

Proyecto Fin de Máster

Sistemas de Energía Térmica

Análisis del Performance Ratio en Instalaciones Fotovoltaicas

Autor: Francisco Collado Martín

Tutores: Isidoro Lillo Bravo

Jose María Delgado Sánchez



Proyecto Fin de Máster
Sistemas de Energía Térmica

Análisis del Performance Ratio en Instalaciones Fotovoltaicas

Autor:

Francisco Collado Martín

Tutores:

Isidoro Lillo Bravo (Profesor titular)

Jose María Delgado Sánchez (Profesor Ayudante Doctor)

Dpto. de Ingeniería Energética
Escuela Técnica Superior de Ingeniería
Universidad de Sevilla

Sevilla, 2022

Proyecto Fin de Master: Análisis del Performance Ratio en Instalaciones Fotovoltaicas

Autor: Francisco Collado Martín

Tutores: Isidoro Lillo Bravo
José María Delgado Sánchez

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

Presidente:

Vocales:

Secretario:

Acuerdan otorgarle la calificación de:

Sevilla, 2022

El Secretario del Tribunal

A mis padres y hermano, por ser mi apoyo todos estos años.

A mis profesores, por su buen hacer y dedicación.

A mi tutor, porque sin su ayuda aún seguiría perdido.

A mi pareja, por aguantarme y compartir mis penas y alegrías.

Resumen

El motivo de este trabajo es la realización de un análisis en profundidad del cálculo del rendimiento de plantas fotovoltaicas. Para ello, está generalmente extendido el uso del índice de rendimiento o *Performance Ratio*, definido a partir de una fórmula general enunciada en la IEC 61724 de las normas UNE-EN.

Sin embargo, existen numerosos estudios en los que se ha tratado de calcular el índice de rendimiento de plantas fotovoltaicas a partir de otras fórmulas, bien modificando levemente la fórmula anteriormente mencionada, o bien definiendo parámetros similares que también reflejan el rendimiento de la planta de una manera o de otra.

La finalidad de este trabajo es, principalmente, analizar si los estudios recientes han dado con una fórmula que sea similar o incluso mejor que la que se emplea de manera general según la IEC 61724, de manera que sirva para una rápida identificación de caídas de rendimiento en la planta por parte de los técnicos encargados de su mantenimiento.

Abstract

The purpose of this work is to carry out an in-depth analysis of the calculation of the performance of photovoltaic plants. For this purpose, the Performance Ratio, defined on the basis of a general formula set out in IEC 61724 of the UNE-EN standards, is generally used.

However, there are numerous studies that have tried to calculate the performance ratio of photovoltaic plants from other formulas, either by slightly modifying the aforementioned formula, or by defining similar parameters that also reflect the performance of the plant in one way or another.

The purpose of this work is mainly to analyze whether recent studies have come up with a formula that is similar to or even better than the one generally used according to IEC 61724, so that it can be used for quick identification of plant performance drops by the technicians in charge of its maintenance.

Índice

Resumen	9
Abstract	10
Índice	11
Índice de Tablas	13
Índice de Figuras	14
1. Introducción	17
2. Objetivos del trabajo	19
3. Radiación solar	20
3.1 Descripción de la radiación solar	20
3.2 Componentes de la radiación solar	21
3.3 Medida de la radiación solar.	22
3.4 Predicción de la radiación solar a largo plazo.	24
4. Metodología de análisis	25
4.1 Plantas fotovoltaicas objeto de estudio	25
4.1.1 Plantas Tipo I: Reino Unido	25
4.1.2 Plantas Tipo II: Italia	25
4.1.3 Plantas Tipo III: España	26
4.2 Datos analizados	27
4.2.1 Análisis de datos de irradiación	27
4.2.2 Análisis de datos de producción	28
4.2.3 Análisis de datos de temperatura de los módulos	28
4.2.4 Análisis de datos de temperatura ambiente	29
4.2.5 Análisis de datos de velocidad del viento	29
4.2.6 Hoja de cálculo	29
5. Parámetros de rendimiento	32
5.1 Final o Specific Yield (Y_f)	32
5.2 Factor de capacidad (FC)	33
5.3 Performance Ratio (PR)	35
5.3.1 Modelo de Haeberlin, H. y Beutler, C. (1995)	36
5.3.2 Modelo IEC 61724 (1998)	39
5.3.3 Modelo de Thomas Huld, Ralph Gottschalg, Hans Georg Beyer y Marko Topic (2010)	41
5.3.4 Modelo de NREL (2013)	43
5.3.5 Modelo IEA PVPS TASK 2 (2014)	45
5.3.6 Modelo de Wang, J., Qian, Z., Zareipour, H., Wood, D. (2018)	47
5.3.7 Modelo de Jordan, D., Deline, C., Kurtz, R., Kimball, M., Anderson, M. (2018)	49
5.3.8 Modelo de Dhimish M. (2020)	50
5.3.9 Frecuencia de muestreo y análisis	54
5.3.10 Conclusiones de la Metodología Performance Ratio	55
6. Impacto Económico en el Performance Ratio	58
7. Conclusiones	61
8. Referencias	62

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1: Factor de Capacidad para diferentes tecnologías de generación eléctrica	34
Tabla 2: Valores de los coeficientes k_i para módulos fotovoltaicos de silicio cristalino [13].	41
Tabla 3: Parámetros que definen la temperatura de operación del módulo fotovoltaico en el modelo de NREL	44
Tabla 4: Ajuste de los datos de Performance Ratio a una distribución normal. Resultado de los valores estadísticos característicos: promedio (μ) y desviación estándar (σ)	54
Tabla 5: Performance Ratio calculado para todos los escenarios seleccionados, en el período temporal 2016-2019, comparando los modelos teóricos revisados anteriormente.	56

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1: Componentes principales de una planta fotovoltaica de conexión a red [15]	18
Figura 2: Diferencia entre irradiancia e irradiación. Datos de la ciudad de Málaga el día 16/09/2020 [2]	20
Figura 3: Componentes de la irradiancia solar en un día despejado. [1]	21
Figura 4: Componentes de la irradiancia solar en un día con nubes. [1]	21
Figura 5: Piranómetro [35]	22
Figura 6: Fotodiodo [36]	22
Figura 7: Célula solar [37]	22
Figura 8: Piranómetro con banda solar [38]	23
Figura 9: Piranómetro con disco solar [39]	23
Figura 10: Pirheliómetro con sistema de seguimiento solar [40]	24
Figura 11: Vista Satélite de la planta tipo I [5]	25
Figura 12: Vista Satélite de la planta tipo II [6]	26
Figura 13: Vista Satélite de la planta tipo III [7]	27
Figura 14: Detalles de las distintas secciones de la hoja de cálculo desarrollada para analizar los datos de producción de forma automática, obteniendo indicadores globales de la planta fotovoltaica a partir de sus datos de operación quinceminutales.	31
Figura 15: Specific Yield obtenido para las plantas de Reino Unido (arriba), Italia (medio) y España (abajo), para los años 2016-2019. Derecha, variación anual; izquierda variación mensual para el año 2016 de referencia.	33
Figura 16: Factor de capacidad a lo largo del período 2016-2019 en tres geografías con climas diferentes.	35
Figura 17: Modelos seleccionados de la bibliografía para el cálculo del Performance Ratio, en orden cronológico.	36
Figura 18: Performance Ratio según el modelo de Haberlin y Beutler, para tres escenarios (Italia, España y Reino Unido), a lo largo del período 2016-2019	37
Figura 19: Pérdidas térmicas y de generación según el modelo de Haberlin y Beutler, en los casos de Italia, España y Reino Unido, en el período 2016-2019	38
Figura 20: Implementación del modelo de Haberlin y Beutler, en los casos de Italia, España y Reino Unido, comparando un día de invierno con un día de verano	39
Figura 21: Performance Ratio según el procedimiento aprobado por el IEC, para tres escenarios (Italia, España y Reino Unido), a lo largo del período 2016-2019	40
Figura 22: Izquierda, Performance Ratio según el modelo de Huld, para tres escenarios (Italia, España y Reino Unido), a lo largo del período 2016-2019. Derecha, comparativa entre los resultados obtenidos con el modelo Huld y el procedimiento de referencia IEC	42
Figura 23: Eficiencia anual relativa a las condiciones estándar STC para silicio cristalino considerando una planta con estructura fija y ángulo de inclinación de 40° orientada al sur. Los puntos en el mapa representan las estaciones meteorológicas usadas para obtener datos climáticos.	43
Figura 24: Izquierda, Performance Ratio según el procedimiento recomendado por NREL, para tres escenarios (Italia, España y Reino Unido), a lo largo del período 2016-2019. Derecha, comparativa entre el modelo	

NREL y el procedimiento IEC.	44
Figura 25: Comparación del Performance Ratio mensual según las metodologías IEC y NREL; izquierda, datos obtenidos de la planta en Reino Unido en 2016, y derecha, datos obtenidos de la planta en Italia en 2016.	45
Figura 26: Distribución del Performance Ratio anual evaluado en 170 plantas conectadas a red.	46
Figura 27: Distribución del Performance Ratio anual evaluado según el modelo IEA (arriba), y resultados comparados con la metodología de referencia IEC (abajo izquierda) y con la metodología NREL (abajo derecha)	47
Figura 28: Distribución del Performance Ratio anual evaluado según el modelo Wang (arriba), y resultados comparados con la metodología de referencia IEC (abajo izquierda) y con la metodología NREL (abajo derecha)	48
Figura 29: Distribución del Performance Ratio mensual, comparando resultados obtenidos del modelo IEC, NREL y Wang, en tres localizaciones durante 2016: arriba izquierda España, arriba derecha Reino Unido, y abajo Italia.	49
Figura 30: Distribución del Performance Ratio anual evaluado según el modelo Jordan (arriba), y resultados comparados con la metodología de referencia IEC (abajo izquierda) y con la metodología NREL (abajo derecha)	50
Figura 31: Distribución del Performance Ratio anual evaluado según el modelo Dhimish (arriba), y resultados comparados con la metodología de referencia IEC (abajo izquierda) y con la metodología NREL (abajo derecha)	52
Figura 32: Factores de pérdidas por temperatura fT e irradiancia fG para un día de invierno (arriba) y de verano (abajo) según los datos monitorizados en 2016 en la planta fotovoltaica de Reino Unido.	53
Figura 33: Factores de pérdidas por temperatura fT e irradiancia fG para un día de invierno (arriba) y de verano (abajo) según los datos monitorizados en 2016 en la planta fotovoltaica de Italia	53
Figura 34: Histograma del Performance Ratio con valores ponderados en diferentes secuencias temporales. De arriba abajo y de izquierda a derecha: 15-min, horario, diario, semanal y mensual.	54
Figura 35: Diferencia en el valor del Performance Ratio obtenido con distintos modelos, respecto al procedimiento IEC de referencia, para dos localizaciones fotovoltaicas: derecha España, izquierda Reino Unido.	56
Figura 36: Comparación entre el Specific Yield y el Performance Ratio, para diferentes localizaciones.	57
Figura 37: Relación entre el recurso solar mensual disponible y los ingresos económicos de la planta situada en Reino Unido, en el período anual 2016-2019	58
Figura 38: Relación entre el Performance Ratio mensual y los ingresos económicos de la planta situada en Reino Unido, en el período anual 2016-2019	59
Figura 39: Simulación de cuatro días Tipo con condiciones de recurso solar y precios de venta de electricidad opuestos, y análisis económico correspondiente.	60

1. INTRODUCCIÓN

La energía solar fotovoltaica es aquella que permite transformar la radiación proveniente del sol en energía eléctrica. Es una fuente de energía renovable y limpia, y su generación puede ser a pequeña o gran escala debido a su fácil modulabilidad, por lo que es útil tanto a nivel de autoconsumo residencial o industrial como en grandes plantas de generación conectadas a red para venta de energía eléctrica.

El proceso de transformación de energía en forma de radiación a energía eléctrica se realiza por medio de células fotovoltaicas, que son dispositivos eléctricos que funcionan mediante el llamado efecto fotovoltaico. La luz solar está compuesta por partículas energéticas o fotones que corresponden con las diferentes longitudes de onda del espectro solar. Cuando estos inciden sobre una célula pueden ser reflejados, al entrar en contacto con su superficie, o absorbidos, en cuyo caso su energía se transfiere a un electrón de un átomo de la célula, el cual es capaz de escapar de su posición libre para pasar a formar parte de una corriente en un circuito eléctrico.

Todo sistema fotovoltaico, sea cual sea su tamaño o finalidad, está compuesto por una serie de componentes o elementos comunes, los cuales se describen de manera general a continuación:

Las unidades principales de generación son los módulos fotovoltaicos. Están compuestos por varias células fotovoltaicas interconectadas eléctricamente entre sí. Dependiendo de los materiales semiconductores empleados tendrán características distintas (rendimiento de conversión, degradación, etc). La tecnología más extendida actualmente es el silicio cristalino, monocristalino (c-Si) o policristalino (p-Si). Otras alternativas son las tecnologías de lámina delgada (CdTe, CIGS, a-Si), aunque su desarrollo industrial aún no ha conseguido compensar los costes con las eficiencias ofrecidas por el silicio cristalino.

