

## Trabajo Fin de Máster

Diagnóstico y mantenimiento predictivo en plantas  
fotovoltaicas

Diagnosis and predictive maintenance in  
photovoltaic plants

Autor

Adrián Casado Merinero

Director

Julio Javier Melero Estela

Escuela de Ingeniería y Arquitectura  
2017



## **Contenido**

I. Introducción .....	7
Objeto y Alcance .....	7
Estado del arte .....	8
II. Modelización del recurso .....	9
Creación de un modelo: Modelo de cielo despejado .....	10
i. Modelo original.....	10
ii. Plano inclinado.....	12
iii. Nubosidad .....	13
Bases de datos .....	13
i. PVGIS.....	13
ii. Meteonorm .....	14
iii. NASA .....	15
iv. Otras.....	15
v. Comparación .....	16
III. Modelización de la planta .....	17
Modelos eléctricos .....	17
i. Módulo.....	17
ii. MPPT .....	21
iii. Inversor .....	25
Modelo de flujo de potencia .....	26
IV. Consideraciones en el Mantenimiento .....	30
Caracterización de fallos .....	30
i. Módulos .....	30
ii. Inversores.....	31
iii. Otros .....	31
Tipos de mantenimiento .....	31
i. Correctivo .....	31
ii. Preventivo .....	32
iii. Predictivo .....	32
Consideraciones en Mantenimiento predictivo .....	32
i. Datos necesarios .....	33
ii. Indicadores de rendimiento .....	34
iii. Diagnóstico .....	35
iv. Machine Learning.....	36
V. Resultados .....	37
VI. Conclusiones .....	42
Bibliografía.....	43
Anexos .....	45

## Tabla de Ilustraciones

Figura 1. Resultado del modelo de posición del sol para un día .....	11
Figura 2. 4 días de radiación generados a partir del modelo .....	11
Figura 3. Comparación de la radiación y energía equivalente del modelo con el sensor de CIRCE .....	12
Figura 4. Comparación de la radiación en plano horizontal e inclinado dadas por el modelo .....	13
Figura 5. Captura de pantalla de PVGIS .....	14
Figura 6. Captura de pantalla de Meteonorm .....	14
Figura 7. Captura de pantalla de NASA: Surface meteorology and solar energy .....	15
Figura 8. Circuito equivalente del modelo ideal .....	17
Figura 9. Circuito equivalente del modelo de diodo simple .....	18
Figura 10. Circuito equivalente del modelo de doble diodo .....	18
Figura 11. Curva I-V comparativa entre modelo y fabricante .....	19
Figura 12. Curvas I-V en función de la radiación y temperatura de célula .....	20
Figura 13. Curvas I-V en función de la resistencia serie y shunt .....	20
Figura 14. Curva I-V en función del factor de diodo .....	21
Figura 15. Diagrama de flujo del algoritmo P&O .....	22
Figura 16. Modos de funcionamiento del algoritmo P&O .....	22
Figura 17. Diagrama de flujo del algoritmo P&O referenciado .....	24
Figura 18. Topología de una fase de inversor en cascada a) y multinivel b) de 5 niveles .....	25
Figura 19. Señales del control SPWM de una fase de inversor de 5 niveles .....	26
Figura 20. Flujo de potencia de una instalación fotovoltaica .....	26
Figura 21. Ejemplo de curva de fabricante de un inversor .....	27
Figura 22. Relación entre el rendimiento del inversor y la relación de carga DC .....	28
Figura 23. Ejemplo de resultados obtenidos mediante el modelo de flujo de potencia .....	29
Figura 24. Partes de un módulo fotovoltaico .....	30
Figura 25. Diagrama de la estrategia de mantenimiento .....	33
Figura 26. Gráficas de rendimiento de un inversor .....	39
Figura 27. Comparación de HSE entre inversores de una planta .....	39
Figura 28. Relación de HSE entre inversores y el promedio de la planta .....	40
Figura 29. Evolución diaria de las HSE por inversor .....	40
Figura 30. Distribución de seguidores solares para una producción instantánea .....	41
 Tabla 1. Comparación de las bases de datos de recurso solar .....	16
Tabla 2. Características del módulo utilizado en los modelos .....	19
Tabla 3. Comparación entre modelo y fabricante .....	20
Tabla 4. Comparación de precisiones del algoritmo P&O para diferentes pasos .....	23
Tabla 5. Comparación de precisiones del algoritmo P&O referenciado para diferentes pasos .....	24
Tabla 6. Parámetros disponibles por planta .....	37
Tabla 7. Descripción de fallos de un inversor .....	38
Tabla 8. Indicadores de rendimiento de los inversores .....	38
 Anexo 1: Modelo equivalente de diodo simple .....	45
Anexo 2: Modelo de MPPT con convertidor BOOST .....	47
Anexo 3. Potencias, tensiones y corrientes de placa para distintos pasos P&O Clásico .....	49
Anexo 4. Potencias, tensiones y corrientes de placa para distintos pasos: P&O Referenciado .....	50
Anexo 5. Modelo de inversor multinivel de 5 niveles .....	51
Anexo 6. Fallos detectables según los métodos de inspección .....	54
Anexo 7. Detalle de fallos en una planta .....	57
Anexo 8. Algoritmo del modelo de cielo despejado .....	58

## Nomenclatura

$G$	Radiación incidente [W/m <sup>2</sup> ]	$\text{Perd}_{\text{AC}}$	Pérdidas en el cableado AC [W]
$G_{\text{STC}}$	Radiación en condiciones STC [W/m <sup>2</sup> ]	$\text{Perd}_{\text{DC}}$	Pérdidas en el cableado DC [W]
$I_{\text{ac}}$	Corriente en salida del inversor	$P_{\text{lac}}$	Potencia en salida del inversor [W]
$I_{\text{D}}$	Corriente que atraviesa los diodos [A]	$P_{\text{ldc}}$	Potencia en entrada del inversor [W]
$I_{\text{DC}}$	Corriente generada por un conjunto de módulos [A]	$P_{\text{max}}$	Potencia nominal del módulo [W]
$I_{\text{PV}}$	Corriente generada por un módulo [A]	$P_{\text{PV}}$	Potencia generada por módulo [W]
$I_{\text{RAD}}$	Corriente generada por el efecto fotovoltaico [A]	$R_{\text{AC}}$	Resistencia del cableado AC [Ω]
$I_{\text{Rsh}}$	Corriente que atraviesa la resistencia shunt [A]	$R_{\text{DC}}$	Resistencia del cableado DC [Ω]
$k_i$	Coeficiente de variación de la corriente [%/°C]	$R_s$	Resistencia serie [Ω]
$k_p$	Coeficiente de variación de la potencia [%/°C]	$R_{\text{sh}}$	Resistencia paralelo (o shunt) [Ω]
$L_{\text{AC}}$	Longitud del cableado AC [m]	$S_{\text{AC}}$	Sección del conductor AC [m <sup>2</sup> ]
$L_{\text{DC}}$	Longitud del cableado DC [m]	$S_{\text{DC}}$	Sección del conductor DC [m <sup>2</sup> ]
$N_{\text{P}}$	Número de módulos en paralelo	$T_{\text{C}}$	Temperatura de célula [°C]
$N_{\text{S}}$	Número de módulos en serie	$T_{\text{STC}}$	Temperatura de célula en condiciones STC [°C]
$P_{\text{AC}}$	Potencia en entrada del transformador [W]	$U_{\text{ac}}$	Tensión en salida del inversor [V]
$P_{\text{DC}}$	Potencia generada por un conjunto de módulos [W]	$\eta_{\text{cac}}$	Rendimiento del cableado AC
		$\eta_{\text{cdc}}$	Rendimiento del cableado DC
		$\eta_{\text{inv}}$	Rendimiento del inversor
		$\eta_{\text{pv}}$	Rendimiento de conversión de los módulos
		$\eta_{\text{Trafo}}$	Rendimiento de transformación
		$\rho$	Resistividad del material conductor [Ω·m]



# I. Introducción

## Objeto y Alcance

En el proyecto de una planta fotovoltaica se diferencian tres fases: diseño, construcción y operación. Hasta ahora, se ha prestado más atención a las dos primeras ya que al suponer una mayor inversión son consideradas más críticas. Sin embargo, la fase de operación comprende toda la vida útil de la planta, por lo que tiene una vital importancia para garantizar tanto la rentabilidad de la instalación, como el correcto funcionamiento de la misma. En esta línea, y dentro de la operación, las tareas de mantenimiento van a ser la clave para mejorar la eficiencia y la rentabilidad de la planta, de ahí la importancia del análisis del mantenimiento y de su optimización.

El objeto principal de este proyecto es, por tanto, definir las consideraciones a aplicar en el mantenimiento de las plantas fotovoltaicas, para que este se ajuste a las necesidades, se reduzcan costes y se incremente la eficiencia de la planta. Se pretende que el mantenimiento propuesto sea capaz de detectar fallos o errores en la planta antes de que sucedan, con el fin de evitarlos, o de reducir las consecuencias o daños que pudieran causar. Ejemplos de esto son la reducción de tiempos de parada, y la localización de momentos óptimos para realizar las labores requeridas.

Para poder conseguir este objetivo principal es necesario conocer el funcionamiento de la planta, además de tener un correcto diagnóstico de su estado. Para ello se requiere información específica de las condiciones climatológicas y de la propia planta.

Esta información no siempre está disponible (falta de sensores, falta de monitorización), o su calidad es inadecuada (tiempos de registro demasiado elevados, monitorización únicamente de variables generales). En estos casos es necesario recurrir a modelos de comportamiento.

En este proyecto se modelizarán tanto el recurso, como los componentes principales de las plantas (módulos e inversores), para tener patrones de comportamiento, que serán base de comparación en el caso de no disponer de información de la planta.

El diagnóstico de la instalación servirá para establecer, mediante procedimientos de correlación, contraste y comparación, los indicadores de referencia que permitan identificar el estado de la planta en todo momento y la aplicación adecuada de métodos avanzados de predicción como *Machine Learning*.

La dificultad de este estudio no solo radica en la resolución técnica de un campo inmaduro como es el mantenimiento y la labor de encaminarlo hacia predictivo, sino también en la dificultad de disponer de datos reales de plantas que permitan generar modelos y validarlos.

En este proyecto se ha podido trabajar con 5 emplazamientos, que por temas de confidencialidad no se mencionarán en el estudio, pero agradecemos en el mismo a las empresas su disposición por ayudarnos y el permiso para usar la información.

## Estado del arte

Actualmente, en la mayoría de las instalaciones fotovoltaicas se lleva a cabo una estrategia de mantenimiento preventivo – correctivo. Esta metodología alarga la vida útil de los equipos, pero no evita la ocurrencia de fallos en momentos en los que la planta tiene capacidad de producir. El error que se puede cometer a la hora de elegir la estrategia correcta de mantenimiento es pensar que el análisis de la producción es un coste innecesario. Esto puede ser debido a que los primeros años si la instalación se ha diseñado correctamente, no van a ocurrir fallos y por lo tanto se puede pensar que no hace falta realizar el control. Sin embargo, analizar y controlar la producción de la instalación en los años en los que no va a fallar, es precisamente lo que permite en el futuro localizar prematuramente los fallos, ya que se ha logrado caracterizar el comportamiento real de los equipos (que suele diferir en cierta medida del comportamiento teórico).

Estos últimos años, los esfuerzos de investigación, se han centrado sobre todo en la aplicación de modelos a la predicción de la producción a diferentes escalas temporales. Métodos como el “Machine Learning” [1] [2], se están empleando en combinación con modelos de predicción de la radiación para determinar cuál va a ser la producción de una instalación a corto, medio y largo plazo. Desde el punto de vista del mantenimiento interesa aplicar la predicción de la producción para detectar desviaciones en la misma.

Por otro lado, se han desarrollado también aplicaciones que detectan y localizan fallos en las instalaciones [3], y otras que calculan diferentes ratios de rendimiento de la instalación y de los diferentes equipos [4], pero falta automatización de los procesos, y predicción de los mismos.

En este proyecto se busca sentar las bases de un mantenimiento optimizado en las plantas fotovoltaicas para poder detectar a tiempo posibles desviaciones, errores o fallos, que incurrirían en una pérdida importante de energía producida. Para ello, se describen diferentes modelos y herramientas disponibles, tanto del recurso solar como de los componentes de la instalación, para dar paso a una descripción del mantenimiento de una planta fotovoltaica. Y finalmente se expone nuestra visión del mantenimiento predictivo que debería adoptarse, detallando tanto las herramientas a utilizar como las etapas a seguir.

## II. Modelización del recurso

Conocer el recurso del emplazamiento de la planta solar fotovoltaica es imprescindible para la verificación de su funcionamiento, de su viabilidad económica y para poder realizar un mantenimiento correcto.

La climatología de la zona va a influir en el funcionamiento y en los errores que se darán con mayor frecuencia. El conocimiento del recurso es fundamental para determinar si está existiendo una falta de producción o si hay una degradación o un comportamiento anómalo.

Para poder analizar el recurso se debería disponer de sensores de medida adecuados [5]. Estos sensores se pueden clasificar como imprescindibles y complementarios, según su necesidad para realizar el estudio:

### Información imprescindible

- Piranómetro: Medición de la radiación global. Es conveniente situarlo de forma que mida la radiación incidente en el plano de los módulos. En el caso de que existan varias inclinaciones en la planta, habría que disponer de tantos sensores como diferentes inclinaciones haya. En instalaciones grandes se suele disponer de una red de sensores ya que en cuanto el día no está totalmente despejado, la radiación varía fácilmente de una zona a otra.
- Sensor de temperatura de panel: La disposición de estos sensores dependerá de la magnitud de la planta. Es aconsejable colocar por lo menos uno por cada *string*, a poder ser en uno de los módulos intermedios, y en la parte central de la cara trasera del panel, alejado de la caja de conexiones.
- Sensor de posición: En el caso en que la instalación sea de seguimiento, hará falta conocer la posición de cada uno de los seguidores.

### Información complementaria

- Sensor de temperatura ambiente: Al contrario que la radiación, la temperatura tiene un gradiente de variación más lento y no difiere tanto de una zona a otra, aunque conviene por lo menos disponer de un sensor para poder comparar la temperatura ambiente con la de los paneles. Se sitúa evitando la exposición directa a la luz del sol.
- Anemómetro y veleta: Se colocará por lo menos una pareja de estos sensores, a poder ser en el lado opuesto a la dirección predominante del viento.

En la mayoría de las plantas, y en concreto en las plantas analizadas, no se dispone de estas medidas, por lo que a continuación se van a presentar dos posibilidades distintas para obtener información del recurso: la creación de un modelo de simulación de radiación, o las bases de datos con información general disponible. Evidentemente, la calidad de la información no será la misma que la obtenida mediante medición directa en la planta, si bien permitirá la realización de un análisis cuantitativo del estado de la misma.

## Creación de un modelo: Modelo de cielo despejado

Uno de los modelos más utilizados para la previsión de la radiación es el de cielo despejado (Clear Sky model), que permite conocer la radiación ideal que llega a un emplazamiento. A este modelo se le pueden añadir coeficientes de nubosidad, contaminación o sombreado para determinar la radiación real incidente.

### i. Modelo original

El modelo se basa en el cálculo de la radiación global en plano horizontal (GHI) a partir de varios parámetros del emplazamiento y datos de posición del sol. La radiación aproximada que llega al exterior de la atmósfera terrestre se conoce como constante solar y es igual a  $1367 \text{ W/m}^2$ . Según la latitud del emplazamiento, los rayos del sol llegan más o menos perpendiculares a la superficie de la Tierra. Y lo mismo ocurre según el día del año, y el momento del día, es decir según la posición del sol con respecto al emplazamiento. De esta forma se aplican unos coeficientes correctores en función de:

- Distancia Tierra-Sol
- Altura sobre el nivel del mar del emplazamiento
- Posición del sol: declinación, altitud, azimut
- Turbidez del aire (Linke Turbidity factor)

El modelo desarrollado para este proyecto corresponde al utilizado en el Atlas de Radiación Solar Europeo (ESRA) [6]. Se proponen dos métodos, uno basado en el cálculo de la potencia y otro basado en la energía. El primer método calcula la radiación ( $\text{W/m}^2$ ) incidente en el plano horizontal. Enfatiza en el hecho de que tiene en cuenta tanto el Linke Turbidity Factor (factor que cuantifica la presencia de aerosoles y gases en la atmósfera, principalmente vapor de agua), como la altitud del emplazamiento, dos factores que son determinantes a la hora de calcular el número de atmósferas equivalentes que la luz tiene que atravesar para llegar a la superficie terrestre. Las radiaciones directa y difusa se calculan por separado, siendo la global la suma de las dos.

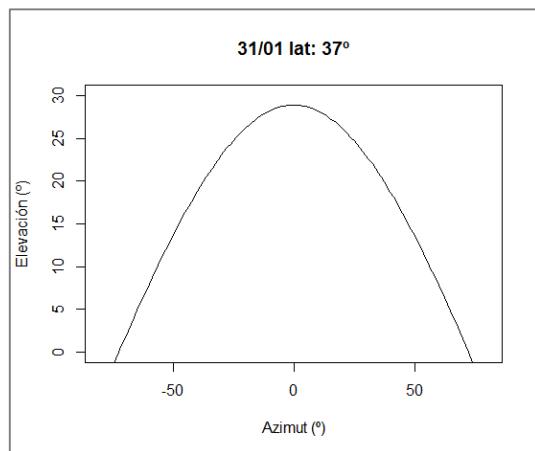
Con el segundo método se calculan las irradiancias ( $\text{Wh/m}^2$ ), pero se desestima como método posible de cálculo, porque no permite comparar los resultados con las mediciones de los sensores de radiación y por tanto no permite calibrar el comportamiento del modelo.

Según la referencia mencionada, el Linke Turbidity Factor se determina a través de datos históricos de radiación directa incidente del emplazamiento. En el modelo desarrollado, no se dispone de datos históricos de radiación, por lo que no es posible su cálculo exacto y se realiza una aproximación a un valor medio mensual, cometiendo un cierto error porque el factor tiene una ligera variación intra-diaria.

Además, para no tener que recurrir a tablas diarias o bases de datos de posicionamiento del sol, se ha añadido un modelo matemático que ofrece para todo el año, la posición del sol para un emplazamiento determinado [7]. El artículo describe la trigonometría esférica utilizada para calcular la posición del Sol con respecto a la Tierra. En concreto, ofrece las ecuaciones necesarias para obtener:

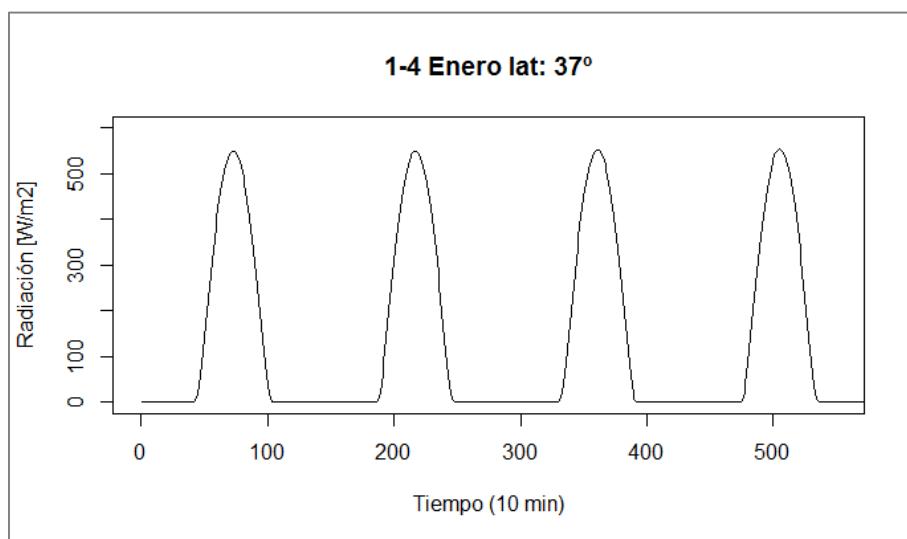
- Declinación solar: ángulo entre la línea Tierra-Sol y el plano ecuatorial celeste.
- Altura solar: ángulo entre el horizonte y la posición del sol visto desde la Tierra.
- Azimut solar: ángulo entre el eje Norte-Sur y la posición del sol visto desde la Tierra (referenciado al Sur y positivo hacia el Oeste).

Este modelo también permite, en el caso en que se trabaje en una instalación con seguidores solares, comprobar que la posición de los paneles es la correcta en todo momento (azimut y elevación de los seguidores). La *Figura 1* muestra un ejemplo del recorrido del sol a lo largo de un día, proporcionado por el modelo.



**Figura 1. Resultado del modelo de posición del sol para un día**

Los resultados obtenidos para un emplazamiento concreto con el modelo anteriormente descrito se muestran en la *Figura 2*, donde se representa el resultado de cuatro días de radiación, y en la *Figura 3* se grafica la comparación del modelo y la medición real, así como la diferencia entre ambos valores, y se muestra además la energía asociada a cada una de las radiaciones.



