 0.0625 * RGPla(i, z) - 8.0223) * (Entrada(z, 2) / 50) * VDP(z, 1)
Hc(i, z) = 0
End If
Else
lazosP(i, z) = (1 / VDP(z, 1)) * (Entrada(z, 2) / 50) * 307430 * RGPla(i, z) ^ (-1.219)
lazosA(i, z) = lazos(z, 1) - lazosP(i, z)
End If
CSP(i, z) = Entrada(z, 2)
Hc(i, z) = ((0.000007 * RGPla(i, z) ^ 2 + 0.0625 * RGPla(i, z) - 8.0223) * (lazosA(i, z) / 82)) / Entrada(z, 2) * (VDP(z, 1))
End If
End If
Next i
Next z
'Horas reales de almacenamiento y descarga
For z = 1 To plantas
For i = 1 To horas_totales
If i = 1 Then
Hr(i, z) = 0
Hd(i, z) = 0
ElseIf i < 2500 Then
If fmi - (CSP(i, z) / Entrada(z, 2)) < 0 Then
Hd(i, z) = 0
If Hr(i - 1, z) + Hc(i, z) + Hd(i, z) > Entrada(z, 3) Then
Hr(i, z) = Entrada(z, 3)
Else
Hr(i, z) = Hr(i - 1, z) + Hc(i, z) + Hd(i, z)
End If
Else
If Hr(i - 1, z) + Hc(i, z) < (fmi - (CSP(i, z) / Entrada(z, 2))) Then
Hd(i, z) = -(Hr(i - 1, z) + Hc(i, z))
If Hr(i - 1, z) + Hc(i, z) + Hd(i, z) > Entrada(z, 3) Then
Hr(i, z) = Entrada(z, 3)
Else
Hr(i, z) = Hr(i - 1, z) + Hc(i, z) + Hd(i, z)
End If
Else
Hd(i, z) = ((CSP(i, z) / Entrada(z, 2)) - fmi)
If Hr(i - 1, z) + Hc(i, z) + Hd(i, z) > Entrada(z, 3) Then
Hr(i, z) = Entrada(z, 3)
Else
Hr(i, z) = Hr(i - 1, z) + Hc(i, z) + Hd(i, z)
End If
End If
End If
End If

```

```

ElseIf i < 5500 Then
If fmv - (CSP(i, z) / Entrada(z, 2)) < 0 Then
Hd(i, z) = 0
If Hr(i - 1, z) + Hc(i, z) + Hd(i, z) > Entrada(z, 3) Then
Hr(i, z) = Entrada(z, 3)
Else
Hr(i, z) = Hr(i - 1, z) + Hc(i, z) + Hd(i, z)
End If
Else
If Hr(i - 1, z) + Hc(i, z) < (fmv - (CSP(i, z) / Entrada(z, 2))) Then
Hd(i, z) = -(Hr(i - 1, z) + Hc(i, z))
If Hr(i - 1, z) + Hc(i, z) + Hd(i, z) > Entrada(z, 3) Then
Hr(i, z) = Entrada(z, 3)
Else
Hr(i, z) = Hr(i - 1, z) + Hc(i, z) + Hd(i, z)
End If
Else
Hd(i, z) = ((CSP(i, z) / Entrada(z, 2)) - fmv)
If Hr(i - 1, z) + Hc(i, z) + Hd(i, z) > Entrada(z, 3) Then
Hr(i, z) = Entrada(z, 3)
Else
Hr(i, z) = Hr(i - 1, z) + Hc(i, z) + Hd(i, z)
End If
End If
End If
ElseIf i >= 5500 Then
If fmi - (CSP(i, z) / Entrada(z, 2)) < 0 Then
Hd(i, z) = 0
If Hr(i - 1, z) + Hc(i, z) + Hd(i, z) > Entrada(z, 3) Then
Hr(i, z) = Entrada(z, 3)
Else
Hr(i, z) = Hr(i - 1, z) + Hc(i, z) + Hd(i, z)
End If
Else
If Hr(i - 1, z) + Hc(i, z) < (fmi - (CSP(i, z) / Entrada(z, 2))) Then
Hd(i, z) = -(Hr(i - 1, z) + Hc(i, z))
If Hr(i - 1, z) + Hc(i, z) + Hd(i, z) > Entrada(z, 3) Then
Hr(i, z) = Entrada(z, 3)
Else
Hr(i, z) = Hr(i - 1, z) + Hc(i, z) + Hd(i, z)
End If
Else
Hd(i, z) = ((CSP(i, z) / Entrada(z, 2)) - fmi)
If Hr(i - 1, z) + Hc(i, z) + Hd(i, z) > Entrada(z, 3) Then
Hr(i, z) = Entrada(z, 3)
Else
Hr(i, z) = Hr(i - 1, z) + Hc(i, z) + Hd(i, z)
End If
End If
End If
End If

```



```
Eca(i, z) = -Hd(i, z) * Entrada(z, 2)
Next i
Next z
'Producción sin GN
For z = 1 To plantas
For i = 1 To horas_totales
If i < 1500 Then
CSPc(i, z) = 0.78 * CSP(i, z)
ElseIf i < 3000 Then
CSPc(i, z) = 0.91 * CSP(i, z)
ElseIf i < 5500 Then
CSPc(i, z) = 0.95 * CSP(i, z)
ElseIf i < 7400 Then
CSPc(i, z) = 0.89 * CSP(i, z)
ElseIf i >= 7400 Then
CSPc(i, z) = 0.8 * CSP(i, z)
End If
Next i
Next z

For i = 1 To horas_totales
For z = 1 To plantas
CSPcT(i, 1) = CSPcT(i, 1) + CSPc(i, z)
EcaT(i, 1) = EcaT(i, 1) + Eca(i, z)
Next z
Next i

End Sub

Sub Parout()
Set Hoja1 = Worksheets("PlantasCSP")
Set Hoja2 = Worksheets("Cenit")
Set Hoja3 = Worksheets("RG")
Set Hoja4 = Worksheets("DNI")
Set Hoja5 = Worksheets("Producción")
Set Hoja6 = Worksheets("Resultados")
Set Hoja7 = Worksheets("Ratios")

'For j = 1 To zonas
'For i = 1 To horas_totales
'Hoja2.Cells(i + 1, 4).Value = Gamma(i, 1)
'Hoja2.Cells(i + 1, 5).Value = DT(i, 1)
'Hoja2.Cells(i + 1, 6).Value = Delta(i, 1)
'Hoja4.Cells(i + 1, j + 7).Value = DNI(i, j)
'Hoja7.Cells(i + 1, j + 8).Value = Ratio(i, j)
'Next i
'Next j