Los módulos fotovoltaicos se instalan en el terreno sobre distintos tipos de estructuras, que pueden ser fijas o móviles. Las estructuras metálicas fijas se orientan según una única dirección en el emplazamiento y pueden o no tener una inclinación. Las estructuras móviles se llaman seguidores y pueden ser a uno o a dos ejes. Estos buscan en todo momento orientar los módulos fotovoltaicos a la posición del Sol. Sin embargo, la mayor producción obtenida por la planta fotovoltaica con seguidores está condicionada a un mantenimiento más exhaustivo de carácter eléctrico y mecánico, además de una mayor afectación a las cargas de viento.

La energía generada por los módulos fotovoltaicos es transportada hacia los inversores, que son los equipos responsables de convertir la corriente continua (DC) generada en corriente alterna (AC) adecuada para el transporte y el consumo final. En ellos además se garantizan las condiciones de estabilidad de red que el Operador Eléctrico exige en cada emplazamiento (armónicos, huecos, etc). Existen diferentes tipos de inversores: multistring o centrales, dependiendo de cómo se conecten a él los strings de módulos fotovoltaicos, monofásicos o trifásicos, en función de la potencia y tensión AC que soporten.

Al ser el inversor el corazón de la planta fotovoltaica, es decir, el equipo con mayor importancia en lo referente a la adaptación de la energía generada a los requerimientos y necesidades del Operador Eléctrico, este se protege eléctricamente tanto a la entrada como a la salida por diferentes dispositivos de protección tales como magnetotérmicos, seccionadores de corte, fusibles (sobrecorrientes o cortocircuitos), diferenciales (fugas) y varistores (sobretensiones).

La energía en forma de corriente alterna transformada por los inversores es llevada a un transformador que eleva o reduce la tensión para adaptarla a las condiciones de la red de distribución o transporte a la cual vaya a verse.

Adicionalmente se hace indispensable disponer de un sistema de monitorización de la operación de la planta y sus componentes de manera que se optimicen los procesos y sea más fácil detectar posibles incidencias como fallos en la red, los equipos o los dispositivos de protección. Para ello se suele disponer de un sistema SCADA (Supervisory Control and Data Acquisition) encargado de recopilar los datos y generar alarmas en tiempo real según unos umbrales configurados con anterioridad. El objetivo final es maximizar la generación eléctrica de la planta fotovoltaica.

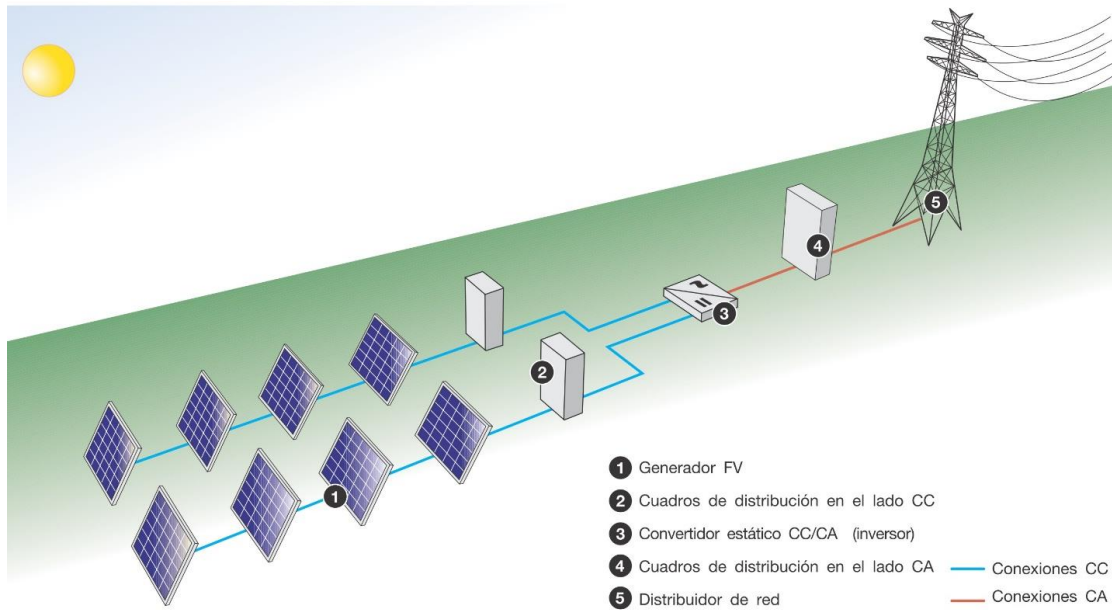


Figura 1: Componentes principales de una planta fotovoltaica de conexión a red [21]

Por lo general, la vida útil de cualquier planta fotovoltaica se estima en unos 30 años. Este es el tiempo que la mayoría de los fabricantes de módulos fotovoltaicos ofrecen de garantía de producción de sus productos. Sin embargo, la producción de una planta fotovoltaica será diferente dependiendo de la localización de la misma. La generación total durante la vida útil de la planta se ve afectada sobre todo por las condiciones del emplazamiento, tales como la radiación solar incidente, la distancia al ecuador y la altitud. Otros factores como la temperatura ambiente o el tipo de terreno (árido, húmedo, seco) también afectan al rendimiento y producción de la planta fotovoltaica, por lo que es necesario realizar un estudio exhaustivo previo de todos estos factores a fin de determinar la rentabilidad de una inversión que no es precisamente desdeñable.

De entre todos los factores anteriormente mencionados, la radiación solar tiene, sin duda, el peso más importante a la hora de determinar el rendimiento de una planta fotovoltaica. Por ello, la mayoría de los índices que miden la calidad de una planta fotovoltaica a lo largo de su vida útil toman incluso este factor como único para el análisis. Sin embargo, es objeto de estudio en este trabajo analizar cómo otros factores como la temperatura ambiente y, por tanto, la temperatura que alcanzan los módulos fotovoltaicos afecta también de forma considerable en el rendimiento de la planta y, por tanto, es necesario considerarlos también en el análisis.

2. OBJETIVOS DEL TRABAJO

El objetivo principal de este Proyecto Fin de Máster es analizar el Performance Ratio como indicador del rendimiento de una planta fotovoltaica. Para ello, se establecen los siguientes objetivos secundarios:

1. Analizar las diferentes fórmulas de cálculo del PR según bibliografía, destacando ventajas e inconvenientes de cada una de ellas.
2. Analizar los datos reales obtenidos de tres plantas fotovoltaicas en diferentes emplazamientos: Reino Unido, Italia y España.
3. Calcular el Performance Ratio (PR) y analizar su evolución en diferentes períodos anuales (2016 – 2020), con las diferentes fórmulas anteriormente expuestas, para las tres plantas fotovoltaicas de estudio.
4. Discutir los resultados obtenidos, poniendo de manifiesto diferencias entre cada una de las metodologías empleadas.

3. RADIACION SOLAR

En este apartado se estudia en detalle la radiación solar, sus características y tipos, su variación a lo largo del año y los equipos de medida. Además, se expone una herramienta para tratar de predecirla a largo plazo, discretizada a lo largo del año.

3.1 Descripción de la radiación solar

La fuente de energía primaria que los módulos solares, y en conjunto las plantas fotovoltaicas, aprovechan para producir energía fotovoltaica es la radiación solar. Es una radiación electromagnética procedente del Sol y se produce como consecuencia del movimiento acelerado de las partículas cargadas que lo componen, los fotones.

El Sol es la estrella más grande del Sistema Solar que, a efectos prácticos, puede considerarse como un foco térmico a 5777K que hace llegar al planeta Tierra unos 1363 W/m^2 . Este valor es conocido como la constante solar, G_{CS} [1]

En términos técnicos, por lo general se suele considerar el término radiación solar como un concepto genérico. Para cuantificarla se utilizan las siguientes dos magnitudes, las cuales son importantes de diferenciar bien:

- **Irradiancia (G):** Potencia de la radiación solar que incide en un instante sobre una superficie determinada. Se mide en W/m^2 .
- **Irradiación (H):** Energía de la radiación solar que incide durante un período de tiempo sobre una superficie determinada. Se mide en Wh/m^2 o J/m^2 .

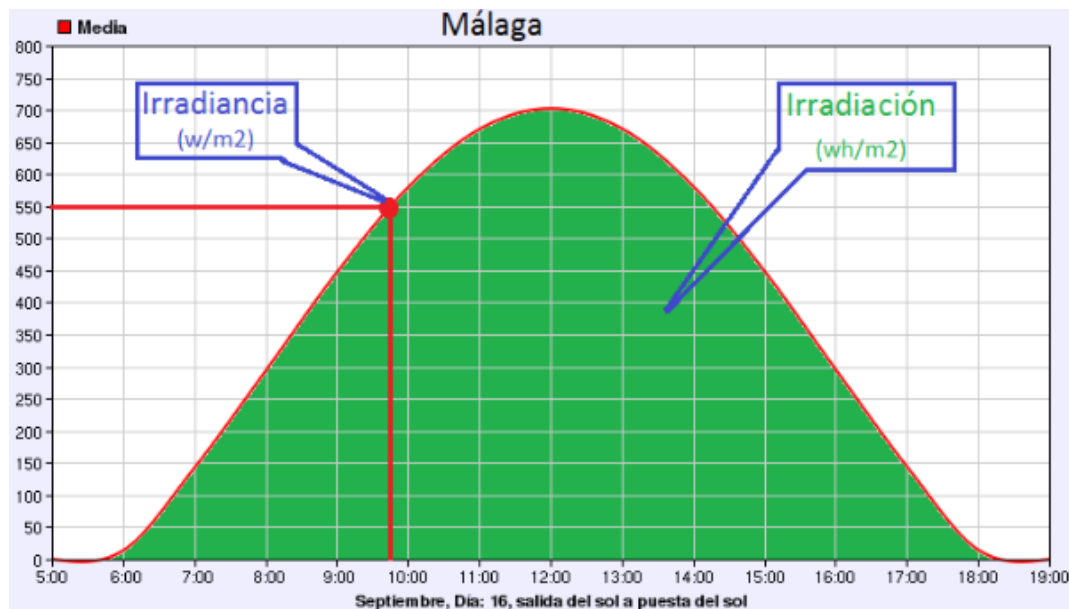


Figura 2: Diferencia entre irradiación e irradiación. Datos de la ciudad de Málaga el día 16/09/2020 [2]

3.2 Componentes de la radiación solar

En función de cómo inciden los rayos procedentes del Sol sobre la superficie terrestre se distinguen tres tipos o componentes de la irradiación solar:

- **Irradiancia directa:** es la que llega directamente del disco solar sin que se desvíe en su paso por la atmósfera terrestre. Es la de mayor energía, tiene una naturaleza direccional y una alta variabilidad espacio-temporal. Es la más importante en las aplicaciones fotovoltaicas.
- **Irradiancia difusa:** es la que procede de toda la bóveda celeste excepto del disco solar, esto es, la que sufre cambios en su dirección y es dispersada a su paso por la atmósfera terrestre.
- **Irradiancia global:** es la suma de la radiación directa y la radiación difusa sobre una misma superficie, es decir, el total de la radiación que llega a un determinado lugar.