**Figura 2. 4 días de radiación generados a partir del modelo**

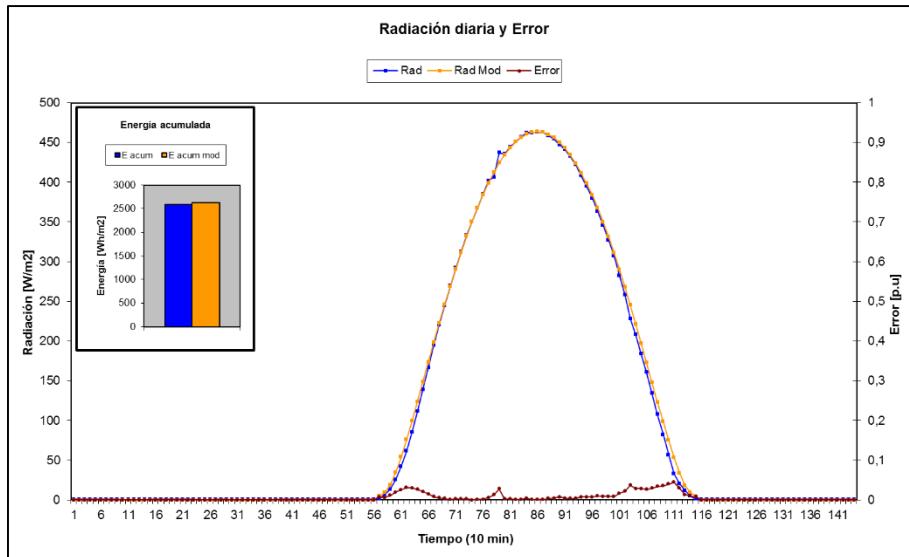


Figura 3. Comparación de la radiación y energía equivalente del modelo con el sensor de CIRCE

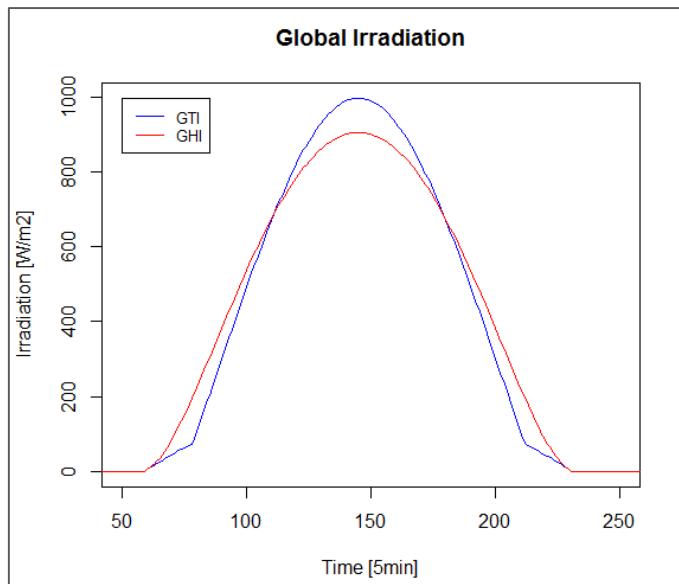
## ii. Plano inclinado

El modelo de cielo despejado permite obtener la radiación incidente en el plano horizontal, pero para poder utilizar los resultados en un modelo de instalación fotovoltaica, es necesario conocer la radiación incidente en el plano de los módulos (*Plane Of Array Irradiation*). Para ello hay que aplicar un modelo trigonométrico, como los descritos en [6], [8] y [9].

En [8] se propone un modelo isotrópico, como simplificación del modelo anisotrópico que tiene en cuenta más componentes de la radiación, además de la radiación directa, difusa y reflejada. En una planta fotovoltaica la radiación reflejada afecta de forma más importante, en comparación con el resto, a la primera fila de paneles (ya que la mayor parte de la radiación reflejada proviene del suelo) y aun así podría despreciarse. Por ello se utilizará el modelo simplificado, sin tener en cuenta esta componente.

El modelo se basa en el cálculo de coeficientes de corrección de las radiaciones. El primero, para la radiación directa, depende de la posición del sol, del emplazamiento y de la inclinación de los paneles. El segundo, para la radiación difusa, depende únicamente de la inclinación de los paneles, ya que la captación de esta componente se considera total en el plano horizontal, y disminuye progresivamente a medida que la superficie se inclina. Al contrario, la componente reflejada aumenta a medida que la superficie se inclina.

Una cosa que no tiene en cuenta este modelo es el caso en el que el panel al estar inclinado, empieza a recibir la radiación directa más tarde a partir del orto, y deja de recibirla más pronto antes de llegar al ocaso. Esto se corrige condicionando a cero, los coeficientes de corrección de la radiación directa, para las posiciones del sol que queden por detrás del plano del panel.



**Figura 4. Comparación de la radiación en plano horizontal e inclinado dadas por el modelo**

En la *Figura 4* se observa la diferencia entre las radiaciones recibidas por el plano horizontal (GHI) y un plano inclinado (GTI; simulando la inclinación de los paneles) a lo largo de un día.

### iii. Nubosidad

Si se deja en el punto anterior, el modelo podría usarse únicamente para comparar datos en días soleados. Sin embargo, existe la opción de añadir una variable más, que cuantifica la influencia de las nubes en la radiación incidente. Existen varias formas de hacerlo, en este estudio se describen dos posibilidades:

- El uso de un *Sky imager*: que es un aparato que toma imágenes del cielo en tiempo real y las transforma en un índice de nubosidad.
- El uso de bases de datos: es un método más simple y en el caso de análisis con datos mensuales es suficiente. Algunas de las bases de datos se describen a continuación.

## Bases de datos

Las bases de datos de radiación solar, contienen información de radiación y nubosidad, por lo que son otra fuente de conocimiento del recurso. Suelen utilizarse para realizar estudios de viabilidad y de dimensionamiento de las instalaciones fotovoltaicas [10], más que para predicción ya que los valores de la base suelen ser mensuales. Por ejemplo, el software PVsyst, que es un software avanzado de estudio técnico de instalaciones, basa sus cálculos de producción en una de estas bases de datos.

### i. PVGIS

PVGIS (*Photovoltaic Geographical Information System*) [11] es una base de datos online que incluye datos de recurso de energía solar y permite la evaluación de la generación de electricidad a partir de sistemas fotovoltaicos. Su utilización es gratuita ya que ha sido desarrollada por la Comisión Europea y ofrece datos de radiación y temperatura para Europa, África y el Sur-Oeste de Asia.

En el caso de Europa, existen dos bases de datos:

- “Original PVGIS”: Se trata de datos interpolados a partir de estaciones meteorológicas, en el intervalo de 1981 a 1990 (10 años).
- “New CM SAF PVGIS”: Contiene datos calculados a partir de imágenes de satélite para un intervalo de 12 años entre 1998 y 2011

En general, la base de datos antigua contiene datos de radiación con valores inferiores a los de la nueva base de datos (supuestamente más fiable), para un mismo emplazamiento, por lo que se pueden utilizar para el cálculo de recurso solar en un escenario desfavorable. La información que se utiliza son medias mensuales, por lo que las estimaciones son aproximadas.

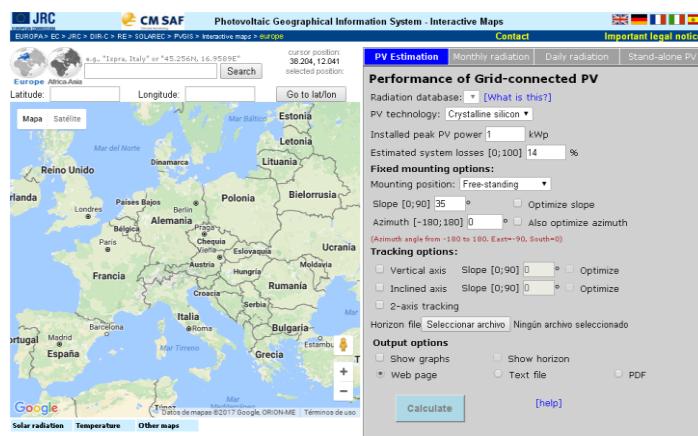


Figura 5. Captura de pantalla de PVGIS

## ii. Meteonorm

*Meteonorm* es un software/base de datos de pago que ofrece datos de radiación solar de todo el mundo (además de otras variables meteorológicas). Los datos de radiación cuentan con un intervalo estándar de 1991 a 2010 (2000-2009 para lo demás) y permite el acceso a datos actuales que se alimentan gracias a 8350 estaciones meteorológicas y 5 satélites. El intervalo de tiempo de los registros puede ser mensual, horario o incluso minutal. Esta base de datos ofrece una mejor calidad en la evaluación del recurso y es apreciada en estudios históricos.

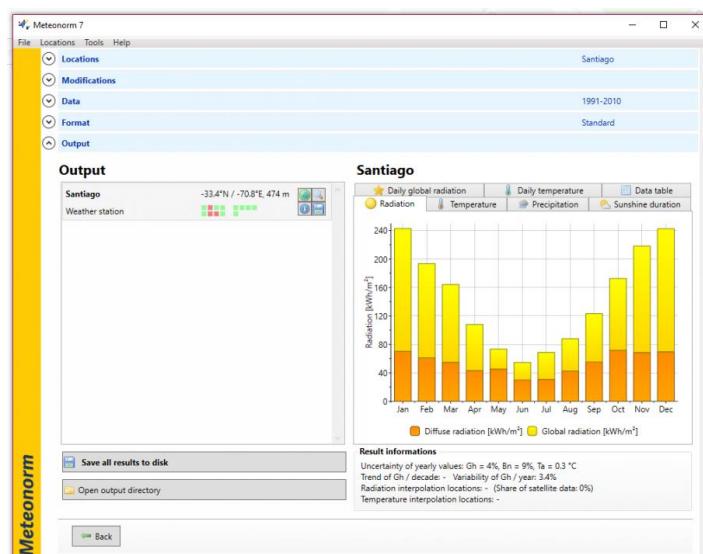


Figura 6. Captura de pantalla de Meteonorm

### iii. NASA

La base de datos online de la NASA (*Surface meteorology and solar energy*) [12], de acceso gratuito, ofrece datos de una gran cantidad de variables meteorológicas, incluida la radiación solar, en todo el mundo. El intervalo disponible es desde 1983 a 2005 (22 años), y ofrece los datos en forma de media mensual, junto con la relación porcentual entre la media mínima y máxima mensual alcanzadas con respecto a las medias totales mensuales.

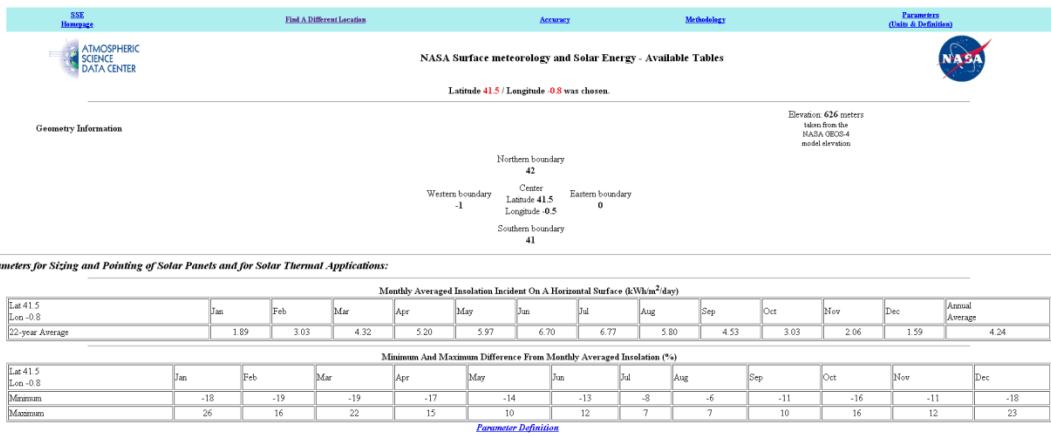


Figura 7. Captura de pantalla de NASA: Surface meteorology and solar energy

### iv. Otras

- **ADRASE** (Acceso a Datos de Radiación Solar de España) [13]: ofrece datos medios de radiación diarios por meses para un emplazamiento dado, añadiendo un intervalo superior e inferior a cada uno de ellos (percentil 75 y 25). Los datos son estimados a partir de imágenes de satélite y validados gracias a 50 estaciones meteorológicas de AEMET. Los datos disponibles son el resultado de 20 años de imágenes.
- **OpenSolarDB** [14]: ofrece únicamente datos medios de radiación diarios por meses según unos emplazamientos predeterminados (p.ej: Zaragoza Aeropuerto). El periodo de medición es desconocido ya que se trata de una base de datos abierta a la participación de los usuarios, por lo que la cantidad de datos es diferente de un emplazamiento a otro.

## v. Comparación

A continuación, en la *Tabla 1*~~Error! No se encuentra el origen de la referencia.~~, se observa una comparación entre las principales bases de datos, según diferentes parámetros que pueden ser utilizados en la modelización de plantas fotovoltaicas:

Tabla 1. Comparación de las bases de datos de recurso solar

Parámetro	PVGIS	Meteonorm	NASA
Rad. Global Horizontal	●	●	●
Rad. Difusa Horizontal	●	●	●
Rad. Normal Directa	●	●	●
Rad. plano de módulos	●	●	●
Inclinación óptima	●	○	○
Temperatura	●	●	●
Humedad	○	●	●
Velocidad del viento	○	●	●
Dirección del viento	○	●	●
Linke Turbidity	●	●	●
Posición del sol	○	●	●
Precipitaciones	○	●	●
Horas de Sol	○	●	●
Albedo	○	●	●
Nubosidad	○	●	●
Presión	○	●	●
Intervalo	Mensual	Horario	Mensual
Periodo	12 años	20 años	22 años
Leyenda:	● Incluido	● Parcialmente incluido	○ No incluido

### III. Modelización de la planta

Además de conocer el recurso, para poder realizar un diagnóstico de la planta y un mantenimiento correcto de la misma es necesario conocer su funcionamiento. Para ello se proponen dos formas de modelizar su comportamiento, uno mediante un modelo eléctrico simplificado de los componentes de una planta fotovoltaica y otro mediante un modelo de flujos de potencia. En ambos casos se ha seleccionado una de las plantas de estudio para verificación de los comportamientos de los modelos.

#### Modelos eléctricos

En el modelo eléctrico propuesto se han tenido en cuenta los componentes principales y más críticos en el mantenimiento: módulos, el inversor y regulador MPPT (*Maximum Power Point Tracking*). Los demás componentes (cableado, transformador...) no suelen dar problemas o se consideran externos en el mantenimiento de la planta. El software utilizado para implementar los modelos ha sido Simulink (Matlab) debido a su extendido uso en el ámbito eléctrico y electrónico.

##### i. Módulo

Existen varias formas de modelizar el comportamiento de los módulos fotovoltaicos [15], dependiendo del resultado y la precisión que se quiera obtener. La representación más simplificada es el modelo ideal de un diodo:

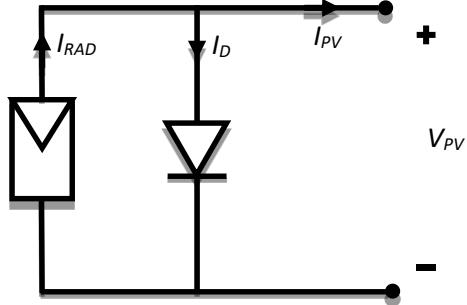


Figura 8. Circuito equivalente del modelo ideal

Su comportamiento se define con la siguiente ecuación:

$$I_{PV} = I_{RAD} - \frac{I_0 \cdot (e^{\frac{V_{PV}}{n \cdot V_t}} - 1)}{I_D} \quad (1)$$

Pero este modelo no ofrece una característica I-V comparable a la de un módulo real.

El modelo más extendido es el de diodo simple, que se basa en el siguiente circuito equivalente de funcionamiento en el que se pueden modelizar las pérdidas resistivas internas de los módulos a través de R<sub>s</sub> y las pérdidas por corrientes de fuga a tierra por R<sub>sh</sub>:

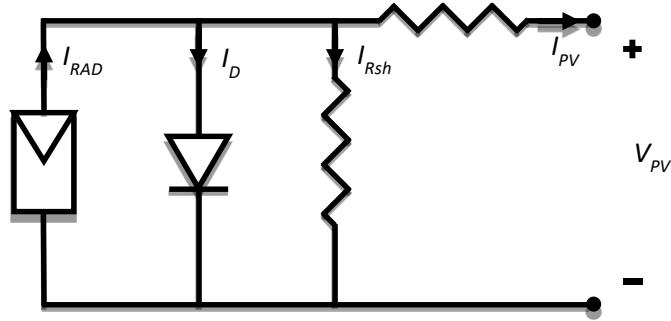


Figura 9. Circuito equivalente del modelo de diodo simple

En base a los parámetros ofrecidos por el fabricante, y mediante resolución de las ecuaciones del circuito, se calculan los valores de  $R_s$ ,  $R_{sh}$ ,  $n$ ,  $I_0$  e  $I_{RAD}$ .

Los valores de  $R_s$ ,  $R_{sh}$  y  $n$  se determinan mediante ecuaciones no lineales. De entre todos los métodos posibles de cálculo se ha seleccionado para este modelo el regido por el siguiente comportamiento:

$$I_{PV} = I_{RAD} - I_0 \cdot (e^{\frac{V_{PV}}{n \cdot V_t}} - 1) - \frac{V_{PV} + R_s \cdot I_{PV}}{R_{sh}} \quad (2)$$

Como mejora del modelo, existe la posibilidad de añadir un segundo diodo que representa las pérdidas por recombinación de los pares electrón-hueco. En situaciones meteorológicas adversas (baja radiación y temperaturas extremas), este modelo presenta un comportamiento más preciso.

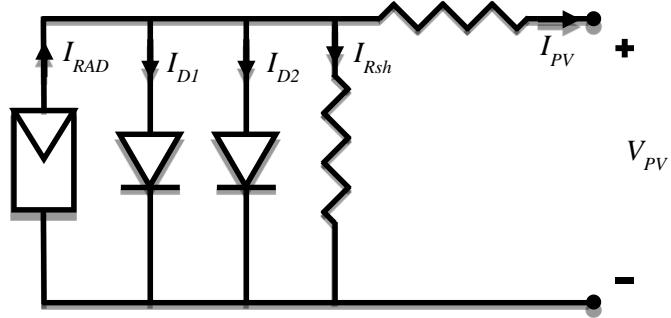


Figura 10. Circuito equivalente del modelo de doble diodo

La relación que lo define es la siguiente:

$$I_{DC} = I_{PV} - I_{0_1} \cdot (e^{\frac{V_{PV}}{n_1 \cdot V_t}} - 1) - I_{0_2} \cdot (e^{\frac{V_{PV}}{n_2 \cdot V_t}} - 1) - \frac{V_{PV} + R_s \cdot I_{PV}}{R_{sh}} \quad (3)$$

En este caso, el número de parámetros a determinar a través de las ecuaciones del circuito se incrementa, lo que requiere una mayor capacidad computacional por la aplicación de cálculos más complejos. En la mayoría de los casos, la mejora en precisión de este modelo frente al de un solo diodo no justifica los recursos de cálculo necesarios, por ello es más común aplicar el modelo anterior; y es el modelo que se ha desarrollado en este estudio. En el (Anexo 1) se puede ver el modelo de diodo simple. Para verificar el funcionamiento del modelo diseñado, se compara la curva I-V obtenida con el modelo con la del fabricante Figura 11.

El módulo que se ha utilizado ha sido el Kyocera KC200GT con las siguientes características:

**Tabla 2. Características del módulo utilizado en los modelos**

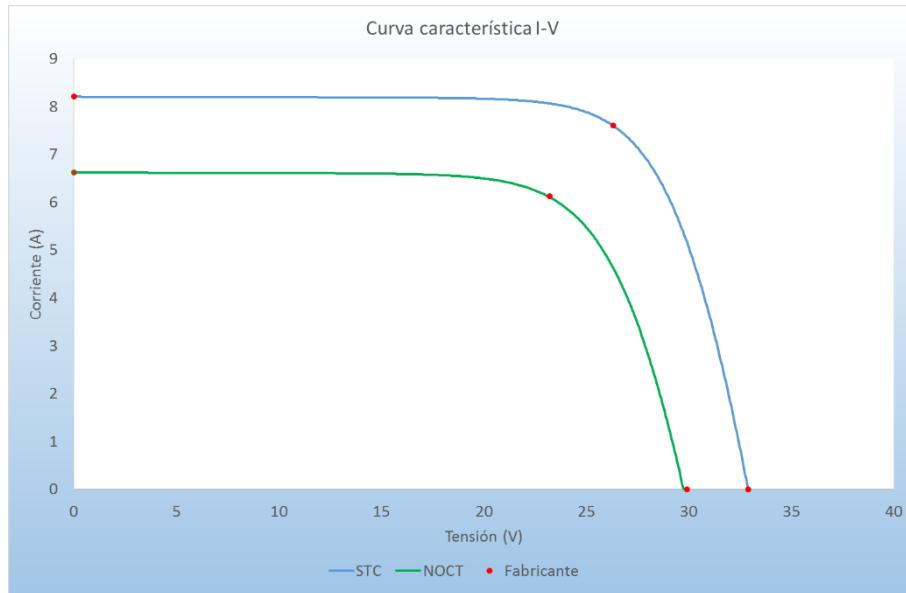
Parámetros fabricante (condiciones STC)					
Pmpp	200 W	Voc	32.9 V	kv	-123 mV/°C
Vmpp	26.3 V	Isc	8.21 A	ki	3.18 mA/°C
Imp	7.61 A	Ncs	54 células	NOCT	47 °C
Parámetros calculados					
Rs	0.2172 Ω	Rsh	951.9317 Ω	n	1.3417

El fabricante ofrece tanto los parámetros en las condiciones estándar de funcionamiento (Standard Test Conditions) que corresponden a una radiación de 1000W/m<sup>2</sup>, temperatura de célula de 25°C y masa de aire 1.5, como los parámetros en condiciones nominales de operación (Nominal Operating Conditions), que corresponden a una radiación de 800W/m<sup>2</sup>, temperatura ambiente de 20°C y masa de aire 1.5. El valor de la masa de aire es un equivalente de las atmósferas que tiene que atravesar la radiación para alcanzar la superficie terrestre. En el exterior de la atmósfera terrestre se considera AM0. Y si el sol se encuentra perpendicular a la superficie de la Tierra, se toma AM1 en el nivel del mar. Dependiendo del ángulo de incidencia de la radiación la masa de aire va en aumento. Este parámetro se puede aproximar según la siguiente ecuación:

$$AM = \frac{1}{\cos z} \quad (4)$$

Siendo z la altura del sol sobre el horizonte en grados, AM1.5 corresponde a una altura de 48.2°.