'For z = 1 To plantas
'For i = 1 To horas_totales
Hoja1.Cells(z + 1, 9).Value = Mt(1, 1)
'Hoja2.Cells(i + 1, z + 8).Value = CdT(i, z)
'Hoja5.Cells(i + 1, z + 6).Value = CSPc(i, z)
'Hoja5.Cells(i + 1, z + 546).Value = Eca(i, z)
'Hoja6.Cells(i + 1, z + 59).Value = lazosA(i, z)
'Next i
'Next z

For i = 1 To horas_totales
Hoja6.Cells(i + 1, 5).Value = CSPcT(i, 1)
Hoja6.Cells(i + 1, 6).Value = EcaT(i, 1)
Next i

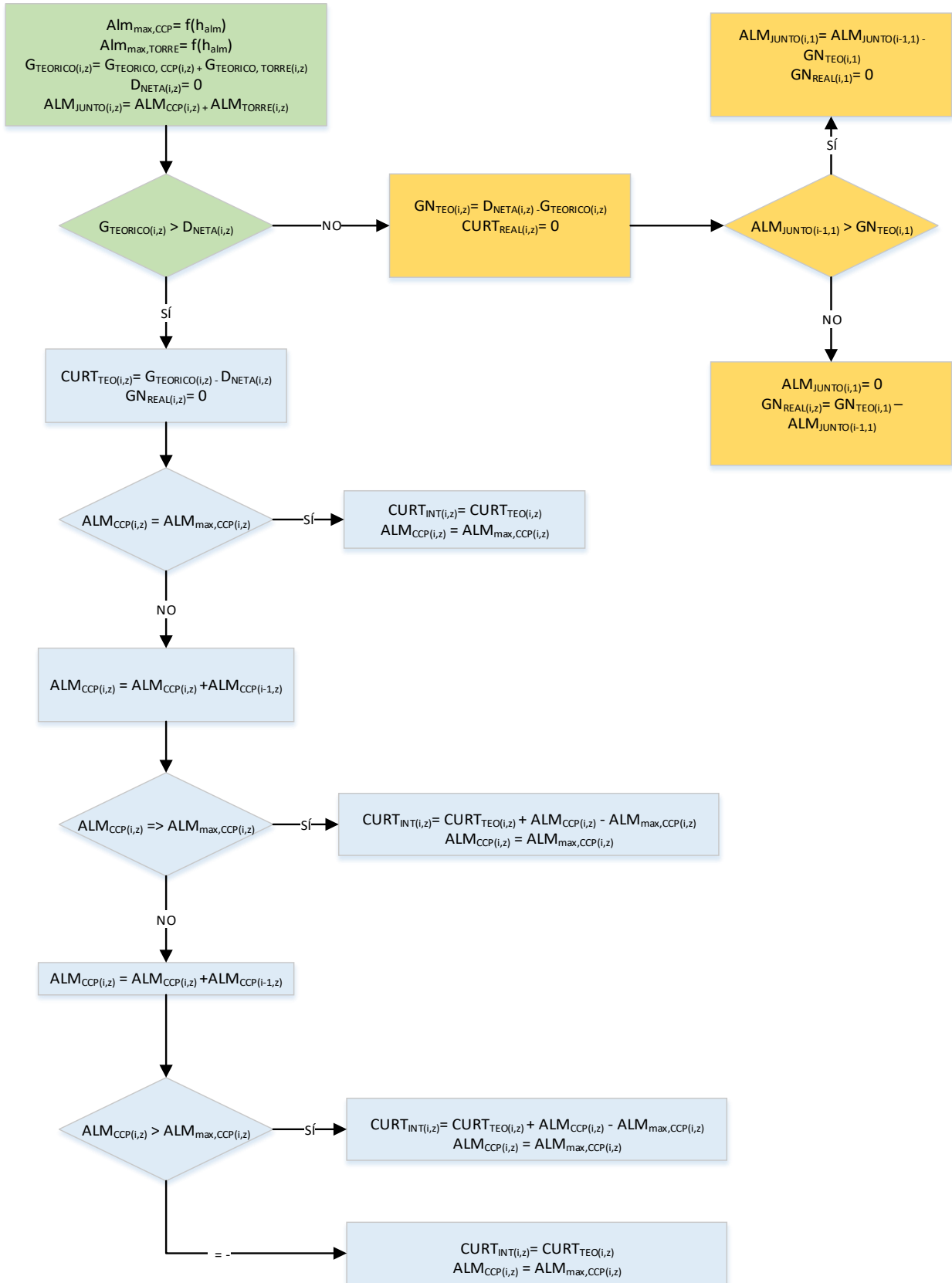
For r = 1 To ratios
For i = 1 To horas_totales
Hoja7.Cells(i + 1, r + 2).Value = Ratio(i, r)
Next i
Next r

End Sub
```

ANEXO II: DIAGRAMAS DE FLUJO

Diagrama de flujo que relaciona la generación, demanda, curtailment, gas natural y almacenamiento de cada hora. Se vuelve a mostrar la notación usada:

i	Indicador de horas del año
z	Indicador de la planta correspondiente
$lazos(z,1)$	Número de lazos nominales de la planta
$Pnom$	Potencia nominal de la planta
$Flazos(z,1)$	Función que calcula el número de lazos según las horas nominales de almacenamiento
$Helios(z,1)$	Función que calcula el número de heliostatos según las horas nominales de almacenamiento
$VDP(z,1)$	Variación del rendimiento del ciclo respecto al rendimiento de diseño en CCP (39%)
$VDP_{Torre}(z,1)$	Variación del rendimiento del ciclo respecto al rendimiento de diseño en plantas de Torre (39%)
H_{alm}	Horas nominales de almacenamiento
$DNI(i,z)$	Radiación recibida por hora y por planta
$DNI_{mín}$	Radiación mínima de operación (común para todas las plantas)
$CSP(i,z)$	Producción desde el campo solar y el almacenamiento por hora y por planta
$Hc(i,z)$	Horas de carga (a potencia nominal) del almacenamiento
$W82$	Correlación de potencia-DNI para una planta con 82 lazos
$W95$	Correlación de potencia-DNI para una planta con 95 lazos
DNI	<i>Direct Normal Irradiance</i> , radiación directa normal
HTF	Heat Transfer Fluid, fluido térmico o fluido caloportador.
$CSPi$	Generación eléctrica a partir de la DNI
Ai	Generación eléctrica a partir de almacenamiento
GNi	Generación eléctrica a partir del gas natural
RG	Radiación global
$R1$	Ratio de DNI/RG con los datos de Sanlúcar la Mayor
$R2$	Ratio de DNI/RG con los datos de Marmolejo
$ALM_{MAX\ CCP}$	Almacenamiento máximo para plantas de CCP
$ALM_{MAX\ TORRE}$	Almacenamiento máximo para plantas de Torre
$GN_{teórico}$	Gas Natural obtenido en el modelo, sin aprovechar el Curtailment
GN_{real}	Gas Natural obtenido en el modelo, aprovechando el Curtailment
$CURT_{teórico}$	Curtailment bruto obtenido (sin derivarlo al almacenamiento)
$CURT_{real}$	Curtailment final, una vez derivado al almacenamiento
$Almacen$	Almacén máximo disponible en función de las horas de almacenamiento
$LCOE$	<i>Levelized Cost of Energy</i> , coste nivelado de la energía





ANEXO III: CÓDIGO DEL MODELO MATEMÁTICO, EN VBA®

En este Anexo se muestra el código del modelo matemático en VBA®, con el que se ha realizado el proyecto:

Option Explicit

Option Base 1

Dim i%, j%, k%, z%, r% 'Donde i recorre las horas del año, j es el contador de zonas,

Dim Hoja1 As Worksheet 'k es un contador de medias horas a horas completas, z un contador de plantas y r de ratios distintos.

Dim Hoja2 As Worksheet

Dim Hoja3 As Worksheet

Dim Hoja4 As Worksheet

Dim Hoja5 As Worksheet

Dim Hoja6 As Worksheet

Dim Hoja7 As Worksheet

Dim zonas%, plantas_CCP%, plantas%, ratios%, plantas_torre

Dim Destination As Range

Dim horas_totales%

Dim InZo() As Variant

Dim RaPla() As Variant

Dim RGPla() As Variant

'PlantasCSP

Dim Entrada() As Variant

'R.Global

Dim RGM() As Variant

Dim RG() As Variant

'R.DNI

Dim DNIM() As Variant

Dim DNI() As Variant

Dim DNImin As Variant

Dim DNImax As Variant

'Ratios

Dim Ratio() As Variant

Dim RR() As Variant

Dim C() As Variant

'Almacenamiento en sales

Dim Tmed#, Tcold#, Thot#, Cp#

Dim nciclo() As Variant

Dim Mt() As Variant