Según el día esté despejado o con nubes, la forma característica de la curva de irradiación diaria es de una forma u otra. Las Figuras 3 y 4 muestran gráficamente esta diferencia:

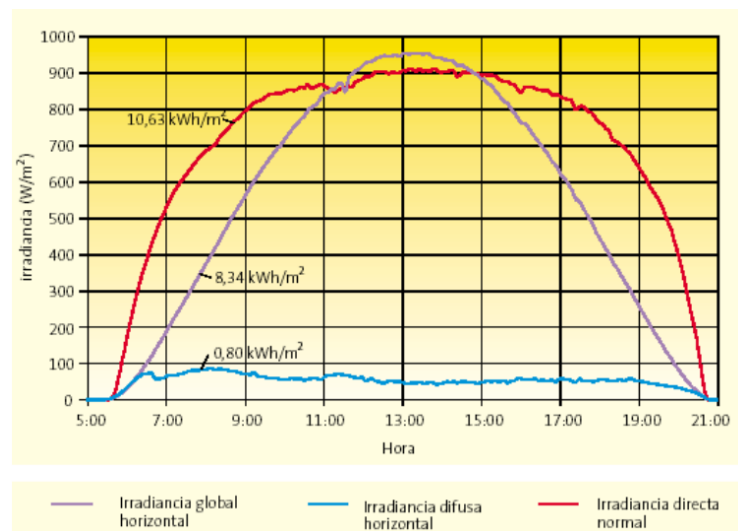


Figura 3: Componentes de la irradiación solar en un día despejado. [1]

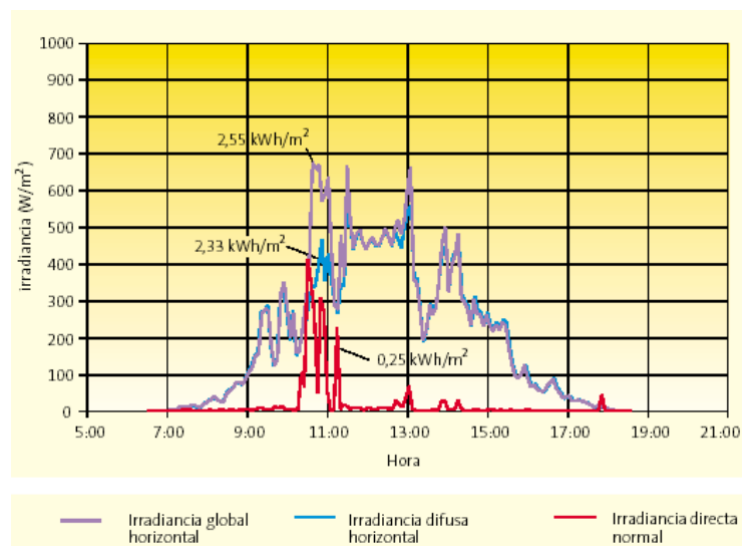


Figura 4: Componentes de la irradiación solar en un día con nubes. [1]

3.3 Medida de la radiación solar.

Para medir la radiación solar existen varios dispositivos que se emplean dependiendo de si se quiere medir la radiación global horizontal, la radiación directa o la radiación difusa.

Medida de la radiación global horizontal

Se suelen emplear los siguientes dispositivos:

- Piranómetro: Mide la radiación semiesférica directa y difusa obtenida a través de la diferencia de calentamiento de dos sectores pintados de blanco y negro en un pequeño disco plano. Cuando el dispositivo es expuesto a la radiación solar, los sectores negros se calientan más que los blancos. Esta diferencia de temperatura se puede detectar electrónicamente al generarse un voltaje eléctrico proporcional a la radiación solar incidente (efecto Seebeck o termoeléctrico). Es un dispositivo preciso pero requiere un alto mantenimiento para garantizar esa precisión.
- Fotodiodo: Es un semiconductor construido con una unión PN. Polarizado inversamente, cuando es excitado por la luz se produce una cierta circulación de corriente proporcional a la radiación solar. Basado en el efecto fotoeléctrico, se suelen emplear en aplicaciones agroclimáticas por su bajo mantenimiento y su bajo coste.
- Célula fotovoltaica: Basada también en el efecto fotoeléctrico, la corriente generada se emplea para medir la radiación en lugar de para la producción de energía fotovoltaica. También requiere de un alto mantenimiento.



Figura 5: Piranómetro [33]



Figura 6: Fotodiodo [34]

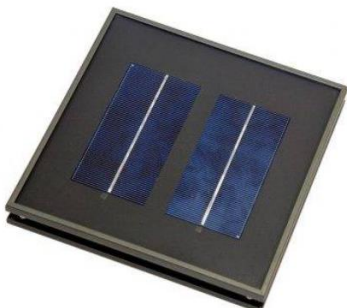


Figura 7: Célula solar [35]

En la actualidad los dos dispositivos más comunes empleados en las plantas fotovoltaicas son el piranómetro y la célula solar. Si se emplean células solares del mismo tipo que los módulos fotovoltaicos instalados en la planta, con el mismo ángulo de inclinación, azimut y con una correcta calibración, los errores en la medida de la radiación solar a lo largo del día están comprendidos entre $\pm 2,4\%$. Por el contrario, emplear un piranómetro para la medida puede inducir a errores del orden del $\pm 5\%$ [3]. Por tanto, en cuanto a la precisión en la medida de la radiación solar incidente en una planta fotovoltaica, es preferible emplear una célula solar correctamente colocada y calibrada que un piranómetro.

Medida de la radiación difusa horizontal

Se suele emplear un piranómetro cuyo sensor es sombreado por otro dispositivo que impide la medida de la radiación directa. Estos dispositivos pueden ser bandas de sombra, discos o esferas con seguidor. Estos dispositivos deben seguir la posición del Sol de manera que se coloquen en todo momento en la normal de los rayos solares con el sensor. Como cualquier dispositivo de seguimiento, por tanto móvil, requiere de un alto mantenimiento para que su funcionamiento sea correcto.



Figura 8: Piranómetro con banda solar [36]



Figura 9: Piranómetro con disco solar [37]

Medida de la radiación directa normal

Se emplea un dispositivo llamado pirheliómetro equipado con un seguidor solar. La luz del sol entra en el instrumento a través de una ventana y es dirigida sobre una termopila, que convierte el calor en una señal eléctrica proporcional a la radiación. Al precisar de un dispositivo de seguimiento solar también requiere de un alto mantenimiento para que su funcionamiento sea correcto.



Figura 10: Pirheliómetro con sistema de seguimiento solar [38]

3.4 Predicción de la radiación solar a largo plazo.

La predicción solar consiste en anticipar una radiación a futuro con distintos horizontes temporales y en un espacio geográfico delimitado [4]. Esta tarea es fundamental a la hora de acometer una gran inversión como es la instalación de una planta de energía solar fotovoltaica, pues su rendimiento y producción en el futuro dependerá en gran medida de la radiación solar disponible en el emplazamiento concreto.

La técnica principal de predicción de la radiación solar a largo plazo se conoce como *Forecasting*, que realiza predicciones horarias cada día en torno a 15 kilómetros cuadrados al emplazamiento. Para ello, las principales herramientas de predicción que intervienen son las imágenes de satélites junto con los métodos numéricos de predicción meteorológica (NWP).

En ocasiones, los dispositivos de medida de la radiación solar presentan errores en la lectura y transmisión de datos debidas, por ejemplo, a un fallo en la alimentación del equipo o una descalibración del mismo. En estos casos es muy útil disponer de datos satelitales que se aproximen lo máximo posible a los valores reales. Existen herramientas como Solargis que proporcionan datos precisos sobre el comportamiento de la radiación solar a lo largo del tiempo. Esta en concreto da rangos de hasta veinticinco años y discretizaciones de hasta diez minutos [5], unidos en series históricas denominadas TMY (del inglés, año meteorológico típico). Hay otras alternativas a Solargis en el mercado, aunque esta es sin duda una de las más potentes, fiables y extendidas a nivel global.

4. METODOLOGÍA DE ANÁLISIS

4.1 Plantas fotovoltaicas objeto de estudio

Dado que el PR no sólo depende de la capacidad fotovoltaica instalada, sino de las condiciones ambientales que influyen en la operación del activo, se hará un análisis comparativo en cuatro años, usando los datos de tres plantas fotovoltaicas instaladas en geografías con climas diferentes:

- Planta Tipo I: Reino Unido. Clima frío y nivel de radiación bajo.
- Planta Tipo II: Norte de Italia. Clima mediterráneo y nivel de radiación medio.
- Planta Tipo III: Sur de España. Clima cálido y nivel de radiación alto.

4.1.1 Plantas Tipo I: Reino Unido

La primera planta fotovoltaica que se estudiará y de la cual se analizarán los datos está situada en el condado de North Yorkshire (Inglaterra), con una potencia nominal de 5MW. De ella se han extraído datos en formato cuartohorario de producción, radiación incidente en el plano de los módulos fotovoltaicos, temperatura del módulo, temperatura ambiente y velocidad del viento. Además, se conocen las siguientes características:

- Potencia pico: 4.997,90 kWp
- Número de inversores: 2
- Número de piranómetros: 2
- Coeficiente de pérdida de potencia por temperatura de los módulos: $-0,5\%/^{\circ}\text{C}$
- Superficie ocupada por los módulos: 25.500 m^2
- Rendimiento relativo de los módulos: 20%
- Rendimiento del inversor: 98%



Figura 11: Vista Satélite de la planta tipo I [6]

4.1.2 Plantas Tipo II: Italia

La segunda planta fotovoltaica de estudio está situada en Alessandria (Italia), con una potencia nominal de 3MW. De ella también se han extraído datos en formato cuartohorario de producción, radiación incidente en el plano de los módulos fotovoltaicos, temperatura ambiente, temperatura del módulo y velocidad del viento. Además, se conocen las siguientes características:

- Potencia pico: 3.100,24 kWp
- Número de inversores: 6
- Número de piranómetros: 1
- Coeficiente de pérdida de potencia por temperatura de los módulos: $-0,5\%/^{\circ}\text{C}$
- Superficie ocupada por los módulos: 60.660 m^2
- Rendimiento relativo de los módulos: 20%
- Rendimiento del inversor: 98%

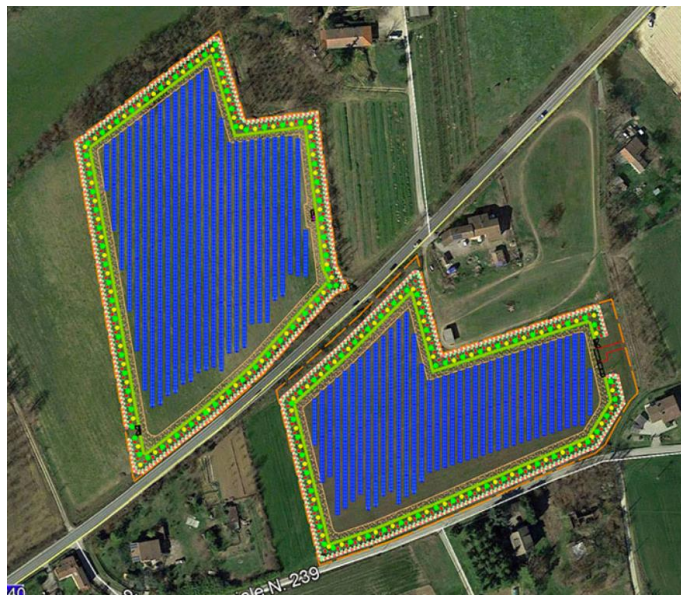


Figura 12: Vista Satélite de la planta tipo II [7]

4.1.3 Plantas Tipo III: España

La tercera planta fotovoltaica de estudio está situada en Huelva (España), con una potencia nominal de 700kW. Se han extraído datos en formato cuartohorario de producción, radiación incidente en el plano de los módulos fotovoltaicos, temperatura ambiente, temperatura del módulo y velocidad del viento. Además, se conocen las siguientes características:

- Potencia pico: 772 kWp
- Número de inversores: 7
- Número de piranómetros: 1
- Coeficiente de pérdida de potencia por temperatura de los módulos: $-0,5\%/^{\circ}\text{C}$
- Superficie ocupada por los módulos: 73.932 m^2
- Rendimiento relativo de los módulos: 20%
- Rendimiento del inversor: 98%



Figura 13: Vista Satélite de la planta tipo III [8]

4.2 Datos analizados

Los datos analizados de las plantas fotovoltaicas de estudio comprenden del año 2016 al 2019, ambos incluidos, en formato quinceminutal. Por tanto, se han analizado por cada una de las cinco variables un total de 35.135 datos para los años bisiestos y 35.039 para el resto, sumando un total de 701.260 datos analizados. Estas cinco variables son:

- Irradiancia quinceminutal en el plano de los módulos fotovoltaicos.
- Potencia quinceminutal AC de la planta, medida a la salida de los inversores fotovoltaicos.
- Temperatura quinceminutal de los módulos fotovoltaicos, medida con una o varias células fotovoltaicas instaladas en la planta con la misma orientación e inclinación que los módulos.
- Temperatura ambiente quinceminutal, medida con un sensor de temperatura instalado en la propia planta fotovoltaica u obtenida de la estación meteorológica más cercana. Se emplea para calcular la temperatura de los módulos fotovoltaicos si no se dispone de célula fotovoltaica con sensor de temperatura que permita determinar este dato de forma experimental.
- Velocidad del viento media quinceminutal, medida con un anemómetro instalado en la propia planta fotovoltaica u obtenida de la estación meteorológica más cercana.

4.2.1 Análisis de datos de irradiación

Previamente al análisis de los datos de irradiación es necesario discutir si estos son válidos. Fallos en la lectura de valores, mala calibración de los equipos o ausencia de tensión en momentos puntuales son motivos de pérdida o incoherencia de datos. Para ello:

- Se identifican los períodos con falta de datos. Esto suele deberse a fallos de comunicación de los equipos de medida, por cualquier motivo, o actividades de mantenimiento correctivo o preventivo. Se realizará el análisis a partir de que se disponga de datos de al menos uno de los piranómetros.
- Se analizan los datos buscando valores de radiación negativos que pueden deberse a fallos de calibración de los equipos. No se encuentran, por lo que se concluye que ambos piranómetros están correctamente calibrados.