Se van a comparar entonces los resultados del modelo para las dos condiciones que da el fabricante (STC y NOCT):



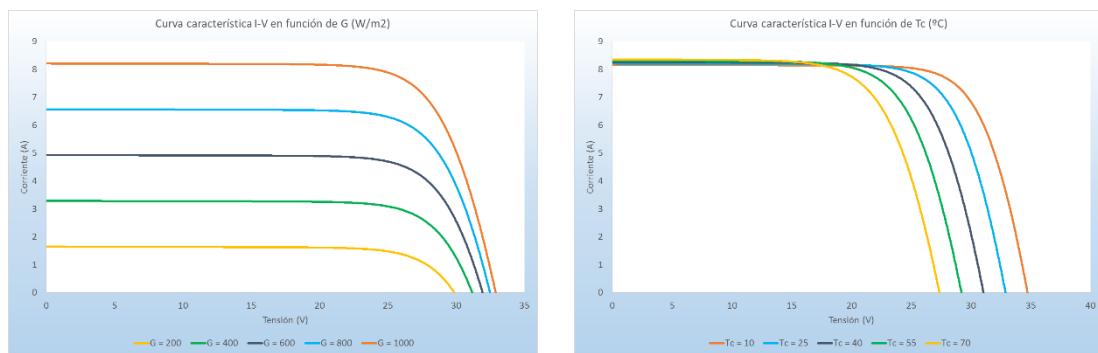
**Figura 11. Curva I-V comparativa entre modelo y fabricante**

En la *Figura 11* se ve como el modelo se adapta perfectamente a los datos ofrecidos en la hoja de características para las dos condiciones, excepto por algún error despreciable en las tensiones de las condiciones nominales:

**Tabla 3. Comparación entre modelo y fabricante**

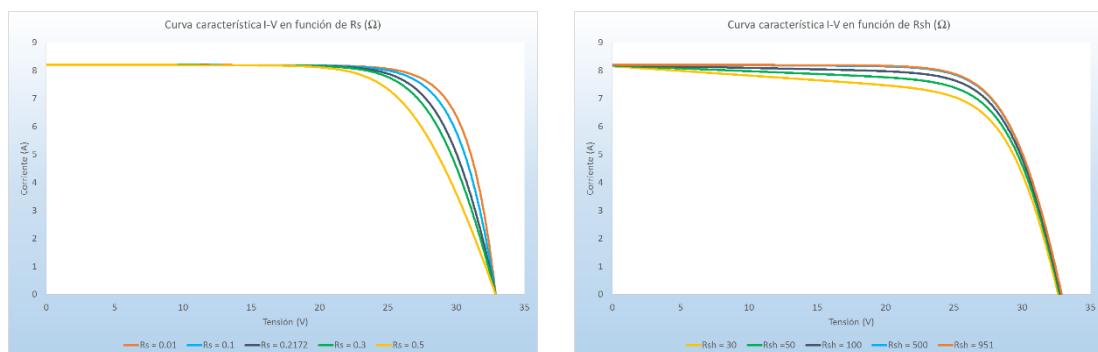
	Isc	Imp	Vmpp	Voc
<b>STC Modelo</b>	8.208	7.613	26.268	32.892
<b>STC Fabricante</b>	8.21	7.61	26.3	32.9
<b>STC Error</b>	0.02 %	0.04 %	0.12%	0.02 %
<b>NOC Modelo</b>	6.622	6.131	23.112	29.737
<b>NOC Fabricante</b>	6.62	6.13	23.2	29.9
<b>NOC Error</b>	0.03 %	0.02 %	0.38%	0.55%

Una vez verificado el modelo, se procede a analizar su comportamiento con la variación de ciertos parámetros: radiación, temperatura de célula, factor de diodo, resistencia serie, resistencia shunt. Cada parámetro afecta de forma diferente, y se focaliza en una de las variables o zonas de la característica I-V.



**Figura 12. Curvas I-V en función de la radiación y temperatura de célula**

En la *Figura 12* se muestran las características del panel con la variación de los dos parámetros meteorológicos  $G$  y  $T_c$ . La radiación afecta principalmente a la corriente, cuanta más radiación mayor es la corriente (y por lo tanto la potencia), y en menor medida a la tensión, también de forma positiva. La temperatura de la célula, sin embargo, modifica la potencia en mayor medida a través de la tensión, que disminuye con el aumento de la temperatura, y ligeramente la corriente, con un comportamiento inverso. En conjunto, la potencia de salida del panel es proporcional a la radiación incidente, e inversamente proporcional a la temperatura de célula.



**Figura 13. Curvas I-V en función de la resistencia serie y shunt**

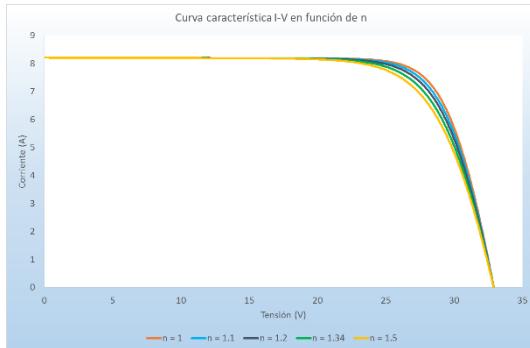


Figura 14. Curva I-V en función del factor de diodo

En la *Figura 13* y *Figura 14* se representan las curvas I-V según los valores de  $R_s$ ,  $R_{sh}$  y  $n$ . Se ve como la variación de la resistencia serie modifica la pendiente de la zona de tensión casi constante (mayor caída de tensión con el aumento de  $R_s$ ), la variación de la resistencia shunt afecta a la pendiente de la zona de corriente casi constante (mayor corriente de fuga cuanto menor sea  $R_{sh}$ ) y la variación del factor de diodo altera la zona del codo de la curva. Por ello, con la combinación de estas tres variables se logra adaptar la curva de nuestro modelo a la del fabricante.

## ii. MPPT

El *Maximum Power Point Tracking* es un sistema necesario en las instalaciones fotovoltaicas de vertido a red, ya que se encarga de la optimización de la cantidad de energía generada por los paneles. Como se ha visto en el apartado anterior, para unas condiciones de radiación y temperatura dadas, los paneles presentan una curva de funcionamiento con un margen de tensión y corriente bastante amplio. El algoritmo MPPT asegura que los módulos trabajan en su punto de máxima potencia, que corresponde al codo de la curva característica I-V. Dependiendo de la complejidad del algoritmo, dicho punto se alcanza con mayor o menor rapidez cuando las condiciones cambian, y tendrá una precisión más o menos ajustada.

El algoritmo MPPT más sencillo es el P&O (*Perturb and Observe*) [16]. Se basa en la modificación de los tiempos de corte de los interruptores de un convertidor (*Duty Cicle*) y según la consecuencia de esta modificación, toma una decisión para la siguiente etapa.

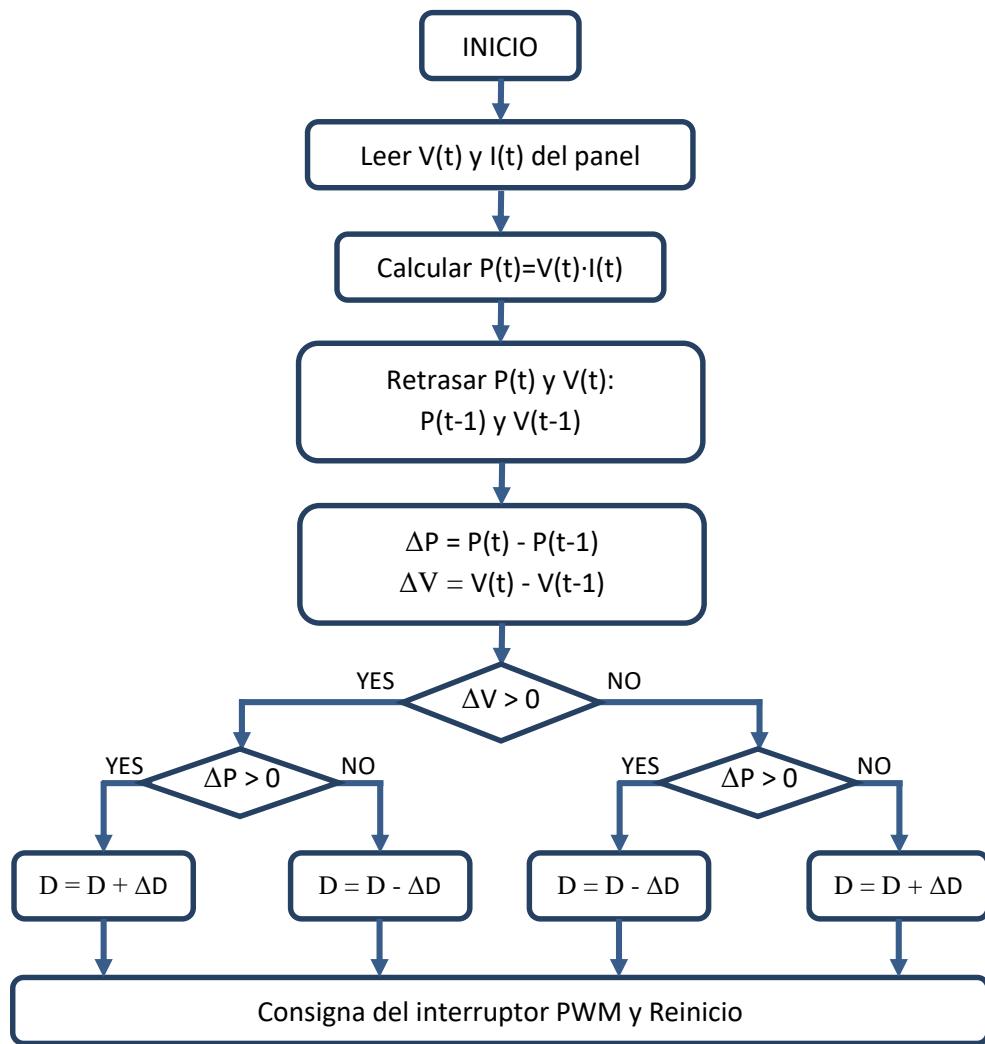


Figura 15. Diagrama de flujo del algoritmo P&O

A partir de la curva P-V, se identifican los cuatro modos de funcionamiento del algoritmo, suponiendo que se utiliza un convertidor en el que el aumento del *Duty Cycle* tiene como consecuencia un aumento de la tensión.

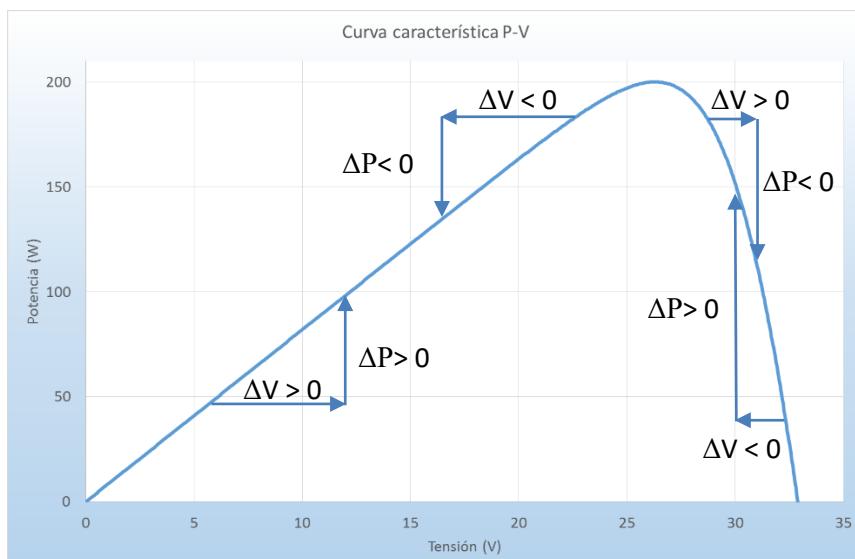


Figura 16. Modos de funcionamiento del algoritmo P&O

La rapidez y precisión de este algoritmo depende únicamente del paso ( $\Delta D$ ) que se le da al *Duty Cycle* entre cada etapa, ya que en realidad nunca alcanza el punto de máxima potencia, sino que se queda oscilando alrededor de él, provocando un rizado en los valores de tensión y potencia de salida de los paneles.

Aplicando este algoritmo a un convertidor elevador DC-DC (*Boost*) (Anexo 2), se busca demostrar su comportamiento teórico y localizar el paso que da una relación rapidez/precisión adecuada.

**Tabla 4. Comparación de precisiones del algoritmo P&O para diferentes pasos**

$\Delta D$	$\Delta t$ (ms)	$\Delta V$ (V)	$\Delta I$ (A)	$\Delta P$ (W)
<b>0.001</b>	4	13.5	2	72
<b>0.0005</b>	5.5	4.9	1.3	15.8
<b>0.0001</b>	7	1	0.28	0.76
<b>0.00005</b>	8.5	0.55	0.16	0.17
<b>0.00001</b>	30	0.27	0.08	0.05

De los resultados de la *Tabla 4* se concluye que cuanto más pequeño es el paso, más tiempo le cuesta al algoritmo estabilizarse alrededor del punto de máxima potencia, pero alcanza precisiones superiores, y viceversa (Anexo 3)**Error! No se encuentra el origen de la referencia..** Dependiendo de las condiciones exigidas a nuestro modelo, se elegirá un paso u otro. En este estudio un  $\Delta D=0.0001$  es suficiente, ya que el error máximo cometido en términos de potencia es solo del 0.38% (potencia nominal del panel 200W).

Existen propuestas de mejora de este algoritmo utilizando pasos variables o aplicando referencias iniciales de tensión (o corriente) para comenzar con un *Duty Cycle* cercano al objetivo como se indican en [17] y [18]. Para este proyecto, se ha decidido implementar una modificación diferente. A través de los valores de radiación y temperatura de entrada del modelo, se calcula la potencia teórica en el punto de máxima potencia del panel.

$$P_{PV} = P_{max} * \frac{G}{G_{STC}} * (1 + kp * (T_C - T_{STC})) \quad (5)$$

El algoritmo empieza a trabajar con un paso determinado, y una vez que se aproxima al valor de referencia de la potencia (fijando un porcentaje de actuación) el paso disminuye. En teoría, con esto se consigue que, en la primera fase, al ser el paso más grande, el algoritmo avance más rápido, con lo que se reduce el tiempo que tarda en estabilizarse. Y en la segunda fase, en la que ya se encuentra cerca del MPP, el paso pequeño permite obtener unos valores de salida con menor rizado.

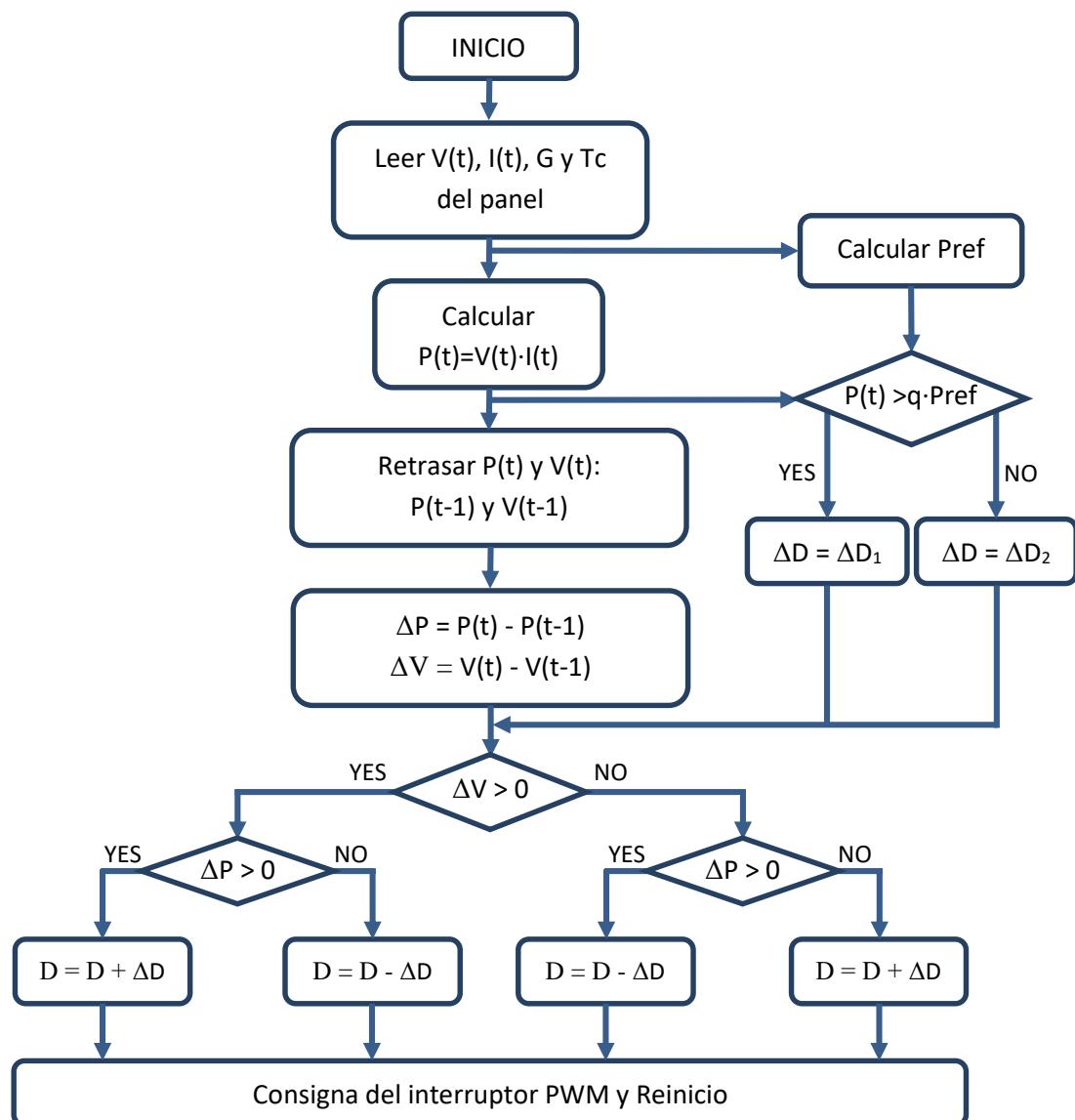


Figura 17. Diagrama de flujo del algoritmo P&O referenciado

El coeficiente “q” en la

Figura 17 corresponde a la fracción de la potencia de referencia a partir de la cual se aplica el cambio de paso (p.ej. 0,95). Para el caso estudio, se ha intentado lograr la precisión correspondiente a  $\Delta D=0.00001$  del algoritmo P&O, disminuyendo todo lo posible el tiempo de equilibrado. Esto quiere decir que  $\Delta D_1$  (paso pequeño) del algoritmo P&O referenciado es el mismo que en el anterior, y el que se usa como variable para optimizar el tiempo de respuesta es  $\Delta D_2$  (paso grande) (Anexo 4)**¡Error! No se encuentra el origen de la referencia..**

Tabla 5. Comparación de precisiones del algoritmo P&O referenciado para diferentes pasos

$\Delta D_2$	$\Delta t$ (ms)	$\Delta V$ (V)	$\Delta I$ (A)	$\Delta P$ (W)
0.005		No es estable		
0.002		No es estable		
0.001	16	0.28	0.08	0.049

0.0005	25	0.28	0.08	0.046
0.0001	29	0.28	0.08	0.042

A partir de los resultados obtenidos, se observa que se ha alcanzado prácticamente la misma precisión, y se consigue reducir el tiempo de respuesta a casi la mitad, con respecto al algoritmo P&O, para un paso grande  $\Delta D_2 = 0.001$ .

### iii. Inversor

El inversor es el equipo que permite transformar la energía producida por los paneles (continua), para poder inyectarla en la red (alterna), y se define como un convertidor DC-AC. La topología básica consta de 4 interruptores controlados por un algoritmo PWM (*Pulse Width Modulation*), pero para lograr una salida en alterna con una determinada calidad de onda, es necesario utilizar tanto topologías como algoritmos más complejos.

De forma general, hablando de las topologías, existen dos maneras de suavizar la onda de salida del inversor [19]. La primera es usando un mayor número de interruptores por rama, denominada “multinivel”. Y la segunda es utilizando en paralelo topologías simples, lo que se llama “en cascada”. Además de existir la posibilidad de aplicar topologías híbridas, como una combinación de las dos citadas.