```
Dim Hd() As Variant
Dim Hc() As Variant
Dim Hr() As Variant
Dim Hd_torre() As Variant
Dim Hc_torre() As Variant
Dim Hr_torre() As Variant
Dim Hcom As Variant
Dim Eca() As Variant
Dim EcaT() As Variant
Dim Eca_torre() As Variant
Dim EcaT_torre() As Variant
'Producción campo solar
Dim CSP() As Variant
Dim CSPc() As Variant
Dim CSPcT() As Variant
Dim PT() As Variant
Dim lazos() As Variant
Dim lazosP() As Variant
Dim lazosA() As Variant
Dim d%, e%, fmi#, fmv#
Dim VDP() As Variant
Dim VDP_torre() As Variant
Dim Flazos() As Variant
'Producción torre
Dim CSP_torre() As Variant
Dim CSPc_torre() As Variant
Dim CSPcT_torre() As Variant
Dim helios() As Variant
Dim p_torre() As Variant
Dim heliosP() As Variant
Dim heliosA() As Variant
Dim Fhelios() As Variant

'Almacenamiento y Curtailment

Dim porcentaje_plantas_CCP As Double
Dim porcentaje_plantas_TORRE As Double

Dim Alm_max_CCP As Double
Dim Alm_max_TORRE As Double
Dim GN_teorico() As Variant
Dim GN_real() As Variant
Dim Curt_teorico() As Variant
```

```
Dim Curt_real() As Variant
Dim Almacen_CCP As Variant
Dim Curt_teorico_torre() As Variant
Dim Curt_real_torre() As Variant
Dim almacen_junto As Variant
Dim Almacen_torre As Variant
```

LCOE

```
Dim Numerador(20) As String
Dim Denominador(20) As String
Dim años As Byte
Dim Energia_generada As Double
Dim tasa As Single
Dim I_torre As Double
Dim I_CCP As Double
Dim I_T As Double
Dim m_T As Double
Dim H_alm As Integer
Dim Suma_arriba As Double
Dim Suma_abajo As Double
Dim produccion_CCP As Double
Dim produccion_TORRE As Double
Dim LCOE As Double
```

```
Sub AaMain()
```

```
Application.ScreenUpdating = False
```

```
Call Redimension
Call Parin
Call ProgramaCompleto
Call Parout
Call Almacenamiento
Call LCOEs
```

```
Application.ScreenUpdating = True
```

```
End Sub
```

```
Sub Redimension()
```

```
Dim Hoja1 As Worksheet
Dim Hoja2 As Worksheet
```

```
Dim Hoja3 As Worksheet
Dim Hoja4 As Worksheet
Dim Hoja5 As Worksheet
Dim Hoja6 As Worksheet
Dim Hoja7 As Worksheet
```

```
Set Hoja1 = Worksheets("PlantasCSP")
Set Hoja2 = Worksheets("Cenit")
Set Hoja3 = Worksheets("RG")
Set Hoja4 = Worksheets("DNI")
Set Hoja5 = Worksheets("Desenlace")
Set Hoja6 = Worksheets("Resultados")
Set Hoja7 = Worksheets("Ratios")
```

```
zonas = Hoja1.Cells(8, 14).Value
plantas_CCP = Hoja1.Cells(8, 11).Value
plantas_torre = Hoja1.Cells(10, 11).Value
plantas = plantas_CCP + plantas_torre
ratios = Hoja1.Cells(8, 15).Value
horas_totales = Hoja1.Cells(13, 15).Value
```

```
Set Destination = Hoja1.Range("A2")
Entrada = Destination.Resize(plantas, zonas).Value
Set Destination = Hoja1.Range("I2")
Mt = Destination.Resize(plantas, 1).Value
nciclo = Destination.Resize(plantas, 1).Value
Flazos = Destination.Resize(plantas, 1).Value
Fhelios = Destination.Resize(plantas, 1).Value
Set Destination = Hoja1.Range("R8")
C = Destination.Resize(zonas, 1).Value
Set Destination = Hoja1.Range("F2")
InZo = Destination.Resize(plantas, 1).Value
RaPla = Destination.Resize(horas_totales, plantas).Value
RGPla = Destination.Resize(horas_totales, plantas).Value
VDP = Destination.Resize(plantas).Value
VDP_torre = Destination.Resize(plantas).Value
```