- Se filtran los datos en los que hay radiación (cuando es mayor que cero). De esta manera se reflejan los datos desde la salida hasta la puesta de sol, es decir, datos útiles para la producción fotovoltaica.
- Se comparan los valores de radiación registrados por ambos piranómetros, pues aunque estén colocados en distintas partes de la planta el valor registrado no debe diferir en órdenes de magnitud superiores a la decena. Se concluye que ambos piranómetros registran datos similares. Por ello, para facilitar el análisis de los datos de radiación se decide tomar un único valor, calculado como la media aritmética del valor registrado por ambos piranómetros.
- A continuación, se filtran los datos anteriores para valores superiores a $50\text{W}/\text{m}^2$. Durante estos períodos, aproximadamente, los equipos se encuentran en proceso de arranque, sin aportar producción útil a la planta. Tras este último filtro los valores de radiación están listos para ser usados en el análisis.

4.2.2 Análisis de datos de producción

Al igual que se analizan los datos de irradiación para discutir su validez, también habrá que hacer lo propio con los datos de producción de los inversores, esto es, la potencia instantánea, o en este caso quinceminutal, registrada por cada uno de ellos. Valores dispares entre la salida de los diferentes inversores pueden denotar fallos en alguno de ellos, tanto a nivel de producción (strings de módulos u otros componentes internos del inversor) como a nivel de los equipos de comunicación de los propios datos de producción. En nuestro caso:

- Se identifican los períodos con falta de datos. Al igual que en los equipos de medida de la irradiación, esto puede deberse a fallos de comunicación o a actividades de mantenimiento correctivo o preventivo. Se realizará el análisis a partir de que se disponga de datos de al menos uno de los inversores.
- Se analizan los datos buscando valores de producción negativos. Estos suelen deberse a consumos de los inversores durante los períodos nocturnos. No se encuentran, por lo que se concluye que ambos inversores apenas tienen consumos durante la noche.
- Se comparan los valores de producción de todos los inversores, ya que al ser de la misma potencia nominal y tener la misma potencia pico de entrada, los valores deben ser similares salvo por fallos que tengan lugar en la planta fotovoltaica. Se concluye que los inversores registran datos similares, por lo que, para facilitar el análisis de los datos, se decide tomar un único valor, calculado como la suma, esto es, la potencia total de la planta fotovoltaica.

4.2.3 Análisis de datos de temperatura de los módulos

Del mismo modo se analizan los datos registrados de temperatura de los módulos. Valores dispares entre los diferentes sensores de temperatura instalados en la planta fotovoltaica no tiene por qué significar diferencias de temperatura en los módulos, aunque sí puede denotar algún fallo de calibración o de comunicación de los propios sensores. Así:

- En primer lugar, se comparan los valores registrados de ambos sensores de temperatura, pues los valores deben ser similares salvo por fallos que tengan lugar en la planta fotovoltaica, tales como sombras, o por fallo de calibración de los sensores. Se concluye que ambos sensores registran datos similares, por lo que, para facilitar el análisis de los datos, se decide tomar un único valor, calculado como la media aritmética del valor registrado por ambos sensores.
- Se filtran los datos de temperatura de los módulos en función de los valores de radiación útiles anteriormente calculados. De esta manera, como se ha comentado anteriormente, se reflejan los datos desde la salida hasta la puesta de sol, es decir, datos útiles durante la producción fotovoltaica.

4.2.4 Análisis de datos de temperatura ambiente

Los datos de temperatura ambiente han sido obtenidos de la estación meteorológica más cercana a la planta fotovoltaica en cada caso de estudio. A partir de ellos:

- Se filtran los datos de temperatura ambiente en función de los valores de radiación útiles anteriormente calculados. De esta manera, como se ha comentado anteriormente, se reflejan los datos desde la salida hasta la puesta de sol, es decir, datos útiles durante la producción fotovoltaica.

4.2.5 Análisis de datos de velocidad del viento

Los datos de velocidad del viento también han sido obtenidos de la estación meteorológica más cercana a la planta fotovoltaica en cada caso de estudio. Para facilitar los cálculos no se ha tenido en cuenta la influencia de la dirección relativa del viento sobre la superficie de los módulos fotovoltaicos, por lo que únicamente se han analizado los datos de velocidad. A partir de estos datos:

- Se filtran los datos de velocidad del viento en función de los valores de radiación útiles anteriormente calculados. De esta manera, como se ha comentado anteriormente, se reflejan los datos desde la salida hasta la puesta de sol, es decir, datos útiles durante la producción fotovoltaica.

4.2.6 Hoja de cálculo

Para el análisis de los datos obtenidos de cada una de las plantas estudiadas se ha creado una plantilla Excel que se emplea para calcular rápidamente el rendimiento de estas según las diferentes metodologías que se describirán en los siguientes apartados. La plantilla está formada por varias hojas: una por cada año de análisis, una comparativa entre las diferentes fórmulas empleadas para calcular el rendimiento de la planta de estudio y otras dos con un eje cronológico y otras notas aclaratorias.

Las hojas de datos anuales en la plantilla están formadas por columnas con un código de colores a respetar según se indica (Figura 14):

- Color azul: Son datos a introducir en formato quinceminutal, los descritos anteriormente en el apartado 4.2.
- Color amarillo: son datos calculados a partir de fórmulas y de los datos a introducir.
- Color rojo: Son datos característicos de la planta fotovoltaica de estudio.
- Color verde: resultados finales de los cálculos previos: Performance Ratio y Factor de Capacidad.

A partir de aquí se calculan los datos de rendimiento para diferentes períodos: quinceminutales, horarios, diarios, semanales, mensuales y anuales. A partir de los datos anuales se calculan las gráficas de la derecha, a partir de la columna EL, las cuales representan la evolución del rendimiento anual calculado a partir de las diferentes fórmulas empleadas. Además, se incluyen otras gráficas de interés, aunque poco representativas para el análisis que nos concierne.

Total	Total	Total	Total
4.253.303,05	5.121.285,72	#####	4.732.143,41

Total	Total	Promedio	Promedio	Promedio	Promedio	Promedio	Promedio	Promedio	Promedio
160.549,70	204.002.660,24	83,78%	81,13%	86,50%	81,25%	83,78%	73,28%	92,34%	81,61%

Output Energy (kWh)	Theoretic al Output Energy	Output Energy PR _{15min}	Output Energy PR _{1h}	k _p [S]	k _e [S]	f _p [7]	f _e [7]	Precio Energia 2016	Ventas E _{tot} (Eur)	Ventas (Eur)	PR _{15min} horarii	PR _{1h} horarii	PR _{1h} horarii	PR _{1h} horarii	PR _{1h} horarii	PR _{1h} horarii	PR _{1h} horarii	PR _{1h} horarii
1497,03	2724,53	2796,23	2540,45	1,00	0,95	0,99	0,98	54,07	80,94	15193,26	95%	96%	68%	94%	95%	95%	57%	95%
1991,49	2697,74	2787,26	2508,35	1,00	0,73	0,99	0,96	54,39	100,69	150511,10	73%	75%	91%	93%	93%	73%	75%	74%
2175,63	2749,74	2872,07	2544,21	1,00	0,80	0,99	0,98	54,27	19,07	152610,86	80%	82%	91%	93%	93%	80%	82%	81%
2175,93	2668,90	2754,39	2496,02	1,00	0,79	0,99	0,98	53,59	113,37	147580,08	79%	81%	100%	93%	93%	79%	82%	80%
1376,20	1716,71	1737,15	1623,36	1,02	0,78	0,97	0,97	52,75	72,53	34739,68	79%	79%	94%	93%	79%	78%	84%	78%
829,86	1043,22	1103,69	950,19	1,03	0,75	0,96	0,95	52,69	43,73	5853,20	77%	76%	90%	83%	77%	75%	85%	76%
370,67	438,76	473,61	332,26	1,05	0,65	0,94	0,93	52,75	16,39	24982,99	68%	65%	79%	72%	68%	65%	77%	
0,00	0,00	0,00						53,48		0,00								
0,00	0,00	0,00						54,85										
0,00	0,00	0,00						55,99										
0,00	0,00	0,00						54,95										
0,00	0,00	0,00						51,16										
0,00	0,00	0,00						46,76										
0,00	0,00	0,00						48,07										
0,00	0,00	0,00						43,00										
0,00	0,00	0,00						40,69										
0,00	0,00	0,00						40,00										
0,00	0,00	0,00						39,34										
0,00	0,00	0,00						41,11										
0,00	0,00	0,00						50,69										
0,00	0,00	0,00						52,98		0,00								
109,09	131,04	143,43	44,38	1,05				53,58	5,85	7685,19			84%	32%		74%		
749,24	857,90	922,42	781,27	1,05	0,80	0,94	0,95	53,76	40,28	49589,36	84%	80%	95%	87%	84%	80%	94%	
907,16	1067,83	1139,07	994,05	1,04	0,79	0,95	0,95	52,98	48,06	60348,11	82%	80%	94%	90%	82%	79%	90%	80%
1152,01	1281,26	1467,32	1319,53	1,03	0,78	0,96	0,96	51,21	58,39	75711,93	81%	79%	94%	93%	81%	78%	88%	79%
1693,11	2254,06	2373,38	2162,66	1,02	0,80	0,97	0,96	52,51	90,88	124652,68	82%	82%	93%	95%	82%	80%	87%	81%
1482,45	1616,58	1911,15	1751,06	1,02	0,78	0,97	0,97	52,98	78,54	11252,79	80%	79%	95%	94%	80%	78%	85%	79%
1409,61	1666,00	1768,35	1617,55	1,03	0,80	0,96	0,97	51,60	72,74	91246,88	82%	81%	96%	94%	82%	80%	89%	80%
1573,69	1901,13	2015,81	1856,71	1,03	0,78	0,96	0,97	50,82	79,37	102443,36	80%	79%	95%	95%	80%	78%	86%	79%
885,13	1106,61	1189,38	1050,20	1,05	0,73	0,94	0,95	51,16	45,28	60848,80	77%	74%	87%	91%	77%	73%	85%	74%
4407,76	5371,07	5862,66	4432,20	1,05	0,76	0,94	0,93	51,75	21,10	3052,80	80%	78%	80%	78%	80%	63%	91%	
0,00	0,00	0,00						52,23		0,00								
0,00	0,00	0,00						52,88										

ANALISIS PERFORMANCE RATIO PROMEDIO 15-min				
Referencia	2016	2017	2018	2019
IEC	83,27%	85,07%	68,47%	68,44%
NREL	81,13%	88,29%	105,57%	110,47%
[3]	86,52%	89,70%	91,96%	93,63%
[4]	86,02%	83,33%	69,67%	64,24%
[5]	82,92%	86,48%	88,78%	90,06%
[6]	80,02%	83,67%	86,18%	87,06%
[7]	91,99%	94,60%	78,97%	78,78%
[8]	84,42%	87,68%	87,08%	87,73%

ANALISIS PERFORMANCE RATIO PROMEDIO SEMANAL				
Referencia	2016	2017	2018	2019
IEC	84,78%	85,30%	84,31%	84,54%
NREL	80,18%	80,87%	79,08%	79,66%
[3]	88,10%	88,35%	87,24%	87,88%
[4]	73,86%	79,02%	75,30%	74,54%
[5]	84,78%	85,30%	84,31%	84,54%
[6]	74,66%	75,08%	74,35%	74,57%
[7]	91,02%	93,22%	89,43%	92,32%
[8]	78,55%	78,11%	78,27%	77,85%

ANALISIS PERFORMANCE RATIO PROMEDIO HORARIO				
Referencia	2016	2017	2018	2019
IEC	83,78%	86,17%	85,33%	86,17%
NREL	81,18%	81,70%	72,05%	72,47%
[3]	86,50%	76,98%	71,25%	72,52%
[4]	81,25%	76,92%	77,31%	77,71%
[5]	83,78%	86,17%	85,33%	86,17%
[6]	79,28%	78,02%	77,35%	77,93%
[7]	92,34%	94,96%	94,85%	95,21%
[8]	81,63%	84,88%	84,73%	84,54%

ANALISIS PERFORMANCE RATIO PROMEDIO MENSUAL				
Referencia	2016	2017	2018	2019
IEC	81,87%	83,78%	84,08%	83,44%
NREL	78,70%	78,69%	78,55%	78,58%
[3]	85,87%	87,70%	87,84%	87,22%
[4]	71,19%	74,05%	74,96%	75,87%
[5]	81,85%	83,78%	84,09%	83,44%
[6]	75,99%	77,41%	77,48%	77,15%
[7]	91,59%	94,25%	94,02%	93,52%
[8]	78,28%	80,32%	80,79%	80,12%

