

Trabajo Fin de Máster
Máster Universitario en Sistemas de Energía
Eléctrica

Desarrollo de una herramienta para la optimización
del diseño de parques fotovoltaicos

Autor: Javier Toro Rollón

Tutor: Javier Serrano González

Juan Manuel Roldán Fernández

**Departamento de Ingeniería Eléctrica
Escuela Técnica Superior de Ingeniería
Universidad de Sevilla**

Sevilla, 2019



Trabajo Fin de Máster
Máster Universitario en Sistemas de Energía Eléctrica

Desarrollo de una herramienta para la optimización del diseño de parques fotovoltaicos

Autor:

Javier Toro Rollón

Tutor:

Javier Serrano González

Juan Manuel Roldán Fernández

Profesores Ayudantes Doctores

Departamento de Ingeniería Eléctrica
Escuela Técnica Superior de Ingeniería
Universidad de Sevilla

Sevilla, 2019

Trabajo Fin de Máster: Desarrollo de una herramienta para la optimización del diseño de parques fotovoltaicos

Autor: Javier Toro Rollón

Tutor: Javier Serrano González
Juan Manuel Roldán Fernández

El tribunal nombrado para juzgar el Proyecto arriba indicado, compuesto por los siguientes miembros:

Presidente:

Vocales:

Secretario:

Acuerdan otorgarle la calificación de:

Sevilla, 2019

El Secretario del Tribunal

A mi madre

Agradecimientos

Quiero agradecer a mi familia y a mis amigos que siempre me han apoyado y me han dado fuerzas para seguir adelante con los estudios.

También a todos los profesores del Máster de Sistemas de Energía Eléctrica de la Universidad de Sevilla con los que he ampliado notablemente mis conocimientos y en especial a mis tutores de este trabajo.

El Plan de Energías Renovables 2011-2020 espera e insta a la instalación de parques fotovoltaicos de gran potencia. El interés de la energía fotovoltaica se basa en su nulo impacto a la atmósfera durante la operación, su bajo impacto en el entorno y su gran potencial de rentabilidad para conseguir grandes cantidades de generación eléctrica.

Por tanto, en este trabajo se desarrolla una herramienta para optimizar los cálculos y diseños de nuevas plantas fotovoltaicas, con el fin de poder obtener la máxima rentabilidad de ellas. La herramienta modeliza el comportamiento de un parque fotovoltaico de grandes dimensiones en el que tiene influencia la inclinación de los paneles, la conexiones de estos respecto a los inversores y las distancias entre los conjuntos, que influirá en las sombras provocadas entre unas y otras.

Para ello se realiza un diseño y modelo matemático en la herramienta MATLAB. De esta manera, se representan todos los equipos y las relaciones temporales de las variables a lo largo de la vida útil del proyecto. Se busca reducir al máximo el LCOE del proyecto, es decir, siendo un mismo parque fotovoltaico con la misma potencia nominal podrá tener rentabilidades distintas dependiendo de la tierra ocupada, conexiones realizadas...

Así pues se consigue un modelo sobre el cual se podrán realizar distintas simulaciones para obtener resultados más próximos a la realidad de la operación, pudiendo comparar los escenarios de máxima rentabilidad, minimizando los costes y maximizando la generación energética.

Por otro lado se realiza una validación de la herramienta desarrollada para asegurar la validez del modelo. Y con un ejemplo se examina los distintos resultados obtenidos y el potencial de la herramienta desarrollada. Se observa que se podría llegar a conseguir un aumento de la rentabilidad a lo largo de los 20 años de operación.

Abstract

The Renewable Energy Plan 2011-2020 expects and urges the installation of high-power photovoltaic parks. The interest of photovoltaic energy is based on its zero impact on the atmosphere during the operation, its low impact on the environment and its great potential for profitability to achieve large amounts of electricity generation.

Therefore, in this work a tool is developed to optimize the calculations and designs of new photovoltaic plants, in order to obtain maximum profitability from them. The tool models the behavior of a large photovoltaic park in which the inclination of the panels has an influence, the connections of these with respect to the inverters and the distances between the assemblies, which will influence the shadows caused between them.

For this, a mathematical design and model is carried out in the MATLAB tool. In this way, all the equipment and the temporal relationships of the variables throughout the life of the project are represented. It seeks to minimize the LCOE of the project, that is, being the same photovoltaic park with the same nominal power may have different returns depending on the land occupied, connections made ...

Thus, a model is achieved on which different simulations can be carried out to obtain results closer to the reality of the operation, being able to compare the scenarios of maximum profitability, minimizing costs and maximizing energy generation.

On the other hand, a validation of the tool developed to ensure the validity of the model is carried out. And with an example, the different results obtained and the potential of the tool developed are examined. It is observed that an increase in profitability could be achieved over the 20 years of operation.

Índice

Agradecimientos	ix
Resumen	xi
Abstract	xiii
Índice	xv
Índice de Tablas	xvii
Índice de Figuras	xix
Notación	xxi
1 Introducción	1
1.1 <i>Comparativa de fuentes de energía</i>	2
1.2 <i>Energía fotovoltaica</i>	4
1.2.1 Centrales fotovoltaicas	4
1.2.2 Generadores de autoconsumo	5
1.3 <i>Métodos de optimización</i>	6
1.3.1 Algoritmos exactos	6
1.3.2 Algoritmos aproximados	7
1.3.3 Algoritmos heurísticos y metaheurísticos	7
2 Objetivos	9
3 Solución técnica	11
3.1 <i>Función objetivo</i>	11
3.2 <i>Variables de entrada y de diseño</i>	11
3.3 <i>Diseño del modelo</i>	13
3.3.1 Ubicación	13
3.3.2 Potencia	16
3.4 <i>Algoritmo a utilizar</i>	18
3.5 <i>Validación</i>	18
4 Resultados	21
4.1 <i>Minimización del LCOE</i>	21
4.1.1 Limitando la potencia de la planta	21
4.1.2 Limitando el área de la planta	23
4.1.3 Limitando la potencia y el área de la planta	24
4.2 <i>Minimización de los costes</i>	25
4.2.1 Limitando la potencia de la planta	25
4.2.2 Limitando el área de la planta	25
4.2.3 Limitando la potencia y el área de la planta	26
4.3 <i>Maximización de la generación</i>	26
4.3.1 Limitando la potencia de la planta	27
4.3.2 Limitando el área de la planta	27

4.3.3	Limitando la potencia y el área de la planta	28
4.4	<i>Comparación de escenarios</i>	28
5	Conclusiones	33
	Referencias	35
	Anexos	37
	<i>Ficha técnica - Placa fotovoltaica</i>	37
	<i>Ficha técnica - Inversor</i>	39

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1. Variables de entrada técnicas	11
Tabla 2. Variables de entrada geográficas y económicas	12
Tabla 3. Variables de entrada del parque fotovoltaico de Ses Salines	19
Tabla 4. Resultados que tiene el parque fotovoltaico de Ses Salines	20
Tabla 5. Resultados del parque fotovoltaico de Ses Salines tras la optimización	20
Tabla 6. Resultados de minimizar el LCOE limitando la potencia de la planta	21
Tabla 7. Resultados de minimizar el LCOE limitando el área disponible de la planta	23
Tabla 8. Resultados de minimizar el LCOE limitando la potencia y el área disponible de la planta	24
Tabla 9. Resultados de minimizar los costes limitando la potencia de la planta	25
Tabla 10. Resultados de minimizar los costes limitando el área disponible de la planta	26
Tabla 11. Resultados de minimizar los costes limitando la potencia y el área disponible de la planta	26
Tabla 12. Resultados de maximizar el ahorro de emisiones contaminantes limitando la potencia de la planta	27
Tabla 13. Resultados de maximizar el ahorro de emisiones contaminantes limitando el área disponible de la planta	27
Tabla 14. Resultados de maximizar el ahorro de emisiones contaminantes limitando la potencia y el área disponible de la planta	28

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1. Cuota estimada de energía renovable en el consumo mundial final de energía, 2016 (1)	1
Figura 2. Participación estimada de energía renovable en la producción de electricidad a nivel mundial, finales de 2017 (1)	1
Figura 3. Crecimiento de la población mundial, 1800-2100 (2)	2
Figura 4. LCOE por tecnología (3)	3
Figura 5. Coste de capital por tecnología (3)	3
Figura 6. Potencia y energía fotovoltaica en el sistema eléctrico español (4)	4
Figura 7. Esquema de una central fotovoltaica (5)	5
Figura 8. Esquema de un generador fotovoltaico de autoconsumo (5)	6
Figura 9. Curva de potencia de un panel fotovoltaico	6
Figura 10. Variables de diseño	13
Figura 11. Declinación a lo largo del año	14
Figura 12. Elevación solar a las 12:00 a lo largo del año en Sevilla	15
Figura 13. Diseño del algoritmo de optimización	18
Figura 14. Sombras que se generan en un conjunto fotovoltaico el día 1 de enero cuando se limita la potencia	22
Figura 15. Sombras que se generan en un conjunto fotovoltaico el día 20 de febrero cuando se limita la potencia	22
Figura 16. Sombras que se generan en un conjunto fotovoltaico el día 20 de febrero cuando se limita el área disponible	23
Figura 17. Sombras que se generan en un conjunto fotovoltaico el día 20 de febrero cuando se limita la potencia y el área disponible	24
Figura 18. Comparativa de LCOE en los distintos escenarios	29
Figura 19. Comparativa de las pérdidas por sombras en los distintos escenarios	30
Figura 20. Comparativa de los costes a realizar en los distintos escenarios	31

Notación

A_{CO_2}	Ahorro de emisiones de CO ₂ (TeCO ₂)
a_s	Área de sombra normalizada en un determinado momento (%)
A_{tot}	Área total ocupada por el parque fotovoltaico (m ²)
BAL	Incremento del costo de capital debido a los componentes del balance de sistema (%)
C_b	Coste de fabricación e instalación de las estructuras de los conjuntos fotovoltaicos (€)
C_{cac}	Coste de los cables de corriente alterna (€)
C_{cdc}	Coste de los cables de corriente continua (€)
C_f	Factor adimensional del costo de compra de los paneles fotovoltaicos (€)
C_{fv}	Precio del panel fotovoltaico (€)
C_{inter}	Coste del cable de interconexión (€)
C_{inv}	Precio del inversor (€)
C_l	Precio del terreno a utilizar (€/m ²)
C_{transf}	Coste del transformador (€)
d	Día del año
d_f	Coefficiente de ensuciamiento (%)
dist	Distancia entre conjuntos fotovoltaicos (m)
d_n	Distancia normalizada
Etot	Energía suministrada a la red (MWh)
FD	Factor de disponibilidad de la red eléctrica (%)
$f_{emisión}$	Factor de emisión (TeCO ₂)
g	Tasa de inflación (%)
G	Irradiancia solar en el emplazamiento seleccionado (W/m ²)
H	Altura del conjunto fotovoltaico (m)
H_{pv}	Altura del panel fotovoltaico (m)
h_s	Altura de sombra normalizada en un determinado momento
H_s	Altura de sombra de un conjunto en un determinado momento (m)
INV	Coste de capital (€)
L	Longitud del conjunto fotovoltaico (m)
Lat	Latitud del emplazamiento seleccionado (°)
LCOE	Levelized Cost Of Energy - Costo Nivelado de Energía (€/MWh)
Long	Longitud del emplazamiento seleccionado (°)
L_{pv}	Longitud del panel fotovoltaico (m)
l_s	Longitud de sombra normalizada en un determinado momento
L_s	Longitud de sombra de un conjunto en un determinado momento (m)
MAN	Coste de mantenimiento total (€)

M_{cac}	Coste de mantenimiento del cable de corriente alterna (€)
M_{cdc}	Coste de mantenimiento del cable de corriente continua (€)
M_{fv}	Coste de mantenimiento anual del panel fotovoltaico (€)
M_{inter}	Coste de mantenimiento del cable de interconexión (€)
M_{inv}	Coste de mantenimiento anual del inversor (€)
M_{transf}	Coste de mantenimiento del transformador (€)
n	Años de operación
n_{fv}	Ciclo de vida de los paneles fotovoltaicos
N_p	paneles en paralelo por conjunto fotovoltaico
$N_{paneles}$	Número de paneles fotovoltaicos
N_s	paneles en serie por conjunto fotovoltaico
OPE	Coste de operación (€)
P_{fv}	Potencia nominal del panel fotovoltaico (W)
P_{icons}	Consumo de potencia del propio inversor (W)
P_{imax}	Potencia máxima de operación del inversor (W)
P_{in}	Potencia de un conjunto fotovoltaico en un momento (W)
PL_{ac}	Producto potencia longitud de los cables de corriente alterna
PL_{dc}	Producto potencia longitud de los cables de corriente continua
$Plinter$	Producto potencia longitud de los cables de interconexión
P_m	Potencia fotovoltaica en un momento (W)
P_{nom}	Potencia pico de la planta fotovoltaica (MW)
P_{plant}	Potencia de la planta fotovoltaica en un determinado momento (W)
$P_{red,máx}$	Potencia fotovoltaica máxima que acepta la red (W)
q	Conjunto
q_{serie}	Conjuntos fotovoltaicos en serie
q_{tot}	Número de conjuntos fotovoltaicos
reduc	Coefficiente de reducción anual de eficiencia del panel fotovoltaico %
R_{fv}	Coefficiente de valor residual de los paneles fotovoltaicos
R_{inv}	Coste de reparación (€)
r_T	Coefficiente de temperatura (%/°C)
s	Tasa de subsidio de capital (%)
$SUR_{máx}$	Distancia máxima disponible en dirección sur (m)
t	Hora del día
T_a	Temperatura (°C)
T_{fv}	Temperatura del panel fotovoltaico en un determinado momento (°C)
t_{solar}	Hora solar (°)
V_{dcmax}	Voltaje máximo de entrada en corriente continua del inversor (V)
V_{imax}	Voltaje máximo de MPP en la entrada del inversor (V)
V_{mmax}	Voltaje máximo de MPP del panel fotovoltaico (V)
V_{ocmax}	Voltaje máximo en circuito abierto del panel fotovoltaico (V)
x	Parámetro solar
y	Año desde la instalación
β	Inclinación del conjunto fotovoltaico(°)
γ	Diferencia entre azimut solar y fotovoltaico (°)
δ	Declinación (°)
ΔP_{red}	Crecimiento anual de la potencia fotovoltaica que puede ser inyectada en la red (%)

ΔT_{fv}	Desviación de la temperatura nominal del panel fotovoltaico (°C)
η_{inv}	Eficiencia de conversión de corriente continua a alterna (%)
$\eta_{l,ac}$	Coefficiente de pérdida del cable de corriente alterna (%)
$\eta_{l,dc}$	Coefficiente de pérdida del cable de corriente continua (%)
$\eta_{l,inter}$	Coefficiente de pérdida del cable de interconexión (%)
η_{mppt}	Eficiencia del seguidor de punto de potencia máximo (%)
θ_s	Elevación del sol (°)

1 INTRODUCCIÓN

El 22 de abril de 2016 se firmó por 193 países el Acuerdo de París, dentro de la Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático, por el cual se establecen medidas para responder de forma global a la amenaza del cambio climático junto con un desarrollo sostenible.

De esta manera, todos los países firmantes apuestan por la generación energética a través de fuentes renovables y sostenibles para el medio ambiente. Este cambio supondrá un gran esfuerzo, porque supone un cambio muy grande en la base industrial de la mayoría de los países, como demuestra la Figura 1 y la Figura 2. Donde se observa que a pesar de los cambios realizados en los últimos años los combustibles fósiles siguen siendo con diferencia los más utilizados en todas las formas de consumo energético.