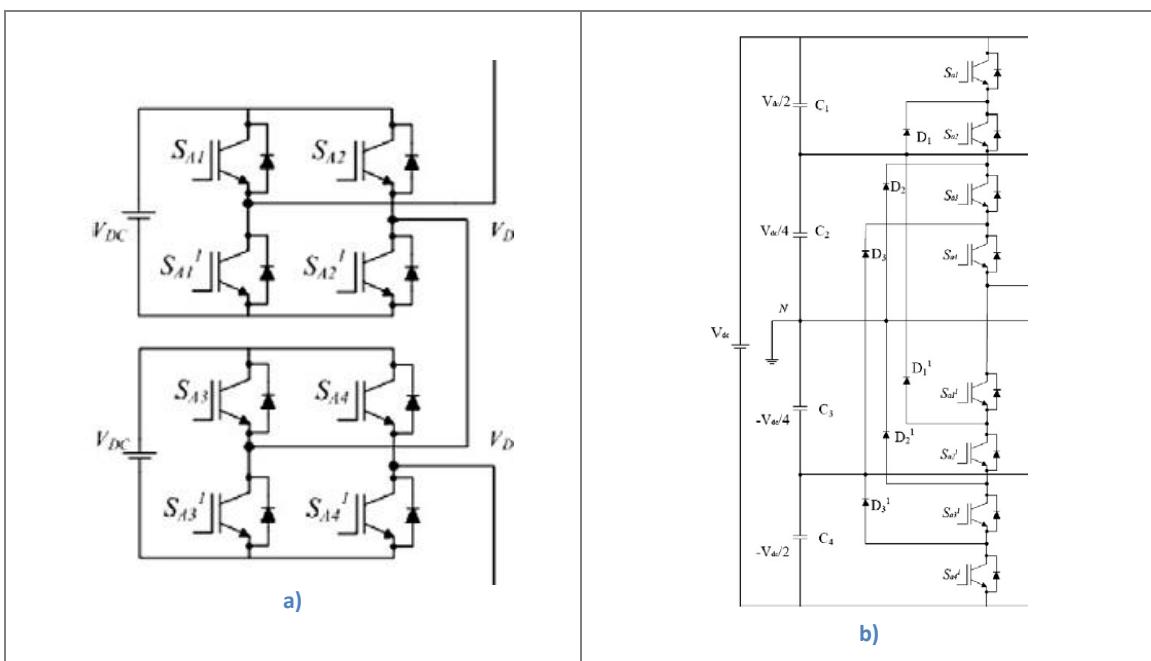


Figura 18. Topología de una fase de inversor en cascada a) y multinivel b) de 5 niveles

En cuanto a las estrategias de control de los interruptores, los algoritmos más extendidos son los SPWM (*Sinusoidal Pulse Width Modulation*), que comparan una señal senoidal, por fase, de baja frecuencia (señal moduladora) con un número de señales triangulares de alta frecuencia (señales portadoras) que dependen de la cantidad de “niveles” o “cascadas” de la topología.

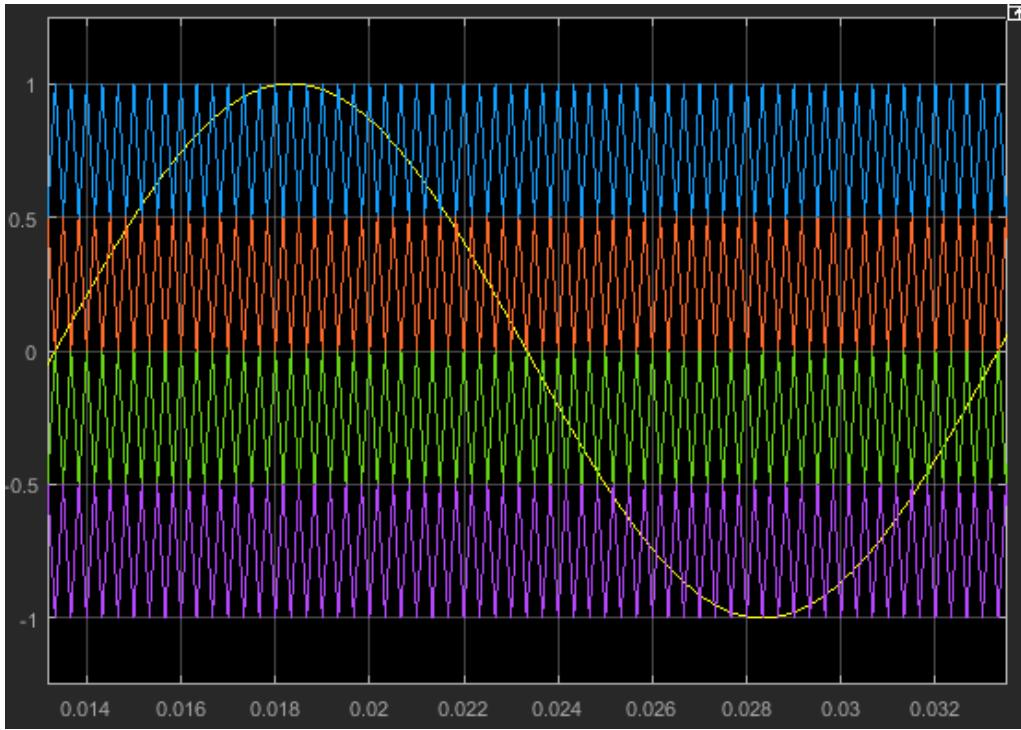


Figura 19. Señales del control SPWM de una fase de inversor de 5 niveles

Como en la mayoría de los casos no se tiene acceso al modo de funcionamiento (topología y algoritmo de control) de los inversores con los que se trabajan, el tener un modelo fiable de este equipo, resulta complicado. Pese a ello, en el Anexo 5, se ha desarrollado un inversor multinivel, sin incluir el algoritmo de control de red, que si bien no es completo puede servir en el caso de no disponer de datos registrados. En el caso de tener datos reales del funcionamiento del inversor, se trabajará siempre con ellos.

## Modelo de flujo de potencia

Los modelos anteriormente descritos se utilizan para modelizar el comportamiento real de los módulos y poder obtener la curva I-V característica. Sin embargo, para los casos en los que solo es necesario obtener la potencia de salida, se puede aplicar directamente la ecuación de potencia de un panel fotovoltaico, junto con las pérdidas correspondientes a las diferentes etapas: módulos, cableado DC, inversor, cableado AC, transformador; tal y como se muestra a continuación:

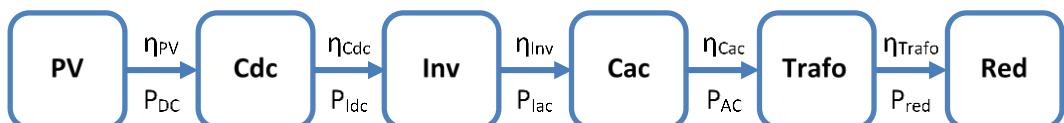


Figura 20. Flujo de potencia de una instalación fotovoltaica

En un primer lugar, se calcula la potencia generada por los módulos y se multiplica el resultado por el número de módulos de la instalación (en serie y en paralelo), según las ecuaciones:

$$P_{PV} = P_{max} * \frac{G}{G_{STC}} * (1 + kp * (T_c - T_{STC})) \quad (6)$$

$$P_{DC} = P_{PV} * N_S * N_P \quad (7)$$

El rendimiento de aprovechamiento de energía de los módulos es el cociente entre la potencia generada y el producto de la radiación incidente en el plano de los paneles (en W/m<sup>2</sup>) por la superficie total de la instalación:

$$\eta_{PV} = \frac{P_{DC}}{G * S} = \frac{P_{DC}}{P_{SOL}} \quad (8)$$

A continuación, se calcula la intensidad que recorre los cables del lado DC como producto de la corriente en el punto de máxima potencia, y el número de módulos en paralelo. Y se calculan las pérdidas correspondientes a esta intensidad:

$$I_{DC} = I_{STC} * \frac{G}{G_{STC}} * (1 + k_i(T_c - T_{STC})) * N_S \quad (9)$$

$$Perd_{DC} = R_{DC} * I_{DC}^2 \quad \text{con} \quad R_{DC} = \rho * \frac{L_{DC}}{S_{DC}} \quad (10)$$

Conociendo las pérdidas en el cableado DC, se calcula el rendimiento de esta etapa de la instalación, además de la potencia a la entrada del inversor:

$$\eta_{CDC} = \frac{P_{DC} - Perd_{DC}}{P_{DC}} = \frac{P_{Idc}}{P_{DC}} \quad (11)$$

La siguiente etapa a calcular es el rendimiento correspondiente a la conversión DC-AC del inversor. Los fabricantes suelen facilitar una curva (*Figura 21. Ejemplo de curva de fabricante de un inversor*), que relaciona el rendimiento del equipo y el porcentaje de carga AC (potencia de salida entre potencia asignada del inversor).

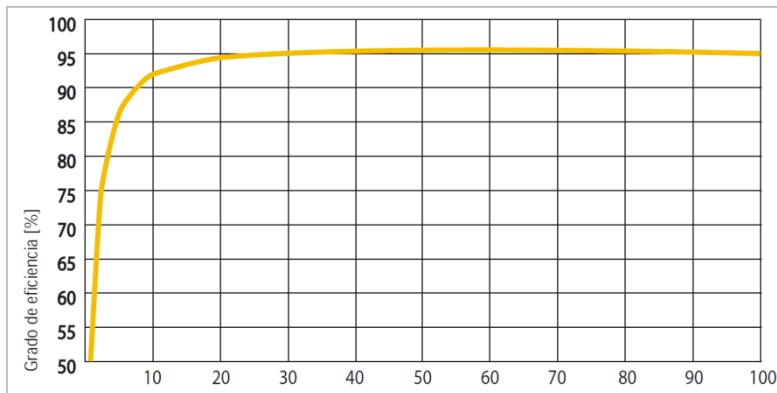


Figura 21. Ejemplo de curva de fabricante de un inversor

Pero en este caso, aun no se conoce la potencia de salida, por lo que se realiza este mismo tipo de comparación, pero del lado de continua. Es decir, se obtiene la relación entre el rendimiento del equipo y el porcentaje de carga DC (potencia de entrada entre potencia pico de la instalación), *Figura 22. Relación entre el rendimiento del inversor y la relación de carga DC*.

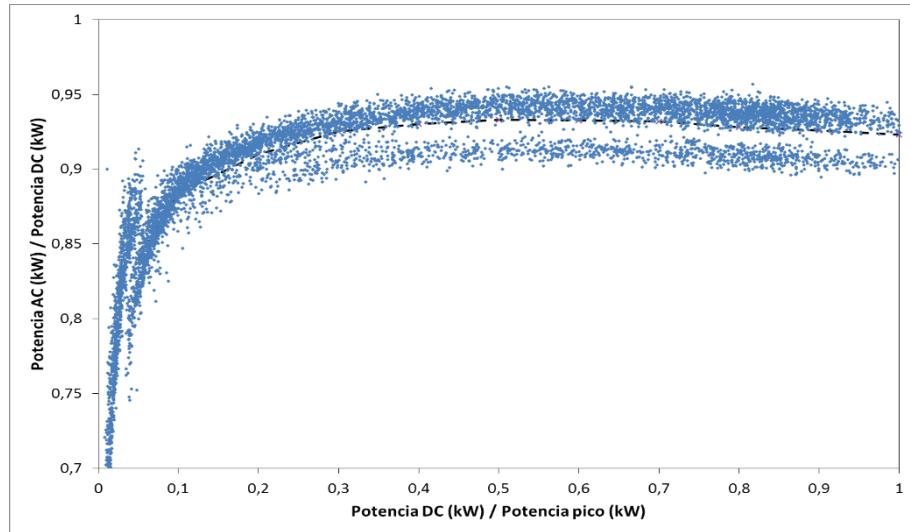


Figura 22. Relación entre el rendimiento del inversor y la relación de carga DC

A partir de esta relación se puede obtener la ecuación de la curva que permite hallar el rendimiento medio según la potencia de entrada al inversor. Y una vez encontrado el rendimiento, se puede calcular la potencia de salida:

$$P_{Iac} = P_{Idc} * \eta_{Inv} \quad (12)$$

El próximo paso, es el cálculo de las pérdidas en el cableado AC. Para ello, se necesita la tensión AC y la  $P_{Iac}$ . Sabiendo que la tensión viene impuesta por el lado de red y no depende de la producción fotovoltaica, se puede utilizar como dato para calcular la corriente AC:

$$I_{AC} = \frac{P_{Iac}}{\sqrt{3} * V_{AC}} \quad (13)$$

Y teniendo la corriente AC se pueden calcular las pérdidas en los cables, el rendimiento de la etapa y la potencia a la entrada del transformador:

$$Perd_{AC} = R_{AC} * I_{AC}^2 \quad con \quad R_{AC} = \rho * \frac{L_{AC}}{S_{AC}} \quad (14)$$

$$\eta_{Cac} = \frac{P_{Iac} - Perd_{AC}}{P_{Iac}} = \frac{P_{AC}}{P_{Iac}} \quad (15)$$

Finalmente, solo queda aplicar el rendimiento de transformación para conocer la potencia vertida a red. Existen dos opciones, utilizar la curva de rendimiento en función de la relación de carga (mismo método que para el inversor), o utilizar los parámetros del transformador para calcular las pérdidas absolutas (pérdidas en el cobre y pérdidas en el hierro) y a partir de ellas calcular el rendimiento. La curva de rendimiento en función de la carga es similar a la del inversor, pero alcanza valores más elevados. En cuanto al cálculo de las pérdidas, las ecuaciones que lo rigen se presentan a continuación:

$$P_{Fe} = \frac{U^2}{R_P} \quad (16)$$

$$P_{Cu} = R_e * I^2 \quad (17)$$

$$\eta_{Trafo} = \frac{P_{AC} - P_{Fe} - P_{Cu}}{P_{AC}} = \frac{P_{red}}{P_{AC}} \quad (18)$$

Una vez calculado las potencias y los rendimientos de cada etapa de la instalación, se puede ver los resultados de manera conjunta lo que permitirá localizar los posibles fallos. En la *Figura 23*, se propone una representación de los resultados del modelo de flujo de potencia, en el que se refleja la evolución de la potencia en las diferentes etapas, acompañada del rendimiento de cada una de ellas, además de los datos del conjunto de la instalación.

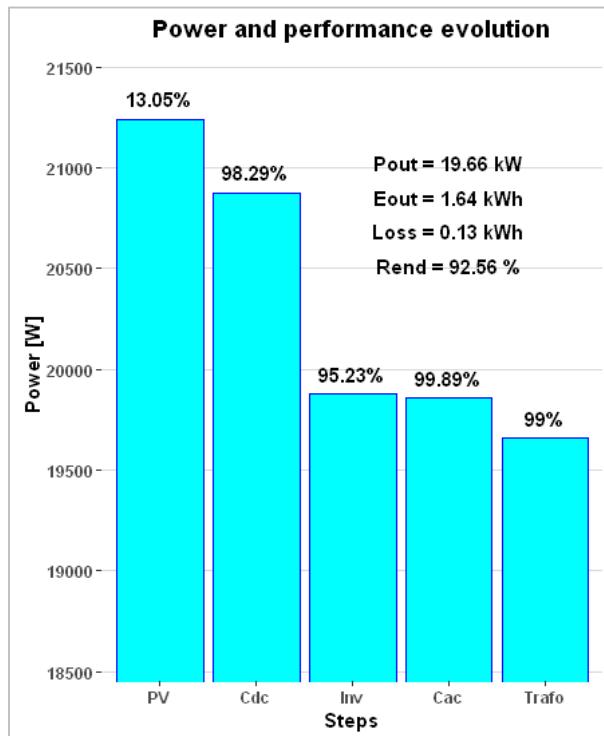


Figura 23. Ejemplo de resultados obtenidos mediante el modelo de flujo de potencia

## IV. Consideraciones en el Mantenimiento

Para poder mejorar el mantenimiento, es necesario conocer los puntos débiles de la instalación. Por eso a continuación, se va a realizar una caracterización de fallos tipo en plantas solares, también se realiza una descripción de los tipos de mantenimiento y finalmente se detallan los puntos a tener en cuenta para la aplicación de una estrategia de mantenimiento predictivo.

### Caracterización de fallos

#### i. Módulos

Los módulos fotovoltaicos son un elemento estacionario que, en el caso de estar bien diseñados, tienen una probabilidad de fallo muy pequeña. Pero al mismo tiempo son frágiles y requieren mucho cuidado en su transporte, manipulación y montaje, ya que se pueden producir pequeñas taras no detectables que, al someterse al estrés térmico que sufren las placas, se traducen en fallos importantes [20].

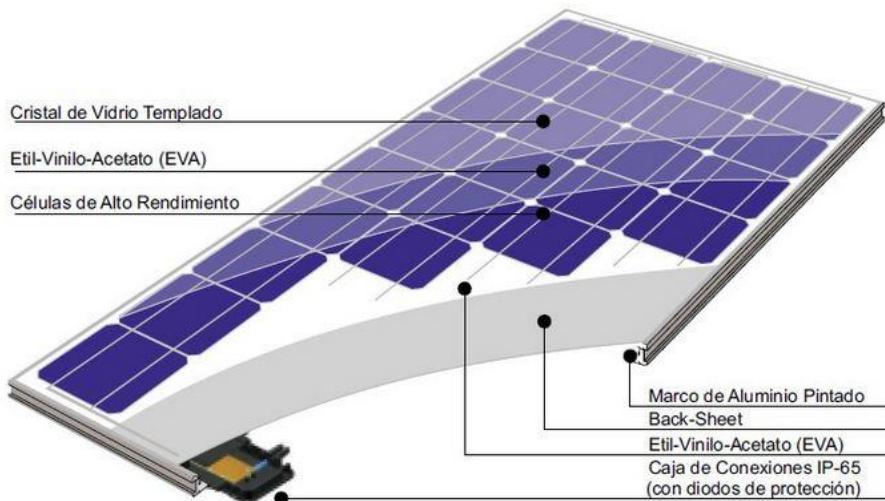


Figura 24. Partes de un módulo fotovoltaico

Estos fallos se consideran externos y se pueden producir por: vibraciones o golpes, sujeciones defectuosas, conectores defectuosos, rayos o vandalismo. Algunos de los fallos no son detectables una vez la instalación está en funcionamiento, ya que requieren la realización de pruebas individuales de cada módulo (electroluminiscencia, fluorescencia UV, transmisión de señal), además su coste de reparación es demasiado elevado ya que afectan a los componentes internos del módulo (interconexiones de células, degradación de la capa antireflectante o del material encapsulante). Estos fallos se pueden reagrupar como "Pérdida inducida de potencia", ya que se puede identificar la reducción en la producción, pero no se puede determinar el origen.

Los métodos que se usan para determinar los fallos de los módulos en una planta son: inspección visual, termografía, análisis de los datos o curva I-V. En el Anexo 6, se detallan los fallos que se pueden encontrar mediante estas técnicas.

## **ii. Inversores**

Los inversores son los equipos más críticos de una planta fotovoltaica, no tanto debido a que se caractericen por su alta tasa de fallos, sino porque en caso de fallo grave el coste de reparación o reemplazo es elevado. Debido a esto, estos equipos incorporan una serie de sensores y medidores que monitorizan en todo momento su comportamiento, y en caso de funcionamiento anómalo, se registra una alarma. Algunos incluyen softwares capaces de realizar estudios sencillos de comparaciones y desvíos.

Realizando un análisis de los datos registrados en los inversores, es posible localizar el origen (módulos, inversor o red) de algunos fallos.

Al igual que con los módulos, los fallos del inversor pueden tener un origen interno o externo. Los fallos externos pueden ser debidos a una mala instalación del equipo (conexión defectuosa de los cables, exposición directa a la luz solar), a un dimensionado incorrecto de los *strings* conectados al inversor (tensiones y corrientes fuera de los límites del inversor en condiciones extremas) o a caídas de la red eléctrica. Esto puede provocar desequilibrio de fases en el lado de alterna, sobrecalentamiento de los componentes electrónicos y sobretensiones en el lado de continua. Los fallos internos incluyen fallos en la operación (aislamiento, toma a tierra, transformador interno), fallos de arranque y parada (relés de conmutación) y fallos de comunicación (que no se contabilizan como pérdida de producción).

## **iii. Otros**

En una planta fotovoltaica se pueden dar otros fallos, como problemas con los transformadores o caídas de la red. También se encuentran fallos por sombras parciales prolongadas (suciedad, vegetación, deposiciones de aves) que provocan que algunas zonas del módulo se calienten más que otras. Al igual que con los inversores, se pueden tener también fallos en la comunicación de los registradores de datos (*Datalogger*). Y en plantas con seguidores solares, uno de los problemas más comunes es el posicionamiento incorrecto de los seguidores.

# **Tipos de mantenimiento**

Existen diferentes estrategias de mantenimiento, que varían principalmente según su contexto de aplicación, teniendo en cuenta los equipos a los que se va a aplicar y la viabilidad económica de su implantación [21].

## **i. Correctivo**

El mantenimiento correctivo se define como la actividad llevada a cabo después de que ocurra un fallo, con la intención de restaurar un dispositivo al estado en el que sea capaz de realizar su función requerida. Los inconvenientes de este tipo de mantenimiento son las paradas no planificadas, coste y tiempo de mantenimiento excesivo y daños severos en los equipos. Esta era la única estrategia de mantenimiento utilizada antes de los años 50. En el contexto de las instalaciones fotovoltaicas, las actividades englobadas por el mantenimiento correctivo son:

- Reemplazo de módulos.
- Reemplazo o reparación de inversores (o partes del inversor p.ej: placa de comunicaciones).
- Reemplazo o reparación de transformadores.
- Reparación de roturas en cableado.