ANALISIS PERFORMANCE RATIO PROMEDIO DIARIO				
Referencia	2016	2017	2018	2019
IEC	83,43%	84,83%	84,21%	84,95%
NREL	79,02%	80,55%	79,33%	80,44%
[3]	86,69%	87,96%	86,93%	87,99%
[4]	74,62%	75,13%	75,25%	75,82%
[5]	83,43%	84,83%	74,20%	84,95%
[6]	77,52%	75,33%	74,20%	75,49%
[7]	93,51%	94,89%	94,79%	95,07%
[8]	80,36%	83,69%	83,72%	83,66%

ANALISIS PERFORMANCE RATIO PROMEDIO ANUAL				
Referencia	2016	2017	2018	2019
IEC	84,78%	86,45%	85,44%	86,03%
NREL	79,30%	80,99%	79,28%	80,43%
[3]	89,00%	90,60%	89,24%	90,00%
[4]	81,78%	81,99%	83,18%	83,22%
[5]	84,78%	86,45%	85,44%	86,03%
[6]	79,25%	80,80%	79,98%	80,43%
[7]	93,11%	95,06%	96,06%	94,64%
[8]	80,94%	82,66%	81,94%	82,40%

CAPACITY FACTOR

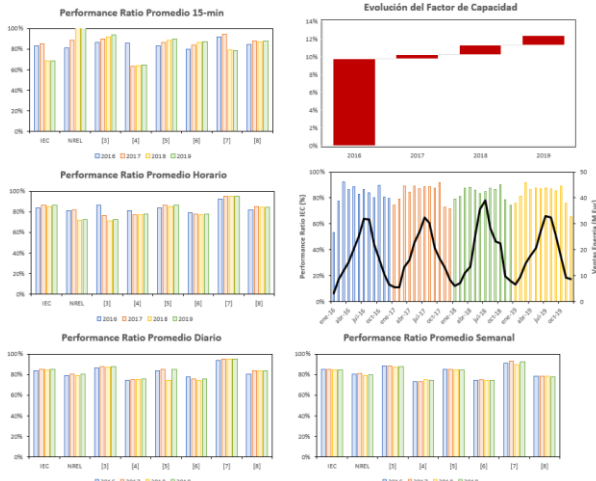


Figura 14: Detalles de las distintas secciones de la hoja de cálculo desarrollada para analizar los datos de producción de forma automática, obteniendo indicadores globales de la planta fotovoltaica a partir de sus datos de operación quinceminutales.

5. PARÁMETROS DE RENDIMIENTO

En esta sección se definen varios parámetros utilizados globalmente para calcular el rendimiento de una planta fotovoltaica [9]. Se profundiza más en el *Performance Ratio* (PR), el más empleado a nivel global, para el que se definen y analizan varias fórmulas propuestas por diferentes autores.

5.1 Final o Specific Yield (Y_F)

Traducido del inglés, rendimiento final o específico, se define como la relación entre la energía final producida (kWh) y la potencia pico (kW) de la planta fotovoltaica. Normaliza, por tanto, la energía producida respecto al tamaño de la planta.

$$Y_F[h] = \frac{E_{AC}[kWh]}{P_{pico}[kW]} \quad (1)$$

Siendo $E_{AC}[kWh] = P_{sist}[kW] \cdot \Delta t[h]$, la energía eléctrica generada a la salida del inversor. Es un buen indicador para comparar el rendimiento de varias plantas fotovoltaicas situadas en localizaciones próximas cuyos módulos estén montados sobre estructuras similares (fijas o móviles, orientación e inclinación), sobre todo de cara al prediseño de instalaciones. Para plantas en ubicaciones muy distintas no es válido por la diferencia de valores de radiación que puede existir entre ambas.

Sin embargo, estudios realizados en varias plantas fotovoltaicas similares situadas próximas a Freiburg, Alemania [10], pero cuya puesta en marcha se efectuó en años diferentes y conformadas por distintos tipos de módulos e inversores, observaron una desviación de $\pm 10\%$ en el valor de Y_F .

En el caso de que en la planta fotovoltaica no existan dispositivos de medición de la radiación solar o los datos no estén disponibles, es una buena opción medir el rendimiento de esta a partir del Y_F , típicamente en períodos diarios, mensuales o anuales.

En la Figura 15 se presentan los datos obtenidos de calcular el Specific Yield en cada una de las geografías analizadas, y cada una de ellas en la serie temporal 2016-2019. Se observa que, tanto en Reino Unido como en España, la serie tiene una tendencia positiva, mientras que en Italia hay un punto de inflexión entre 2018 y 2019. A nivel mensual, el Specific Yield representa un perfil proporcional a la radiación solar disponible, siendo máximo en los meses de verano, y mínimo en los meses de invierno. Cuando se comparan los perfiles obtenidos en cada localización seleccionada, observamos como el perfil gaussiano es más acusado en Reino Unido y en el extremo opuesto se encuentra España, consecuencia de que éste último emplazamiento ofrece días con más horas de sol y a un nivel de irradiancia mayor.

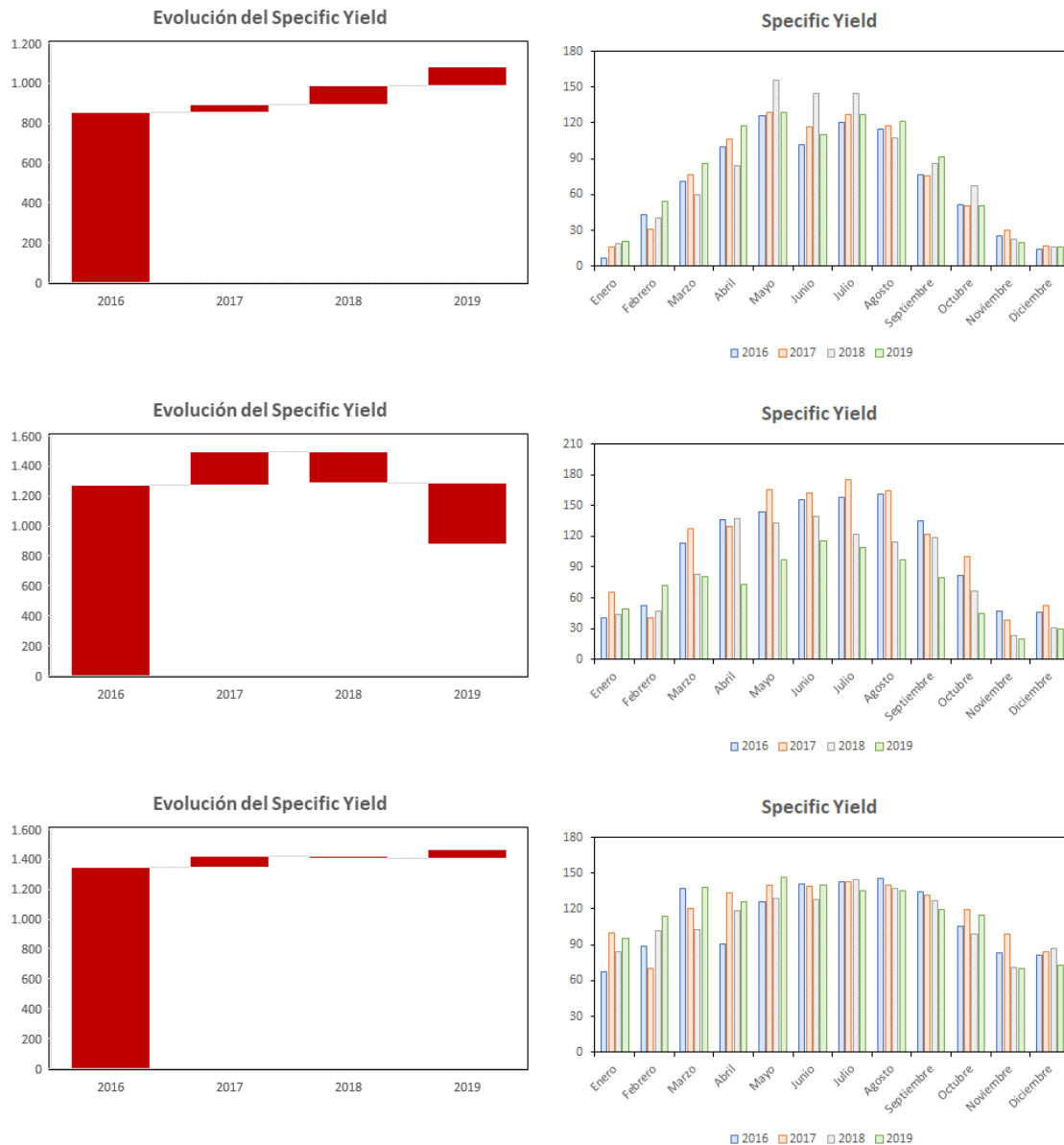


Figura 15: Specific Yield obtenido para las plantas de Reino Unido (arriba), Italia (medio) y España (abajo), para los años 2016-2019. Derecha, variación anual; izquierda variación mensual para el año 2016 de referencia.

5.2 Factor de capacidad (FC)

Se define como la relación entre la energía final producida (kWh) y la máxima energía final que se hubiera producido en unas condiciones ideales (kWh).

$$FC[\%] = \frac{E_{AC}[kWh]}{E_{AC,ideal}[kWh]} * 100 \quad (2)$$

Es un indicador del rendimiento operativo de la planta fotovoltaica que tiene en cuenta de forma global todos los factores que merman la producción real de una planta fotovoltaica respecto de su producción ideal. La producción ideal es calculada como el producto de la potencia nominal de la misma multiplicada por las horas de uso de la instalación (HSP). Sin embargo, la energía producida y vertida a la red se ve afectada por multitud

de factores como la radiación solar, las nubes, la temperatura ambiente, las sombras, la disponibilidad de la red, los fallos del sistema, etc. que hacen que la producción real esté siempre por debajo de la ideal. Y, por tanto, el inconveniente de este indicador es que no ofrece una discretización de todos los factores anteriores, por lo que no permite identificar los fallos que justifican una producción por debajo de lo esperado, o aspectos de mejora en la operación y mantenimiento de la planta. En la práctica, el Factor de Capacidad de una planta nunca es del 100%, sino que se ve disminuido por las operaciones de mantenimiento preventivo, fallos en los equipos (mantenimiento correctivo), ausencia de demanda de electricidad o indisponibilidad de red para evacuación, intermitencia del recurso solar, pérdidas inherentes a los equipos (inversores, transformadores, etc).

La tabla 1 presenta valores típicos para diferentes fuentes de generación eléctrica. Uno de los inconvenientes es definir el coeficiente de forma que los resultados sean equivalentes independientemente de la tecnología empleada. De ahí que en la bibliografía se encuentren datos de Factor de Carga para plantas fotovoltaicas considerando 24h de operación al día para equipararla a una central nuclear o de ciclo combinado, o bien considerando sólo las horas de sol disponibles, o incluso sólo las horas operativas de la planta (descontando los intervalos temporales con nubes o nieve, y sin recurso solar).

Tecnología	Factor de Capacidad
Eólica	10 – 40 %
Fotovoltaica	10 – 30 %
Hidroeléctrica	50 – 60 %
Nuclear	60 – 98 %
Termoeléctrica carbón	70 – 90 %
Ciclo Combinado	60 – 70 %

Tabla 1: Factor de Capacidad para diferentes tecnologías de generación eléctrica

En la figura 16 se presentan datos del Factor de Capacidad para tres plantas en geografías con climas diferentes, durante cuatro años consecutivos (2016 – 2019). En el caso de la planta ubicada en España, el factor de capacidad es estable a largo del tiempo, lo que indica que las condiciones de operación y mantenimiento son adecuadas y se garantiza una inyección de energía constante. En el caso de la planta instalada en Reino Unido, la tendencia es positiva: a medida que pasan los años el Factor de Capacidad aumenta (de 26% a 28%), lo que significa que se ha optimizado progresivamente la operación y mantenimiento para conseguir una mayor eficiencia en la instalación. Sin embargo, dadas las diferentes geografías analizadas (horas de sol, climatología, etc), se observa como el factor de capacidad es un 10% superior en el caso de la planta instalada en España. Además, se presentan datos anuales del Factor de Carga calculado para una planta situada en Italia. Se observa como el primer año de operación ofrece datos similares a la planta ubicada en España, pero a diferencia de esta, a partir del tercer año el Factor de Carga disminuye un 6% y un 12% progresivamente, debido a fallos en los inversores y paradas prolongadas para sus reemplazos.