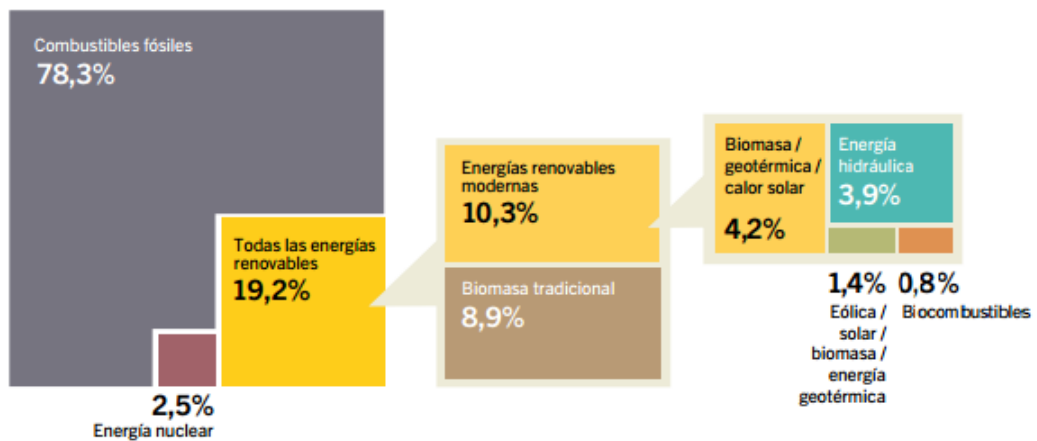


Figura 1. Cuota estimada de energía renovable en el consumo mundial final de energía, 2016 (1)

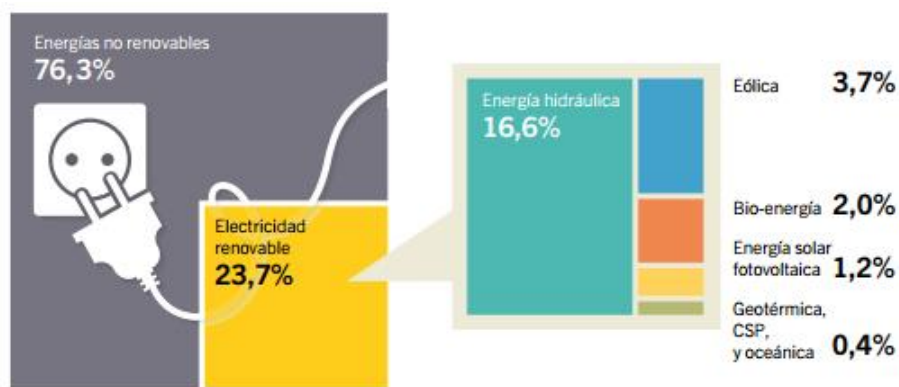


Figura 2. Participación estimada de energía renovable en la producción de electricidad a nivel mundial, finales de 2017 (1)

Por otro lado, se espera que la población mundial siga creciendo desde los 7.400 millones actuales, llegando a 9.500 millones en 2050 y 10.900 millones en 2100, como muestra la Figura 3; **Error! No se encuentra el origen de la referencia.** Lo cual supondrá un aumento considerable en los recursos que tiene el planeta, incluyendo las fuentes energéticas, durante todo el siglo XXI.

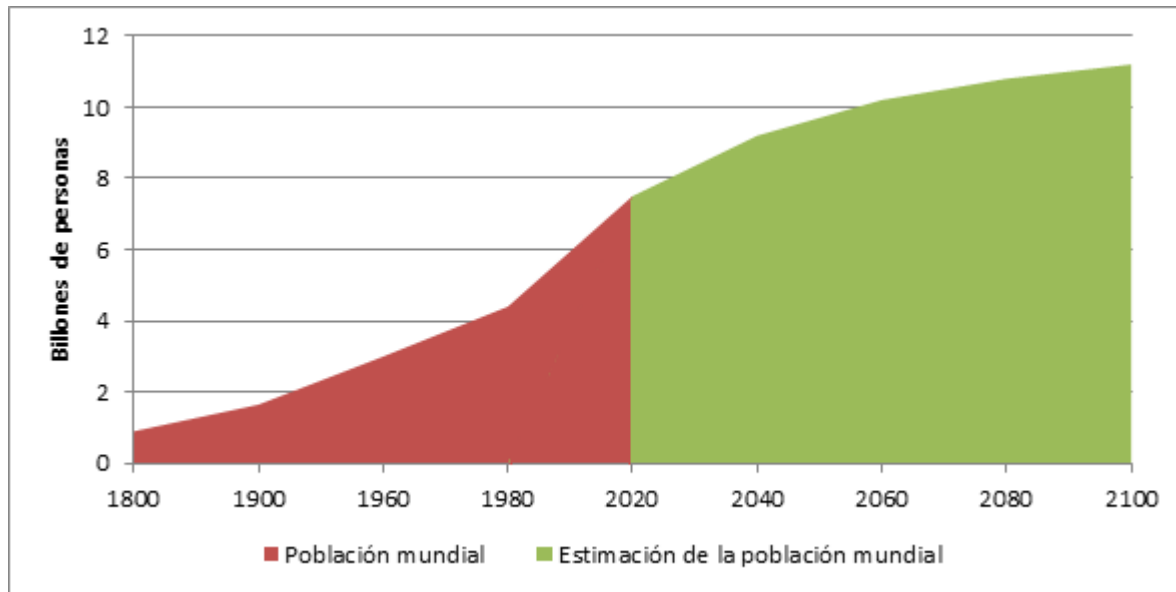


Figura 3. Crecimiento de la población mundial, 1800-2100 (2)

Ante esta situación, se debería de disponer de fuentes alternativas a los combustibles fósiles que sean capaces de soportar las demandas futuras sin comprometer los recursos y el medio ambiente del planeta. Es, por esto, por lo que cobra capital importancia el desarrollo de energías renovables, fuentes limpias y que contribuyen al desarrollo de comunidades rurales.

1.1 Comparativa de fuentes de energía

Hay distintas fuentes de energía disponibles en el mercado y aunque algunas son claramente favorables en algunas ubicaciones y otras totalmente desfavorables, en muchas ocasiones hay varias fuentes de energía que están muy próximas en rentabilidad y hay que tomar una decisión en función de la rentabilidad y condiciones jurídicas y propias del lugar.

En este contexto tiene gran influencia el término LCOE (Levelized Cost Of Energy - Costo Nivelado de Energía) que se define como todos los costes asociados a una central de generación desde los estudios previos hasta el desmantelamiento, pasando a lo largo de su vida útil divididos por la energía que se va a generar durante los años de operación.

$$LCOE = \frac{\text{costes a lo largo de la vida del proyecto}}{\text{energía generada a lo largo de la vida útil}} = \frac{\sum_1^n \frac{INV + MAN + OPE}{(1+g)^y}}{\sum_1^n \frac{E_{tot}}{(1+g)^y}}$$

Este término se ha popularizado mucho en los últimos años y se utiliza como indicador para saber qué fuente de energía es la más conveniente para instalar. Por tanto cobra una gran importancia la determinación más precisa de esta medida, ya que puede decidir si una central se construye o no, cuando los valores están próximos al punto de equilibrio.

En la Figura 4 se puede observar entre qué rangos oscila los LCOE de las distintas tecnologías. Hay que tener en cuenta que las tecnologías convencionales aumentan este valor por culpa del precio de su materia prima y de la gestión posterior de estos residuos (en el caso de las nucleares) o por los costes asociados a las emisiones contaminantes. Mientras que los costes de operación en las energías renovables suele ser nulo.

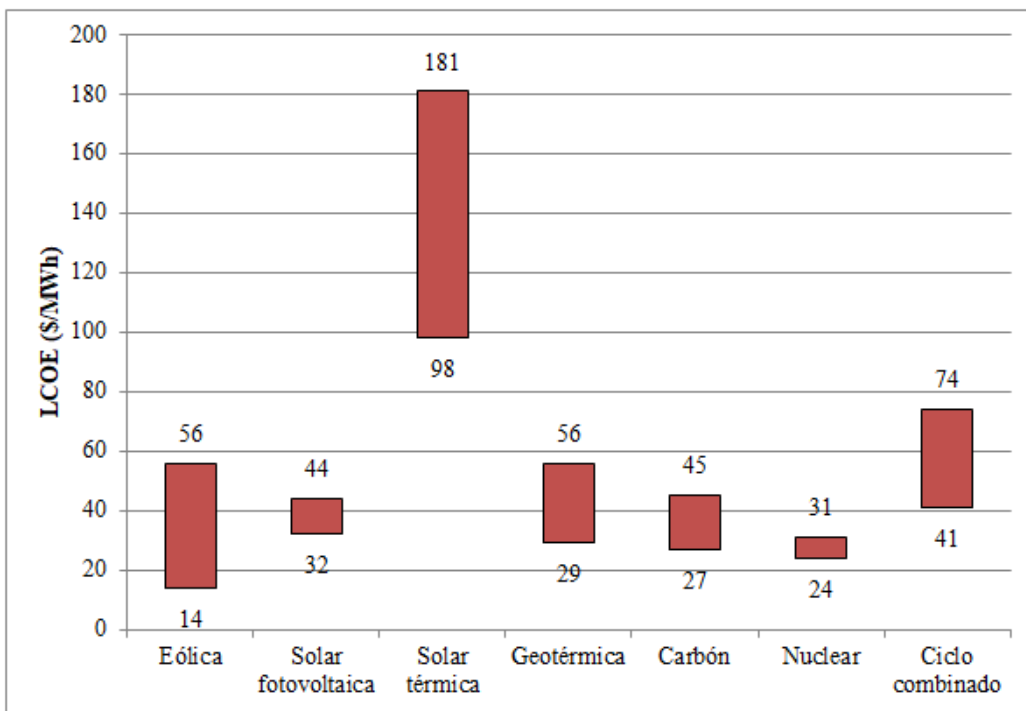


Figura 4. LCOE por tecnología (3)

También tiene interés conocer el coste de capital de cada tecnología, ya que para instalar un MW estará asociado a una inversión inicial mayor o menor. Lo cual puede hacer que las inversiones sean más seguras o más arriesgadas en función de la inversión inicial.

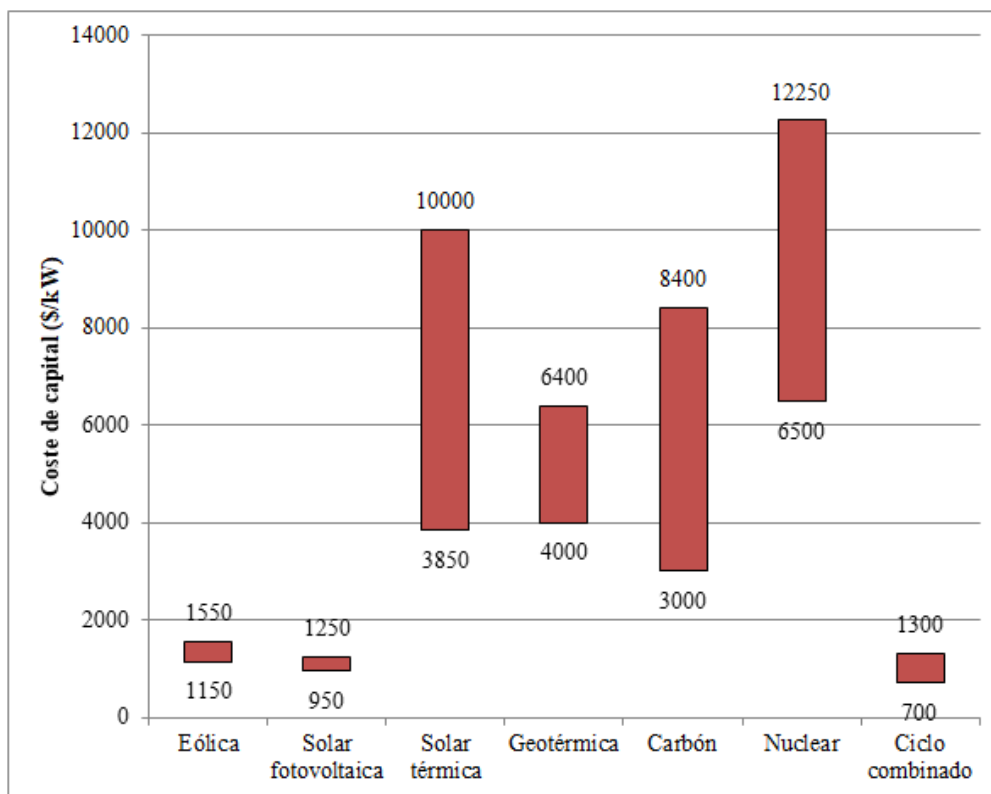


Figura 5. Coste de capital por tecnología (3)

Se observa en la como tecnologías como la energía solar fotovoltaica o la eólica tienen unos costes de capital asociados muy bajos frente a plantas nucleares o de carbón. Esto también define la forma de desarrollo de

estas plantas, mientras que las tecnologías con grandes costes de capital tienden a la concentración de estos MW en pocas instalaciones, las tecnologías con bajos costes de capital distribuyen su potencia en muchas plantas independientes las unas de las otras.

1.2 Energía fotovoltaica

La energía fotovoltaica es una fuente de energía que se obtiene a través de la conversión de la luz solar a electricidad directamente empleando el efecto fotoeléctrico, por lo que es renovable y limpia. Para que se produzca este efecto se utilizan materiales que cuando absorben los fotones de la radiación solar se liberan electrones y generan una corriente eléctrica en corriente continua.

Las instalaciones fotovoltaicas se pueden clasificar según numerosos factores, pero a continuación se presentan los dos grandes grupos:

1.2.1 Centrales fotovoltaicas

Aquellas que vuelcan toda la energía generada en la red eléctrica. Suelen ser grandes instalaciones con varios MW de potencia.

La potencia fotovoltaica instalada en todo el mundo con este tipo de centrales supera los 500 GW en 2019, siendo China y Estados Unidos los que más contribuyen a estas cifras. Y el ejemplo de mayor central se encuentra en el desierto de Tengger en China, con una capacidad de 1.547 MW y ocupando un área de 1.200 km².

En particular en España, a principios de 2019 había una potencia fotovoltaica conectada a la red de 4.699 MW en un total de 61.384 instalaciones. Y aunque actualmente su aportación al sistema eléctrico común está ligeramente estancada, como se observa en la Figura 6, se espera que crezca notablemente a raíz de nuevas subastas de energía renovable en los próximos años.