```
Set Destination = Hoja3.Range("D2")
RGM = Destination.Resize(horas_totales, ratios).Value
Set Destination = Hoja3.Range("G2")
RG = Destination.Resize(horas_totales, zonas).Value
```


Set Destination = Hoja4.Range("C2")
DNIM = Destination.Resize(horas_totales, ratios).Value
Set Destination = Hoja4.Range("H2")
DNI = Destination.Resize(horas_totales, zonas).Value

Set Destination = Hoja7.Range("I2")
Ratio = Destination.Resize(horas_totales, zonas).Value
Set Destination = Hoja7.Range("C2")
RR = Destination.Resize(horas_totales, ratios).Value

Set Destination = Hoja7.Range("E2")
CSP = Destination.Resize(horas_totales, plantas).Value
CSPc = Destination.Resize(horas_totales, plantas).Value
CSPcT = Destination.Resize(horas_totales, 1).Value
Set Destination = Hoja7.Range("F2")
lazos = Destination.Resize(plantas, 1).Value
helios = Destination.Resize(plantas, 1).Value
Set Destination = Hoja7.Range("G2")
lazosP = Destination.Resize(horas_totales, plantas).Value
Set Destination = Hoja7.Range("H2")
lazosA = Destination.Resize(horas_totales, plantas).Value

Set Destination = Hoja7.Range("I2")
CSP_torre = Destination.Resize(horas_totales, plantas).Value
CSPc_torre = Destination.Resize(horas_totales, plantas).Value
CSPcT_torre = Destination.Resize(horas_totales, 1).Value
Set Destination = Hoja7.Range("J2")
p_torre = Destination.Resize(plantas, 1).Value
Set Destination = Hoja7.Range("G2")
heliosP = Destination.Resize(horas_totales, plantas).Value
Set Destination = Hoja7.Range("H2")
heliosA = Destination.Resize(horas_totales, plantas).Value

Set Destination = Hoja5.Range("AA2")
Hc = Destination.Resize(horas_totales, plantas).Value
Hc_torre = Destination.Resize(horas_totales, plantas).Value

Set Destination = Hoja5.Range("AB2")
Hd = Destination.Resize(horas_totales, plantas).Value
Hd_torre = Destination.Resize(horas_totales, plantas).Value

Set Destination = Hoja5.Range("AC2")
Hr = Destination.Resize(horas_totales, plantas).Value

```
Hr_torre = Destination.Resize(horas_totales, plantas).Value
```

```
Set Destination = Hoja5.Range("AD2")
```

```
Eca = Destination.Resize(horas_totales, plantas).Value
```

```
EcaT = Destination.Resize(horas_totales, 1).Value
```

```
Eca_torre = Destination.Resize(horas_totales, plantas).Value
```

```
EcaT_torre = Destination.Resize(horas_totales, 1).Value
```

```
Set Destination = Hoja5.Range("AE2")
```

```
PT = Destination.Resize(horas_totales, plantas).Value
```

```
'Costes
```

```
Set Destination = Hoja6.Range("I2")
```

```
Curt_teorico = Destination.Resize(horas_totales, plantas).Value
```

```
Curt_teorico_torre = Destination.Resize(horas_totales, plantas).Value
```

```
'Set Destination = Hoja6.Range("H2")
```

```
GN_teorico = Destination.Resize(horas_totales, plantas).Value
```

```
'Set Destination = Hoja6.Range("K2")
```

```
Curt_real = Destination.Resize(horas_totales, plantas).Value
```

```
Curt_real_torre = Destination.Resize(horas_totales, plantas).Value
```

```
'Set Destination = Hoja6.Range("L2")
```

```
Almacen_CCP = Destination.Resize(horas_totales, plantas).Value
```

```
Almacen_torre = Destination.Resize(horas_totales, plantas).Value
```

```
almacen_junto = Destination.Resize(horas_totales, plantas).Value
```

```
'Set Destination = Hoja6.Range("J2")
```

```
GN_real = Destination.Resize(horas_totales, plantas).Value
```

```
End Sub
```

```
Sub Parin()
```

```
Set Hoja1 = Worksheets("PlantasCSP")
```

```
Set Hoja2 = Worksheets("Cenit")
```

```
Set Hoja3 = Worksheets("RG")
```

```
Set Hoja4 = Worksheets("DNI")
```

```
Set Hoja5 = Worksheets("Desenlace")
```

```
Set Hoja6 = Worksheets("Resultados")
```

```
Set Hoja7 = Worksheets("Ratios")
```

```
DNImin = Hoja1.Cells(17, 11).Value
```

```
DNImax = Hoja1.Cells(17, 12).Value
```

```
Hcom = Hoja1.Cells(17, 13).Value
```

```
fmi = Hoja1.Cells(21, 11).Value  
fmv = Hoja1.Cells(21, 12).Value  
Alm_max_CCP = Hoja1.Cells(8, 12).Value * Hoja1.Cells(2, 3).Value  
Alm_max_TORRE = Hoja1.Cells(10, 12).Value * Hoja1.Cells(2, 3).Value  
porcentaje_plantas_CCP = Hoja1.Cells(8, 10).Value  
porcentaje_plantas_TORRE = Hoja1.Cells(10, 10).Value  
H_alm = Hoja1.Cells(2, 3).Value
```

```
For j = 1 To 3
```

```
  For z = 1 To plantas
```

```
  'PlantasCSP
```

```
    Entrada(z, j) = Hoja1.Cells(z + 1, j).Value
```

```
    Next z
```

```
  Next j
```

```
For r = 1 To ratios
```

```
For i = 1 To horas_totales
```

```
'DNI
```

```
DNIM(i, r) = Hoja4.Cells(i + 1, r + 2).Value
```

```
'RG
```

```
k = 2 * i
```

```
RGM(i, r) = Hoja3.Cells(k, r + 3).Value
```

```
Next i
```

```
Next r
```

```
For j = 1 To 6
```

```
For i = 1 To horas_totales
```

```
'RG
```

```
k = 2 * i
```

```
RG(i, j) = Hoja3.Cells(k, j + 6).Value
```

```
Next i
```

```
Next j
```

```
End Sub
```

```
Sub ProgramaCompleto()
```

```
For j = 1 To zonas
```

```
For i = 1 To horas_totales
```

```
C(j, 1) = Hoja1.Cells(j + 7, 18).Value
```

```

'Ratio(i, j) = RR(i, C(j, 1))
'DNI
'DNI(i, j) = RG(i, j) * Ratio(i, j)
Next i
Next j

For z = 1 To plantas
  For i = 1 To horas_totales
    RGPla(i, z) = RG(i, InZo(z, 1))
    'RaPla(i, z) = DNI(i, InZo(z, 1))
    If Entrada(z, 2) > 50 Then
      VDP(z, 1) = 1
      VDP_torre(z, 1) = 1
    Else
      VDP(z, 1) = (0.00273 * Entrada(z, 2) + 0.254) / 0.39
      VDP_torre(z, 1) = (0.00273 * Entrada(z, 2) + 0.254) / 0.41
      'VDP_torre(z, 1) = 0.41
    End If