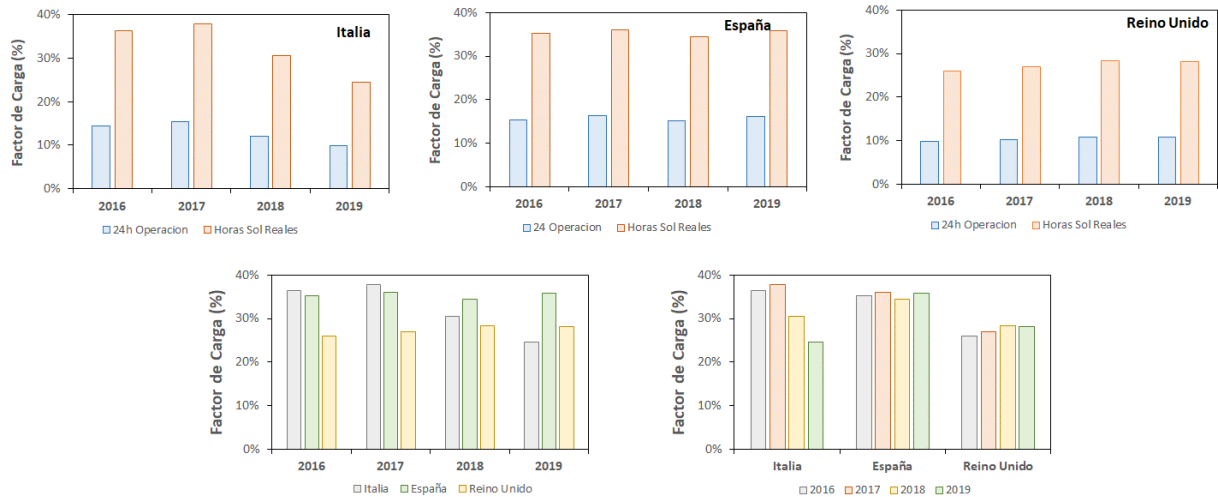


Figura 16: Factor de capacidad a lo largo del período 2016-2019 en tres geografías con climas diferentes.

De esta manera, se demuestra cómo el Factor de Carga es un indicador adecuado para monitorizar si la operatividad de la planta fotovoltaica está de acuerdo a los valores esperados de diseño, indicando diferencias en las prestaciones en cuanto a disponibilidad por las condiciones climatológicas de la ubicación (ejemplo España vs Reino Unido), e identificando un rendimiento por debajo de lo esperado cuando hay fallos técnicos (ejemplo Italia). Sin embargo, el indicador por si mismo es incapaz de aportar información detallada sobre la causa de baja producción en el caso de que esta sea debido a un fallo técnico. Aunque hoy en día se sigue empleando en la monitorización de algunas plantas fotovoltaicas, existen otros indicadores más precisos que reflejan mejor el rendimiento, como es por ejemplo el Performance Ratio (PR).

5.3 Performance Ratio (PR)

Performance Ratio (PR), traducido del inglés, índice o coeficiente de rendimiento, es una magnitud que expresa la relación entre el rendimiento real y el rendimiento nominal de una planta fotovoltaica. Es decir, indica el porcentaje de energía que está realmente disponible para exportar a la red una vez descontadas las pérdidas y el consumo propio de la instalación. A diferencia del Factor de Carga, es independiente de la ubicación, y del tipo de planta, por lo que a priori es útil para comparar dos plantas similares, aunque estén instaladas en localizaciones diferentes.

Un mayor valor del PR indicará que la producción real de una planta fotovoltaica está más próxima a su valor nominal. No obstante, no es posible alcanzar un valor real del 100 % ya que durante la operación se producen siempre pérdidas inevitables debidas, por ejemplo, al rendimiento de los equipos, pérdidas térmicas, pérdidas eléctricas en el cableado, sobrecalentamiento de los equipos, etc. De manera general, el PR de una planta fotovoltaica eficiente está entorno al 80 %. [11]

A diferencia del Factor de Carga, una monitorización continua del Performance Ratio de una planta fotovoltaica conectada a red permite detectar fallos en los equipos o desviaciones en la instalación y tomar medidas correctivas a tiempo, reduciendo considerablemente las pérdidas de producción y, por tanto, económicas que resulten en consecuencia. A continuación, se presenta el Performance Ratio obtenido según diferentes procedimientos de cálculo, según los artículos más relevantes en la bibliografía. Además, se hará una discusión sobre el impacto en el valor del Performance Ratio obtenido, según la escala temporal de los datos empleados. En cualquier caso, su cálculo tiene en cuenta factores como las condiciones ambientales, variaciones en los valores de radiación solar, incluso otros más complejos como el efecto de la temperatura de los módulos, su degradación, la influencia de sombras o suciedad, la disponibilidad de la red, etc.

La figura 17 presenta un resumen cronológico de los artículos seleccionados.

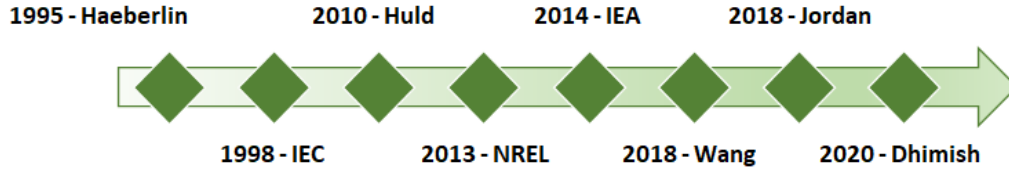


Figura 17: Modelos seleccionados de la bibliografía para el cálculo del Performance Ratio, en orden cronológico.

A continuación, se presentan cada uno de los procedimientos de cálculo del Performance Ratio de la bibliografía seleccionada.

5.3.1 Modelo de Haeberlin, H. y Beutler, C. (1995)

Hasta la publicación del artículo de Haeberlin y Beutler [12], se calculaba el Performance Ratio siguiendo el concepto desarrollado en el apartado 5.1: Final Yield. Estos autores introdujeron por primera vez un factor corrector que considerase los efectos de bajo rendimiento por efecto de la temperatura del panel fotovoltaico. Determinan la potencia pico de la planta fotovoltaica considerando el coeficiente térmico del módulo fotovoltaico y la diferencia entre su temperatura real y la temperatura de referencia:

$$P_{pico,T}[kW] = P_{pico} \cdot [1 - c_T \cdot (T_c - T_0)] \quad (3)$$

Siendo c_T el coeficiente de temperatura de las células cristalinas empleadas, estimado en 0,0044/K, T_c la temperatura real de la célula, y T_0 la temperatura de referencia, igual a 25°C. De este modo puede calcularse un factor de rendimiento llamado rendimiento de temperatura corregida, Y_T , según la siguiente ecuación:

$$Y_T[h] = Y_r[h] \cdot \frac{P_{pico,T}[kW]}{P_{pico}[kW]} = Y_r \cdot [1 - c_T \cdot (T_c - T_0)] \quad (4)$$

Así, estos autores permiten desglosar el Final Yield tradicional en una multiplicación de tres factores (*thermal capture losses* k_T ; *generation correction factor* k_G ; *inverter efficiency* η_{inv}), de modo que se pueda monitorizar el impacto que cada uno de ellos tiene en el Performance Ratio, o bien identificar la causa de un Performance Ratio por debajo de lo esperado:

$$PR = \frac{Y_f}{Y_r} = k_T \cdot k_G \cdot \eta_{inv} \quad (5)$$

donde:

$$k_T = \frac{Y_T}{Y_r} \quad (6)$$

$$k_G = \frac{Y_a}{Y_T} \quad (7)$$

$$\eta_{inv} = \frac{Y_f}{Y_a} \quad (8)$$

El término (6) es responsable de las pérdidas térmicas por alta temperatura de operación de los módulos fotovoltaicos; el término (7) cuantifica las pérdidas asociadas a cableado, diodos de string, sombras parciales, baja irradiación o irradiación inhomogénea; el término (8) relaciona la eficiencia del inversor en la conversión de potencia DC en AC, bien por electrónica o bien por derating de temperatura.

En la figura 18 se presenta el Performance Ratio calculado según el procedimiento de Haberlin y Beutler, para las tres plantas fotovoltaicas analizadas en este trabajo. Se observa como en Italia y Reino Unido, los primeros años de operación ambas plantas reportan valores de Performance Ratio próximos al 80%, indicando que las plantas están bien construidas y operadas, y la generación eléctrica está en el rango esperado. Sin embargo, a partir de 2018 el Performance Ratio de la planta en Italia comienza a reducirse progresivamente, de manera coherente a los resultados del Factor de Carga del apartado anterior, lo que es indicativo de que la planta adolece de fallos en sus equipos que no permite una generación eléctrica que cumpla las expectativas de diseño. En tercer lugar, la planta en España tiene un Performance Ratio ligeramente superior al 60%, pero claramente inferior a las otras dos plantas estudiadas. En este último escenario, el Performance Ratio se mantiene aproximadamente constante.

Si se compara esta figura con la homóloga para el Factor de Carga, se visualiza además la diferencia entre ambos indicadores. En el caso del Factor de Carga, el indicador era mejor para la planta española que para la planta italiana, mientras que el Performance Ratio según la metodología de Haberlin indica justo lo contrario. Es decir, aunque la planta española tiene un Factor de Carga similar a la planta italiana, porque su operatividad en cuanto a horas de sol es análoga, el diseño y/o la operación no son tan eficientes como cabría esperar respecto a su potencia nominal.

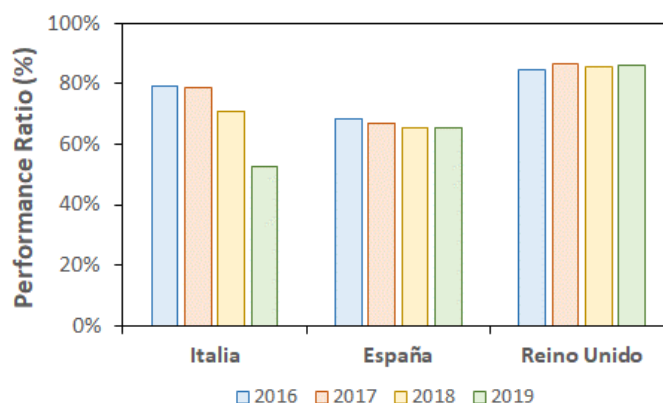


Figura 18: Performance Ratio según el modelo de Haberlin y Beutler, para tres escenarios (Italia, España y Reino Unido), a lo largo del período 2016-2019

Cómo se ha explicado, una de las aportaciones al cálculo del Performance Ratio en el modelo de Haberlin y Beutler, es poder discretizar el valor del indicador en sus contribuciones por pérdidas térmicas, pérdidas de generación y pérdidas del inversor. La última no es significativa en los casos analizados, pero en la figura 19 se presentan los factores k_T y k_G para los tres escenarios.

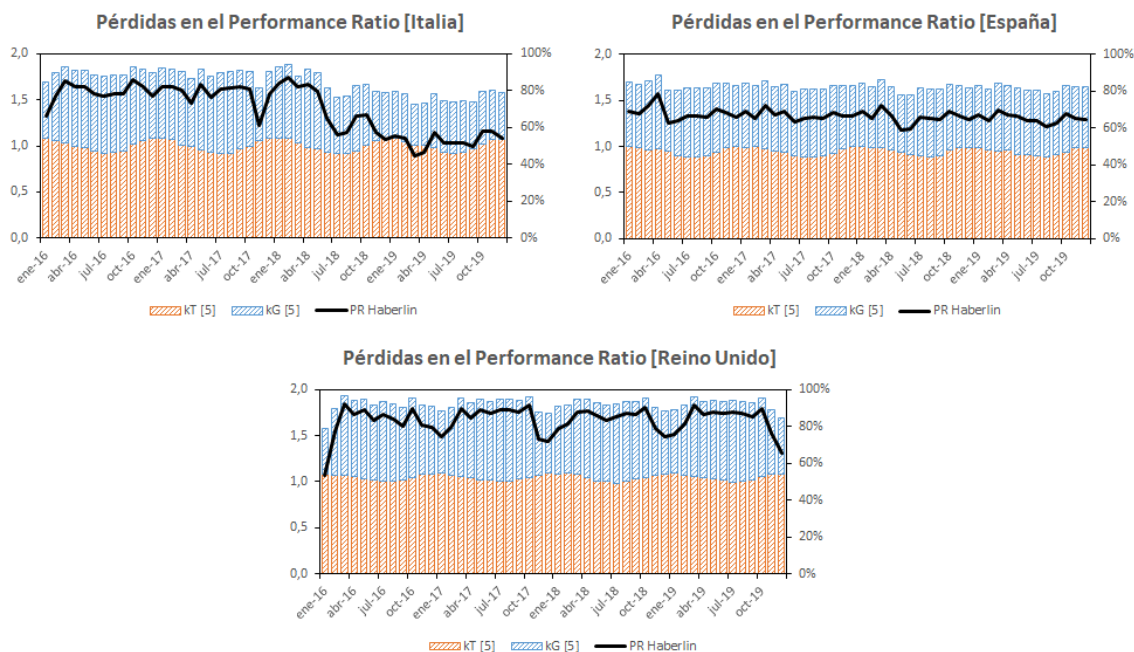


Figura 19: Pérdidas térmicas y de generación según el modelo de Haberlin y Beutler, en los casos de Italia, España y Reino Unido, en el período 2016-2019

En el caso de Italia, se observa como el fallo que justifica la pérdida de Performance Ratio (fallo en los inversores) se muestra con un coeficiente k_G reducido a partir de 2018 mientras que el coeficiente k_T asociado a las pérdidas térmicas, se mantiene constante en los valores del período 2016-2017. Se demuestra la capacidad del modelo para no sólo reportar la eficiencia de la planta fotovoltaica a través del Performance Ratio, sino su capacidad de identificar en qué nivel de equipos se producen las pérdidas.