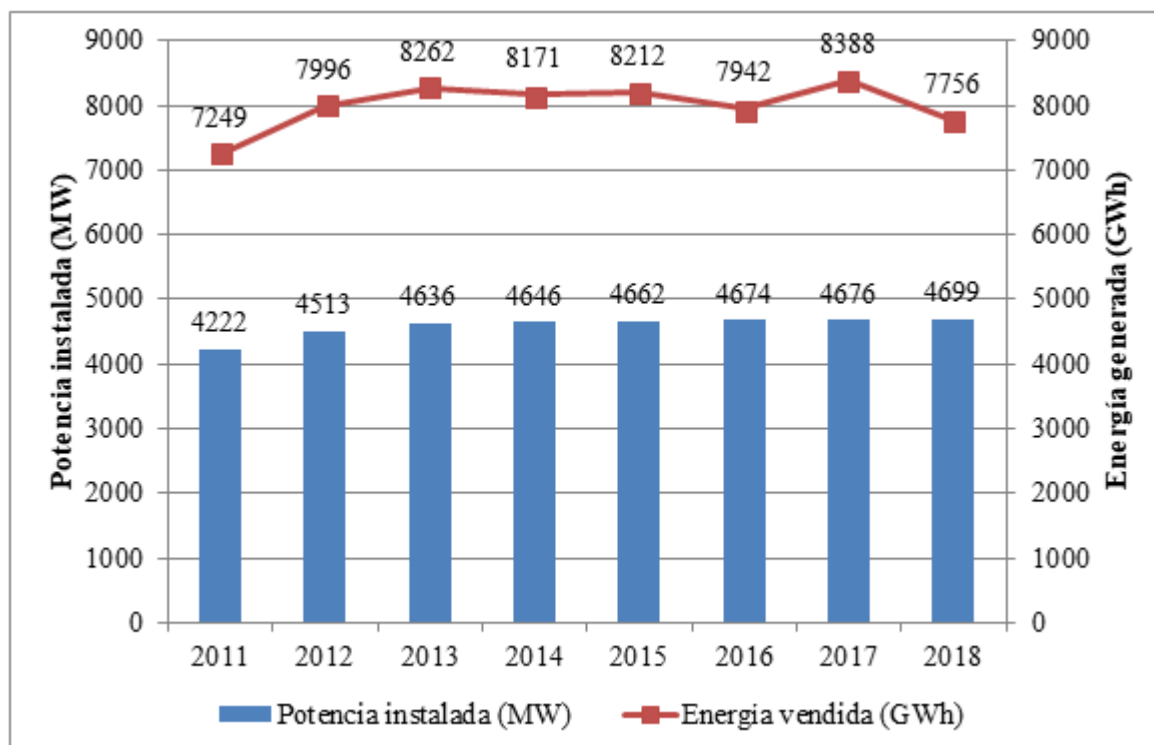


Figura 6. Potencia y energía fotovoltaica en el sistema eléctrico español (4)



Figura 7. Esquema de una central fotovoltaica (5)

Estas centrales cuentan con tres elementos básicos que se pueden observar en la Figura 7:

Paneles fotovoltaicos: también llamados placas o módulos fotovoltaicos son un conjunto de celdas fotovoltaicas unidas sobre capas de silicio para captar energía solar y transformarla en electricidad a través del efecto fotoeléctrico. Se pueden clasificar en tres grupos:

- Monocrystalinos: utilizan un único cristal de silicio. Tienen el rendimiento más alto del mercado.
- Policristalinos: utilizan silicio cristalizado en distintos cristales.
- Amorfos: utilizan silicio sin cristalizar. Tienen el rendimiento más bajo del mercado.

Inversores: convierten la energía en corriente continua generada por los paneles fotovoltaicos en corriente alterna para poderla volcar a la red.

Transformadores: elevan la tensión de la corriente alterna generada en los inversores de los 380-800 V hasta la media tensión (36 kV) para que sea apta para el transporte.

1.2.2 Generadores de autoconsumo

Aquellos cuya generación de electricidad es para el consumo del propio productor. Si está conectada a la red podrá vender parte de esta electricidad al mercado y comprarla cuando no la tenga. Sin embargo, si no está conectada a la red la energía sobrante se tendrá que almacenar en baterías que luego se utilizará en momentos de nula generación.

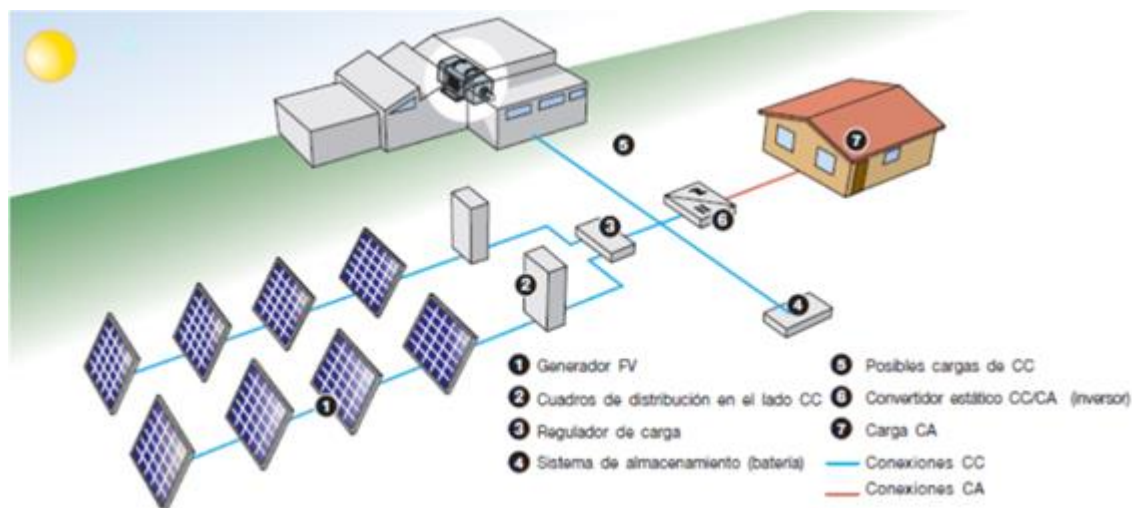


Figura 8. Esquema de un generador fotovoltaico de autoconsumo (5)

Estos generadores de autoconsumo aislados deben contar con los paneles fotovoltaicos, los inversores y también con dos elementos más, que se pueden observar en la Figura 8:

Regulador de carga: es un equipo que adecua la tensión generada para que se cargue la batería. Las más habituales son los reguladores MPPT (Maximum Power Point Tracking) que pasan la tensión de corriente continua de los conjuntos fotovoltaicos a una tensión más baja también en continua de tal forma que se consiga la máxima potencia (de acuerdo a la curva de potencia, como se muestra en la Figura 9) y que la batería pueda mantenerse cargada evitando sobrecargas y descargas no deseadas.

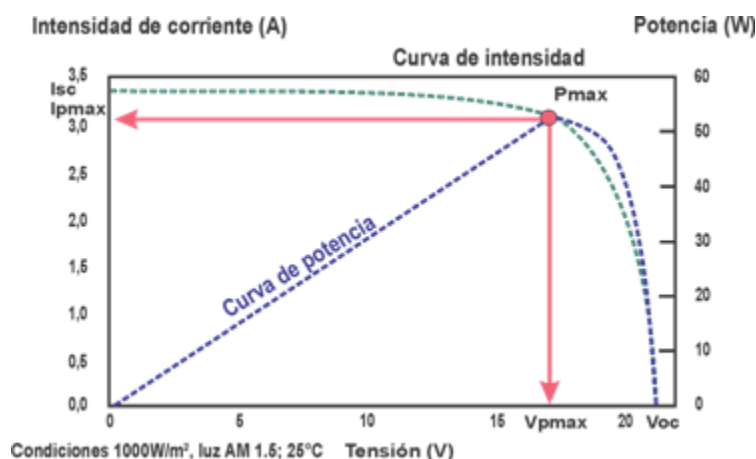


Figura 9. Curva de potencia de un panel fotovoltaico

Baterías: son unos equipos capaces de almacenar la energía generada sobrante (la no consumida en el momento de la generación) en forma de energía química y después devolverla en forma de electricidad cuando sea necesaria para el consumo a través de transformaciones electroquímicas.

1.3 Métodos de optimización

La optimización es la respuesta a un problema genérico de selección de un mejor elemento entre un conjunto de posibilidades. Es decir, la optimización encuentra los mejores valores de una función en un dominio, pudiendo abarcar una gran variedad de funciones y de dominios.

Estos métodos se pueden dividir en tres grandes grupos:

1.3.1 Algoritmos exactos

Son algoritmos que siempre llegan a la solución más óptima. El problema es que tienen limitado su rango de

acción a problemas y sistemas relativamente simples. Porque si un problema es complejo tardará mucho en llegar a la solución si es que llega en algún momento. Un ejemplo de este tipo de algoritmos es:

Algoritmo símplex: se busca el máximo de una función lineal multivariable sujeto a inecuaciones lineales.

$$\begin{aligned} & \max(z) \\ & \begin{bmatrix} 1 & -c^T & 0 \\ 0 & A & I \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} z \\ x \\ x_s \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 0 \\ b \end{bmatrix} \\ & s. a. \quad x \geq 0 \quad x_s \geq 0 \end{aligned}$$

donde

x son las variables

x_s son las variables de holgura

c son los coeficientes de optimización

z es la variable a maximizar

1.3.2 Algoritmos aproximados

Son aquellos sistemas de resolución de problemas matemáticos cuyo objetivo no es la solución más óptima, sino que permite un margen de error en la solución final. Esto lo que hace es que agiliza mucho la convergencia a la solución deseada. Un ejemplo de este tipo de algoritmos es:

Método de Newton-Raphson: es un método para encontrar los ceros o raíces de una función, aunque analizando los ceros de su primera derivada se pueden llegar a conseguir los máximos o los mínimos de una función.

$$x_{n+1} = x_n - \frac{f(x_n)}{f'(x_n)}$$

donde

f(x) función de la que se busca el cero.

x_{n+1} es el valor en la abscisa en el que el $f'(x_n)$ corta al eje.

1.3.3 Algoritmos heurísticos y metaheurísticos

Son algoritmos que no garantizan la llegada a la solución óptima pues utilizan una metodología de cálculo totalmente diferente al resto de algoritmos de optimización. Estos algoritmos por lo general son los más rápidos en encontrar la solución y los más adecuados en grandes sistemas matemáticos muy complejos.

A continuación se analizarán distintos algoritmos heurísticos:

Búsqueda tabú: es un algoritmo que utiliza estructuras de memoria para recoger todas aquellas posibles soluciones analizadas e incluirlas para que no se vuelva a repetir aquella posibilidad.

Algoritmo hormiga: es un algoritmo basado en el comportamiento observado de las hormigas, en el cual se prueban distintas soluciones las cuales se ven afectadas a nivel local por atracción de aquellas que han obtenido mejores resultados con una duración temporal.

Algoritmo genético: es un algoritmo que toma una población de individuos a los que los somete a mutaciones y recombinaciones genéticas (con las que aportan mejores soluciones) y una selección de la cual se descartarán los individuos peor adaptados y se escogerán los mejor adaptados para continuar con el algoritmo de forma que se llegue a una solución óptima lo antes posible.

Redes neuronales: son algoritmos que se inspiran en los comportamientos biológicos entre las neuronas y las interconexiones entre ellas. Estas neuronas se verán sometidas a entrenamientos en el sistema matemático a optimizar, por lo que será de gran importancia el ajuste de estos entrenamientos con el sistema.

2 OBJETIVOS

En este trabajo se desarrollará una herramienta que modele energética, técnica y económicamente parques fotovoltaicos de gran tamaño a partir de las variables que se le introduzcan. Pudiendo preveer antes de realizar una nueva instalación fotovoltaica la mejor disposición para obtener los mejores resultados en la operación de la planta generadora de electricidad y tener una estimación bastante fiable de los resultados que se obtendrán durante los años de operación.

Para ello se hará un estudio pormenorizado del movimiento del sol a lo largo de cada hora del año para poder saber las sombras que se generarán entre el propio parque fotovoltaico. También se modelará toda la generación y las condiciones a las que están sometidas los distintos paneles fotovoltaicos, como suciedad, rendimiento, limitaciones técnicas...

Una vez obtenido el modelo del parque fotovoltaico se introducirán una serie de variables de entrada, de las que depende el modelo para poder validar dicho modelo con un ejemplo conocido. De esta forma se podrá verificar el funcionamiento de la herramienta de optimización.

Tras validar el modelo definitivo del parque fotovoltaico, con sus distintas finalidades de maximizar la rentabilizar, minimizar los costes y maximizar la generación eléctrica, se hará un estudio técnico-económico de los distintos escenarios que se consiguen de la herramienta de optimización.

3 SOLUCIÓN TÉCNICA

3.1 Función objetivo

Lo primero que se tiene que determinar a la hora de optimizar un proceso es qué es lo que se quiere maximizar o minimizar, que se tendrá que reflejar en forma de función. Como ya se ha comentado, en la actualidad se utiliza el LCOE como parámetro para decidir de qué fuente de energía es más rentable para instalar en una determinada oferta de potencia de energía.

La forma de representar dicha función objetivo es con la inversión inicial para construir la planta fotovoltaica (o coste de capital) y el coste por mantenimiento anual que tendrá la instalación:

$$\min[LCOE] = \min \left[\frac{\sum_{y=1}^n \frac{INV + MAN}{(1+g)^y}}{\sum_{y=1}^n \frac{E_{tot}}{(1+g)^y}} \right]$$

Pero por otro lado, también se implementa en la herramienta dos funciones objetivo extras que podrían llegar a ser de utilidad. Una sería minimizar los costes que suponen la implantación y mantenimiento de la instalación fotovoltaica. Y la otra función objetivo es maximizar el la generación de energía eléctrica.

$$\min[costes] = \min \left[\sum_{y=1}^n \frac{INV + MAN}{(1+g)^y} \right]$$

$$\max[generacion] = \max \left[\sum_{y=1}^n E_{tot} \right]$$

3.2 Variables de entrada y de diseño

Tabla 1. Variables de entrada técnicas

Especificaciones de los módulos fotovoltaicos	<p>P_{fv}^* - Potencia nominal del panel fotovoltaico (W)</p> <p>V_{mmax}^* - Voltaje máximo de MPP del panel fotovoltaico (V)</p> <p>V_{ocmax}^* - Voltaje máximo en circuito abierto del panel fotovoltaico (V)</p> <p>reduc – Coeficiente de reducción anual de eficiencia del panel fotovoltaico (%)</p> <p>L_{pv} - Longitud del panel fotovoltaico (m)</p> <p>H_{pv} – Anchura del panel fotovoltaico (m)</p> <p>n_{fv} – Años de vida del panel fotovoltaico</p> <p>$T_{fv,nom}$ – Temperatura de operación nominal del panel fotovoltaico (°C)</p> <p>r_T – Coeficiente de temperatura (%/°C)</p>
--	---

Especificaciones de los inversores	V_{imax}^* - Voltaje máximo de MPP en la entrada del inversor (V) V_{dcmax}^* - Voltaje máximo de entrada en corriente continua del inversor (V) P_{imax}^* - Potencia máxima de operación del inversor η_{mppt} - Eficiencia del seguidor de punto de potencia máximo (%) P_{icons} - Consumo de potencia del propio inversor η_{inv} - Eficiencia de conversión de corriente continua a alterna
Especificaciones de la planta	P_{nom}^* - Potencia del parque fotovoltaico

Tabla 2. Variables de entrada geográficas y económicas

Parámetros locales	Lat – Latitud del emplazamiento seleccionado (°) Long – Longitud del emplazamiento seleccionado (°) G – Irradiancia solar en el emplazamiento seleccionado T_a - Temperatura en el emplazamiento seleccionado (°C)
Parámetros económicos	s – Tasa de subsidio de capital (%) BAL – Incremento del costo de capital debido a los componentes del balance de sistema (%) C_{fv}^* - Precio del panel fotovoltaico (€) C_f – Factor adimensional del costo de compra de los paneles fotovoltaicos (€) C_{inv}^* - Precio del inversor (€) C_l – Precio del terreno a utilizar (€/m ²) C_b – Coste de fabricación e instalación de las estructuras de los conjuntos fotovoltaicos (€) C_{transf} – Coste del transformador (€) C_{cdc} – Coste de los cables de corriente continua (€) C_{cac} – Coste de los cables de corriente alterna (€) C_{inter} – Coste del cable de interconexión (€) M_{fv} – Coste de mantenimiento anual del panel fotovoltaico (€) M_{inv} – Coste de mantenimiento anual del inversor (€) M_{transf} – Coste de mantenimiento del transformador (€) M_{cdc} – Coste de mantenimiento del cable de corriente continua (€) M_{cac} – Coste de mantenimiento del cable de corriente alterna (€) M_{inter} – Coste de mantenimiento del cable de interconexión (€) g – Tasa de inflación anual (%) R - Coste de reparaciones (€)

En el proceso de optimización es muy importante introducir una gran cantidad de datos y de calidad para que los cálculos que se realicen sean los más cercanos posibles a la realidad.