## **ii. Preventivo**

Concepto introducido en 1951 que consiste en el chequeo rutinario de los equipos para prevenir fallos, la degradación del rendimiento y alargar su vida útil. Las pruebas se planifican para un determinado periodo o cantidad de uso del equipo. Este tipo de mantenimiento se basa en la estimación de la probabilidad de que un elemento falle y puede incluir trabajos como lubricación, limpieza, reemplazo de piezas o ajustes. Las actividades relacionadas con las instalaciones fotovoltaicas incluidas en el mantenimiento preventivo son:

- Limpieza de los módulos.
- Revisión de las conexiones entre paneles y en bornes de los equipos.
- Testeo de las protecciones.
- Limpieza de los filtros de ventilación de los equipos.

## **iii. Predictivo**

Este tipo de mantenimiento se basa en el monitoreo de parámetros físicos del equipo (potencia, temperatura, humedad, lubricación...). Cuando alguno de estos parámetros alcanza un determinado nivel de deterioro se aplican procedimientos para restaurar el correcto funcionamiento del equipo. El concepto es parecido al del mantenimiento preventivo con la ventaja de que las acciones no son periódicas, sino que se llevan a cabo en el momento en el que son necesarias. En el ámbito de la fotovoltaica es aconsejable disponer de un histórico de “monitoring” de la instalación (incluyendo datos de producción y meteorología) para poder determinar los niveles críticos de deterioro. Se pueden incluir en esta clase de mantenimiento acciones como:

- Control del rendimiento de los inversores.
- Control de la producción de los módulos.
- Control de la temperatura de los módulos.

Este tipo de mantenimiento, es el menos habitual actualmente en las plantas fotovoltaicas, sin embargo, es el que permite una optimización del mismo y por tanto es el que se recomienda implementar. Para ello, es necesario disponer de una serie de medidas, y realizar todo un procedimiento que se describe a continuación.

## **Consideraciones en Mantenimiento predictivo**

Para realizar un mantenimiento predictivo es necesario disponer de información de la propia planta, indicadores adecuados con margen de tolerancia, de un diagnóstico previo del proyecto y de un modelo de fallos capaz de anticiparse a los sucesos.

Si la planta es nueva, no existen datos históricos pero los componentes aún no han sufrido degradación, por lo que es posible aplicar los modelos de funcionamiento anteriormente descritos para la realización del diagnóstico, que mediante métodos de comparación puedan indicar el estado de la planta.

En el momento que se dispone de datos suficientes registrados en la propia planta se puede, realizar el diagnóstico sobre sus datos. Posteriormente al diagnóstico se implementar métodos de “Machine Learning”, para modelizar comportamientos de fallos y detectar de forma precoz los mismos.

En la *Figura 25*, se ve un diagrama que resume la estrategia de mantenimiento propuesta.

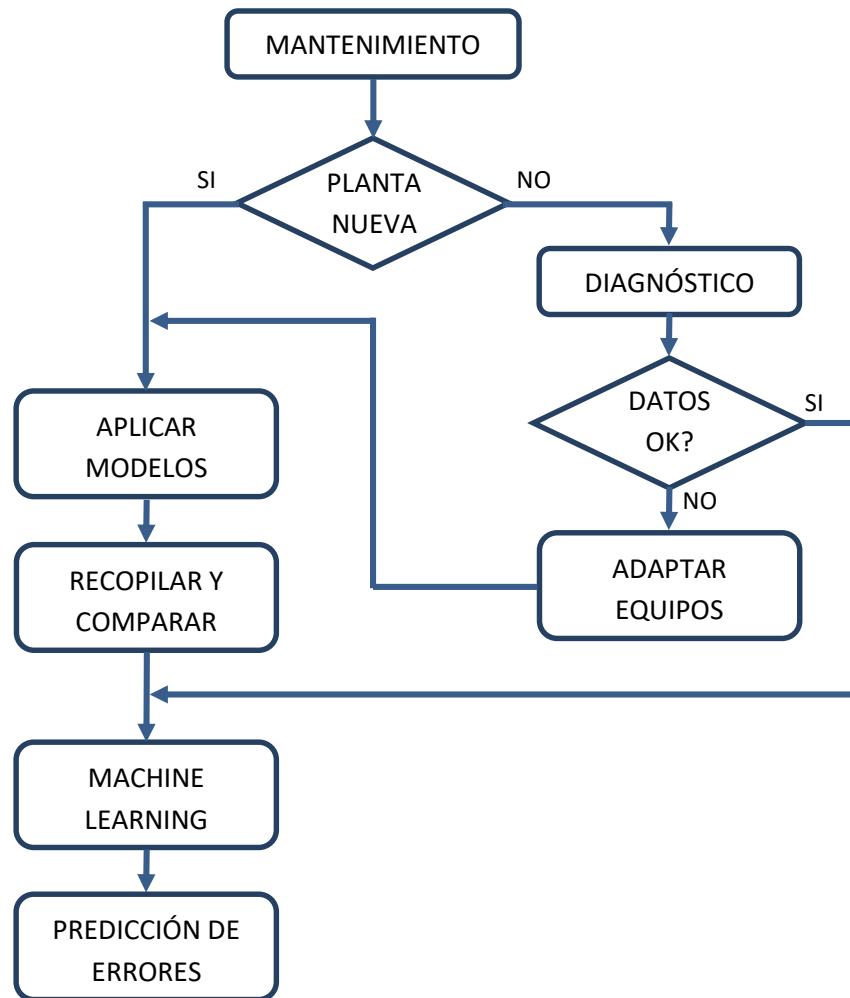


Figura 25. Diagrama de la estrategia de mantenimiento

### i. Datos necesarios

Para realizar un correcto análisis predictivo de una planta fotovoltaica, es necesario establecer un sistema de monitoreo que incluya el registro de los datos de producción del lado de continua y alterna, además de las condiciones meteorológicas. La frecuencia de muestreo de la información se recomienda que esté entre 5 y 10 minutos, como máximo.

## ii. Indicadores de rendimiento

Los indicadores de rendimiento son los recursos más utilizados en el análisis de la producción de plantas solares, ya que dan como resultado factores normalizados que permiten comparar tanto los diferentes equipos de una instalación, como instalaciones cercanas entre sí, de forma rápida y con un formato sencillo ya que la mayoría de ellos se presenta en forma de porcentaje.

### HSP o HSE

Las Horas Solares Pico u Horas Solares Equivalentes son un indicador que permite la comparación directa entre el recurso solar de un emplazamiento y la producción de una planta sin necesidad de realizar cálculos complejos o la utilización de modelos. Las HSE correspondientes al recurso solar, que se calculan transformando la potencia medida por el piranómetro en energía y dividiendo por 1000W/m<sup>2</sup> (referencia STC de radiación). Las HSE de la producción de la planta se calculan dividiendo la energía producida por la potencia pico. Este indicador puede aplicarse a cualquier periodo de tiempo deseado (diario, mensual, anual) y permite calcular las pérdidas asociadas a la planta durante ese periodo.

$$HSE_{rad} = \frac{\text{Irradiancia } [\frac{Wh}{m^2}]}{1000 [\frac{W}{m^2}]} \quad (19)$$

$$HSE_{planta} = \frac{\text{Producción } [kWh]}{\text{Potencia pico } [kWp]} \quad (20)$$

$$\text{Pérdidas } [kWh] = (HSE_{rad} - HSE_{planta}) * \text{Potencia pico } [kWp] \quad (21)$$

### Rendimiento relativo

Este indicador se puede aplicar en plantas fotovoltaicas que cuenten con varios *strings*, para poder compararlos entre ellos. Se basa en el cálculo de la media de HSE de todas las líneas y la desviación de las HSE individuales con respecto a esta. Hay que tener cuidado a la hora de aplicar este indicador, ya que, si un gran número de *strings* fallan a la vez, la media puede tomar un valor más cercano a los valores erróneos que a los correctos. Aun así, puede resultar muy útil para la detección de desviaciones en la producción.

### Rendimiento energético

El rendimiento energético se basa en el cálculo de las pérdidas debidas a fallos de producción o bajadas de rendimiento, para compararlo con la energía que se podría haber producido. Es más fácil aplicar este indicador si se tienen varios *strings* idénticos en la planta y uno de ellos no presenta fallos y puede ser considerado como referencia para la estimación de pérdidas.

$$\eta_{energético}(\%) = \frac{\text{Producción } [kWh]}{\text{Producción } [kWh] + \text{Pérdidas } [kWh]} * 100 \quad (22)$$

### *Disponibilidad temporal*

La disponibilidad temporal relaciona las horas en las que una línea o planta ha estado produciendo y las horas totales en las que debería haber estado produciendo.

$$\text{Disponibilidad (\%)} = \frac{\text{Horas funcionamiento}}{\text{Horas con capacidad de producir}} * 100 \quad (23)$$

### *Factor de capacidad*

El factor de capacidad se puede definir de dos formas diferentes. La primera es la relación entre las Horas Solares Equivalentes anuales de la planta con las horas totales de luz en un año. Con este primer método de cálculo se obtiene la capacidad de la planta en relación al recurso solar. La segunda es la relación entre las HSE anuales de la planta con el número total de horas en un año. Esta segunda aplicación sirve para poder comparar la capacidad de una planta fotovoltaica con otras tecnologías de generación.

$$FC_{solar}(\%) = \frac{HSE_{año}}{\text{Horas de luz anuales}} * 100 \quad (24)$$

$$FC_{total}(\%) = \frac{HSE_{año}}{\text{Horas totales año}} * 100 \quad (25)$$

### *Rendimiento inversor*

El rendimiento de los inversores (o rendimiento de conversión DC-AC) se calcula como el cociente entre la potencia de salida AC y la potencia de entrada DC.

$$\eta_{inv}(\%) = \frac{P_{out}[W]}{P_{in}[W]} * 100 \quad (26)$$

Su comportamiento se puede estudiar mediante la comparación consigo mismo, con otros similares, y con la curva del fabricante.

## **iii. Diagnóstico**

Si se trabaja con una instalación que lleva años en explotación, es necesario realizar un estudio en profundidad de los datos disponibles e inspeccionar los equipos y componentes para ser conscientes de las condiciones en las que se encuentra la planta. A continuación, se explica el proceso seguido para evaluar el estado de la planta.

Se selecciona un año de datos, y se estudian tres puntos:

1. Estudio individual de cada una de las líneas de paneles, junto con su inversor. Del que se obtiene la siguiente información:

- Indicadores de rendimiento
- Curvas de rendimiento de inversores
- Pérdidas asociadas a los fallos registrados por el inversor
- Curvas de rendimiento de los paneles

2. Comparación entre las diferentes líneas de la instalación. El análisis comparativo permite localizar los equipos más sensibles de la planta. Estos serán los que, a la hora de realizar la inspección, serán tratados con más detalle. El indicador que permite realizar una comparación más directa de las producciones son las HSE. Además de comparar las HSE de producción, puede resultar útil añadir la cantidad de pérdidas, lo que permite verificar que la energía producida sumada a las pérdidas, se acerca a la producción de un inversor que funciona correctamente. En el caso de no ser así, habría que buscar otros motivos de pérdida de producción.

3. Inspección presencial de la planta; donde se prestará especial atención al estado físico de los equipos, sobre todo a aquellos que hayan presentado fallos de funcionamiento.

#### **iv. Machine Learning**

Una vez se disponga de un histórico de información, es posible aplicar técnicas avanzadas de detección precoz. El Machine Learning es una herramienta que permite recrear un comportamiento a través del aprendizaje de datos. Aplicado a nuestro caso, la idea es crear un modelo que, mediante valores de entrada de datos meteorológicos (radiación, temperatura, viento...) y de datos de planta, dé como resultado la probabilidad de fallo.

Las técnicas utilizadas podrán ser más o menos complejas, pero todas se basan en la creación de un patrón de comportamiento, a partir de una serie de datos que sirve para “entrenar” al modelo. La correcta caracterización de los fallos que aparezcan en esta muestra de datos, es lo que otorgará al modelo la habilidad de prevenir futuros fallos similares. Por lo tanto, para que el modelo sea lo más eficaz posible, se necesita un amplio abanico de variables que le permitan identificar todos los patrones de un fallo inminente, ya sean de origen meteorológico o eléctrico.

## V. Resultados

La idea inicial del proyecto era de aplicar la estrategia integral de mantenimiento propuesta, a una de las plantas de estudio (diagnóstico, comparación con modelos y predicción de fallos). A medida que se recibieron los datos de las plantas, se descubrió que el objetivo marcado no iba a ser realista. Por un lado, la ausencia de datos meteorológicos (radiación, temperaturas y viento) impide tanto la utilización de los modelos, como la generación de un diagnóstico completo de la instalación. Por otro lado, los datos proporcionados tienen un formato que no es el adecuado para su óptimo tratamiento e interpretación. Además, de una planta a otra este formato cambia por completo, lo que requiere una inversión de tiempo elevada para adaptarlos a los requisitos. Otro de los problemas encontrados, es la falta de conocimiento, por parte de los propietarios, de las características de sus instalaciones. Lo cual, en alguna de las plantas, dificultó la obtención de los descriptivos de los equipos.

Sin embargo, el hecho de haber encontrado estas dificultades, ha permitido centrar el estudio en los datos registrados por el inversor, y sacarles el máximo partido posible. Como el inversor es el equipo central de la instalación (ya no solo por la criticidad de su funcionamiento, sino por su posición en la cadena de transmisión de la energía), un correcto registro de los parámetros a sus bornes, proporciona información sobre el estado de las tres partes de la instalación (paneles, inversor y red). Aunque tiene la limitación de que solo se puede cuantificar un fallo, cuando se produce en el propio inversor. Si el error no procede de este equipo, tan solo se sabrá localizar si su origen proviene del lado de los paneles o del lado de red, aunque esto ya permite reducir el tiempo de actuación en caso de tener que aplicar mantenimiento correctivo, ya que, a la hora de inspeccionar la planta en busca del fallo, el área de trabajo se limita.

A continuación, se presentan los resultados del estudio realizado a partir de los datos de las plantas disponibles.

En primer lugar, se explica el proceso de selección de los datos que han sido utilizados para los diagnósticos.

Tabla 6. Parámetros disponibles por planta

Parámetro	PV 1	PV 2	PV 3	PV 4	PV 5
Radiación					
T <sup>a</sup> Ambiente					
T <sup>a</sup> Panel					
Viento			X	X	
Variables DC	X	X	X	X	X
Variables AC	X	X	Mal registradas	Mal registradas	X
T <sup>a</sup> inversor	X	X			
Alarms	X	X	Incompletas	Incompletas	
Seguidores	-	-	X	X	
Tiempo de registro	30 min	5 min	Variable	Variable	5 min
Periodo disponible	06/14 : 11/17	06/10 : 03/17	01/13 : 07/17	01/13 : 07/17	01/12 : 11/17

En la *Tabla 6*, están agrupados los parámetros de los que se dispone en cada planta fotovoltaica. Las plantas que mejor calidad de datos tienen para realizar el diagnóstico son la 1 y la 2, pero la segunda, por un problema en la comunicación, dejó de registrar datos en marzo de 2017, lo que dificulta ofrecer resultados sobre el estado actual de la planta. Las instalaciones 3 y 4, al tener datos mal registrados, proporcionan resultados incoherentes (rendimientos superiores al 100%). Sin embargo, los datos de los seguidores solares son adecuados, y sirven para analizar la posición de estos. Por último, la planta 5, por falta de parámetros registrados, no se ha utilizado. Es decir, que el diagnóstico se ha realizado con los datos de la planta 1, excepto el estudio de los seguidores que se hace con los registros de la planta 3, ya que la primera es una instalación sobre estructura fija y no dispone de esos datos.

**Tabla 7. Descripción de fallos de un inversor**

	Ocurrencia	Duración (h)	Pérdidas estimadas (kWh)
<b>Sobretensión</b>	13	132	995.31
<b>Corrientes asimétricas</b>	4	7	152.28
<b>Fallo no detectado</b>	4	2	120.39
<b>Fallo general</b>	13	14	-
<b>Fallo de comunicación</b>	1	391	-
<b>TOTAL</b>	<b>35</b>	<b>546</b>	<b>1267.98</b>

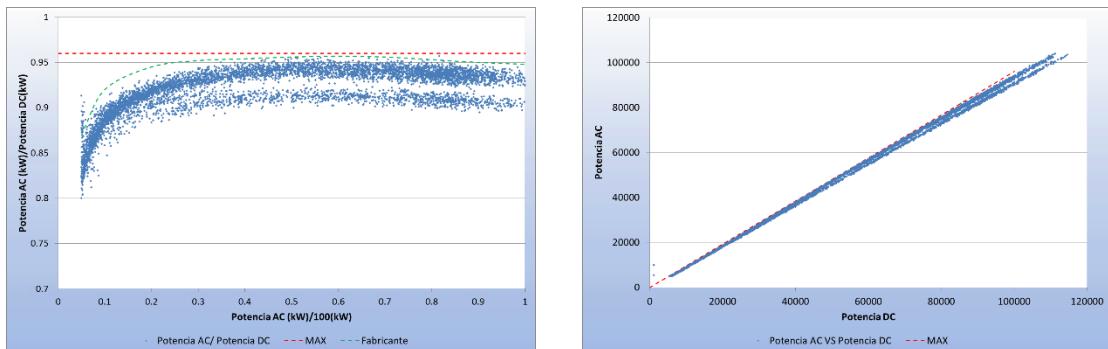
El primer paso, en el análisis individual de las líneas e inversores, es el cálculo aproximado de las pérdidas y los tiempos de parada asociados a las alarmas registradas. Para ello, se toma como referencia el inversor con mayor producción en el periodo de estudio. En la *Tabla 7* se muestra el detalle de los fallos registrados por un inversor a lo largo de un año (ver también Anexo 7). Hay algunos errores que no implican una parada de la planta, o que, habiendo afectado a todos los inversores, no permiten estimar las pérdidas. Teniendo la información de los fallos, se calculan todos los indicadores de rendimiento posibles, dentro de las posibilidades de los datos con los que se trabaja. En este caso, al no disponer de registros de radiación y temperatura, los indicadores relacionados con los módulos no han podido ser determinados. La *Tabla 8* recoge esta información para cada uno de los inversores.

**Tabla 8. Indicadores de rendimiento de los inversores**

	INV 1	INV 2	INV 3	INV 4	INV 5	INV 6	INV 7	INV 8	INV 9
Rend. (%)	99.21	99.95	96.91	99.95	99.95	99.95	99.95	99.92	99.24
Disp. (%)	98.31	99.64	94.73	99.96	99.96	99.96	99.93	99.94	99.23
HSE (h/año)	1383	1482	1445	1491	1494	1494	1502	1496	1476
FC (%)	15.78	16.91	16.49	17.02	17.05	17.05	17.14	17.07	17.08
Rend. inv. (%)	93.36	91.89	94.18	94.04	93.47	93.76	94.42	93.46	93.40

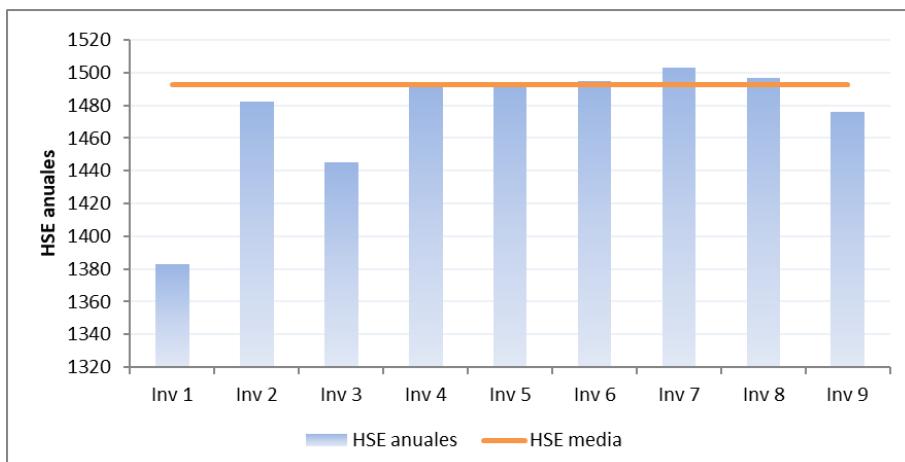
Para terminar el estudio individual, se pueden realizar representaciones de parámetros en función de otros. Esto permitirá localizar fallos no registrados por el inversor, o mediante las correlaciones, encontrar el origen de estos fallos (problemas de red, perturbaciones meteorológicas...). En la *Figura 26*, se han representado las dos gráficas del rendimiento de un inversor, en las que se puede apreciar un comportamiento dual, debido al funcionamiento de

la ventilación forzada del propio equipo. En el caso de que el inversor hubiera tenido una conducta anómala, en la gráfica de la derecha se apreciarían puntos fuera de la linealidad.



**Figura 26. Gráficas de rendimiento de un inversor**

A continuación, se analiza la comparación entre los datos de cada inversor. Se pueden hacer comparaciones a diferentes escalas de tiempo. Se empieza con una comparación anual en la *Figura 27*, para conocer el comportamiento global de cada inversor. Se observa que existen diferencias ligeras y notables entre alguno de los inversores. Una forma de proceder ante esta situación es sumar a las HSE de producción, las HSE correspondientes a las pérdidas, y ver si de esa manera los datos se equilibran. En el caso contrario, hay que buscar fallos no detectados por los inversores.