    Next i
  Next z

'Masa de sales para el almacenamiento
Tcold = 292
Thot = 390
Tmed = (Tcold + Thot) / 2
Cp = (1443 + 0.172 * Tmed) / 1000
For z = 1 To plantas
  If Entrada(z, 2) > 50 Then
    nciclo(z, 1) = 0.39
  Else
    nciclo(z, 1) = 0.00273 * Entrada(z, 2) + 0.254
  End If
  Mt(z, 1) = Entrada(z, 3) * (3600 * (Entrada(z, 2) / (nciclo(z, 1) * Cp * (Thot - Tcold)))) 'Toneladas
  Flazos(z, 1) = 10 * Entrada(z, 3) + 94
  Fhelios(z, 1) = 4775
  'Fhelios(z, 1) = 200 * Entrada(z, 3) + 1773
Next z

'Producción campo solar y almacenamiento
For z = 1 To plantas
  For i = 1 To horas_totales
    If Entrada(z, 1) = "CCP" Then

```

```

If Entrada(z, 3) = 0 Then
    lazos(z, 1) = (Entrada(z, 2) / 50) * 82 * 1.15 * (1 / VDP(z, 1))
If RGPla(i, z) <= DNlmin Then
    CSP(i, z) = 0
    Hc(i, z) = 0
Elseif (-0.000005 * RGPla(i, z) ^ 2 + 0.0847 * RGPla(i, z) - 11.087) * (Entrada(z, 2) / 50) * VDP(z, 1) >= Entrada(z, 2) Then
    CSP(i, z) = Entrada(z, 2)
    Hc(i, z) = 0
Else
    CSP(i, z) = (-0.000005 * RGPla(i, z) ^ 2 + 0.0847 * RGPla(i, z) - 11.087) * (Entrada(z, 2) / 50) * VDP(z, 1)
    Hc(i, z) = 0
End If
Else
    lazos(z, 1) = (Entrada(z, 2) / 50) * Flazos(z, 1) * (1 / VDP(z, 1))
If RGPla(i, z) < (1 / VDP(z, 1)) * 31752 * (Flazos(z, 1)) ^ (-0.82) Then
    lazosP(i, z) = lazos(z, 1)
    lazosA(i, z) = lazos(z, 1) - lazosP(i, z)
If RGPla(i, z) <= DNlmin Then
    CSP(i, z) = 0
    Hc(i, z) = 0
Else
    If (Flazos(z, 1) / 82) * (0.000007 * RGPla(i, z) ^ 2 + 0.0625 * RGPla(i, z) - 8.0223) * (Entrada(z, 2) / 50) * VDP(z, 1) >= Entrada(z, 2)
Then
        CSP(i, z) = Entrada(z, 2)
        Hc(i, z) = 0
    Else
        CSP(i, z) = (Flazos(z, 1) / 82) * (0.000007 * RGPla(i, z) ^ 2 + 0.0625 * RGPla(i, z) - 8.0223) * (Entrada(z, 2) / 50) * VDP(z, 1)
        Hc(i, z) = 0
    End If
End If
Else
    If (Entrada(z, 2) / 50) * (1 / VDP(z, 1)) * 307430 * RGPla(i, z) ^ (-1.219) > Flazos(z, 1) Then
        lazosP(i, z) = lazos(z, 1)
        lazosA(i, z) = lazos(z, 1) - lazosP(i, z)
        If (Flazos(z, 1) / 82) * (0.000007 * RGPla(i, z) ^ 2 + 0.0625 * RGPla(i, z) - 8.0223) * (Entrada(z, 2) / 50) * VDP(z, 1) >= Entrada(z, 2)
Then
            CSP(i, z) = Entrada(z, 2)
            Hc(i, z) = 0
        Else
            CSP(i, z) = (Flazos(z, 1) / 82) * (0.000007 * RGPla(i, z) ^ 2 + 0.0625 * RGPla(i, z) - 8.0223) * (Entrada(z, 2) / 50) * VDP(z, 1)
            Hc(i, z) = 0
        End If
    End If
Else

```

```

lazosP(i, z) = (1 / VDP(z, 1)) * (Entrada(z, 2) / 50) * 307430 * RGPla(i, z) ^ (-1.219)
lazosA(i, z) = lazos(z, 1) - lazosP(i, z)
End If
CSP(i, z) = Entrada(z, 2)
Hc(i, z) = ((0.000007 * RGPla(i, z) ^ 2 + 0.0625 * RGPla(i, z) - 8.0223) * (lazosA(i, z) / 82)) / Entrada(z, 2) * (VDP(z, 1))
End If
End If

ElseIf Entrada(z, 1) = "TORRE" Then

'Producción torre
If Entrada(z, 3) = 0 Then
    helios(z, 1) = (Entrada(z, 2) / 50) * 1783 * 1.15 * (1 / VDP_torre(z, 1))
    If RGPla(i, z) <= DNImín Then
        CSP_torre(i, z) = 0
        Hc_torre(i, z) = 0
    Else
        CSP_torre(i, z) = (0.000007 * RGPla(i, z) ^ 2 + RGPla(i, z) * 0.0556 - 3.8677 + (Entrada(z, 2) / 50) * VDP_torre(z, 1))
        Hc_torre(i, z) = 0
    End If
Else
    helios(z, 1) = (Entrada(z, 2) / 50) * Fhelios(z, 1)
    If RGPla(i, z) < (1 / VDP_torre(z, 1)) * (Fhelios(z, 1) / (4 * 10 ^ (6))) ^ (1 / (-1.149)) Then
        heliosP(i, z) = helios(z, 1)
        heliosA(i, z) = helios(z, 1) - heliosP(i, z)
        If RGPla(i, z) <= DNImín Then
            CSP_torre(i, z) = 0
            Hc_torre(i, z) = 0
        Else
            If (Fhelios(z, 1) / 82) * (0.00005 * RGPla(i, z) ^ 2 + 0.139 * RGPla(i, z) - 9.6692) * (Entrada(z, 2) / 50) * VDP_torre(z, 1) >= Entrada(z, 2) Then
                CSP_torre(i, z) = Entrada(z, 2)
                Hc_torre(i, z) = 0
            Else
                CSP_torre(i, z) = (Fhelios(z, 1) / 4775) * (0.00005 * RGPla(i, z) ^ 2 + 0.139 * RGPla(i, z) - 9.6692) * (Entrada(z, 2) / 50) * VDP_torre(z, 1)
                Hc_torre(i, z) = 0
            End If
        End If
    End If
Else
    If (Entrada(z, 2) / 50) * (1 / VDP_torre(z, 1)) * 4000000 * RGPla(i, z) ^ (-1.149) > Fhelios(z, 1) Then

```