Esta herramienta se ha diseñado con unas variables de entrada que tengan que ser obligatorias su introducción (señaladas con un asterisco) y otras opcionales para poder afinar más con los cálculos, estas se pueden observar en la Tabla 1 y Tabla 2.

Las especificaciones técnicas de los paneles fotovoltaicos y de los inversores serán fáciles de conseguir ya que se muestran en las fichas técnicas. Las especificaciones de la planta dependerán del tipo de proyecto o de la oferta para instalar una nueva central fotovoltaica. Los parámetros locales son datos de acceso público normalmente ya que suelen estar recogidos en páginas de las entidades públicas. Y por último, los parámetros económicos algunos están fijos como los costes de los equipos pero otros tienen más incertidumbre como la tasa de inflación anual para los años futuros.

Por otro lado, se tendrán unas variables de diseño que serán las que irán variando para conseguir la mejor disposición del campo fotovoltaico al final de la optimización, que se muestran de forma vectorial:

$$X = [Ns \ Np \ dist \ \beta]$$

Estas variables son el número de paneles fotovoltaicos que se conectan en serie por cada conjunto fotovoltaico (Ns), el número de paneles que se conecta en paralelo (Np), la distancia que separan los conjuntos fotovoltaicos (d) y la inclinación que tienen los paneles fotovoltaicos respecto a la horizontal del suelo (β). En la Figura 10 se pueden ver cómo las variables de diseño son las que definen la disposición del campo fotovoltaico.

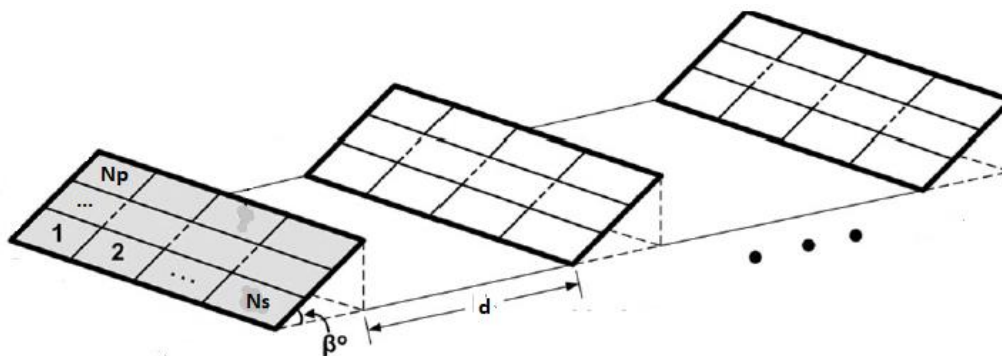


Figura 10. Variables de diseño

3.3 Diseño del modelo

Para realizar el diseño del modelo se tendrán que tener en cuenta todo aquello que influya en los resultados y en los costes que tenga la planta fotovoltaica, por tanto se analizará desde la ubicación hasta los costes de los componentes utilizados.

3.3.1 Ubicación

Lo primero que hay que modelar a la hora de diseñar una planta fotovoltaica es la ubicación, porque de ella dependerá la radiación (la materia prima), la temperatura y las sombras (el rendimiento). Por tanto, se analizarán cada uno de los fenómenos que afectan a las sombras en una instalación fotovoltaica:

3.3.1.1 Irradiancia

Es la energía incidente sobre una superficie, por unidad de tiempo y de área (W/m^2).

3.3.1.2 Latitud

La latitud es la distancia angular recorrida por un meridiano entre el ecuador y el punto que se quiere medir. Por ejemplo, la ciudad de Sevilla se encuentra en una latitud de $37^\circ 22' 19''$.

3.3.1.3 Declinación

La declinación es el ángulo que forman los rayos del sol con el plano ecuatorial de la Tierra. Es positivo cuando el Sol incide directamente por encima del ecuador y negativo cuando lo hace en el otro hemisferio.

Para ello se calcula el parámetro x que depende de la hora y el día del año:

$$x = \frac{2\pi}{365} \cdot \left(d - 1 + \frac{h - 12}{24} \right)$$

Y luego la declinación se consigue a partir del parámetro x :

$$\begin{aligned} \delta = & 0,006918 - 0,399912 \\ & \cdot \cos x + 0,070257 \\ & \cdot \sin x - 0,006758 \\ & \cdot \cos 2x + 0,000907 \cdot \sin 2x - 0,002697 \cdot \cos 3x + 0,001480 \cdot \sin 3x \end{aligned}$$



Figura 11. Declinación a lo largo del año

En la Figura 11 se puede observar cómo cambia la declinación dependiendo del día del año. Cabe destacar que el máximo de la función representa el solsticio de verano y el mínimo, el solsticio de invierno; por el otro lado, los dos puntos de inflexión representan los equinoccios (declinación de 0°).

3.3.1.4 Hora solar / angular

A la hora de hacer los cálculos hará falta pasar los datos a horas solares a través de la ecuación solar, ya que el movimiento aparente del Sol es variable y un día solar no tendrá la misma duración en verano que en invierno:

$$\Delta t = 229,18 \cdot \left(0,00065 + 0,001868 \cdot \cos x - 0,032077 \cdot \sin x - 0,014615 \cdot \cos 2x - 0,040849 \cdot \sin 2x \right)$$

Por tanto habrá que tener en cuenta la longitud geográfica de la ubicación y la diferencia horaria en el estándar internacional UTC+0. De esta forma los datos de radiación se podrán adecuar a la hora solar y a la posición del sol en todo momento del año.

$$t_{solar} = \Delta t - 4 \cdot longitud + 60 \cdot UTC$$

Esta hora solar se podrá reflejar en horas o en minutos (la ecuación anterior) pero también se podrá mostrar en ángulo siendo 0° el mediodía y -180° y $+180^\circ$ el inicio y final del día respectivamente.

3.3.1.5 Elevación del sol

Es el ángulo entre la dirección del sol y el horizonte de la ubicación elegida, es decir, sobre el plano horizontal del suelo. La elevación del sol depende de la hora solar a lo largo del día, de la declinación y de la latitud del lugar:

$$\sin \theta_s = \cos t_{solar} \cdot \cos \delta \cdot \cos \phi + \sin \delta \cdot \sin \phi$$

De ejemplo se muestra en la Figura 12 la elevación solar en Sevilla a mediodía a lo largo de todo el año. Donde se observa como en verano el sol llega a elevarse más sobre el horizonte que en invierno.

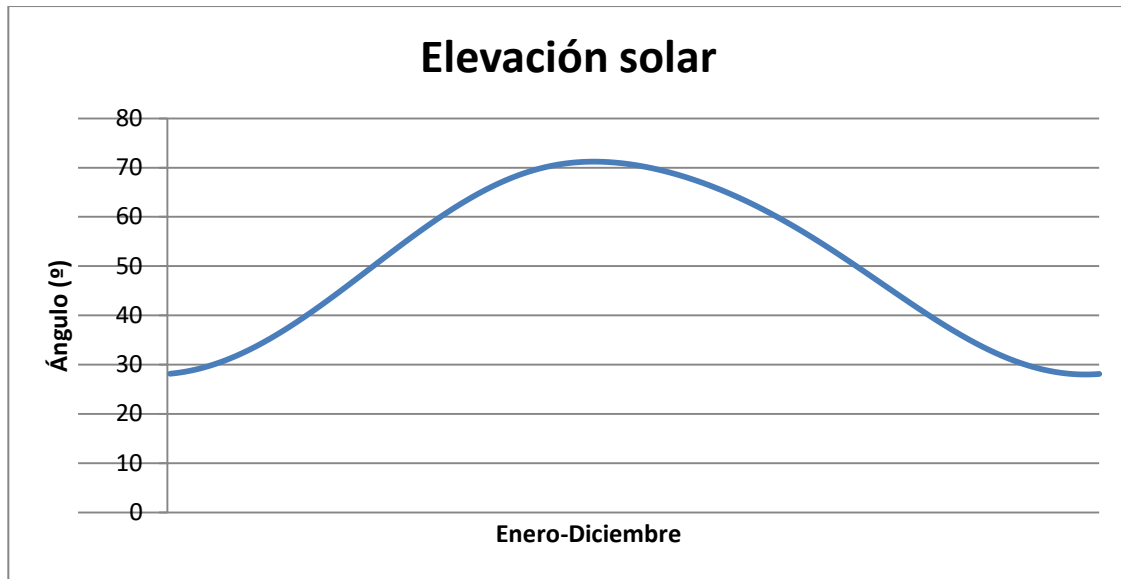


Figura 12. Elevación solar a las 12:00 a lo largo del año en Sevilla

A partir de esta elevación se puede sacar la diferencia entre azimuts entre el sol y el panel fotovoltaico (β):

$$\gamma = 90^\circ + \beta - \theta_s$$

Que será 0° cuando el sol incida perpendicularmente sobre las placas fotovoltaicas. Y por tanto estarán restringidos a:

$$\theta_s \geq 0^\circ \quad |\gamma| \leq 90^\circ$$

3.3.1.6 Cálculos de sombras

A partir de los términos anteriormente calculados se puede conseguir las sombras que se proyectarán unas placas sobre otras (excepto la primera línea de colectores) en cada momento del día y del año (6). Se sacarán los términos normalizados para determinar el porcentaje de las sombras inicialmente. Para ello primero se determinan las dimensiones de los conjuntos fotovoltaicos.

$$L = L_{fv} \cdot Ns$$

$$H = H_{fv} \cdot Np$$

La distancia normalizada entre dos filas de conjuntos fotovoltaicos:

$$d_n = \frac{dist}{H} \cdot \sin \beta$$

La longitud relativa de la sombra sobre un conjunto fotovoltaico es:

$$l_s = 1 - \frac{d_n \cdot \sin \beta + \cos \beta}{\frac{L}{H} \cdot \sin \beta} \cdot \frac{|\sin \gamma|}{\cos \beta \cdot \tan \theta_s + \sin \beta \cdot \cos \gamma}$$

$$0 \leq l_s \leq 1$$

Y por tanto, se puede determinar la longitud de la sombra en un determinado momento:

$$L_s = l_s \cdot L$$

De la misma forma se hará para la altura relativa de las sombras sobre el conjunto fotovoltaico:

$$h_s = 1 - \frac{d \cdot \sin \beta + \cos \beta}{\cos \beta + [\sin \beta \cdot \cos \gamma / \tan \theta_s]}$$

$$0 \leq h_s \leq 1$$

$$H_s = h_s \cdot H$$

Para calcular la energía producida por aquellas filas que no sean la primera dependerá de la sombra relativa:

$$a_s = l_s \cdot h_s$$

3.3.2 Potencia

Dentro de la herramienta se tendrán que introducir una serie de ecuaciones para llegar a calcular la energía y el coste de la instalación a lo largo de todos los años. Para ello se tratarán los años con la variable y , los días con la variable d y las horas con la variable t (7).

Hay que determinar el número de placas fotovoltaicas que deberá tener la instalación para poder llegar a la potencia pico deseada:

$$N_{paneles} = \frac{P_{nom}}{P_{fv}}$$

Y a partir de las variables de entrada se conseguirá la potencia de cada placa fotovoltaica sin tener en cuenta las sombras. Es decir, la potencia que tendrá un módulo fotovoltaico en primera fila que dependerá de la irradiancia del momento, de la potencia nominal del propio panel, de la inclinación respecto al sol, del rendimiento que haya podido perder a lo largo de los años de uso y del coeficiente de ensuciamiento:

$$P_m(y, d, t, \beta) = G(y, d, t) \cdot P_{fv} \cdot \cos \gamma(\beta) \cdot \left[1 - y \cdot \frac{reduc(y)}{100} \right] \cdot \left(1 - \frac{d_f}{100} \right) \cdot (1 - r_T \cdot \Delta T_{fv}(y, d, t))$$

También depende de la diferencia que haya entre la temperatura de operación del panel fotovoltaico en ese momento y la temperatura de operación nominal.

$$\Delta T_{fv}(y, d, t) = T_{fv(y,d,t)} - T_{fv,nom}$$

$$T_{fv}(y, d, t) = T_a + G(y, d, t) \cdot \frac{T_{fv,nom} - 20}{800}$$

Con esto ya se podrá determinar la potencia que generará un conjunto fotovoltaico en un determinado momento. Que para los conjuntos que se encuentran sin ningún tipo de sombra por estar en primera fila será:

$$P_{in}(y, d, t, \beta, q) = P_m(y, d, t, \beta) \cdot N_s \cdot N_p \cdot \left(1 - \frac{n_{l,dc}}{100} \cdot PL_{dc} \right) \cdot \eta_{mppt}$$

Mientras que para el resto de conjuntos fotovoltaicos que sí se verán afectados por las sombras, como se ha comentado anteriormente:

$$P_{in}(y, d, t, \beta, q) = P_m(y, d, t, \beta) \cdot N_s \cdot N_p \cdot \left(1 - \frac{n_{l,dc}}{100} \cdot PL_{dc} \right) \cdot \eta_{mppt} \cdot (1 - a_s)$$

Teniendo en cuenta todos los conjuntos fotovoltaicos, tanto los afectados por las sombras como por los que no, se podrá tratar a la planta fotovoltaica como un único elemento:

$$P_{plant}(y, d, t, \beta) = \frac{\eta_t}{100} \cdot \left(1 - \frac{n_{l,ac}}{100} \cdot PL_{ac} \right) \cdot \left(1 - \frac{n_{l,inter}}{100} \cdot PL_{inter} \right) \cdot \sum_{q=1}^{qtot} P_{in}(y, d, t, \beta, q)$$

Para calcular la energía total que se genera durante la vida útil de la planta se calcula teniendo en cuenta la potencia en cada hora de cada día en cada uno de los años de funcionamiento y el factor de disponibilidad de

la red eléctrica a la que está conectada. Por tanto, el paso de tiempo de simulación (Δt) utilizado será el de una hora:

$$E_{tot} = \frac{FD}{100} \cdot \sum_{y=1}^n \sum_{d=1}^{365} \sum_{t=1}^{24} P_{plant}(y, d, t, \beta) \cdot \Delta t$$

Por otro lado, gracias al factor de emisión se podrá determinar qué cantidad de emisiones de CO₂ se habrán evitado gracias a la construcción de este parque fotovoltaico. El factor de emisión es aquel término que hace referencia a la cantidad de CO₂ que se emite en un determinado sistema eléctrico para generar 1 MWh de energía. Por ejemplo, de media en el sistema eléctrico español se generan 0,287 toneladas equivalentes de CO₂ para conseguir un MWh de energía (6).

$$A_{CO2} = f_{emisión} \cdot E_{tot}$$

Costes

Se tendrán que modelar los costes que suponen la instalación y mantenimiento de la planta fotovoltaica (8).