Además, tanto en España como en Italia, se observa la influencia estacional en las pérdidas por temperatura de los módulos fotovoltaicos: k_T aumenta en invierno, pero disminuye en verano. Los valores de k_G en España son además inferiores que los obtenidos por ejemplo en la planta de Reino Unido. Es decir, los equipos seleccionados en la planta de España, o sus procedimientos de operación y mantenimiento, son mejorables para alcanzar mejores valores de Performance Ratio.

De nuevo es significativo que la planta de Reino Unido tiene el mejor Performance Ratio del conjunto seleccionado, si bien por sus condiciones climáticas de operación, tiene el menor Factor de Carga.

En la figura 20 se presenta el mismo procedimiento de cálculo, seleccionando un día de invierno y un día de verano registrado en la planta de Reino Unido durante 2016. El análisis de la gráfica ofrece la siguiente información: (a) en invierno, la temperatura de operación de los módulos fotovoltaicos es menor (12 °C de media) respecto al día de verano (máximo de 40 °C y mínimo de 10 °C). Se observa como a medida que aumenta la temperatura de operación disminuye el factor k_T que representa las pérdidas térmicas; (b) como la pérdida por temperatura es mayor en las horas centrales del día, es ahí justo cuando se observa un descenso del Performance Ratio. (c) mientras que las pérdidas por generación asociadas al factor k_G son aproximadamente constantes en el día de invierno seleccionado (y por tanto el Performance Ratio es constante a lo largo del día), se observa como en el día de verano ocurre lo contrario: a partir de las 11h el factor k_G disminuye considerablemente y se mantiene en ese valor el resto de horas, y como resultado, el Performance Ratio en verano cae abruptamente a partir de las 11h, indicando un rendimiento de la planta ese día por debajo de lo esperado. Es decir, la monitorización horaria de los factores k_T y k_G aportan una información valiosa al operador para identificar fallos en la planta, y discriminar a qué nivel se producen.

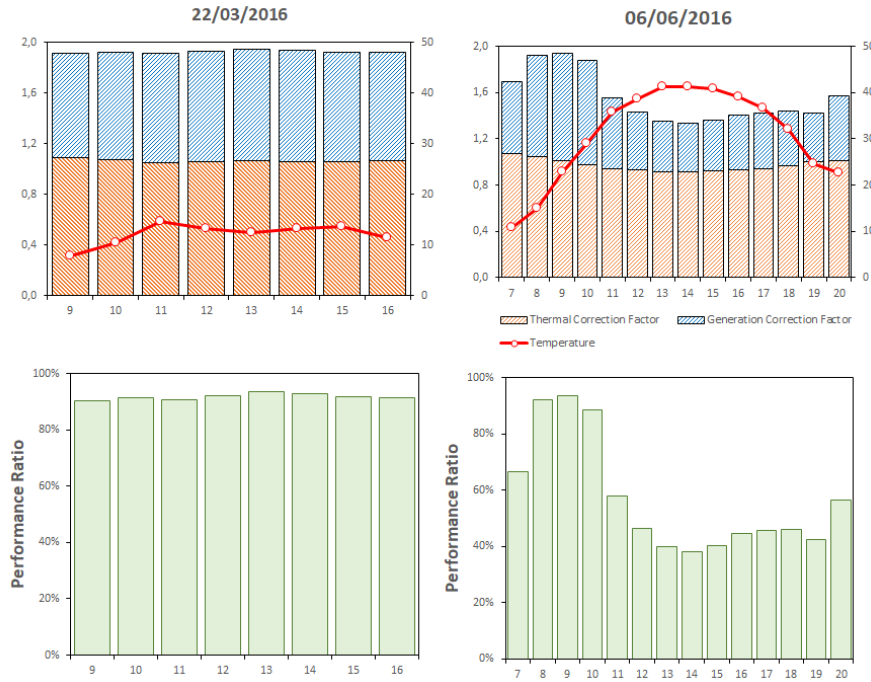


Figura 20: Implementación del modelo de Haberlin y Beutler, en los casos de Italia, España y Reino Unido, comparando un día de invierno con un día de verano

Si se compara la figura 20 del Performance Ratio obtenida con el modelo de Haberlin y Beutler con la figura 15 del Specific Yield, en el caso de Italia es notable la información extraída: en el Performance Ratio se observa un descenso acusado en 2018 y 2019 que se corresponde con un fallo en la operación de los inversores. Sin embargo, este fallo no es apreciado a partir de los datos obtenidos del Specific Yield, lo que hace que desde el punto de vista de análisis de la operación y mantenimiento del activo, y desde el punto de vista de la generación eléctrica del propietario de la planta fotovoltaica, el indicador Performance Ratio sea de mucho mayor interés.

5.3.2 Modelo IEC 61724 (1998)

El método de cálculo del Performance Ratio más aceptado y empleado a nivel comercial es el descrito por el estándar IEC 61724 [13] de la Comisión Electrotécnica Internacional (del inglés, *International Electrotechnical Commission, IEC*). A pesar de que a nivel científico se han propuesto variantes que aportan más información, al ser este procedimiento aceptado por la IEC, es el que más se emplea en los contratos de construcción y puesta en marcha de plantas fotovoltaicas. Por ello, también nos referiremos a este parámetro como PR estándar o de referencia.

En este caso general, el índice de rendimiento o Performance Ratio es definido como la relación entre el rendimiento final, definido en el apartado 5.1, y el *Reference Yield* (Y_r), del inglés, rendimiento de referencia, definido como la relación entre la irradiación total incidente en el plano de los módulos fotovoltaicos y la irradiancia de referencia en fotovoltaica (en condiciones estándar, 1000 W/m^2). También se le conoce como las Horas Solares Pico (HSP).

$$Y_r [h] = \frac{H_i [kWh/m^2]}{G_{ref} [kW/m^2]} \quad (9)$$

Siendo $H_i = \sum_i G_i \cdot \Delta t_i$. Por su definición, lógicamente Y_r depende de la localización de la planta fotovoltaica en cuestión. Se define, por tanto, el Performance Ratio de la planta como:

$$PR = \frac{Y_F}{Y_r} = \frac{\frac{E_{AC}[kWh]}{P_{pico}[kW]}}{\frac{H_i[\frac{kWh}{m^2}]}{G_{ref}[\frac{kW}{m^2}]}} \quad (10)$$

Además, el procedimiento descrito en el IEC define también el *array yield* (Y_a), del inglés, rendimiento del array, como la relación entre la energía total diaria producida por el array de módulos y la potencia pico de dicho array. Este parámetro se empleará en otras definiciones de apartados posteriores.

$$Y_a[h] = \frac{E_{AD}[kWh]}{P_{pico,D}[kW]} \quad (11)$$

Siendo:

$$E_{AD}[kWh] = \sum_{día} (P_{AD}[kW] \cdot \Delta t[h]) \quad (12)$$

Establece la primera metodología que cuantifica la energía producida como aquella que es vertida a red, esto es, energía realmente útil, teniendo en cuenta todas las pérdidas desde la generación hasta la exportación. Sin embargo, no tiene en cuenta el efecto de la temperatura de los módulos, por lo que en lugares y períodos donde la temperatura ambiente es muy diferente a las condiciones estándar o de referencia ($T_{STC} = 25^\circ C$) se aprecian bastantes variaciones en el valor interanual del Performance Ratio.

En la figura 21 se presentan los valores anuales del Performance Ratio obtenidos a partir del procedimiento aprobado en el IEC, para las tres plantas objeto de estudio y en el período temporal 2016-2019. Se observa que los resultados obtenidos son idénticos a los calculados a partir del desarrollo de Haberlin y Beutler, y es que ambos métodos mantienen la misma filosofía: evaluar la energía generada respecto a la que se obtendría en condiciones estándar a partir de la capacidad de la planta. Sin embargo, el procedimiento del IEC no desarrolla el análisis de pérdidas que desarrollaron Haberlin y Beutler, lo que genera discusiones contractuales en aquellas plantas que asumen el procedimiento del IEC como mecanismo de evaluación del Performance Ratio: desde el punto de vista contractual, el propietario puede exigir al desarrollador o al operador de mantenimiento valores de rendimiento globales, pero no puede exigir cumplimiento en cuanto a disponibilidad de generación (k_G) o de pérdidas térmicas (k_T). En definitiva, el procedimiento del IEC es un modelo simple que ofrece cálculos globales del rendimiento del activo fotovoltaico sin detallar causas que justifican un bajo rendimiento. La simpleza del procedimiento es probablemente la justificación de que este procedimiento sea el más extendido a nivel de plantas comerciales para afianzar las relaciones contractuales entre las partes.

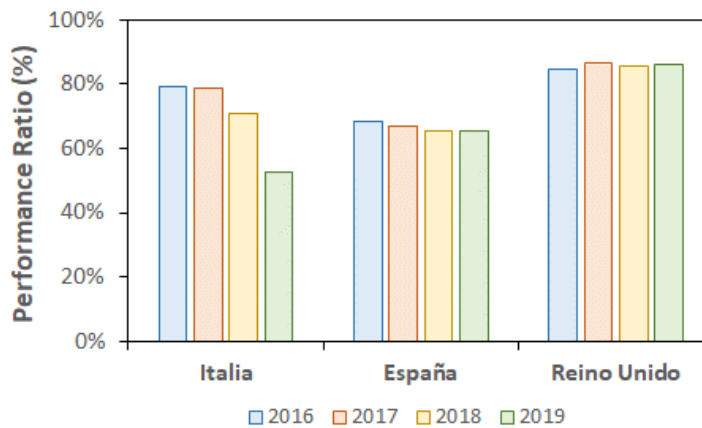


Figura 21: Performance Ratio según el procedimiento aprobado por el IEC, para tres escenarios (Italia, España y Reino Unido), a lo largo del período 2016-2019

5.3.3 Modelo de Thomas Huld, Ralph Gottschalg, Hans Georg Beyer y Marko Topic (2010)

En 2010, T. Huld, R. Gottschalg, H.G. Beyer y M. Topic [14] desarrollaron una nueva propuesta de cálculo del Performance Ratio que tiene en cuenta, además de la irradiación como ocurre en el procedimiento del IEC, la temperatura de los módulos fotovoltaicos. Usaron un modelo en el que la temperatura del módulo fotovoltaico es además una función de la irradiación que reciben, de la temperatura ambiente, del tipo de estructura (seguidor o fija) y de la velocidad del viento. Así, el Performance Ratio de la planta fotovoltaica puede calcularse siguiendo el concepto general de Haeberlin y Beutler, que coincide con el aprobado por el IEC:

$$PR = \frac{G_{ref} \sum P_k \cdot \tau_k}{P_0 \sum G_k \cdot \tau_k} \quad (13)$$

donde G_{ref} y P_0 representan la irradiancia en condiciones estándar (1000 W/m^2) y la capacidad de la planta fotovoltaica respectivamente, P_k es la potencia AC generada, G_k es la irradiancia medida por el piranómetro, y τ_k el intervalo de medida. La mejora que este modelo ofrece es corregir la potencia medida por el efecto de temperatura del módulo, y así poder compararla con la potencia en condiciones estándar. Para ello, define la potencia generada como una función de la temperatura y la irradiancia:

$$P(G', T') = 1 + k_1 \cdot \ln G' + k_2 \cdot [\ln G']^2 + T' \cdot (k_3 + k_4 \ln G' + k_5 \cdot [\ln G']^2) + k_6 \cdot [T']^2 \quad (14)$$

Siendo $G' = G/G_{STC}$ y $T' = T_{mod} - T_{STC}$.

A su vez, $T_{mod} = T_a + c_T \cdot G$ y c_T es el coeficiente de temperatura del módulo fotovoltaico en cuestión, para el que puede tomarse un valor constante de $0,035 \text{ }^\circ\text{C} \cdot \text{m}^2/\text{W}$ en el caso de tecnologías de silicio cristalino. Por último, los coeficientes k_i pueden obtenerse simulando la planta fotovoltaica en diferentes emplazamientos con diferentes condiciones climáticas. Valores típicos para módulos fotovoltaicos de silicio cristalino pueden encontrarse en la tabla 2

Coeficiente	Valor
k_1	-0.017162
k_2	-0.040289
$k_3 \text{ [}^\circ\text{C}^{-1}\text{]}$	-0.004681
$k_4 \text{ [}^\circ\text{C}^{-1}\text{]}$	0.000148
$k_5 \text{ [}^\circ\text{C}^{-1}\text{]}$	0.000169
$k_6 \text{ [}^\circ\text{C}^{-1}\text{]}$	0.000005

Tabla 2: Valores de los coeficientes k_i para módulos fotovoltaicos de silicio cristalino [14].