```

heliosP(i, z) = helios(z, 1)
heliosA(i, z) = helios(z, 1) - heliosP(i, z)
If (Fhelios(z, 1) / 4775) * (0.00005 * RGPla(i, z) ^ 2 + 0.139 * RGPla(i, z) - 9.6692) * (Entrada(z, 2) / 50) * VDP_torre(z, 1) >= Entrada(z, 2) Then
CSP_torre(i, z) = Entrada(z, 2)
Hc_torre(i, z) = 0
Else
CSP_torre(i, z) = (Fhelios(z, 1) / 4775) * (0.00005 * RGPla(i, z) ^ 2 + 0.139 * RGPla(i, z) - 9.6692) * (Entrada(z, 2) / 50) * VDP_torre(z, 1)
Hc_torre(i, z) = 0
End If
Else
heliosP(i, z) = (1 / VDP_torre(z, 1)) * (Entrada(z, 2) / 50) * 4000000 * RGPla(i, z) ^ (-1.149)
heliosA(i, z) = helios(z, 1) - heliosP(i, z)
End If
CSP_torre(i, z) = Entrada(z, 2)
Hc_torre(i, z) = ((0.00005 * RGPla(i, z) ^ 2 + 0.139 * RGPla(i, z) - 9.6692) * (heliosA(i, z) / 82)) / Entrada(z, 2) * (VDP_torre(z, 1))
End If
End If
Next i
Next z

```

'Horas reales de almacenamiento y descarga

```

For z = 1 To plantas
For i = 1 To horas_totales

If Entrada(z, 1) = "CCP" Then

    If i = 1 Then
        Hr(i, z) = 0
        Hd(i, z) = 0
    ElseIf i < 2500 Then
        If fmi - (CSP(i, z) / Entrada(z, 2)) < 0 Then
            Hd(i, z) = 0
            If Hr(i - 1, z) + Hc(i, z) + Hd(i, z) > Entrada(z, 3) Then
                Hr(i, z) = Entrada(z, 3)
            Else
                Hr(i, z) = Hr(i - 1, z) + Hc(i, z) + Hd(i, z)
            End If
        Else
            If Hr(i - 1, z) + Hc(i, z) < (fmi - (CSP(i, z) / Entrada(z, 2))) Then
                Hd(i, z) = -(Hr(i - 1, z) + Hc(i, z))
            End If
        End If
    End If
End For
End For

```

```

If Hr(i - 1, z) + Hc(i, z) + Hd(i, z) > Entrada(z, 3) Then
Hr(i, z) = Entrada(z, 3)
Else
Hr(i, z) = Hr(i - 1, z) + Hc(i, z) + Hd(i, z)
End If
Else
Hd(i, z) = ((CSP(i, z) / Entrada(z, 2)) - fmi)
If Hr(i - 1, z) + Hc(i, z) + Hd(i, z) > Entrada(z, 3) Then
Hr(i, z) = Entrada(z, 3)
Else
Hr(i, z) = Hr(i - 1, z) + Hc(i, z) + Hd(i, z)
End If
End If

Elseif i < 5500 Then
If fmv - (CSP(i, z) / Entrada(z, 2)) < 0 Then
Hd(i, z) = 0
If Hr(i - 1, z) + Hc(i, z) + Hd(i, z) > Entrada(z, 3) Then
Hr(i, z) = Entrada(z, 3)
Else
Hr(i, z) = Hr(i - 1, z) + Hc(i, z) + Hd(i, z)
End If
Else
If Hr(i - 1, z) + Hc(i, z) < (fmv - (CSP(i, z) / Entrada(z, 2))) Then
Hd(i, z) = -(Hr(i - 1, z) + Hc(i, z))
If Hr(i - 1, z) + Hc(i, z) + Hd(i, z) > Entrada(z, 3) Then
Hr(i, z) = Entrada(z, 3)
Else
Hr(i, z) = Hr(i - 1, z) + Hc(i, z) + Hd(i, z)
End If
Else
Hd(i, z) = ((CSP(i, z) / Entrada(z, 2)) - fmv)
If Hr(i - 1, z) + Hc(i, z) + Hd(i, z) > Entrada(z, 3) Then
Hr(i, z) = Entrada(z, 3)
Else
Hr(i, z) = Hr(i - 1, z) + Hc(i, z) + Hd(i, z)
End If
End If
End If

Elseif i >= 5500 Then
If fmi - (CSP(i, z) / Entrada(z, 2)) < 0 Then
Hd(i, z) = 0

```



```

If Hr(i - 1, z) + Hc(i, z) + Hd(i, z) > Entrada(z, 3) Then
Hr(i, z) = Entrada(z, 3)
Else
Hr(i, z) = Hr(i - 1, z) + Hc(i, z) + Hd(i, z)
End If
Else
If Hr(i - 1, z) + Hc(i, z) < (fmi - (CSP(i, z) / Entrada(z, 2))) Then
Hd(i, z) = -(Hr(i - 1, z) + Hc(i, z))
If Hr(i - 1, z) + Hc(i, z) + Hd(i, z) > Entrada(z, 3) Then
Hr(i, z) = Entrada(z, 3)
Else
Hr(i, z) = Hr(i - 1, z) + Hc(i, z) + Hd(i, z)
End If
Else
Hd(i, z) = ((CSP(i, z) / Entrada(z, 2)) - fmi)
If Hr(i - 1, z) + Hc(i, z) + Hd(i, z) > Entrada(z, 3) Then
Hr(i, z) = Entrada(z, 3)
Else
Hr(i, z) = Hr(i - 1, z) + Hc(i, z) + Hd(i, z)
End If
End If
End If
End If
Eca(i, z) = -Hd(i, z) * Entrada(z, 2)

```

```

ElseIf Entrada(z, 1) = "TORRE" Then

```

Producción torre

```

If i = 1 Then
Hr_torre(i, z) = 0
Hd_torre(i, z) = 0
ElseIf i < 2500 Then
If fmi - (CSP_torre(i, z) / Entrada(z, 2)) < 0 Then
Hd(i, z) = 0
If Hr_torre(i - 1, z) + Hc_torre(i, z) + Hd_torre(i, z) > Entrada(z, 3) Then
Hr_torre(i, z) = Entrada(z, 3)
Else
Hr_torre(i, z) = Hr_torre(i - 1, z) + Hc_torre(i, z) + Hd_torre(i, z)
End If
Else
If Hr_torre(i - 1, z) + Hc_torre(i, z) < (fmi - (CSP_torre(i, z) / Entrada(z, 2))) Then
Hd_torre(i, z) = -(Hr_torre(i - 1, z) + Hc_torre(i, z))

```

```

If Hr_torre(i - 1, z) + Hc_torre(i, z) + Hd_torre(i, z) > Entrada(z, 3) Then
    Hr_torre(i, z) = Entrada(z, 3)
Else
    Hr_torre(i, z) = Hr_torre(i - 1, z) + Hc_torre(i, z) + Hd_torre(i, z)
End If
Else
    Hd_torre(i, z) = ((CSP_torre(i, z) / Entrada(z, 2)) - fmi)
    If Hr_torre(i - 1, z) + Hc_torre(i, z) + Hd_torre(i, z) > Entrada(z, 3) Then
        Hr_torre(i, z) = Entrada(z, 3)
    Else
        Hr_torre(i, z) = Hr_torre(i - 1, z) + Hc_torre(i, z) + Hd_torre(i, z)
    End If
End If
End If