La inversión inicial viene dada por:

$$INV = \left(1 - \frac{s}{100}\right) \cdot \left(1 + \frac{BOS}{100}\right) \cdot N_{I,o} \cdot C_{PV} \cdot \left(1 - \frac{R_{PV}}{100}\right) + q_{tot} \cdot C_{INV} + C_L \cdot A_{tot} + C_B + C_{i/t} + C_{c,dc} + C_{c,ac} + C_{IC}$$

Tiene influencia el área total a ocupar por parte del parque fotovoltaico, pues ese terreno tiene un coste asociado.

Siendo el coeficiente de valor residual de los paneles fotovoltaicos (9):

$$R_{fv} = c_f \cdot \left[1 - n \cdot \frac{reduc(n)}{100}\right] \cdot \frac{n_{fv} - n}{n_{fv}} \cdot 100$$

Y el mantenimiento anual sería de:

$$MAN = \left(N_{I,o} \cdot M_{PV} + q_{tot} \cdot M_{INV} + M_{\frac{i}{t}} + M_{c,dc} + M_{c,ac} + M_{IC}\right) \cdot \left(1 + \frac{r}{100}\right) + R_{inv}$$

Restricciones de diseño

Las restricciones que tiene el diseño de la planta fotovoltaica será la que modele finalmente todos los cálculos anteriores. Lo primero será determinar el número máximo de paneles fotovoltaicos que se pueden conectar a un mismo inversor:

$$N_s \cdot N_p < \frac{P_{imax}}{P_{fv}}$$

Por otro lado, dependiendo de las características de los paneles fotovoltaicos y de los inversores también se tendrá un número máximo de módulos que se podrán conectar en serie:

$$N_{s\ máx} = \min \left[\text{floor} \left(\frac{V_{i,máx}}{V_{M,máx}} \right), \text{floor} \left(\frac{V_{DC,máx}}{V_{oc,máx}} \right) \right]$$

El espacio que se tenga disponible para realizar la instalación no será ilimitado, pues de otro modo se instalarían todos los conjuntos fotovoltaicos en una misma fila. Por tanto, la distancia que se tiene en dirección al sur será la que defina el número de conjuntos fotovoltaicos por fila. Que podrá ser un número fijo en instalaciones con forma de paralelogramo o una función si no lo fuera:

$$q_{serie} = \text{floor} \left(\frac{SUR_{máx}}{L} \right)$$

La red a la que está conectada la instalación fotovoltaica también condicionará la generación. En condiciones en las que la red no puede absorber toda la energía que genera la instalación, en momentos en los que la carga que ejerce la red sea muy baja por mantenimiento o por otras causas se tendrá que:

$$\text{si } P_{plant}(y, d, t, \beta) > P_{red,m\acute{a}x}(y, d, t) \cdot \left[1 + (y - 1) \cdot \frac{\Delta P_{red}(y)}{100} \right],$$

$$P_{plant}(y, d, t, \beta) = P_{red,m\acute{a}x}(y, d, t) \cdot \left[1 + (y - 1) \cdot \frac{\Delta P_{red}(y)}{100} \right]$$

3.4 Algoritmo a utilizar

El algoritmo de optimización a utilizar será el algoritmo genético con una condición de término de que no haya cambios en la población superiores a $1 \cdot 10^{-6}$.

Se ha procedido a utilizar el algoritmo genético como método para llegar a las soluciones debido a las siguientes características:

- Realiza las iteraciones con varias posibles soluciones a la vez, frente a los métodos secuenciales.
- Tarda más tiempo en converger pero evita caer en mínimos locales.

En la Figura 13 se observa cómo funciona el algoritmo aplicado al modelodiseño.

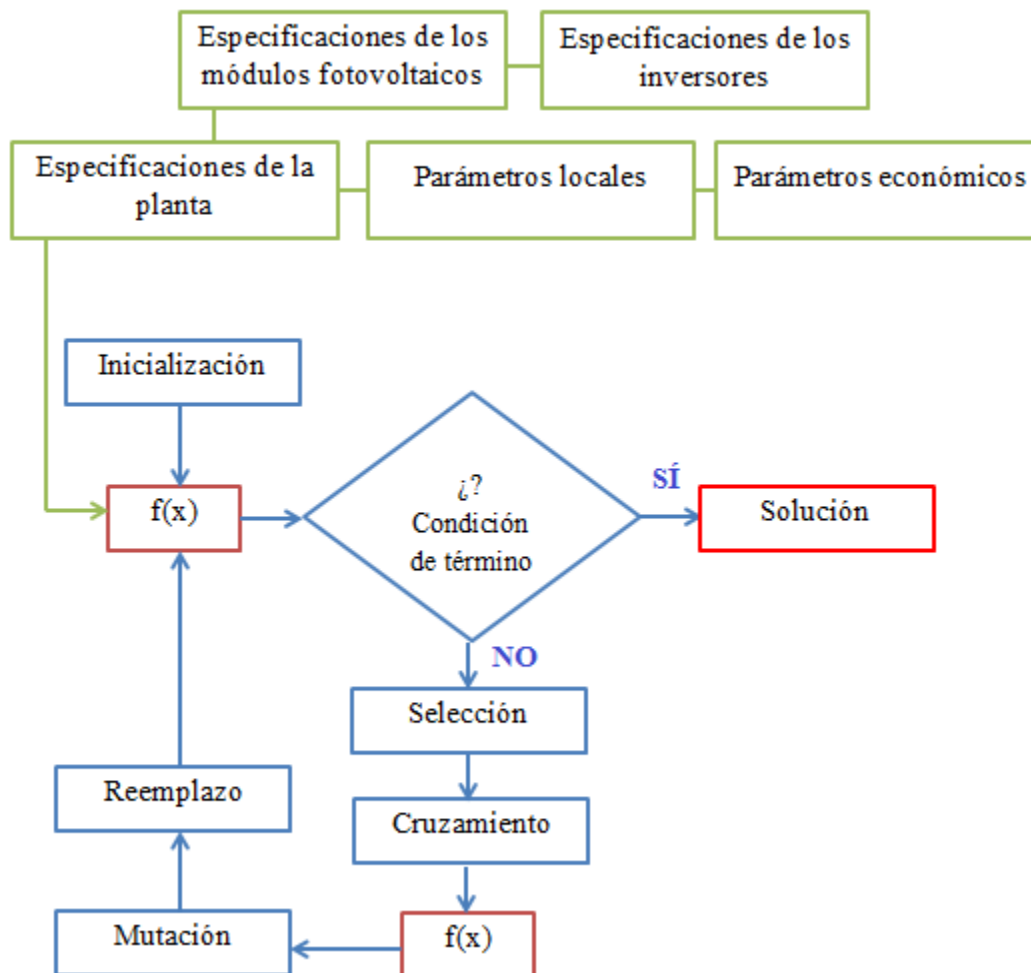


Figura 13. Diseño del algoritmo de optimización

3.5 Validación

Una vez formulado el algoritmo para la optimización del diseño se tendrá que validar formalmente, ya que en

función de los resultados obtenidos podremos demostrar su validez (aunque no implica que sea la mejor opción).

Para ello tomaremos los datos de una instalación fotovoltaica ya construida y analizaremos sus resultados y los compararemos con los reales. Se ha tomado el proyecto del parque solar fotovoltaico en Ses Salines (Mallorca) (10) y se calculará el LCOE tal como se construyó y utilizando la herramienta de optimización.

Las variables de entrada que tiene este proyecto son:

Tabla 3. Variables de entrada del parque fotovoltaico de Ses Salines

Especificaciones de los módulos fotovoltaicos	$P_{fv} = 280 \text{ W}$ $V_{mmax} = 1000 \text{ V}$ $V_{ocmax} = 39 \text{ V}$ $r(y) = 0,7 \%$ $L_{pv1} = 1,665 \text{ m}$ $L_{pv2} = 0,991 \text{ m}$
Especificaciones de los inversores	$V_{imax} = 480 \text{ V}$ $V_{dcmax} = 1000 \text{ V}$ $P_{ina} = 60000 \text{ W}$ $n_{mppt} = 98,7 \%$ $V_{imin} = 310 \text{ V}$ $n_{inv} = 98,9 \%$
Especificaciones de la planta	$P_{plantnom} = 3,296 \text{ MW}$ $A_{tot} = 19.275 \text{ m}^2$
Parámetros locales	$G(d,t,\beta)^*$
Parámetros económicos	$C_{pv} = 82,36 \text{ €}$ $C_{inv} = 4.052,46 \text{ €}$ $C_l = 6 \text{ €/m}^2$ $C_b = 277.789,31 \text{ €}$ $C_{it} = 49.021,64 \text{ €}$ $C_{cdc} = 277,789,31 \text{ €}$ $C_{cac} = 42.485,42 \text{ €}$ $C_{ic} = 71.898,41 \text{ €}$

En este caso, que el parque ya está proyectado, las variables de diseño tienen un valor fijo:

$$X = [N_s N_p d \beta] = [22 \ 11 \ 6,02 \ 20]$$

Con estos datos se consiguen los siguientes resultados:

Tabla 4. Resultados que tiene el parque fotovoltaico de Ses Salines

Número de paneles	11.771
Número de conjuntos	48
Pérdidas por sombras (%)	29,49
INV + MAN (€)	2.355.400
E_{tot} (MWh)	53.541
A_{tot} (m ²)	19.167
A_{CO_2} (TeCO ₂)	15.366
LCOE (€/MWh)	43,99

Si aplicamos la herramienta de optimización de LCOE con restricciones de potencia y de área, como es el caso que se está tratando con una potencia pico nominal fija de 3,296 MW y una restricción de área de 19.275 m², se consigue:

$$X = [Ns \ Np \ d \ \beta] = [21 \ 12 \ 7,34 \ 20,10]$$

Tabla 5. Resultados del parque fotovoltaico de Ses Salines tras la optimización

Número de paneles	11.771
Número de conjuntos	50
Pérdidas por sombras (%)	26,91
INV + MAN (€)	2.360.700
E_{tot} (MWh)	55.206
A_{tot} (m ²)	19.058
A_{CO_2} (TeCO ₂)	15.778
LCOE (€/MWh)	42,76

Se observa que tras la optimización hay más paneles fotovoltaicos por inversor, técnicamente estaría dentro de los márgenes de operación así que no debería de haber problemas de calentamiento o similares. Y estos conjuntos fotovoltaicos al ser menos podrán estar más separados, pero aún así al tener un tamaño mayor sufren unas mayores pérdidas por sombras. A pesar de todo esto se puede apreciar cómo el modelo ha mejorado su LCOE, es decir, con el nuevo diseño se aumentaría el rendimiento de la planta en un 2,79%.

De esta forma se validaría el modelo propuesto, es decir, aseguramos que funciona correctamente.

4 RESULTADOS

4.1 Minimización del LCOE

Con el caso que se ha validado se realizarán una serie de análisis para mostrar los resultados que se obtienen tras introducir los datos de la planta en la herramienta. Cuando la función objetivo de la herramienta es la minimización del LCOE.

Para mostrar los resultados se mostrarán distintas restricciones técnicas que supongan un condicionante en la optimización:

4.1.1 Limitando la potencia de la planta

En este caso, en el momento de hacer los cálculos se limita la potencia pico de la planta fotovoltaica a 3,296 MW, liberando el área disponible a utilizar.

$$X = [Ns Np d \beta] = [11 17 24,02 25,66]$$

Tabla 6. Resultados de minimizar el LCOE limitando la potencia de la planta

Número de paneles	11.771
Número de conjuntos	62
Pérdidas por sombras (%)	6,58
Inversión + Mantenimiento (€)	2.431.700
Etot (MWh)	71.714
Atot (m ²)	19.130
A _{CO2} (TeCO ₂)	20.582
LCOE (€/MWh)	33,91

Se observa cómo para la misma potencia pico y realizando una inversión mayor, se consigue un LCOE de 33,91 €/MWh, muy por debajo de los 43,99 utilizados en el ejemplo del proyecto. Se aprecia como se llega a conseguir con esta disposición un mayor rendimiento respecto al ejemplo, esto se debe a que no se está limitando el área a utilizar por lo que se podrán inclinar los paneles y separarlos de tal forma que optimicen el LCOE y no venga limitado por un espacio determinado. Esto se debe a que con inclinaciones mayores más energía generará, aunque a la vez su sombra se verá prolongada.

Este es el caso en el que se conseguiría mayor rentabilidad al proyecto, aunque aumentarían los costes asociados.

También se mostrará cómo afectan las sombras en un conjunto fotovoltaico en una determinada hora del año, pues con los cálculos realizados se consiguen todos los datos necesario para ello. Ya que con los términos Hs y Ls se determina la sombra proyectada en el conjunto, es decir, la sombra avanzará a lo largo del día de acuerdo

a la función:

$$H_s = f(L_s)$$

Siendo las horas que más sombra proyectas las primeras y las finales del día, en las cuales la elevación del sol es menor. Como se observarán en los distintos ejemplos.

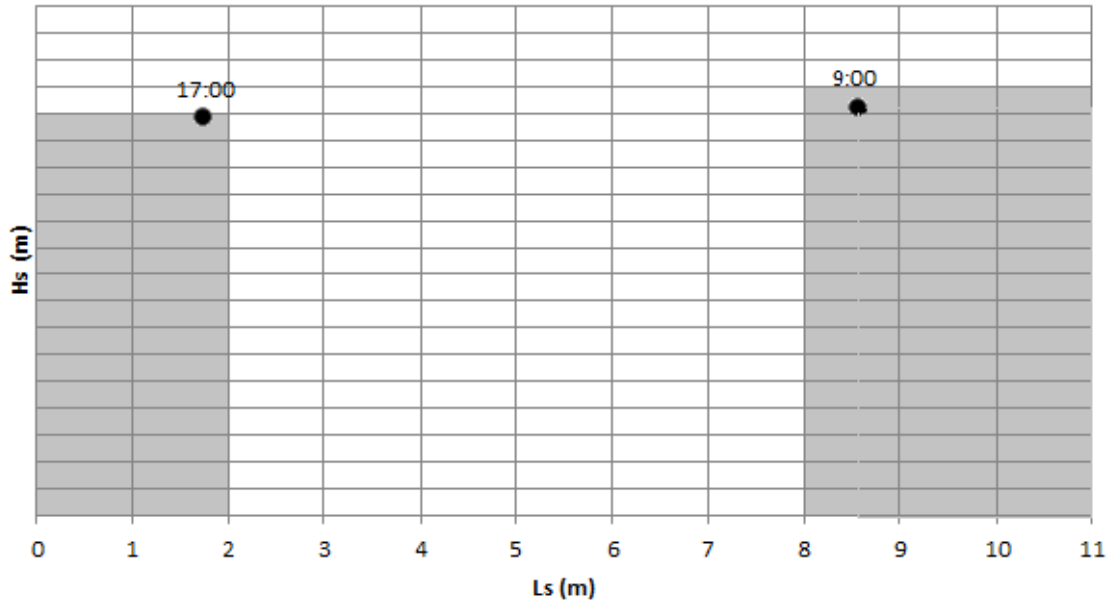


Figura 14. Sombras que se generan en un conjunto fotovoltaico el día 1 de enero cuando se limita la potencia. Como se puede observar, las horas previas al mediodía generarán sombra en el lado este del conjunto fotovoltaico, mientras que las horas posteriores al mediodía generan sombras en el lado oeste de los paneles fotovoltaicos.