**Figura 27. Comparación de HSE entre inversores de una planta**

Reduciendo la escala de tiempo de la representación de las HSE, se empiezan a localizar estas diferencias de producción. En la *Figura 28* se presenta la relación entre la producción relativa de cada inversor con la media de la planta. Se ve claramente como en la mayor parte del año los inversores 1 y 9 tienen una producción inferior al resto, y que temporalmente entre abril y junio, sufren un pico de generación desproporcionado.

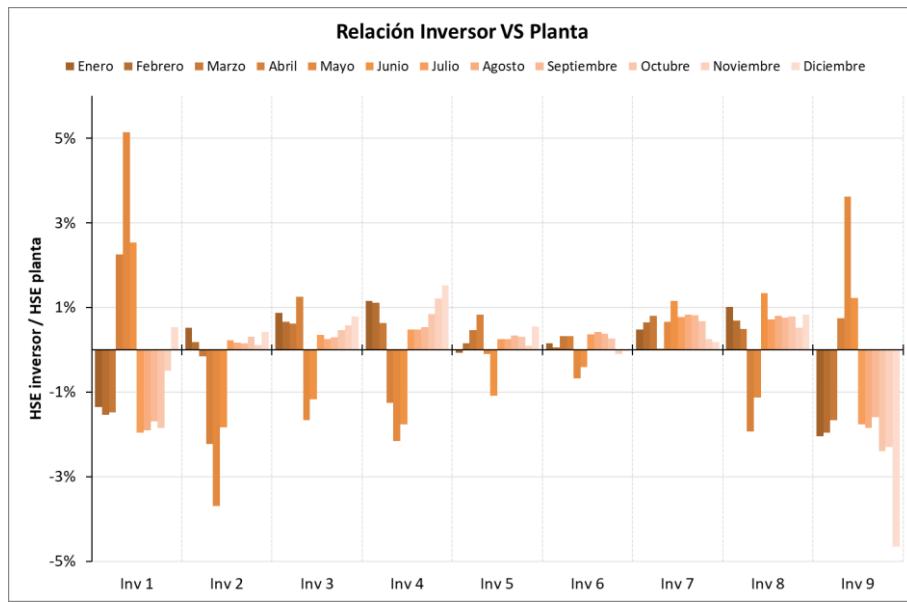


Figura 28. Relación de HSE entre inversores y el promedio de la planta

Insistiendo en el detalle, en la *Figura 29*, se comparan las HSE diarias por cada inversor en los meses mencionados. A partir del día 29, se empieza a abrir una brecha entre las producciones de los inversores, quedando el 1 y el 9 por encima, hasta que el día 57 el fallo se soluciona. Sin embargo, a partir de ese día, el 1 queda sensiblemente por debajo del resto. El primer evento, fue debido a la sombra creada por la vegetación sobre los paneles. Se había planificado (medida preventiva) el desbroce del terreno para un día fijo, pero la abundancia de precipitaciones y sol, había hecho que crecieran más rápido de lo esperado. El segundo evento, se relacionó con un mal funcionamiento de la electrónica del inversor después de haber sufrido una parada. En ambos casos, la falta de un control continuo de la producción incurrió en unas pérdidas que en gran medida eran evitables.

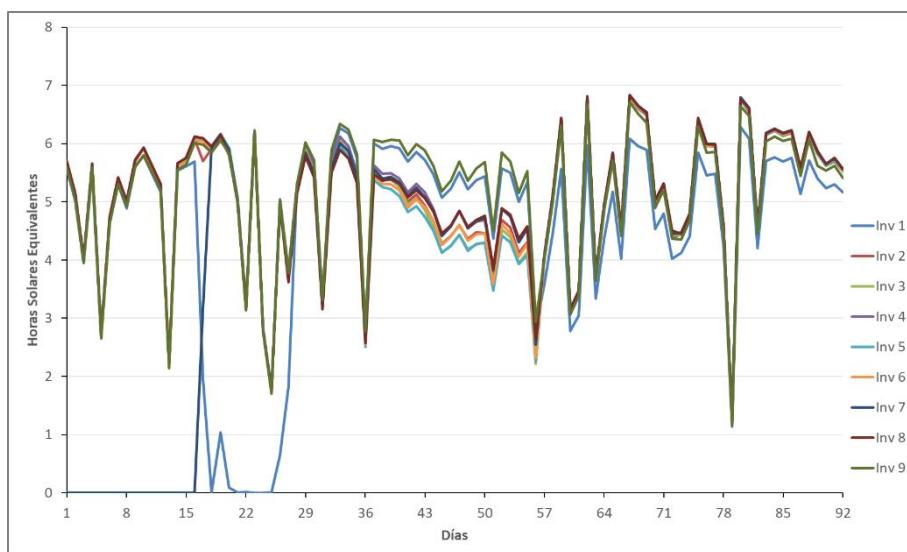


Figura 29. Evolución diaria de las HSE por inversor

Por último, se analiza la distribución de los seguidores solares de una planta, tanto en función de su orientación como de la potencia generada. En la *Figura 30* se ven ambas representaciones, para un instante de registro dado. En el gráfico de distribución por potencias se observan dos comportamientos predominantes, además de una dispersión elevada (2.1 kW

de diferencia). Esta conducta no se refleja en la orientación, ya que, aunque también tiene una dispersión elevada ( $14^\circ$  de diferencia), lo que es síntoma de un sistema de seguimiento solar defectuoso, no presenta una orientación predominante. Lo que quiere decir que, además del problema de orientación, existe un problema adicional que provoca una caída de potencia de alrededor de 700W en gran parte de los seguidores. A falta de indicios en los datos registrados, este fallo se asociaría a un problema con los módulos, ya que es el componente del que no es posible verificar su comportamiento (falta de registro de radiación).

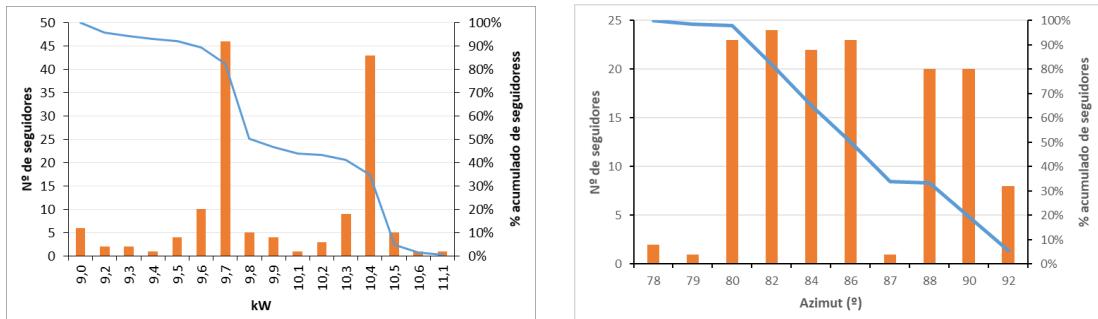


Figura 30. Distribución de seguidores solares para una producción instantánea

Del diagnóstico realizado, se han detectado:

- Pérdidas de producción por sombras
- Pérdidas de producción por fallos de inversor
- Pérdidas de producción por fallos de módulos
- Problemas en la orientación de seguidores

Por último, se describen los problemas encontrados en la inspección presencial de la planta. Esta tiene que ser minuciosa, y a poder ser, realizada con una ficha de control, que permita a continuación localizar fácilmente todas las anomalías encontradas.

El examen de esta planta consta de:

- Estado visual general de la planta: vallado, casetas, limpieza y vegetación.
- Estado de los módulos.
- Estado del cableado e interconexiones.
- Estado de los inversores.
- Verificación de las comunicaciones.

Como consecuencia, aunque se concluye que el estado y funcionamiento general de la planta es satisfactorio, se revelan varios problemas. Hay una gran cantidad de módulos con el encapsulante degradado (puede reducir la absorción de la radiación), varios conectores con corrosión (se podrían producir desconexiones de *strings*), cableado colgando entre módulos y el sistema de alimentación ininterrumpida no funcionaba. Además, como en las etapas de análisis de los datos se detectaron comportamientos anómalos en varios inversores, estos han sido revisados por un técnico del fabricante y se han descubierto varias tarjetas electrónicas averiadas.

## VI. Conclusiones

Con este proyecto se buscaba definir un nuevo modelo de mantenimiento para plantas fotovoltaicas, con el que se permite optimizar el funcionamiento y mantenimiento de las instalaciones, aplicando estrategias innovadoras que automaticen la gestión y el análisis de los datos. Se ha querido darle un enfoque global al problema, abarcando desde las herramientas más sencillas a disposición del usuario, hasta modelos que requieren un desarrollo más complejo. De esta manera, se puede adaptar la estrategia de mantenimiento a cada instalación dependiendo de los recursos disponibles.

Se han llevado a cabo las siguientes tareas:

- Análisis de metodologías para modelizar el recurso solar para conocer la capacidad de las plantas fotovoltaicas,
- Análisis del funcionamiento de las plantas, mediante modelos eléctricos y de flujos de potencia.
- Análisis de las consideraciones en el mantenimiento de las plantas fotovoltaicas.
- Estudio de una planta, a partir de los datos registrados.

El estudio ha permitido conocer el estado de una planta y caracterizar diferentes fallos a partir del análisis de los datos, además de asociarlos a una causa, en parte gracias a la inspección visual. Esto ratifica la importancia de una estrategia de mantenimiento integral, que consiga complementar técnicas de mantenimiento predictivo, preventivo y correctivo, y optimice la operación de las plantas fotovoltaicas. Se puede permitir esta afirmación ya que los fallos encontrados se prolongan en el tiempo, y con un control continuo habrían sido, en gran medida, fácilmente evitables.

Al mismo tiempo, se puede afirmar también que, para realizar un mantenimiento óptimo de la planta, es imprescindible conocer su estado y sus condiciones de recurso, para aplicar correctamente las técnicas de predicción de fallos.

La conclusión del proyecto es que existe una necesidad real de optimizar el mantenimiento, a través de técnicas avanzadas de predicción. Pero estas técnicas requieren de una información que en la mayoría de los casos no está disponible en las plantas, por lo que, como conclusión adicional al estudio realizado, se deriva la obligación de instalar sensores adecuados y equipos de medida en las plantas fotovoltaicas que permitan mejorar el mantenimiento y su eficiencia.

Con este proyecto, se han sentado las bases y definido el camino a seguir según una nueva idea de mantenimiento en plantas fotovoltaicas. Pero se queda la puerta abierta a futuros trabajos relacionados con el tratamiento de los datos de las plantas (una vez se completa la disponibilidad de parámetros registrados), la aplicación de los modelos de verificación del funcionamiento de la planta en la etapa de recopilación de datos, y el desarrollo de los modelos de Machine Learning y predicción de fallos.

## Bibliografía

- [1] M. Ceci, R. Corizzo, F. Fumarola, D. Malerba y A. Rashkoska, «Predictive Modeling of PV Energy Production: How to Set Up the Learning Task for a Better Prediction?».
- [2] L. Mazorra Aguiar, B. Pereira, P. Lauret, F. Díaz y M. David, «Combining solar irradiance measurements, satellite-derived data and a numerical weather prediction model to improve intra-day solar forecasting,» *Renewable Energy*, vol. 97, pp. 599-610, 2016.
- [3] W. Chine, A. Mellit, A. Massi Pavan y S. Kalogirou, «Fault detection method for grid-connected photovoltaic plants,» *Renewable Energy*, vol. 66, pp. 99-110, 2014.
- [4] D. Trillo-Montero, I. Santiago, J. Luna-Rodriguez y R. Real-Calvo, «Development of a software application to evaluate the performance and energy losses of grid-connected photovoltaic systems,» *Energy Conversion and Management*, vol. 81, pp. 144-159, 2014.
- [5] International Energy Agency, «Analytical monitoring of grid-connected photovoltaic systems,» 2014.
- [6] C. Rigollier, O. Bauer y L. Wald, «On the clear sky model of the ESRA with respect to the heliosat method,» *Solar Energy*, vol. 68, nº 1, pp. 33-48, 2000.
- [7] A. B. Sproul, «Derivation of the solar geometric relationships using vector analysis,» *Renewable Energy*, vol. 32, pp. 1187-1205, 2007.
- [8] J. A. Duffie y W. A. Beckman, *Solar Engineering of Thermal Processes*, Wiley, 2013.
- [9] D. Yang, «Solar radiation on inclined surfaces: Corrections and benchmarks,» *Solar Energy*, vol. 136, pp. 288-302, 2016.
- [10] T. Huld, R. Müller y A. Gambardella, «A new solar radiation database for estimating PV performance in Europe and Africa,» *Solar Energy*, vol. 86, pp. 1803-1815, 2012.
- [11] Institute for Energy and Transport - European Comission, «Photovoltaic Geographical Information System,» [En línea]. Available: <http://re.jrc.ec.europa.eu/pvgis/>.
- [12] NASA, «Surface meteorology and Solar Energy,» [En línea]. Available: <https://eosweb.larc.nasa.gov/sse/>.
- [13] CIEMAT, «Acceso a Datos de Radiación Solar de España,» [En línea]. Available: <http://www.adrase.com/>.
- [14] D. Toussaint, «OpensolarDB,» [En línea]. Available: <http://www.opensolardb.org/>.
- [15] V. Tamrakar, S. C. Gupta y Y. Sawle, «Single-diode PV cell modeling and study of

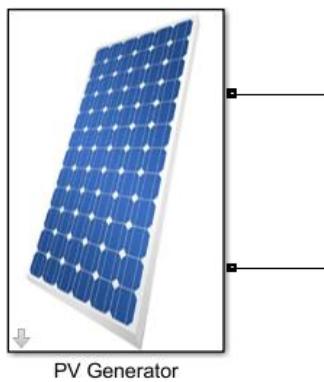
characteristics of single and two-diode equivalent circuit,» *ELELIJ*, vol. 4, nº 3, 2015.

- [16] T. Esram y P. L. Chapman, «Comparison of Photovoltaic Array Maximum Power Point Tracking Techniques,» *IEEE TRANSACTIONS ON ENERGY CONVERSION*, vol. 22, nº 2, pp. 439-449, 2007.
- [17] N. Femia, G. Spagnuolo y M. Vitelli, «Optimization of Perturb and Observe Maximum Power Point Tracking Method,» *IEEE TRANSACTIONS ON POWER ELECTRONICS*, vol. 20, nº 4, pp. 963-973, 2005.
- [18] V. Reddy Kota y M. Nayak Bhukya, «A novel linear tangents based P & O scheme for MPPT of a PV system,» *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 71, pp. 257-267, 2017.
- [19] I. Colak, E. Kabalci y R. Bayindir, «Review of multilevel voltage source inverter topologies and control schemes,» *Energy Conversion and Management*, vol. 52, pp. 1114-1128, 2011.
- [20] International Energy Agency, «Review of failures of photovoltaic modules,» 2014.
- [21] M. Ben-Daya, S. O. Duffuaa, A. Raouf, J. Knezevic y D. Ait-Kadi, *Handbook of Maintenance Management and Engineering*, Springer, 2009.

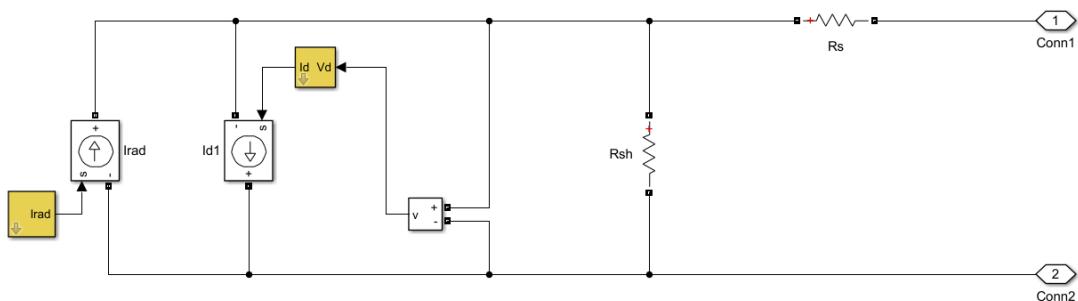
## Anexos

### Anexo 1: Modelo equivalente de diodo simple

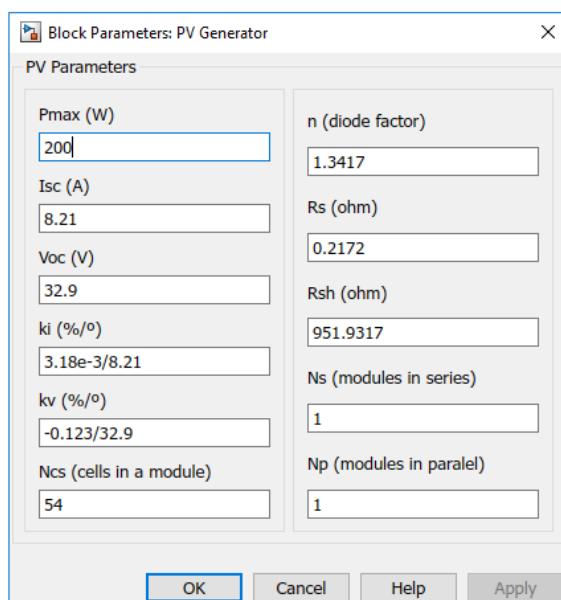
- Vista bloque:



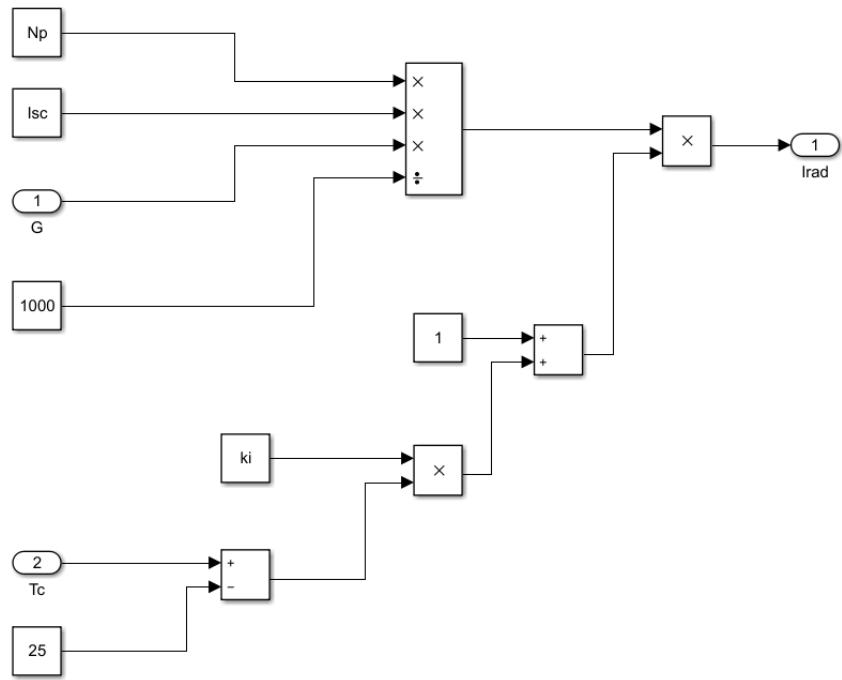
- Vista interior:



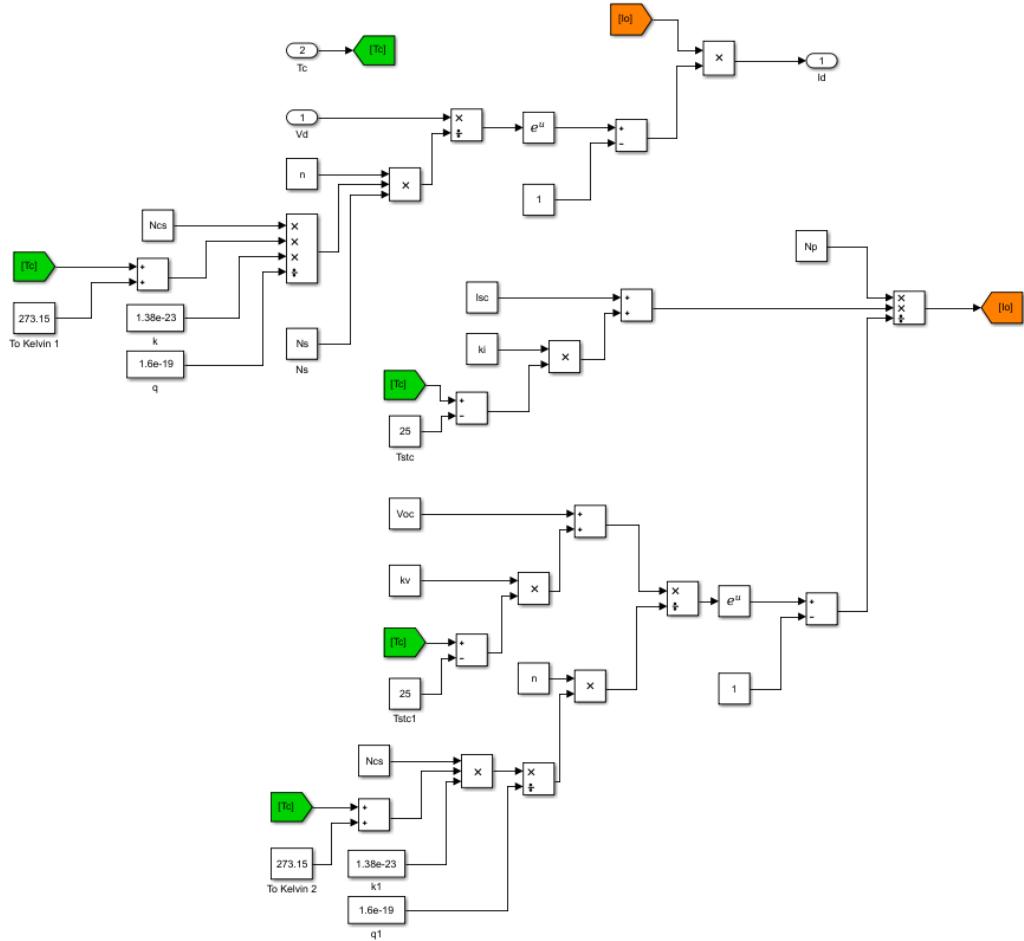
- Parámetros:



- Circuito del generador de corriente de radiación:

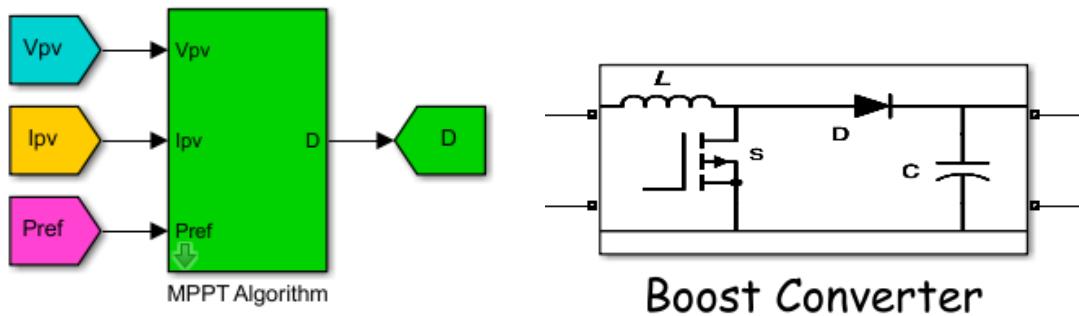


- Circuito del generador de corriente de diodo:

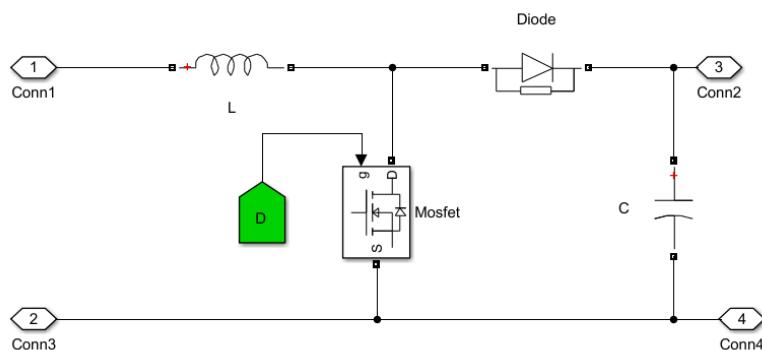


## Anexo 2: Modelo de MPPT con convertidor BOOST

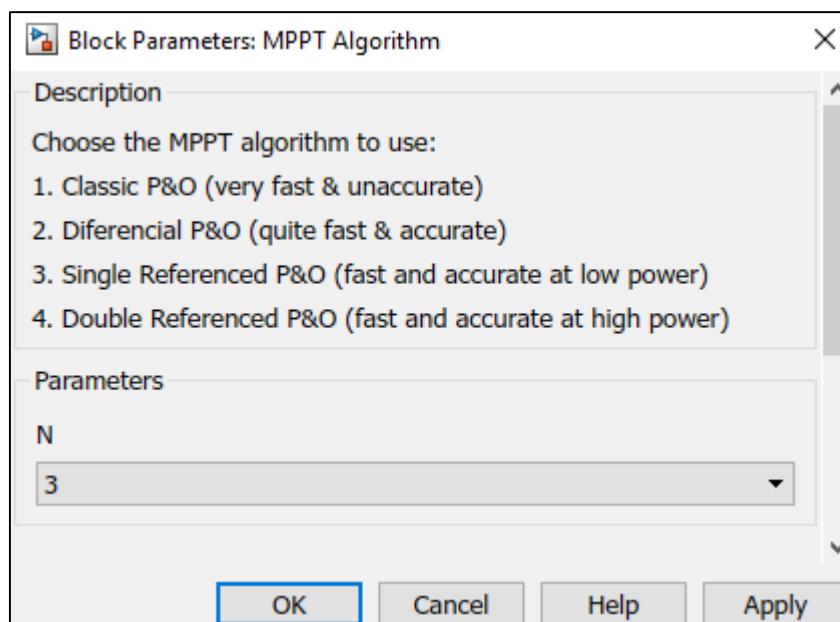
- Vista bloque:



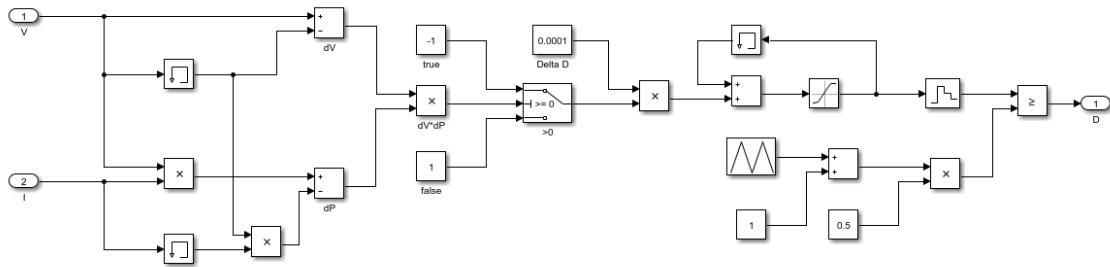
- Circuito del convertidor Boost:



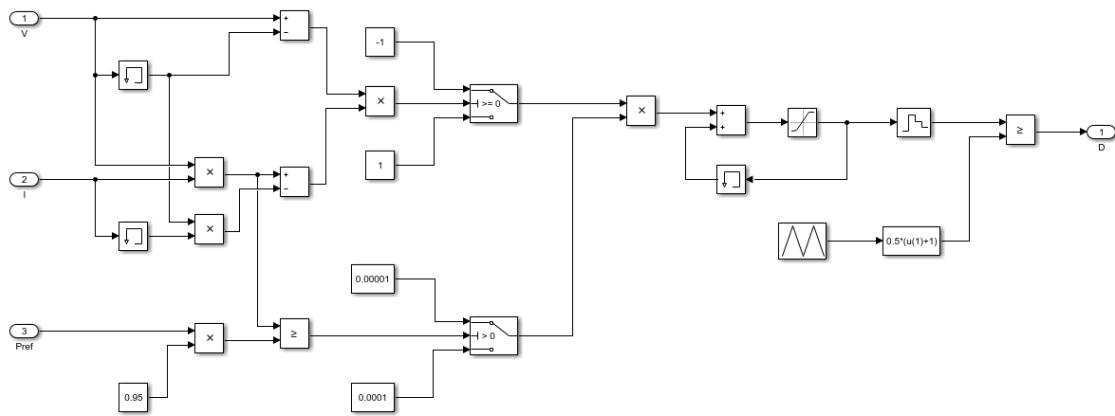
- Parámetros de selección de algoritmo:



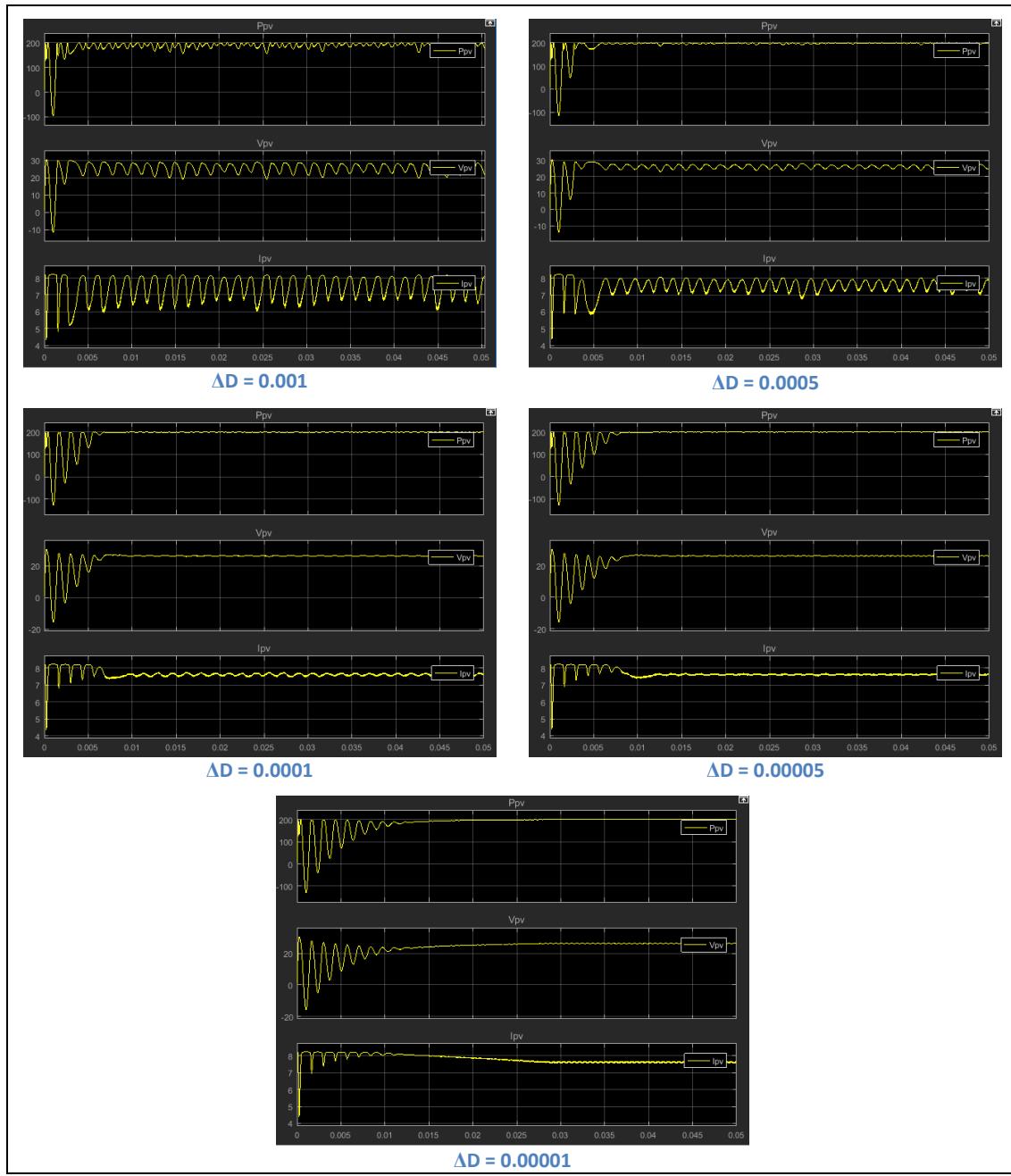
- Circuito de regulación del P&O Clásico:



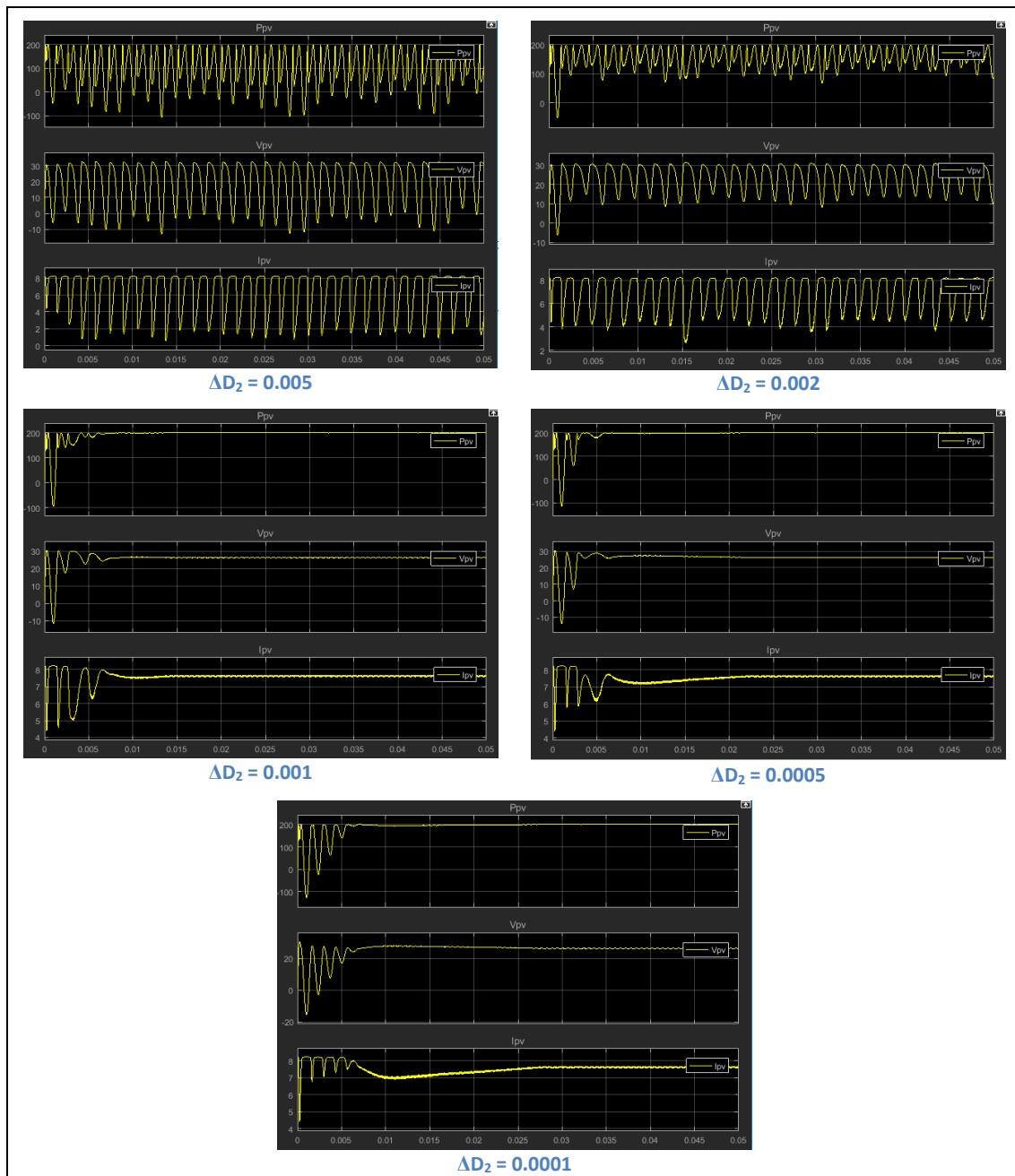
- Circuito de regulación del P&O Referenciado:



### Anexo 3. Potencias, tensiones y corrientes de placa para distintos pasos P&O Clásico

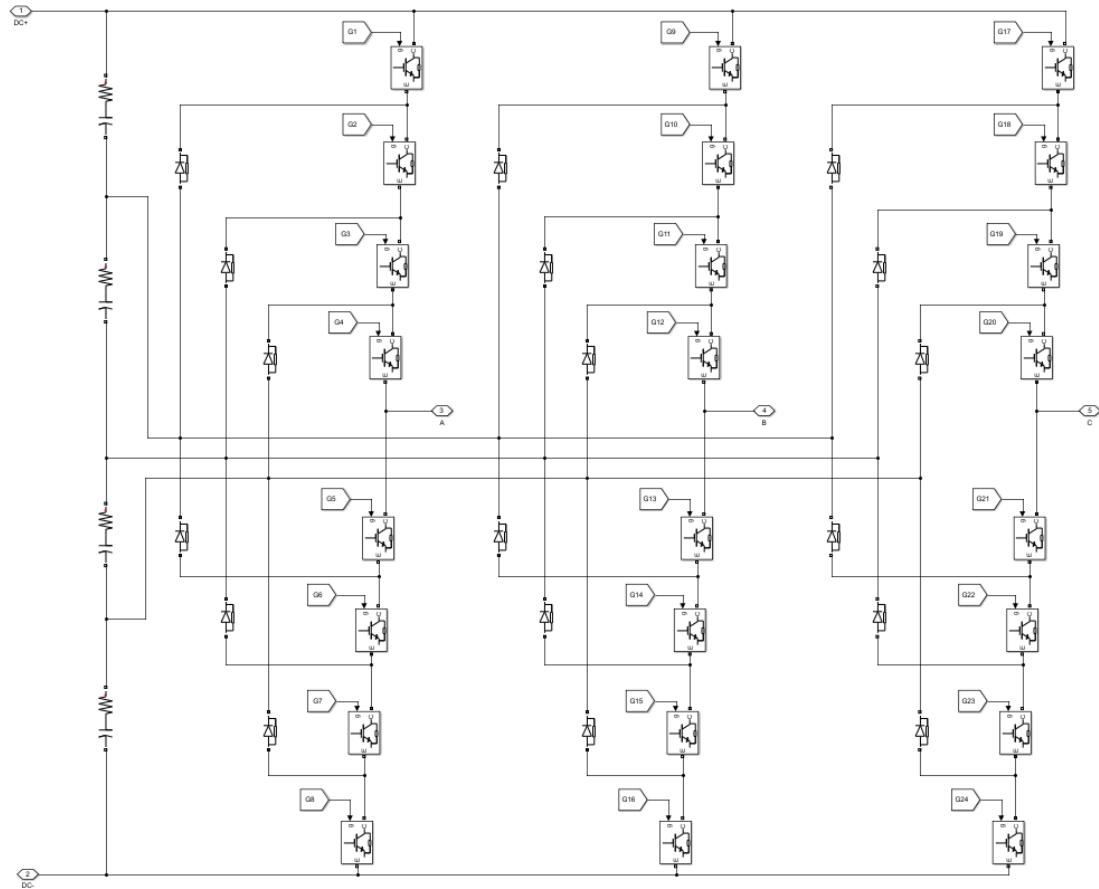


**Anexo 4. Potencias, tensiones y corrientes de placa para distintos pasos: P&O Referenciado**

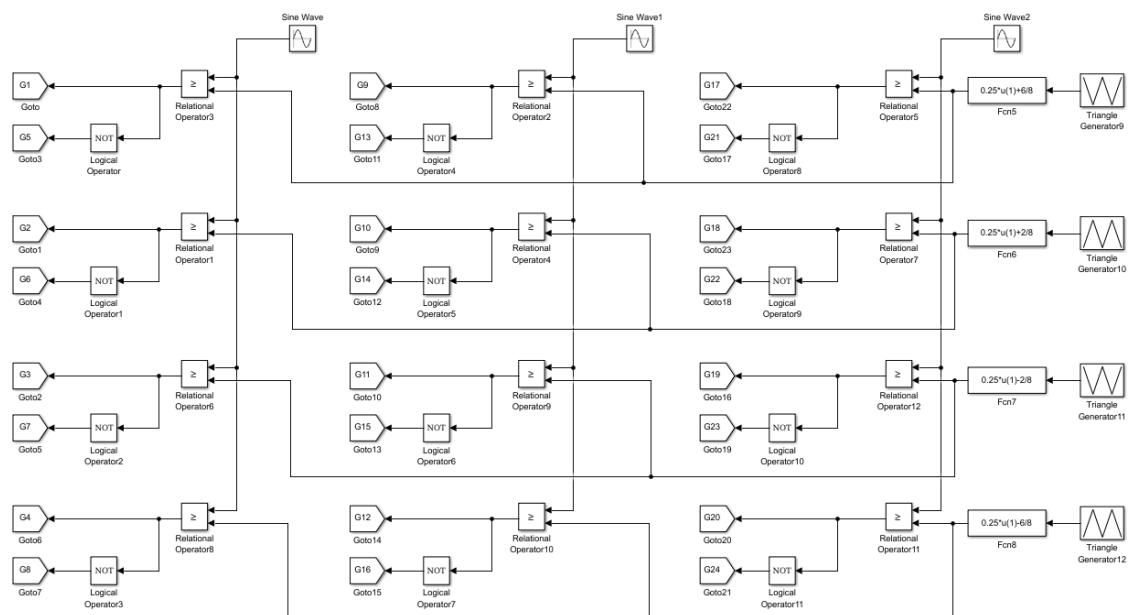


## Anexo 5. Modelo de inversor multinivel de 5 niveles

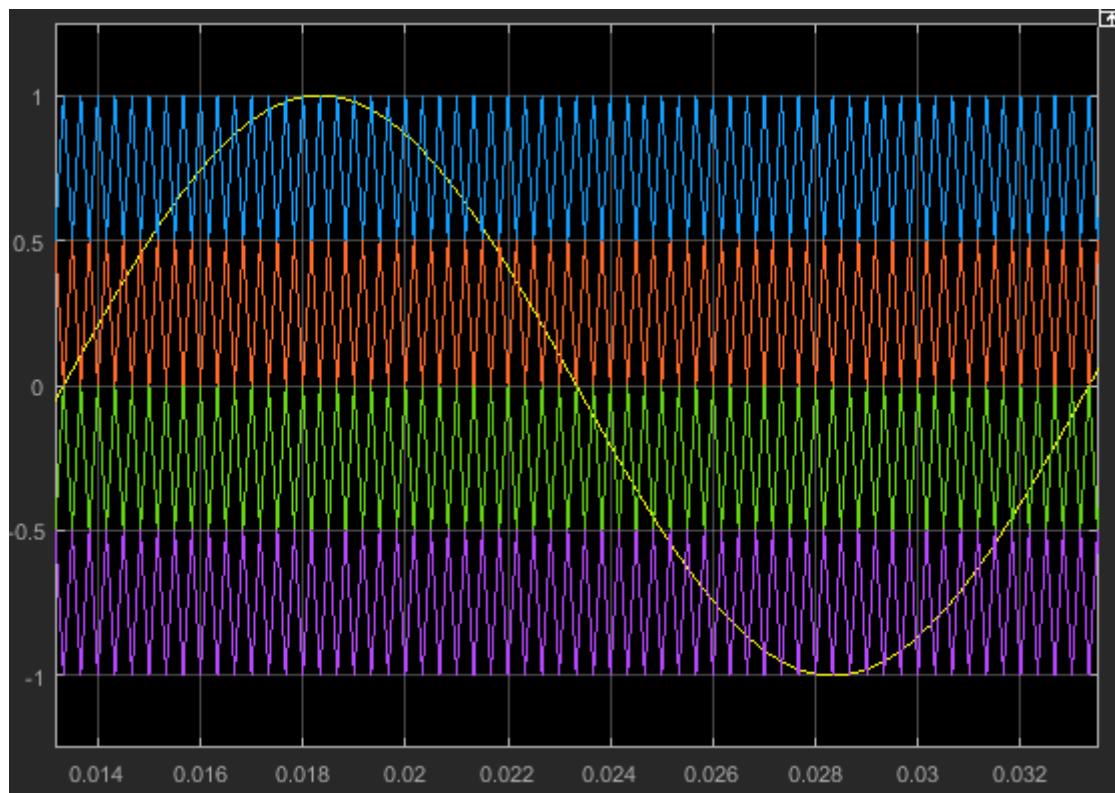
- Vista circuito de potencia:



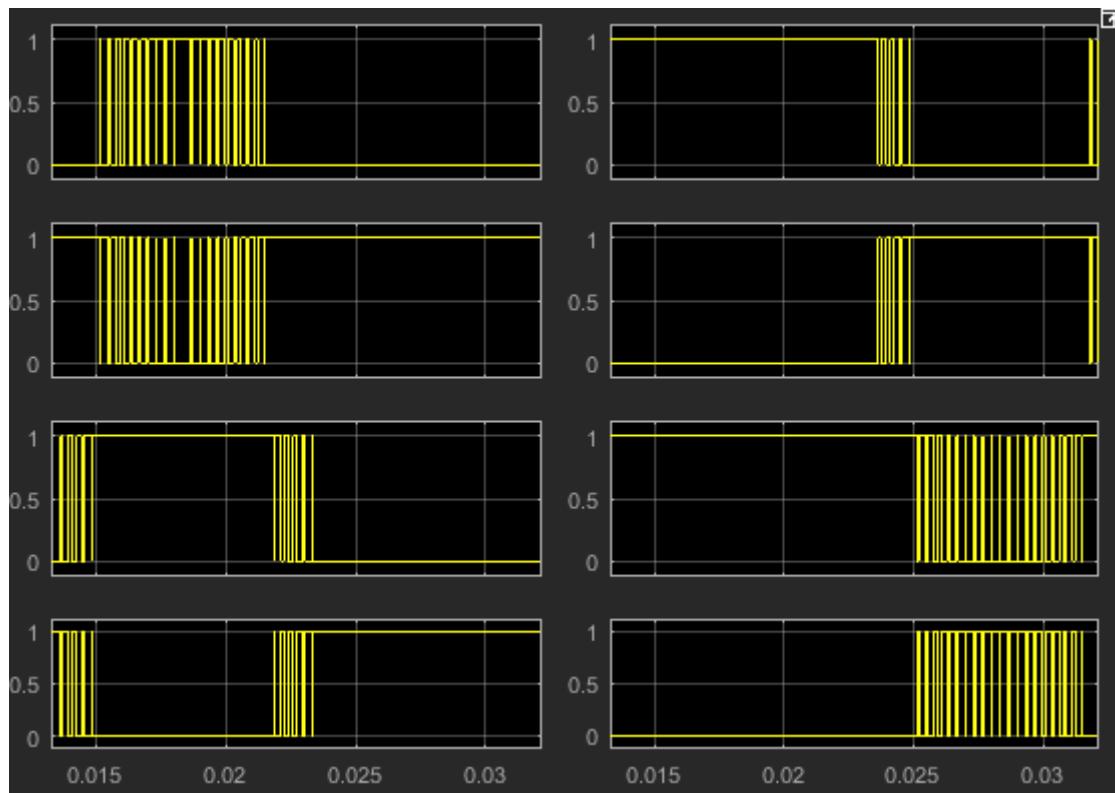
- Vista circuito de regulación:



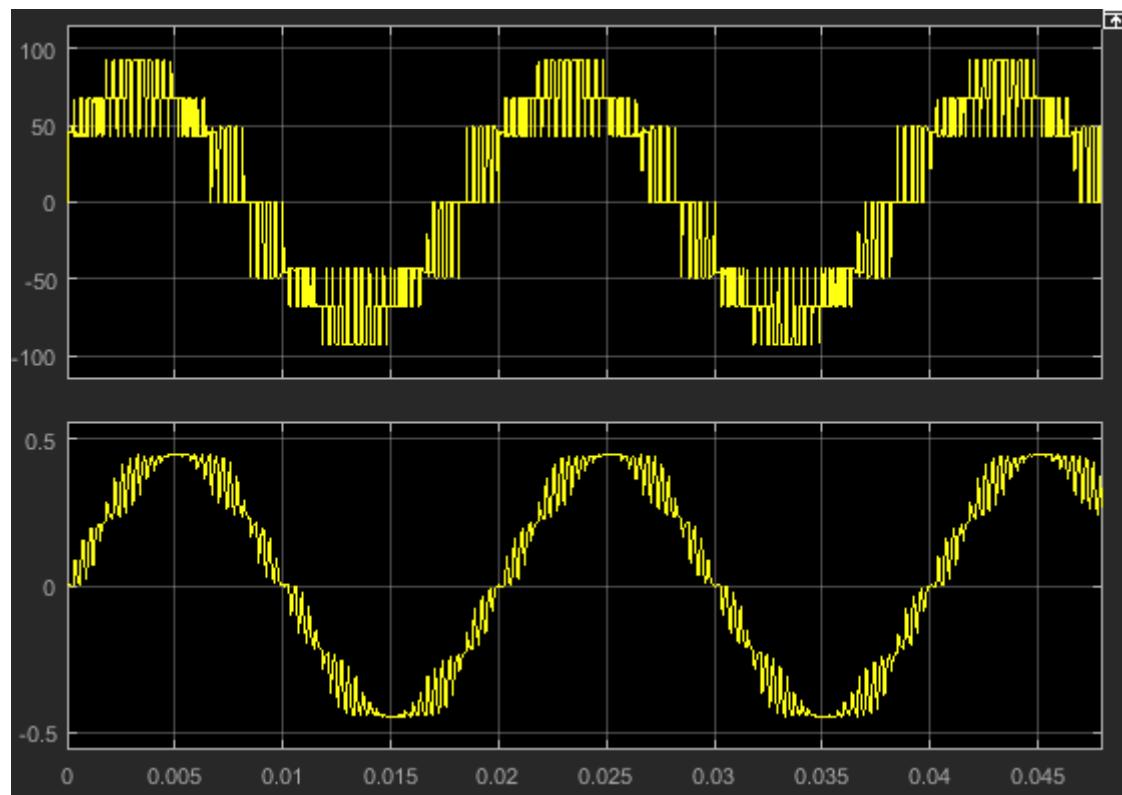
- Señales de regulación SPWM (1 ciclo):



- Pulsos de activación de los interruptores (1 ciclo):



- Tensión y corriente en salida del inversor con carga RL:



## Anexo 6. Fallos detectables según los métodos de inspección

- Inspección visual:

Table 5.1.1: Typical failures found during IEC 61215, 61646 visual inspection.

PV module component	PV module failures
Front of PV module	Bubbles, delamination, yellowing, browning,
PV Cells	Broken cell, cracked cell, discolored anti reflection
Cell metallization / cell and	Burned, oxidized
Frame	Bend, broken, scratched, misaligned
Back of module	Delaminated, bubbles, yellowing, scratches, burn
Junction box	Loose, oxidation, corrosion
Wires – connectors	Detachment, brittle, exposed electrical parts

- Inspección de la curva I-V:

Tab. 5.2.2: Table of PV module failures detectable by the *I-V* curve.

\* Only possible with several strings of cells protected by working bypass diodes.

	Safety	Power	$P_{max}$	S1: $I_{sc}$	S2: $V_{oc}$	S3: $R_{oc}$	S4: $R_{sc}$	S5: change in slope*	S6: inflex points*
Failure									
Disconnected bypass diode	B	A							
Short-circuit bypass diode	B	E	X			X			
Inverted bypass diode	B	E	X			X			
Homogeneous loss of transparency	A	C	X	X					
Heterogeneous loss of transparency	A	E	X	X				X	X
Homogeneous glass corrosion	A	D	X	X					
Heterogeneous glass corrosion	A	D	X	X				X	X
Homogeneous delamination	B	D	X	X					
Heterogeneous delamination	B	D	X	X				X	X

Homogeneous corrosion AR coating of the cells	B	<u>C</u>	X	X					
Heterogeneous corrosion AR coating of the cells	B	<u>C</u>	X	X				X	
Passivation degradation	A	<u>D</u>	X		X				
PID polarization induced degradation	A	<u>C</u>	X		X			X	
LID light-induced degradation for crystalline solar cells	A	<u>D</u>	X	(X)	X				
Short-circuited cells, e.g. by cell interconnection ribbon	A	<u>E</u>	X		X				
Solder corrosion	A	<u>C</u>	X			X			
Homogeneous soldering disconnections	B	<u>E</u>	X			X			
Broken cell interconnect ribbons	B	<u>E</u>	X			X			X
Cracked cells	A	<u>E</u>	X	X					X

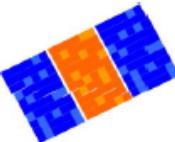
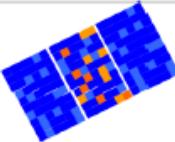
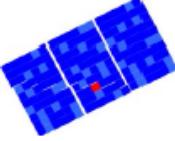
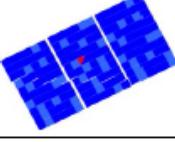
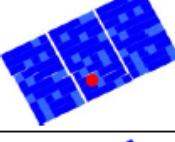
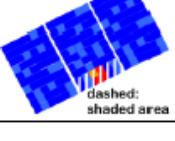
$P_{max}$  = failure is detectable as power loss

$R_{oc}$  = open-circuit resistance (slope at  $V_{oc}$ )

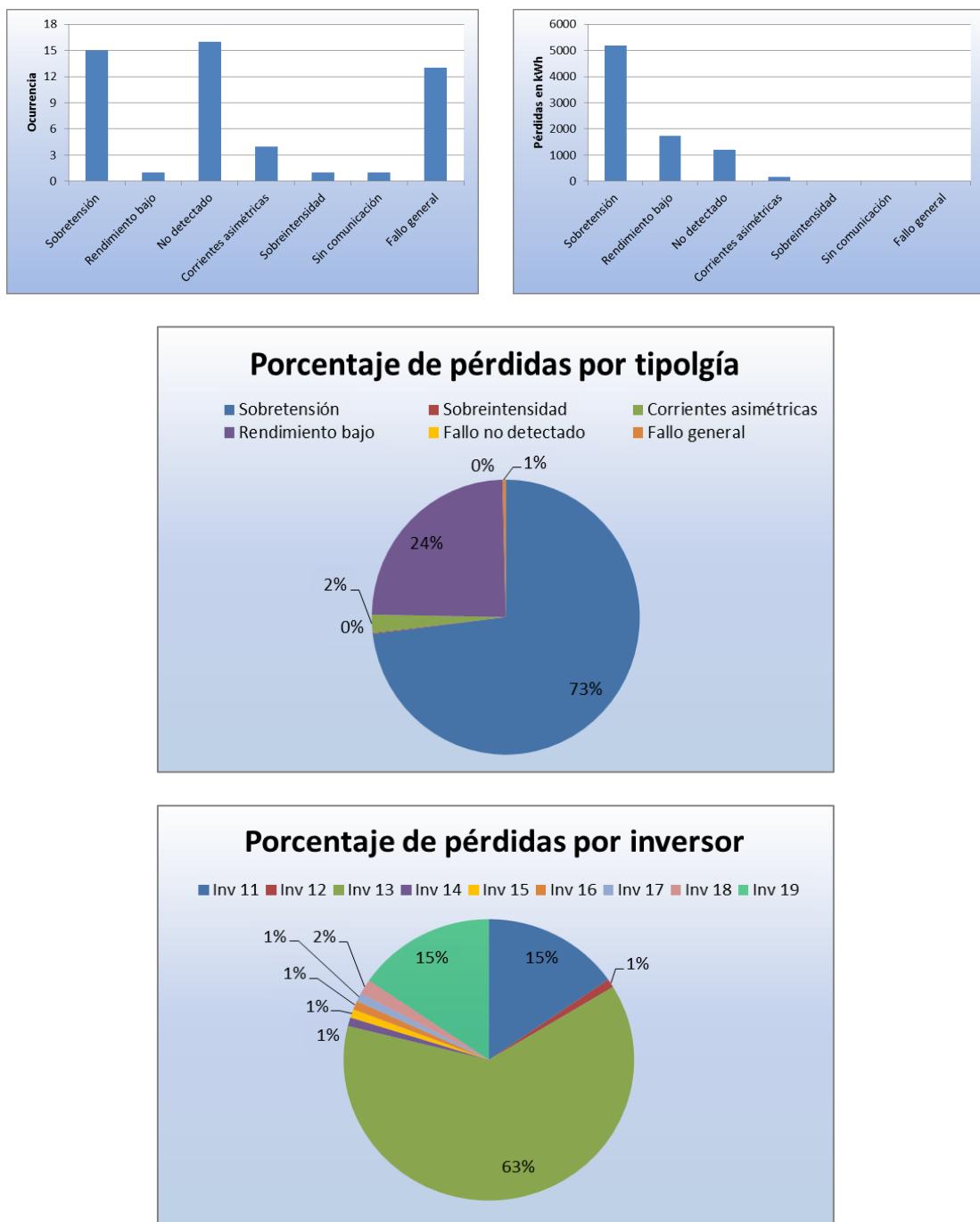
$R_{sc}$  = short-circuit resistance (slope at  $I_{sc}$ )

- Inspección por termografía:

Tab. 5.3.1: Summary of PV module IR image patterns observed in outdoor measurements, their description, possible failure modes, and its influence on the electrical output. The table is originally from [Buerhop07] and is modified and extended.

Pattern	Description	Possible failure reason	Electrical measurements	Remarks, Chapter	Safety	Power
	One module warmer than others	Module is open circuited - not connected to the system	Module normally fully functional	Check wiring	A	System failure
	One row (sub-string) is warmer than other rows in the module	Short circuited (SC) or open sub-string - Bypass diode SC, or - Internal SC	Sub-strings power lost, reduction of $V_{oc}$	May have burned spot at the module 6.2.7 One diode shunted	B(f)	const. or E
	Single cells are warmer, not any pattern (patchwork pattern) is recognized	Whole module is short circuited - All bypass diodes SC or - Wrong connection	Module power drastically reduced, (almost zero) strong reduction of $V_{oc}$	Check wiring 6.2.7 all diodes shunted	A when ext. SC, B(f) when Diodes SC	const. or E
	Single cells are warmer, lower parts and close to frame hotter than upper and middle parts.	Massive shunts caused by potential induced degradation (PID) and/or polarization	Module power and FF reduced. Low light performance more affected than at STC	- Change array grounding conditions - recovery by reverse voltage 6.2.5 (PID)	A	C(v,h,t)
	One cell clearly warmer than the others	- Shadowing effects - Defect cell - Delaminated cell	Power decrease not necessarily permanent, e.g. shadowing leaf or lichen	Visual inspection needed, cleaning (cell mismatch) or shunted cell 6.1.1 (delam.)	A B(f)	A, B, or C(m, tc, h)
	Part of a cell is warmer	- Broken cell - Disconnected string interconnect	Drastic power reduction, FF reduction	6.2.2 (cell cracks) 6.2.4 (burn marks) 6.2.6 (interconnects)	B(f)	C(m, tc)
	Pointed heating	- Artifact - Partly shadowed, e.g. bird dropping, lightning protection rod	Power reduction, dependent on form and size of the cracked part	Crack detection after detailed visual inspection of the cell possible 6.2.2 (cell cracks)	B(f)	C(m, tc)
	Sub-string part remarkably hotter than others when equally shaded	Sub-string with missing or open-circuit bypass diode	Massive $I_{sc}$ and power reduction when part of this sub-string is shaded	May cause severe fire hazard when hot spot is in this sub-string	A, B(f)	A, C

## Anexo 7. Detalle de fallos en una planta



## Anexo 8. Algoritmo del modelo de cielo despejado

```

#..... MODELO DE CIELO DESPEJADO.....|
# (datos cada 5 min)
# PARAMETROS DEL EMPLAZAMIENTO.....|


Nm <- 1 # Día del mes
M <- 8 # Mes de 1 a 12
lambda <- 43.5*pi/180 # Latitud del emplazamiento
alpha <- 0*pi/180 # Inclinación de los paneles
TLAM2 <- c(2.3, 2.6, 2.4, 2.9, 3, 3.1, 3.1, 2.9, 3, 2.6, 2.1, 2.2)
Pavg <- 1000 # Presión media en el emplazamiento [hPa]
z <- 208 # Altura sobre el nivel del mar del emplazamiento [m]

Dias <- c(31,28,31,30,31,30,31,30,31,30,31)
N <- Nm + sum(Dias[1:M-1])
Po <- 1013.25 # Presión media al nivel del mar [hPa] (constante)
zR <- 8434.5 # Altura de la atmósfera Rayleigh [m] (constante)
SC <- 1367 # Constante solar [W/m2] (constante)

# POSICION DEL SOL.....|
# Ecuaciones encontradas en "http://www.sc.ehu.es/sbweb/fisica3/solar/sol/sol.html"
# Referencia original: A.B. Sproul. Derivation of the solar geometric
# relationships using vector analysis.

h <- trunc(seq(0,24-1/12,1/12)) # Fracciones horarias cincominutales
w <- seq(0,24-1/12,1/12)*pi/12 # Posición horaria en radianes

# Declinación solar:
x <- 2*pi*(N-1-(h-12)/24)/365
delta <- 0.006918-0.399912*cos(x)+0.070257*sin(x)-0.006758*cos(2*x)-
0.000907*sin(2*x)-0.002697*cos(3*x)+0.00148*sin(3*x)

# Altitud solar:
gamma <- asin(cos(lambda)*(-cos(w))*cos(delta)+sin(lambda)*sin(delta))

# Azimut solar:
beta <- pi-acos((cos(lambda)*sin(delta)+cos(w)*sin(lambda)*cos(delta))/cos(gamma))
if (is.nan(beta[1])){
  beta[1] <- pi
}
for (i in 2:288){
  if (is.nan(beta[i])){
    beta[i] <- 0
  }
}

# MODELO DE CIELO DESPEJADO (HORIZONTAL).....|
# Referencia utilizada: C. Rigollier. On the clear sky model of the
# ESRA, with respect to the Heliosat method

## Cálculo de los parámetros del modelo:

CorrAltitud <- 0.061359*(0.1594+1.123*gamma+0.065656*gamma^2)/
(1+28.9344*gamma+277.3971*gamma^2)
gamma2 <- gamma + CorrAltitud
m <- exp(-z/zR)/(sin(gamma2) + 0.50572*(gamma2+6.07995)^(-1.6364))

TL <- TLAM2[M]
TRD <- -1.5843*0.01+3.0543*0.01*TL+3.797*0.0001*TL^2
A1 <- 2.0402+1.8945*0.01*TL-1.1161*0.01*TL^2
A2 <- -1.3025+3.9231*0.01*TL+8.5079*0.001*TL^2
if (2.6463*0.1-6.1581*0.01*TL+3.1408*0.001*TL^2 > 0.002){
  A0 <- 2.6463*0.1-6.1581*0.01*TL+3.1408*0.001*TL^2;
} else A0 <- 0.002*TRD;

```

```

dR <- integer(288)
Fd <- integer(288)
for (i in 1:288){
  if (m[i]<=20){
    dR[i] <- 1/(6.6296+1.7513*m[i]-0.1202*m[i]^2+0.0065*m[i]^3-0.00013*m[i]^4)
  } else dR[i] <- 1/(10.4+0.718*m[i])
  Fd[i] <- A0+A1*sin(gamma[i])+A2*(sin(gamma[i]))^2
}
eps <- 1+0.0334*cos(0.01721*N-0.0552)

## Cálculo de las radiaciones directa (BHI), difusa (DHI) y global (GHI):

BHI <- integer(288)
DHI <- integer(288)
GHI <- integer(288)
for (i in 1:288){
  if (0<(SC*eps*sin(gamma[i])*exp(-0.8662*TL*m[i]*dR[i]))){
    BHI[i] <- SC*eps*sin(gamma[i])*exp(-0.8662*TL*m[i]*dR[i])
  } else BHI[i] <- 0
  if ((SC*eps*TRD*Fd[i])>0){
    DHI[i] <- SC*eps*TRD*Fd[i]
  } else DHI[i] <- 0
  GHI[i] <- BHI[i] + DHI[i]
}

```