Elseif i < 5500 Then
    If fmv - (CSP_torre(i, z) / Entrada(z, 2)) < 0 Then
        Hd_torre(i, z) = 0
        If Hr_torre(i - 1, z) + Hc_torre(i, z) + Hd_torre(i, z) > Entrada(z, 3) Then
            Hr_torre(i, z) = Entrada(z, 3)
        Else
            Hr_torre(i, z) = Hr_torre(i - 1, z) + Hc_torre(i, z) + Hd_torre(i, z)
        End If
    Else
        If Hr_torre(i - 1, z) + Hc_torre(i, z) < (fmv - (CSP_torre(i, z) / Entrada(z, 2))) Then
            Hd_torre(i, z) = -(Hr_torre(i - 1, z) + Hc_torre(i, z))
            If Hr_torre(i - 1, z) + Hc_torre(i, z) + Hd_torre(i, z) > Entrada(z, 3) Then
                Hr_torre(i, z) = Entrada(z, 3)
            Else
                Hr_torre(i, z) = Hr_torre(i - 1, z) + Hc_torre(i, z) + Hd_torre(i, z)
            End If
        Else
            Hd_torre(i, z) = ((CSP_torre(i, z) / Entrada(z, 2)) - fmv)
            If Hr_torre(i - 1, z) + Hc_torre(i, z) + Hd_torre(i, z) > Entrada(z, 3) Then
                Hr_torre(i, z) = Entrada(z, 3)
            Else
                Hr_torre(i, z) = Hr_torre(i - 1, z) + Hc_torre(i, z) + Hd_torre(i, z)
            End If
        End If
    End If

Elseif i >= 5500 Then
    If fmi - (CSP_torre(i, z) / Entrada(z, 2)) < 0 Then
        Hd_torre(i, z) = 0

```

```

If Hr_torre(i - 1, z) + Hc_torre(i, z) + Hd_torre(i, z) > Entrada(z, 3) Then
    Hr_torre(i, z) = Entrada(z, 3)
Else
    Hr_torre(i, z) = Hr_torre(i - 1, z) + Hc_torre(i, z) + Hd_torre(i, z)
End If
Else
If Hr_torre(i - 1, z) + Hc_torre(i, z) < (fmi - (CSP_torre(i, z) / Entrada(z, 2))) Then
    Hd_torre(i, z) = -(Hr_torre(i - 1, z) + Hc_torre(i, z))
    If Hr_torre(i - 1, z) + Hc_torre(i, z) + Hd_torre(i, z) > Entrada(z, 3) Then
        Hr_torre(i, z) = Entrada(z, 3)
    Else
        Hr_torre(i, z) = Hr_torre(i - 1, z) + Hc_torre(i, z) + Hd_torre(i, z)
    End If
Else
    Hd_torre(i, z) = ((CSP_torre(i, z) / Entrada(z, 2)) - fmi)
    If Hr_torre(i - 1, z) + Hc_torre(i, z) + Hd_torre(i, z) > Entrada(z, 3) Then
        Hr_torre(i, z) = Entrada(z, 3)
    Else
        Hr_torre(i, z) = Hr_torre(i - 1, z) + Hc_torre(i, z) + Hd_torre(i, z)
    End If
End If
End If
End If
Eca_torre(i, z) = -Hd_torre(i, z) * Entrada(z, 2)

End If

```

Producción con RG corregida

```

If i < 1500 Then
    CSPc(i, z) = 0.78 * CSP(i, z)
    CSPc_torre(i, z) = 0.78 * CSP_torre(i, z)
ElseIf i < 3000 Then
    CSPc(i, z) = 0.91 * CSP(i, z)
    CSPc_torre(i, z) = 0.91 * CSP_torre(i, z)
ElseIf i < 5500 Then
    CSPc(i, z) = 0.95 * CSP(i, z)
    CSPc_torre(i, z) = 0.95 * CSP_torre(i, z)
ElseIf i < 7400 Then
    CSPc(i, z) = 0.89 * CSP(i, z)
    CSPc_torre(i, z) = 0.89 * CSP_torre(i, z)
ElseIf i >= 7400 Then
    CSPc(i, z) = 0.8 * CSP(i, z)
    CSPc_torre(i, z) = 0.8 * CSP_torre(i, z)

```

```

End If
Next i
Next z

For i = 1 To horas_totales
For z = 1 To plantas
CSPcT(i, 1) = CSPcT(i, 1) + CSPc(i, z)
CSPcT_torre(i, 1) = CSPcT_torre(i, 1) + CSPc_torre(i, z)
EcaT(i, 1) = EcaT(i, 1) + Eca(i, z)
EcaT_torre(i, 1) = EcaT_torre(i, 1) + Eca_torre(i, z)

Next z
Next i

End Sub

Sub Parout()
Set Hoja1 = Worksheets("PlantasCSP")
Set Hoja2 = Worksheets("Cenit")
Set Hoja3 = Worksheets("RG")
Set Hoja4 = Worksheets("DNI")
Set Hoja5 = Worksheets("Desenlace")
Set Hoja6 = Worksheets("Resultados")
Set Hoja7 = Worksheets("Ratios")

For i = 1 To horas_totales
'Hoja6.Cells(i + 1, 5).Value = CSPcT(i, 1)
'Hoja6.Cells(i + 1, 6).Value = EcaT(i, 1)
Hoja5.Cells(i + 1, 4).Value = EcaT(i, 1) + CSPcT(i, 1)
'Hoja6.Cells(i + 1, 13).Value = CSPcT_torre(i, 1)
'Hoja6.Cells(i + 1, 14).Value = EcaT_torre(i, 1)
Hoja5.Cells(i + 1, 5).Value = EcaT_torre(i, 1) + CSPcT_torre(i, 1)
Next i

For r = 1 To ratios
For i = 1 To horas_totales
Hoja7.Cells(i + 1, r + 2).Value = Ratio(i, r)