Con el mismo procedimiento que la Figura 14, en la que un punto realmente define un área sombreada, se mostrarán las sombras que se generan otro día del año a lo largo de la mañana, viendo cómo va evolucionando la sombra a medida que se acerca el mediodía donde las sombra son mínimas o nulas.

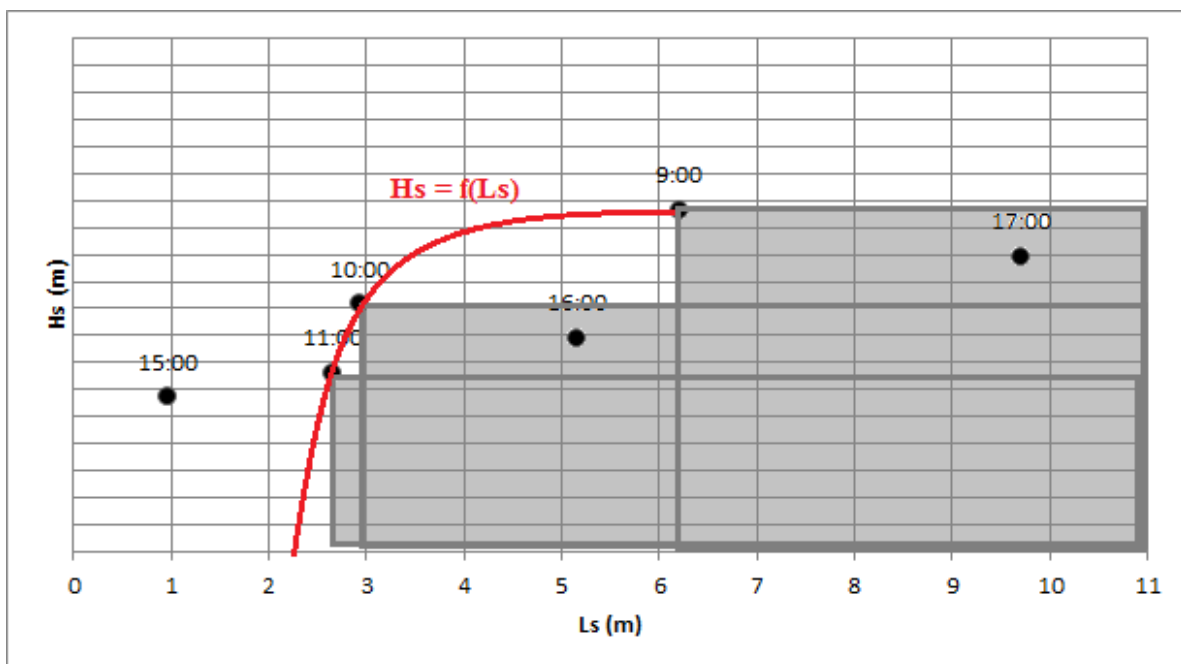


Figura 15. Sombras que se generan en un conjunto fotovoltaico el día 20 de febrero cuando se limita la potencia

4.1.2 Limitando el área de la planta

En este caso, en el momento de hacer los cálculos se limita el área disponible de la planta fotovoltaica a 19.275 m², liberando la potencia a utilizar.

$$X = [Ns Np d \beta] = [9 \ 16 \ 22,33 \ 33,19]$$

Tabla 7. Resultados de minimizar el LCOE limitando el área disponible de la planta

Número de paneles	7.006
Número de conjuntos	48
Pérdidas por sombras (%)	10,19
Inversión + Mantenimiento (€)	1.729.700
Etot (MWh)	41.478
Atot (m ²)	11.405
A _{CO2} (TeCO ₂)	11.904
LCOE (€/MWh)	41,70

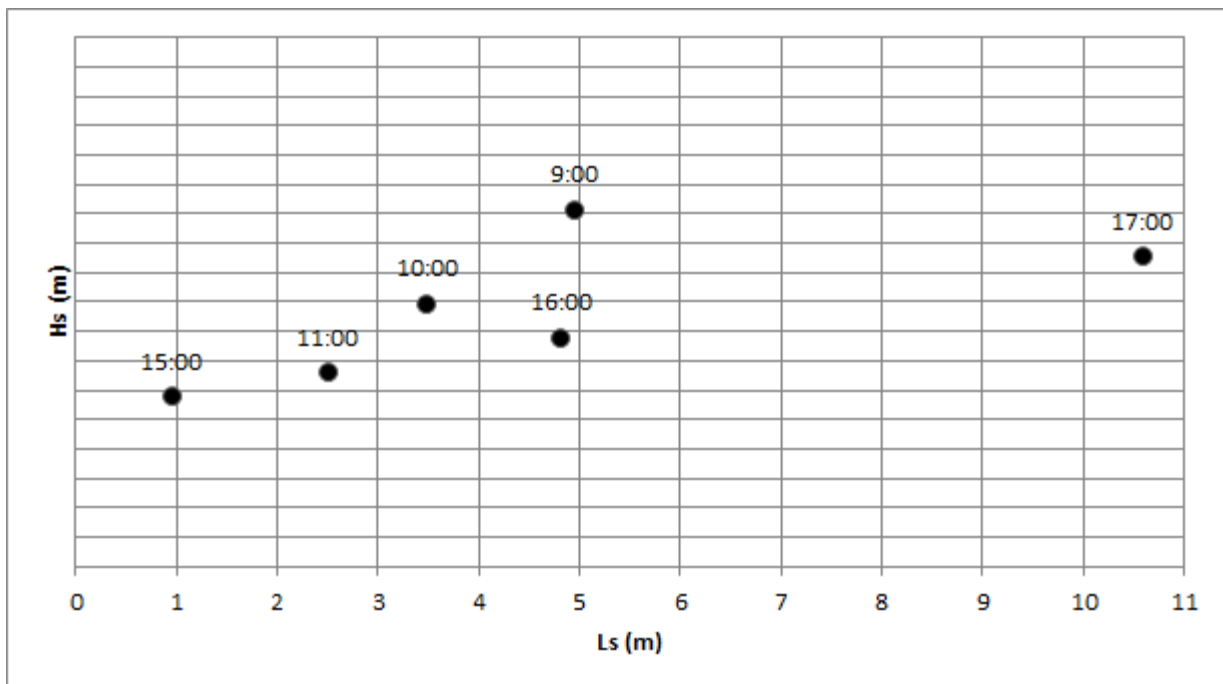


Figura 16. Sombras que se generan en un conjunto fotovoltaico el día 20 de febrero cuando se limita el área disponible

Se observa que en este caso no se llega a conseguir la potencia pico del ejemplo, ya que utilizan muchos menos paneles fotovoltaicos. A su vez, la forma de instalación de los paneles y la distancia entre los conjuntos es bastante más eficiente, consiguiendo así un LCOE menor al del ejemplo, de 41,70 €/MWh.

4.1.3 Limitando la potencia y el área de la planta

A continuación se muestran los resultados de ambas condiciones, la de delimitar la potencia de la instalación a una potencia pico (3,296 MW) y además restringir el área a utilizar por parte del parque fotovoltaico (19.275 m²).

$$X = [Ns \ Np \ d \ \beta] = [21 \ 11 \ 7,34 \ 20]$$

Tabla 8. Resultados de minimizar el LCOE limitando la potencia y el área disponible de la planta

Número de paneles	11.771
Número de conjuntos	50
Pérdidas por sombras (%)	26,91
Inversión + Mantenimiento (€)	2.360.700
Etot (MWh)	55.206
Atot (m ²)	19.058
A _{CO2} (TeCO ₂)	15.844
LCOE (€/MWh)	42,76

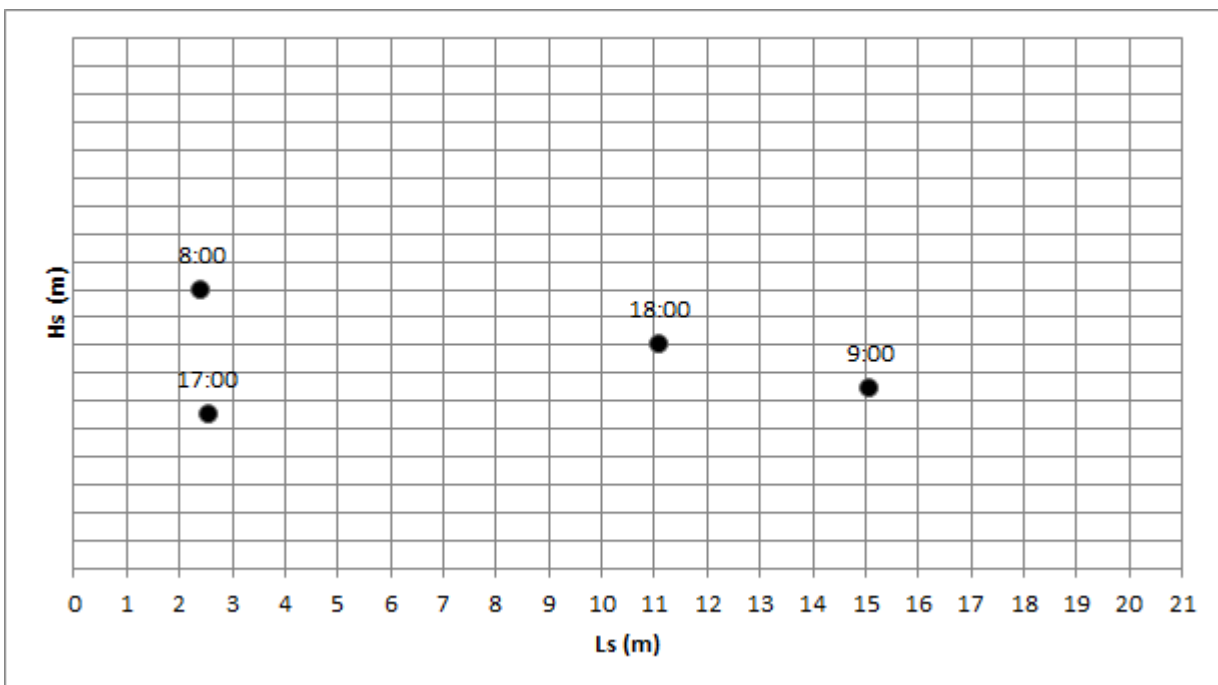


Figura 17. Sombras que se generan en un conjunto fotovoltaico el día 20 de febrero cuando se limita la potencia y el área disponible

Se observa cómo en este caso la instalación sí llegaría a la potencia pico deseada pero sería mucho menos eficaz, ya que al tener que establecerse en un determinado espacio hace que aumenten ligeramente las sombras. Es decir, se podrá reducir el coste de la instalación, ya que utiliza menos espacio que en otros escenarios, pero generará mucha menos energía, dando como resultado un LCOE peor que en casos anteriores,

de 42,76 €/MWh.

4.2 Minimización de los costes

Con el mismo ejemplo que en los escenarios anteriores, se analizarán también los resultados obtenidos con la herramienta dispuesta con la función objetivo de minimización de costes.

4.2.1 Limitando la potencia de la planta

Se fija la potencia del parque fotovoltaico en 3,296 MW, consiguiendo la siguiente distribución:

$$X = [Ns Np d \beta] = [22 \ 11 \ 6 \ 20]$$

Tabla 9. Resultados de minimizar los costes limitando la potencia de la planta

Número de paneles	11.771
Número de conjuntos	46
Pérdidas por sombras (%)	31,80
Inversión + Mantenimiento (€)	2.341.800
Etot (MWh)	51.677
Atot (m ²)	19.127
A _{CO2} (T _e CO ₂)	14.831
LCOE (€/MWh)	45,32

Se observa cómo para llegar a la potencia pico utiliza los mismo paneles fotovoltaicos que en casos anteriores, sin embargo, la inclinación de estos es mucho menor, reduciendo las sombras notablemente y así pudiendo acercar mucho más la distancia entre los paneles, hasta llegar a los 6 metros entre los conjuntos.

Esta disposición supone una baja inversión pero en perjuicio de una menor generación de energía. Por lo que supone un LCOE de 45,32 €/MWh.

Hay que destacar que esta disposición es muy similar a la del parque fotovoltaico de Ses Salines (Mallorca), es decir, el criterio que se utilizó en el diseño de esta planta fotovoltaica fue el de minimización de costes y sujeto a una potencia pico, establecida previamente.

4.2.2 Limitando el área de la planta

Se limita el área a utilizar por el parque fotovoltaico a 19.275 m². Con esto se consiguen los siguientes resultados:

$$X = [Ns Np d \beta] = [15 \ 14 \ 15,18 \ 20,02]$$

Se consigue un LCOE de 42,43 €/MWh, ya que aunque tiene limitado el área a utilizar esto provoca que los conjuntos fotovoltaicos estén más separados para conseguir aprovechar todo ese espacio, reduciendo las pérdidas por sombras pero también reduciendo la generación eléctrica.

Tabla 10. Resultados de minimizar los costes limitando el área disponible de la planta

Número de paneles	7.377
Número de conjuntos	35
Pérdidas por sombras (%)	15,86
Inversión + Mantenimiento (€)	1.715.500
Etot (MWh)	40.427
Atot (m ²)	12.128
A _{CO2} (TeCO ₂)	14.831
LCOE (€/MWh)	42,43

4.2.3 Limitando la potencia y el área de la planta

Se limitará la potencia a los 3,296 MW y el área a 19.275 m² y con esto se consigue la siguiente distribución del parque fotovoltaico:

$$X = [Ns Np d \beta] = [17 \ 14 \ 2.016 \ 19.945]$$

Tabla 11. Resultados de minimizar los costes limitando la potencia y el área disponible de la planta

Número de paneles	11.771
Número de conjuntos	46
Pérdidas por sombras (%)	31,80
Inversión + Mantenimiento (€)	2.341.800
Etot (MWh)	51.677
Atot (m ²)	19.127
A _{CO2} (TeCO ₂)	14.831
LCOE (€/MWh)	45,32

Este caso sería el mismo que en el que se limita solamente la potencia de la planta, ya que no llegaba a sobrepasar la superficie máxima. Esto se debe a que los conjuntos están tan concentrados que se llega a la potencia pico pero no generan eficientemente.

4.3 Maximización de la generación

Del mismo modo que con la minimización de costes, se analizarán también los resultados obtenidos con la herramienta dispuesta con la función objetivo de maximización de generación eléctrica.

4.3.1 Limitando la potencia de la planta

Se consigue la siguiente distribución del parque fotovoltaico si se limita la potencia pico a los 3,296 MW:

$$X = [Ns Np d \beta] = [11 \ 19 \ 22,96 \ 39,82]$$

Tabla 12. Resultados de maximizar el ahorro de emisiones contaminantes limitando la potencia de la planta

Número de paneles	11.771
Número de conjuntos	56
Pérdidas por sombras (%)	6,51
Inversión + Mantenimiento (€)	2.479.000
Etot (MWh)	72.443
Atot (m ²)	19.312
A _{CO₂} (TeCO ₂)	20.791
LCOE (€/MWh)	34,22

Teniendo una potencia pico definida y buscando el máximo de generación se acercará la inclinación al óptimo y se aumentará la distancia entre los conjuntos fotovoltaicos. Consiguiendo una gran generación energética y unos altos costes, los cuales reducen la rentabilidad como se muestra en el LCOE.