Next i
Next r

End Sub

```

Sub Almacenamiento() 'Relación de Gasto de Gas Natural y Curtailment

For i = 1 To horas_totales

If Hoja5.Cells(i + 1, 3) > (Hoja5.Cells(i + 1, 4) + Hoja5.Cells(i + 1, 5)) Then

'Gas Natural Gastado

Hoja5.Cells(i + 1, 6).Value = (Hoja5.Cells(i + 1, 3).Value - (Hoja5.Cells(i + 1, 4) + Hoja5.Cells(i + 1, 5)))

Hoja5.Cells(i + 1, 7).Value = 0

Else ' Curtailment

Hoja5.Cells(i + 1, 6).Value = 0

Hoja5.Cells(i + 1, 7).Value = ((Hoja5.Cells(i + 1, 4).Value + Hoja5.Cells(i + 1, 5).Value) - Hoja5.Cells(i + 1, 3))

End If

Next i

For i = 1 To horas_totales

GN_teorico(i, 1) = Hoja5.Cells(i + 1, 6).Value

If Hoja5.Cells(i + 1, 4) + Hoja5.Cells(i + 1, 5) > Hoja5.Cells(i + 1, 3) Then

Curt_teorico(i, 1) = Hoja5.Cells(i + 1, 4).Value + Hoja5.Cells(i + 1, 5).Value - Hoja5.Cells(i + 1, 3)

Else

Curt_teorico(i, 1) = 0

End If

Next i

For i = 1 To horas_totales

If i = 1 Then

Curt_real(i, 1) = Curt_teorico(i, 1)

GN_real(i, 1) = GN_teorico(i, 1)

ElseIf i = 2 Then

```
GN_real(i, 1) = GN_teorico(i, 1)
Curt_real_torre(i, 1) = Curt_teorico_torre(i, 1)

Else

If GN_teorico(i, 1) = 0 Then

If Curt_teorico(i, 1) > 0 Then

Curt_real(i, 1) = Curt_teorico(i, 1)

If Almacen_CCP(i, 1) = Alm_max_CCP Then

Curt_real(i, 1) = Curt_teorico(i, 1)
Almacen_CCP(i, 1) = Alm_max_CCP

Else

Almacen_CCP(i, 1) = Almacen_CCP(i, 1) + Almacen_CCP(i - 1, 1)
End If

If Almacen_CCP(i, 1) >= Alm_max_CCP Then

Curt_real(i, 1) = Curt_teorico(i, 1) - Alm_max_CCP + Almacen_CCP(i, 1)
Almacen_CCP(i, 1) = Alm_max_CCP
Else

Curt_real(i, 1) = 0
Almacen_CCP(i, 1) = Almacen_CCP(i - 1, 1) + Curt_teorico(i, 1)
If Almacen_CCP(i, 1) > Alm_max_CCP Then

Almacen_CCP(i, 1) = Alm_max_CCP
Curt_real(i, 1) = Curt_teorico(i, 1) - Alm_max_CCP + Almacen_CCP(i, 1)

ElseIf Almacen_CCP(i, 1) = Alm_max_CCP Then

Almacen_CCP(i, 1) = Alm_max_CCP
Curt_real(i, 1) = Curt_teorico(i, 1)

End If

End If

Else

Curt_real(i, 1) = 0
```

End If

$Curt_teorico_torre(i, 1) = Curt_real(i, 1)$

If $Curt_teorico_torre(i, 1) > 0$ Then

$Curt_real_torre(i, 1) = Curt_teorico_torre(i, 1)$

If $Almacen_torre(i, 1) = Alm_max_TORRE$ Then

$Curt_real_torre(i, 1) = Curt_teorico_torre(i, 1)$

$Almacen_torre(i, 1) = Alm_max_TORRE$

Else

$Almacen_torre(i, 1) = Almacen_torre(i, 1) + Almacen_torre(i - 1, 1)$

End If

If $Almacen_torre(i, 1) \geq Alm_max_TORRE$ Then

$Curt_real_torre(i, 1) = Curt_teorico_torre(i, 1) - Alm_max_TORRE + Almacen_torre(i - 1, 1)$

$Almacen_torre(i, 1) = Alm_max_TORRE$

Else

$Curt_real_torre(i, 1) = 0$

$Almacen_torre(i, 1) = Almacen_torre(i - 1, 1) + Curt_teorico_torre(i, 1)$

If $Almacen_torre(i, 1) > Alm_max_TORRE$ Then

$Almacen_torre(i, 1) = Alm_max_TORRE$

$Curt_real_torre(i, 1) = Curt_teorico_torre(i, 1) - Alm_max_TORRE + Almacen_torre(i - 1, 1)$

ElseIf $Almacen_torre(i, 1) = Alm_max_TORRE$ Then

$Almacen_torre(i, 1) = Alm_max_TORRE$

$Curt_real_torre(i, 1) = Curt_teorico_torre(i, 1)$

End If

End If

Else

$Curt_real_torre(i, 1) = 0$

End If

$almacen_junto(i, 1) = Almacen_CCP(i, 1) + Almacen_torre(i, 1)$

```

If almacen_junto(i, 1) > (Alm_max_TORRE + Alm_max_CCP) Then

    almacen_junto(i, 1) = (Alm_max_TORRE + Alm_max_CCP)
End If

Else

If almacen_junto(i - 1, 1) > GN_teorico(i, 1) Then

    GN_real(i, 1) = 0
    almacen_junto(i, 1) = almacen_junto(i - 1, 1) - GN_teorico(i, 1)

ElseIf almacen_junto(i - 1, 1) = GN_teorico(i, 1) Then

    GN_real(i, 1) = 0
    almacen_junto(i, 1) = 0

Else

    GN_real(i, 1) = GN_teorico(i, 1) - almacen_junto(i - 1, 1)
    almacen_junto(i, 1) = 0

    End If
End If

End If

Next i

For i = 1 To horas_totales

Hoja5.Cells(i + 1, 7).Value = Curt_real(i, 1)
Hoja5.Cells(i + 1, 8).Value = Almacen_CCP(i, 1)
Hoja5.Cells(i + 1, 9).Value = Curt_real_torre(i, 1)
Hoja5.Cells(i + 1, 10).Value = Almacen_torre(i, 1)
Hoja5.Cells(i + 1, 11).Value = almacen_junto(i, 1)
Hoja5.Cells(i + 1, 12).Value = GN_real(i, 1)

Next i

End Sub

Sub LCOEs()

```


En esta subsección se calcula el LCOE de cada simulación

produccion_CCP = Hoja5.Cells(6, 17).Value

produccion_TORRE = Hoja5.Cells(7, 17).Value

años = 20

$I_CCP = 25.979 * H_alm^2 + 221.29 * H_alm + 5067$

$I_torre = 833.33 * H_alm + 5500$

$I_T = (plantas_torre * I_torre + plantas_CCP * I_CCP) * 50000 / años$

$m_T = ((plantas_torre + plantas_CCP) * 66) * 50000 + 3.5 * produccion_TORRE + 4 * produccion_CCP$

Energia_generada = (produccion_CCP + produccion_TORRE) 'MWh

tasa = 0.1 * Tasa de descuento

$Suma_arriba = (I_T + m_T) / 1.1$

$Suma_abajo = (Energia_generada) / 1.1$

Hoja5.Cells(48, 17).Value = Suma_arriba

Hoja5.Cells(48, 18).Value = Suma_abajo

End Sub