4.3.2 Limitando el área de la planta

Se limita el área a los 19.275 m² y maximizando la generación se consiguen los siguientes resultados:

$$X = [Ns Np d \beta] = [9 \ 16 \ 22,33 \ 33,19]$$

Tabla 13. Resultados de maximizar el ahorro de emisiones contaminantes limitando el área disponible de la planta

Número de paneles	7.006
Número de conjuntos	48
Pérdidas por sombras (%)	10,19
Inversión + Mantenimiento (€)	1.729.700
Etot (MWh)	41.478
Atot (m ²)	11.405
A _{CO₂} (TeCO ₂)	11.904
LCOE (€/MWh)	41,70

Con estas restricciones no se utilizarán tantos paneles fotovoltaicos, por lo que se podrán con la inclinación más óptima y la distancia entre ellas que maximiza la generación sin tener que añadir más paneles. De esta manera se consigue un buen LCOE de 41,70 €/MWh.

4.3.3 Limitando la potencia y el área de la planta

Se limitará la potencia a los 3,296 MW y el área a 19.275 m² y con esto se consigue la siguiente distribución del parque fotovoltaico:

$$X = [Ns Np d \beta] = [21 \ 11 \ 8,54 \ 20,77]$$

Tabla 14. Resultados de maximizar el ahorro de emisiones contaminantes limitando la potencia y el área disponible de la planta

Número de paneles	11.771
Número de conjuntos	50
Pérdidas por sombras (%)	24,81
Inversión + Mantenimiento (€)	2.360.900
Etot (MWh)	53.237
Atot (m ²)	19.275
A _{CO2} (TeCO ₂)	15.279
LCOE (€/MWh)	44,35

Este caso tampoco es rentable, ya que para cumplir con las restricciones se diseña el campo con una inclinación poco eficiente y una distancia entre ellas que provoca unas grandes pérdidas por sombras; además de que al separar los paneles en muchos conjuntos independientes suponiendo un aumento de los costes. Dando un resultado de 44,35 €/MWh

4.4 Comparación de escenarios

Tiene gran interés la comparación de los distintos escenarios, especialmente con propósitos comerciales, pues se muestran los resultados que tendrá la toma de una u otra decisión.

Primero de todo se compara el LCOE de los distintos escenarios comentados anteriormente, como se muestra en la Figura 18.

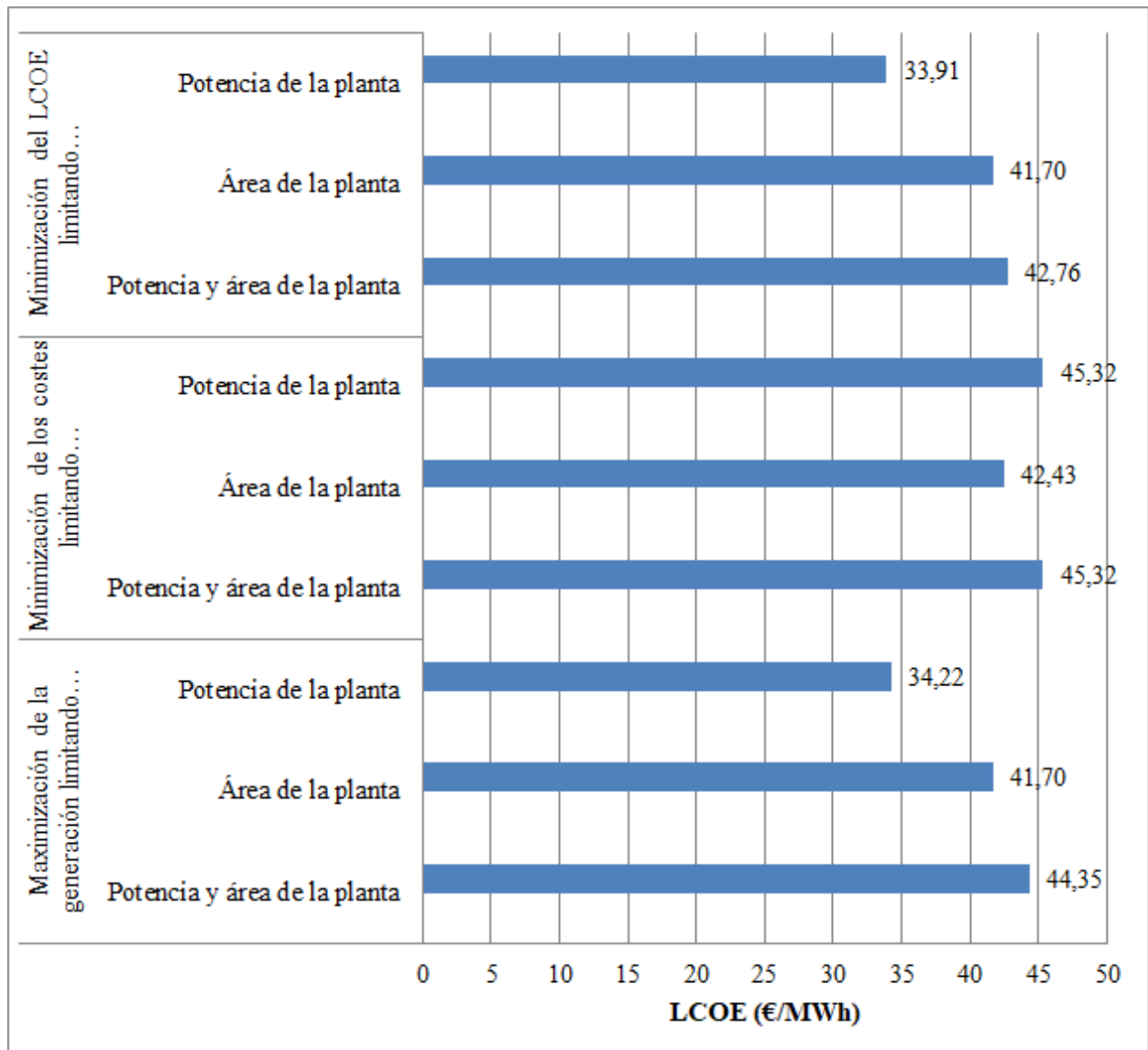


Figura 18. Comparativa de LCOE en los distintos escenarios

Como era de esperar, los valores más bajos se obtienen cuando se optimiza la función objetivo LCOE frente a las otras herramientas cuyo objetivo es distinto, es decir, tienen estos proyectos tendrían una rentabilidad mayor. De la misma forma, para las condiciones introducidas el mejor resultado se tiene cuando se limita el área a ocupar por la planta fotovoltaica, ya que se llega a conseguir un LCOE de 33,91 €/MWh.

Sin embargo, las peores rentabilidades se obtienen cuando se incluyen restricciones de potencia pico y de área a utilizar, especialmente cuando se minimizan los costes debido a que el algoritmo deja de tener en cuenta la generación eléctrica del parque.

Por otro lado se hará una comparativa de las pérdidas por sombras en porcentaje a lo largo de toda la vida de la instalación, Figura 19, lo cual dependerá de la disposición del parque y de la distancia entre los bloques.

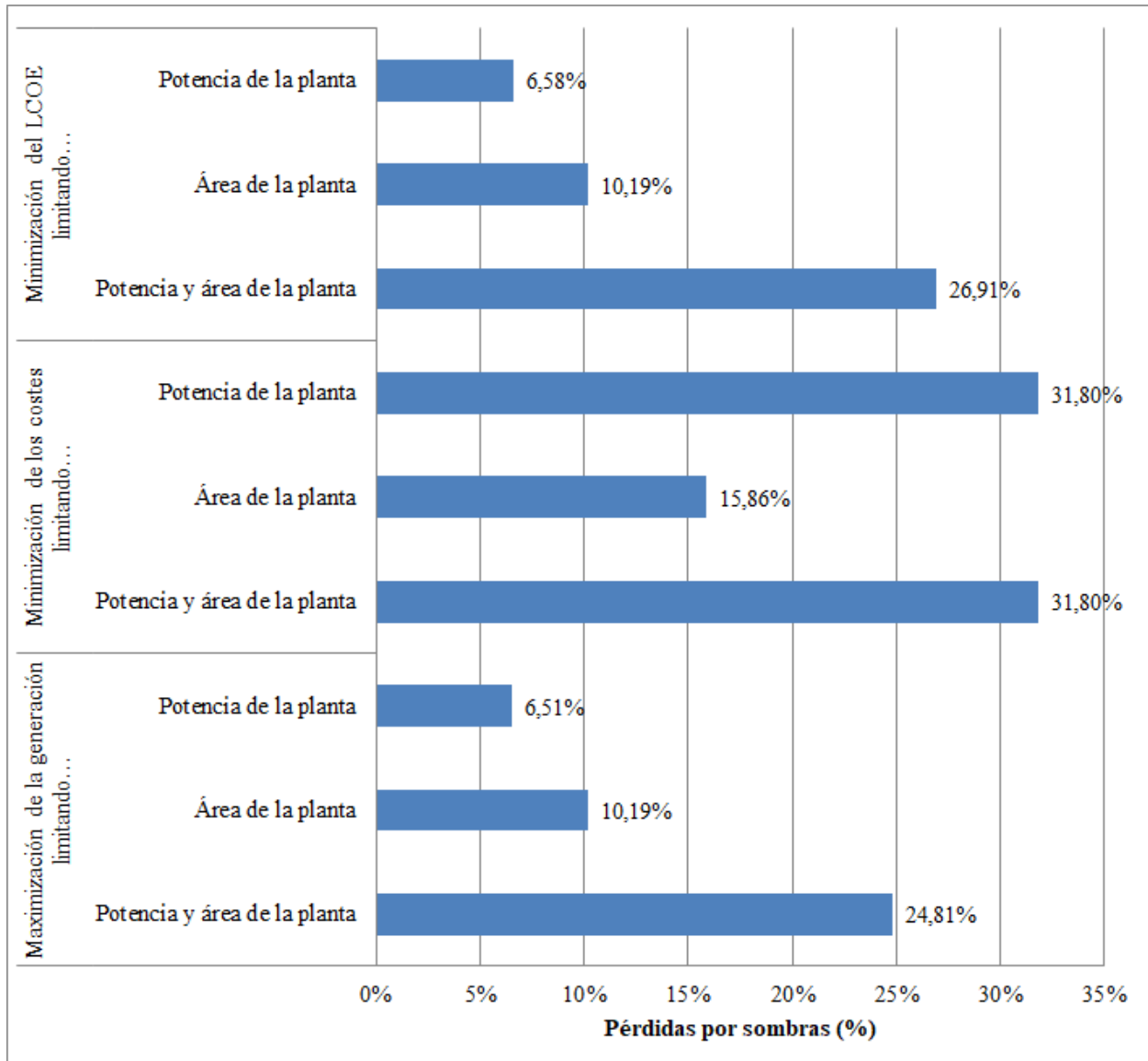


Figura 19. Comparativa de las pérdidas por sombras en los distintos escenarios

Se observa que las menores pérdidas debido a las sombras se producen cuando se limita la potencia pico, ya que no hay restricciones de superficie por lo que se podrán aumentar las distancias entre conjuntos fotovoltaicos y así reducir las pérdidas. Y el mejor resultado se consigue cuando se busca maximizar la generación eléctrica.

Cuando se limita la potencia y el área es cuando mayores pérdidas se tienen al introducir en un terreno específico una gran cantidad de paneles fotovoltaicos con poca distancia entre ellos.

Por último, se comparan los costes que se tendrán que realizar en cada escenario en la Figura 20.

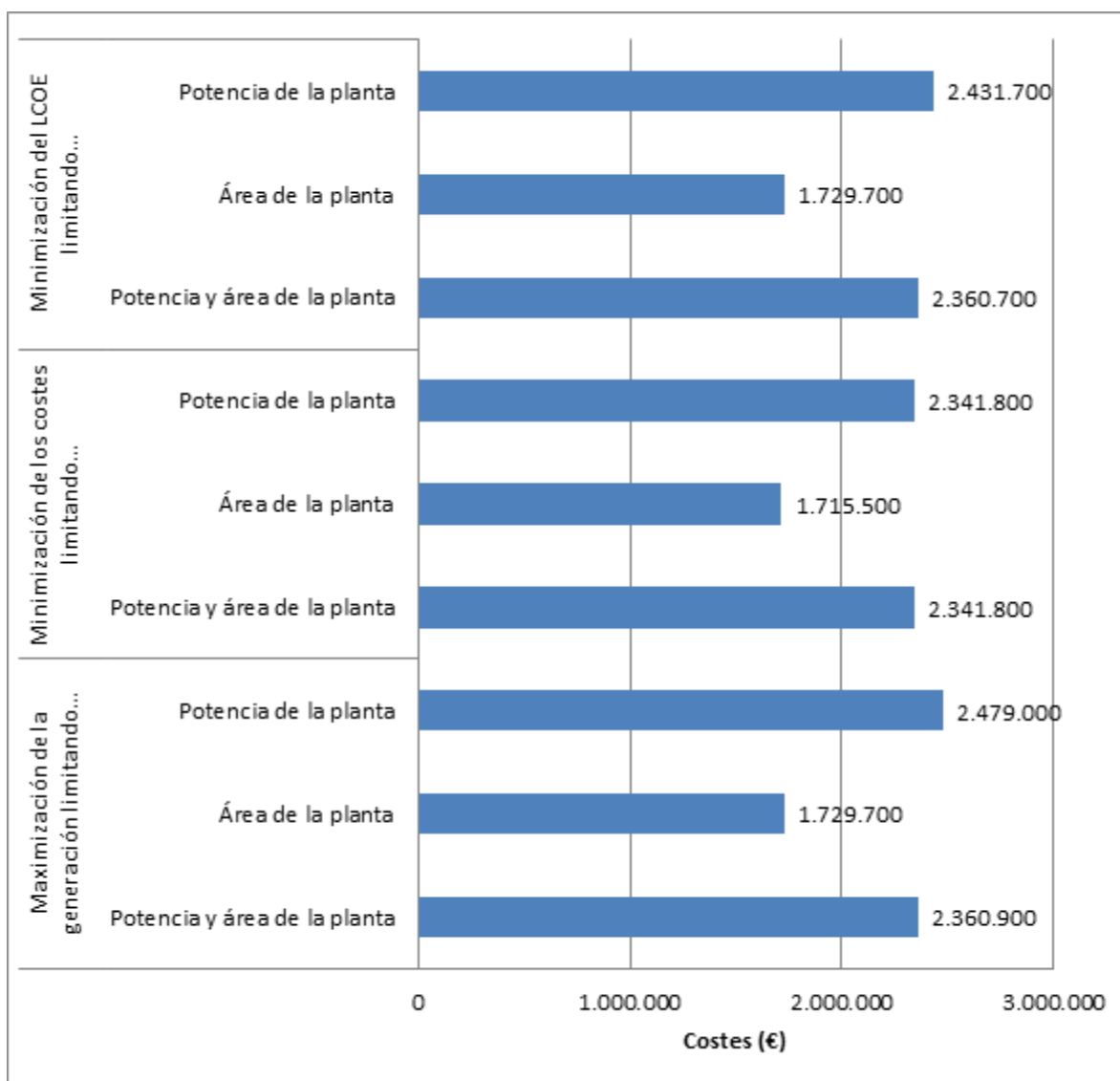


Figura 20. Comparativa de los costes a realizar en los distintos escenarios

La inversión a realizar es menor cuando se introduce como función objetivo a minimizar los costes, por lo que se demuestra también el buen funcionamiento de la herramienta para los distintos objetivos. En cuanto a las restricciones, la potencia pico es la que obliga a la instalación de un número determinado de paneles fotovoltaicos por lo que esta limitación es la principal responsable de elevadas inversiones al inicio del proyecto.

5 CONCLUSIONES

Durante este trabajo se ha desarrollado una herramienta para evaluar la rentabilidad económica y técnica de un parque fotovoltaico de gran tamaño y poder conseguir el diseño que optimice los resultados que se quieran conseguir. Estos resultados dependerán del número de paneles en serie y en paralelo conectados en cada inversor, de la distancia entre estos conjuntos y la inclinación de los mismos.

Se ha diseñado un modelo que representa el movimiento del sol y también el funcionamiento de la planta fotovoltaica, que depende del primero. Todo este modelo dependerá del buen acondicionamiento de las variables de entrada, que podrán ser más o menos exactas para llegar a unos resultados más o menos próximos a la realidad de funcionamiento. Y a su vez, la optimización del modelo se hará a través de un algoritmo genético que está incluido en la herramienta MATLAB.

Para poder utilizar futuramente la herramienta desarrollada se ha realizado una validación de su funcionamiento con un ejemplo de un parque fotovoltaico proyectado situado en Ses Salines obteniendo un resultado favorable, con lo que se ha conseguido verificar formalmente el modelo matemático. También se ha conseguido saber que esta planta se diseñó bajo el criterio de minimización de costes y que tenía como restricción externa la potencia pico a construir (por ejemplo debido a una subasta energética). Así que aplicando la herramienta se ha conseguido sacar un diseño que mejoraría la rentabilidad del parque en un 2,79%.

También se ha evaluado el funcionamiento de la herramienta de optimización con una serie de ejemplos. Para ello se han considerado tres objetivos de diseño: minimizar el LCOE, minimizar los costes y maximizar la generación eléctrica. Y a su vez, cada uno de estas funciones objetivo, con tres restricciones externas al modelo: fijación de potencia pico de la planta, limitación del área máxima a utilizar y restricción de potencia y área a la vez.

Los resultados obtenidos confirman el buen funcionamiento de la herramienta, ya que las mayores rentabilidades se consiguen cuando se minimiza el LCOE, las menores pérdidas por sombras se producen cuando se maximiza la generación y los menores costes cuando se minimizan estos.

REFERENCIAS

- [1] REN21. *Renewables 2018 Global Status Report*. 2018, pp. 31-41. ISBN 978-3-9818911-3-3
- [2] Roser, Max y Ortiz-Ospina, Esteban. Our World in Data. 2019 [consulta: 15 mayo 2019]. Disponible en: <https://ourworldindata.org/world-population-growth/>
- [3] LAZARD. *Lazard's Levelized Cost of Energy Analysis – Version 12.0*. 2018, pp. 6-10.
- [4] APPA - Asociación de Empresas de Energías Renovables (ES). *Estudio del Impacto Macroeconómico de las Energías Renovables en España*. 2018, pp. 96-101.
- [5] Lache Muñoz, Andrea. “Producción de hidrógeno a partir de energía fotovoltaica. Panorama en Colombia”. En: *Revista Elementos – N°5*. Junio 2015, p. 100.
- [6] *El sistema eléctrico español dispara sus emisiones un 18% en 2017 hasta las 74,8 millones de TCO2*. El Periódico de la Energía. Enero 2018 [consulta: 20 septiembre 2019]. Disponible en: <https://elperiodicodelaenergia.com/el-sistema-electrico-espanol-dispara-sus-emisiones-un-18-en-2017-hasta-las-748-millones-de-tco2/>
- [6] Weinstock, D. y Appelbaum, J. “Optimization of Solar Photovoltaics Fields”. En: *Journal of Solar Energy Engineering, Israel*, 2009, pp.163-165.
- [7] Kereker, Tamas et al. “An Optimization Method for Designing Large PV Plants”. En: *IEEE Journal of Photovoltaics*, Vol. 3, n° 2. Abril 2013.
- [8] Kornelakis, A y Koutroulis, E. “Methodology for the design optimisation and the economic analysis of grid-connected photovoltaic systems”. En: *IET Renewable Power Generation*, vol.3, n° 4. 2009.
- [9] Lin, C.H. et al. “Financial analysis of a large-scale photovoltaic system and its impact on distribution feeders”. En: *IEEE Trans. Ind. Appl.*, vol 47, n° 4. 2011.
- [10] *Proyecto Parque Solar FV conectado a RED – SA COMETA*. Quer Sopena, Jordi y Bisbal Palou, Antoni. [consulta: 10 julio 2019]. Disponible en: <http://www.caib.es/>

ANEXOS

Ficha técnica - Placa fotovoltaica

ENERGIZING LIFE TOGETHER 

REC TWINPEAK SERIES

**PANELES SOLARES PREMIUM
CON UN RENDIMIENTO SUPERIOR**

Los paneles solares REC TwinPeak Series cuentan con un diseño innovador con alta eficiencia y elevada potencia, permitiendo a los clientes obtener el máximo aprovechamiento de la superficie utilizada para la instalación.

En combinación con la calidad y la fiabilidad de un producto de una marca europea establecida y líder en la industria, los paneles REC TwinPeak son ideales para uso en las cubiertas del sector residencial y comercial de todo el mundo.

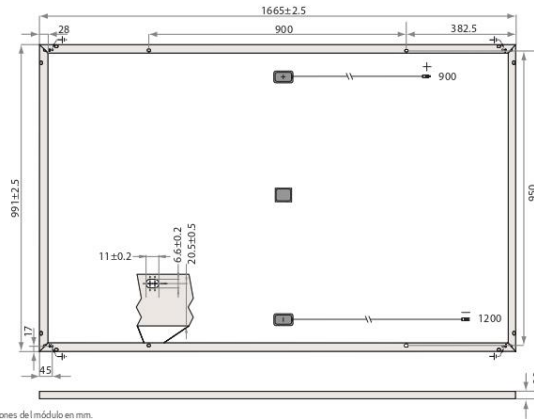
 **MÁS POTENCIA DE SALIDA
POR M²**

 **MEJOR RENDIMIENTO EN
CONDICIONES DESOMBREADOS**

 **100%
LIBRE DE PID**

 **REDUCE LOS COSTES DEL RESTO
DEL SISTEMA (BOS)**

REC TWINPEAK SERIES



PARÁMETROS ELÉCTRICOS @ STC	REC265TP	REC270TP	REC275TP	REC280TP	REC285TP
Potencia nominal - P_{MPP} (Wp)	265	270	275	280	285
Clasificación de la clase de potencia - (W)	0/+5	0/+5	0/+5	0/+5	0/+5
Tensión nominal - V_{MPP} (V)	31,1	31,2	31,4	31,9	32,1
Corriente nominal - I_{MPP} (A)	8,53	8,66	8,76	8,78	8,90
Tensión a circuito abierto - V_{OC} (V)	38,3	38,6	38,8	39,2	39,5
Corriente corto circuito - I_{SC} (A)	9,21	9,29	9,40	9,44	9,54
Eficiencia del módulo (%)	16,1	16,4	16,7	17,0	17,3

Valores en condiciones estándar de medida STC (masa de aire AM1.5, irradiancia 1000 W/m², temperatura de la célula 25°C). En bajas radiaciones de 200 W/m² y condiciones STC (1.5AM y Temperatura de célula de 25°C) es posible obtener, al menos el 94% de la eficiencia. El código de producto seguido del sufijo BLK es para módulos de marco negro.

PARÁMETROS ELÉCTRICOS @ NOCT	REC265TP	REC270TP	REC275TP	REC280TP	REC285TP
Potencia nominal - P_{MPP} (Wp)	195	198	202	205	209
Tensión nominal - V_{MPP} (V)	28,8	28,9	29,0	29,5	29,6
Corriente nominal - I_{MPP} (A)	6,77	6,87	6,95	6,97	7,06
Tensión a circuito abierto - V_{OC} (V)	35,2	35,5	35,7	36,1	36,3
Corriente de corto circuito - I_{SC} (A)	7,32	7,38	7,47	7,50	7,58

Temperatura nominal de la célula (NOCT) 800 W/m², AM1.5, velocidad del viento 1m/s, temperatura ambiente 20°C. El código de producto seguido del sufijo BLK es para módulos de marco negro.

CERTIFICADOS



IEC 61215, IEC 61730 & UL 1703, IEC 62804 (PID), IEC 61701 (corrosión en presencia de niebla salina - nivel 6), IEC 62716 (resistencia al amoníaco) ISO 11925-2 (Cat E), UNI 8457/9174 (Cat. A), ISO 9001:2015, ISO 14001, OHSAS 18001

takeaway
for an easy way

Esquema take-e-way de reciclaje compatible WEEE.

GARANTÍA

10 años de garantía de producto
25 años de garantía de la potencia nominal lineal (máxima degradación de rendimiento del 0,7% p.a.) (Ver de detalles en las Condiciones de Garantía)

17,3% EFICIENCIA

10 AÑOS DE GARANTÍA DE PRODUCTO

25 AÑOS DE GARANTÍA LINEAL DE LA POTENCIA NOMINAL

PARÁMETROS TÉRMICOS

Temp. de operación nominal de la célula (NOCT)	44,6°C (±2°C)
Coefficiente de temperatura para P_{MPP}	-0,39%/°C
Coefficiente de temperatura V_{OC}	-0,31%/°C
Coefficiente de temperatura I_{SC}	0,045%/°C

DATOS GENERALES

Tipo de célula:	120 células policristalinas REC HC 6 cadenas de 20 células con diodos de derivación
Cristal:	Vidrio solar de 3,2 mm con tratamiento antirreflectante
Lámina posterior:	Políéster de alta resistencia
Marco:	Aluminio anodizado* *Disponible en color plata o negro
Caja de conexiones:	IP 67 Cable solar 4mm ² , 0,90 m + 1,20 m
Conectores:	Multi-Contact MC4 (4 mm ²)

LÍMITES OPERATIVOS

Margen de temperatura del módulo:	-40 ... +85°C
Voltaje máximo del sistema:	1000V
Máxima carga de nieve:	550 kg/m ² (5400 Pa)
Máxima carga de viento:	244 kg/m ² (2400 Pa)
Capacidad máxima del fusible:	25A
Máxima Corriente Inversa:	25A

DATOS MECÁNICOS

Dimensiones:	1665 x 991 x 38 mm
Área:	1,65 m ²
Peso:	18 kg

¡Atención! Las especificaciones están sujetas a cambios sin notificación previa.

REC-NE-05-07-02-01-Rev-G-08-10

En el año 2016 REC, una marca líder de la producción de módulos solares en Europa, está celebrando su vigésimo aniversario. Con una fabricación integrada desde polisilicio hasta obleas, células, paneles y soluciones solares llave en mano, REC se esfuerza para ayudar a satisfacer las crecientes necesidades mundiales en materia de energía. Fundada en 1996, REC es una empresa de BlueStar Elkem con sede central en Noruega y sede de operaciones en Singapur. Nuestros 2000 empleados en todo el mundo generaron en el año 2015 ingresos por 755 millones de dólares y produjeron módulos solares con una capacidad de 1.3 GW.



www.recgroup.com

JAB
www.grupojab.es

Ficha técnica - Inversor

SUNGROW



SG60KTL
String Inverter



High Yield

- Max. efficiency 98.9 %, European efficiency 98.7 %
- Long-term overload at 1.1 Pn
- Full power operation without derating at 50 °C



Easy O&M

- Compact design and light weight for easy installation
- Plug-in design of fan and SPD, convenient for on-site maintenance
- Integrated string current monitoring function for fast trouble shooting



Saved Investment

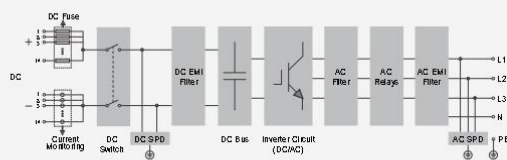
- Max. DC/AC ratio up to 1.4
- Integrated DC combiner box and DC/AC overvoltage protection



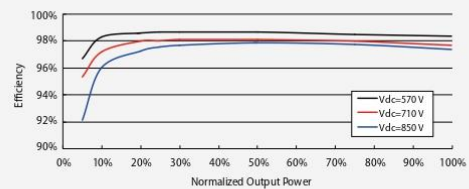
Grid Support

- Compliance with standards: IEC 62109, IEC 61727, IEC 62116, VDE0126-1-1, G59/3, VDE-AR-N-4105, VDE-AR-N-4120, BDEW
- Low/High voltage ride through (L/HVRT)
- Active & reactive power control and power ramp rate control

Circuit Diagram



Efficiency Curve



© 2018 Sungrow Power Supply Co., Ltd. All rights reserved.
Subject to change without notice. Version 1.0

SUNGROW

SG60KTL

Input (DC)

Max. PV input voltage	1000 V
Min. PV input voltage / Startup input voltage	570 V / 620 V
Nominal input voltage	710 V
MPP voltage range	570 – 950 V
MPP voltage range for nominal power	570 – 850 V
No. of independent MPP inputs	1
Max. number of PV strings per MPPT	14
Max. PV input current	120 A
Max. current for input connector	12 A
Max. DC short-circuit current	140 A

SG60KTL**Output (AC)**

Nominal AC power (at 50 °C)	60000 W
Max. AC output power at PF=1 (at 45 °C)	66000 W
Max. AC apparent power (at 45 °C)	66000 VA
Max. AC output current	96 A
Nominal AC voltage	3 / N / PE or 3 / PE, 230 / 400 V
AC voltage range	310 – 480 V
Nominal grid frequency / Grid frequency range	50 Hz / 45 – 55 Hz, 60 Hz / 55 – 65 Hz
THD	< 3 % (at nominal power)
DC current injection	< 0.5 % In
Power factor at nominal power / Adjustable power factor	> 0.99 / 0.8 leading – 0.8 lagging
Feed-in phases / Connection phases	3 / 3

Efficiency

Max. efficiency / Euro. efficiency	98.9 % / 98.7 %
------------------------------------	-----------------

Protection

DC reverse connection protection	Yes
AC short-circuit protection	Yes
Leakage current protection	Yes
Grid monitoring	Yes
DC switch / AC switch	Yes / No
DC fuse	Yes (positive, 15A)
PV string current monitoring	Yes
Overvoltage protection	DC Type II / AC Type III

General Data

Dimensions (W*H*D)	634*959*267 mm
Weight	60 kg
Isolation method	Transformerless
Degree of protection	IP65
Night power consumption	< 1 W
Operating ambient temperature range	-25 to 60 °C (> 50 °C derating)
Allowable relative humidity range (non-condensing)	0 – 100 %
Cooling method	Smart forced air cooling
Max. operating altitude	4000 m (> 3000 m derating)
Display / Communication	Graphic LCD / RS485
DC connection type	MC4 (Max. 6mm ²)
AC connection type	Screw clamp terminal (Max. 95 mm ²)
Compliance	IEC 62109, IEC 61727, IEC 62116, IEC 60068, IEC 61683, VDE0126-1-1, G59/3, VDE-AR-N-4105, VDE-AR-N-4120, BDEW, IEC 61000-3-11/-12, EN 50438, UTE C 15-712-1/07.13, CEA
Grid support	LVRT, HVRT, active & reactive power control and power ramp rate control
Type designation	SG60KTL-182