La ventaja principal de este modelo es que a partir de él comienzan a considerarse otros factores además de la irradiación para el cálculo del PR de una planta fotovoltaica. Sin embargo, los coeficientes k_i se obtienen de manera experimental y el cálculo será inexacto si no se modela cada planta concreta de manera independiente.

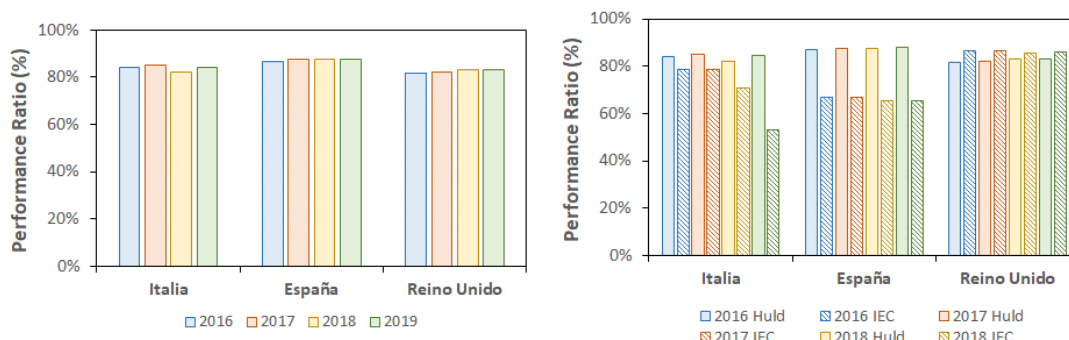


Figura 22: Izquierda, Performance Ratio según el modelo de Huld, para tres escenarios (Italia, España y Reino Unido), a lo largo del período 2016-2019. Derecha, comparativa entre los resultados obtenidos con el modelo Huld y el procedimiento de referencia IEC

En la figura 22 se presenta el Performance Ratio obtenido con el formulismo de Huld (izquierda) y su comparación con los resultados del IEC (derecha). Dado que el IEC es el procedimiento más empleado a nivel comercial, será siempre el valor de referencia que se usará para comparar en adelante. La primera conclusión que se observa es que al tener en cuenta los efectos de temperatura del módulo fotovoltaico, el Performance Ratio anual aumenta en todas las instalaciones analizadas. Además, los valores obtenidos son estables a lo largo del tiempo en todas las plantas seleccionadas para el estudio y sorprende que el bajo rendimiento observado previamente en Italia en el período 2018-2019 no se muestre en estos resultados. Esto es consecuencia de que el modelo de Huld predice la potencia generada en función de parámetros climáticos (temperatura ambiente, velocidad del viento y nivel de irradiancia), pero no contempla en su modelo la disponibilidad de los equipos reales en planta.

Como resumen, este modelo introduce por primera vez la importancia de las pérdidas por temperatura en el módulo fotovoltaico como función de parámetros reales de operación (velocidad del viento, nivel de irradiancia, y temperatura del módulo) y de la tecnología fotovoltaica instalada (silicio cristalino, multicristalino o amorfo, telururo de cadmio, calcopirita, etc), pero asume una disponibilidad de los equipos constante en el tiempo que no es real. Es por tanto quizás una buena aproximación para estimar niveles de generación eléctrica de una planta en función de su localización (figura 23) durante la fase de diseño, pero no debe ser recomendada para monitorizar el rendimiento real de una planta operativa respecto sus parámetros de diseño.

Los datos obtenidos a partir de nuestras plantas fotovoltaicas seleccionadas sí ponen de manifiesto que la energía generada esperada es coherente con la predicción del modelo de Huld y el mapa representado en la figura 23. En orden decreciente, la geografía óptima sería España seguida de Italia y Reino Unido, con Performance Ratio del 87% >> 84 % >> 81 % respectivamente.

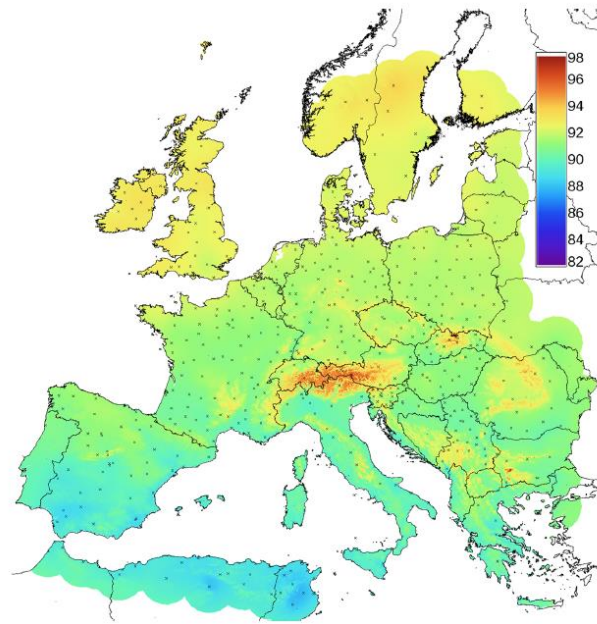


Figura 23: Eficiencia anual relativa a las condiciones estándar STC para silicio cristalino considerando una planta con estructura fija y ángulo de inclinación de 40° orientada al sur. Los puntos en el mapa representan las estaciones meteorológicas usadas para obtener datos climáticos.

5.3.4 Modelo de NREL (2013)

El equipo técnico de NREL siguiendo la línea de T. Huld de considerar la temperatura real del módulo fotovoltaico, propuso esta revisión del Performance Ratio [15]. En la metodología general según la IEC 61724, el Performance Ratio normalmente se calcula a unas condiciones estándar de temperatura de 25°C, aunque la realidad es que los módulos suelen operar bajo unas condiciones de temperatura alrededor de los 45°C. Por tanto es preciso corregir su valor y adaptar el cálculo a las variaciones estacionales y condiciones ambientales.

En el cálculo se tienen en cuenta todos los efectos ambientales que afectan o pueden afectar a la temperatura de los módulos fotovoltaicos, como la temperatura ambiente, la dirección y velocidad del viento, la irradiancia en función de la estación del año correspondiente, etc. Sin embargo, no se tienen en cuenta otros efectos como la suciedad, la nieve o las variaciones en el espectro de radiación que también afectan directamente a la eficiencia de los módulos fotovoltaicos. Aun así, los autores recalcan que, aun no siendo todo lo precisa que ellos desearía, esta nueva fórmula proporciona resultados más exactos y consistentes que los calculados según la IEC 61724.

$$PR_{corr} = \frac{\frac{\sum P_k \cdot \tau_k}{P_0}}{\frac{\sum G_k \cdot \tau_k}{G_{ref}} \left[1 - \frac{\delta}{100} * (T_{cell_typ_avg} - T_{cell_i}) \right]} \quad (15)$$

Siendo:

δ : Coeficiente de temperatura para la potencia (%/°C), puede obtenerse de la ficha técnica de los módulos.

$T_{cell_typ_avg}$: Temperatura de la célula (del módulo) calculada a partir de la base de datos meteorológicos del proyecto (°C). Es un parámetro anual, constante durante ese período.

T_{cell_i} : Temperatura de la célula calculada a partir de los datos meteorológicos (°C), o en su caso, medida experimentalmente.

$$T_{cell} = T_m + \frac{G_{POA}}{G_{ref}} \cdot \Delta T_{cnd} \quad (16)$$

$$T_m = G_{POA} \cdot [e^{(a+b \cdot WS)}] + T_a \quad (17)$$

$$T_{cell_typ_Avg} = \frac{\sum G_{POA} \cdot T_{cell}}{\sum G_{POA}} \quad (18)$$

Siendo a y b coeficientes experimentales (Tabla 3), WS la velocidad del viento, T_a la temperatura ambiente, T_m la temperatura del módulo fotovoltaico medida en su cara trasera, y ΔT_{cnd} el coeficiente de conducción térmica del módulo fotovoltaico.

Tipo de módulo	Montaje	a	b	ΔT_{cnd} (°C)
Vidrio / célula / Vidrio	Open rack	-3,47	-0,0594	3
Vidrio / célula / Vidrio	Close-roof mount	-2,98	-0,0471	1
Vidrio / célula / backsheet polímero	Open rack	-3,56	-0,0750	3
Vidrio / célula / backsheet polímero	Insulated back	-2,81	-0,0455	0
Polímero / capa delgada / acero	Open rack	-3,58	-0,1130	3

Tabla 3: Parámetros que definen la temperatura de operación del módulo fotovoltaico en el modelo de NREL

De acuerdo con los resultados obtenidos, los autores destacaron que el Performance Ratio general refleja una variación de $\pm 10\%$ a lo largo del año. El Performance Ratio corregido, por el contrario, es más consistente y estable a lo largo del año. Es por esto que los autores recomiendan usar el Performance Ratio corregido de cara a las exigencias contractuales de las nuevas instalaciones fotovoltaicas por parte de los promotores e inversores.

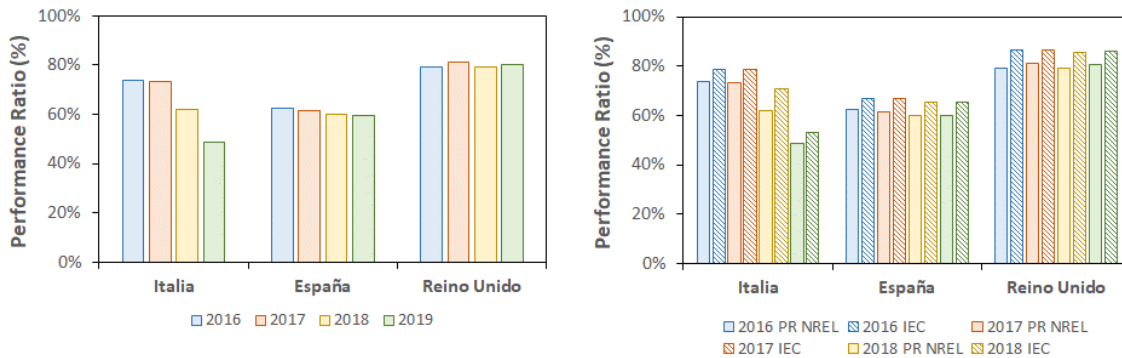


Figura 24: Izquierda, Performance Ratio según el procedimiento recomendado por NREL, para tres escenarios (Italia, España y Reino Unido), a lo largo del período 2016-2019. Derecha, comparativa entre el modelo NREL y el procedimiento IEC.

En la figura 24 se presenta el resultado de evaluar el Performance Ratio según el procedimiento recomendado por NREL, e incluso se compara con el dato obtenido aplicando la metodología IEC de referencia. Anualmente el Performance Ratio NREL ofrece valores ligeramente inferiores a los obtenidos por IEC. Quizás esta sea probablemente la causa de que, a pesar de las bondades de esta metodología, la mayoría de las empresas desarrolladoras de plantas fotovoltaicas sigan usando el procedimiento IEC para establecer relaciones contractuales con el inversor porque ofrece valores más altos, y por tanto más atractivos, de

Performance Ratio. En cualquier caso, se mantiene la misma tendencia observada con los datos de IEC en las plantas analizadas.

Pero la aportación de este modelo, considerar el efecto de la temperatura del módulo fotovoltaico, se observa con más claridad cuando se presentan los datos mensuales. En la figura 25 se presentan los datos de Performance Ratio NREL vs IEC para el año 2016 obtenidos en dos geografías con temperaturas muy diferentes: Reino Unido frente a Italia. Obsérvese que el método IEC aporta valores de Performance Ratio más altos en los meses de invierno (generando un riesgo para el propietario de la planta fotovoltaica porque un bajo rendimiento en esta época, por las horas de sol disponibles y los niveles de irradiancia, podría pasar desapercibido), y valores erróneos y bajos en los meses de verano (generando tensión y enfrentamiento con el operador de mantenimiento). En cambio, el valor de Performance Ratio corregido por el método NREL aporta una serie de datos mensuales suavizada, y donde los efectos de temperatura de invierno y verano son compensados apropiadamente, favoreciendo la confianza entre las partes implicadas en el activo fotovoltaico (propietario y operador de mantenimiento).

Destacar también como en la planta instalada en Italia la variación mensual de temperatura es mayor que en la planta en Reino Unido: en los meses más fríos la temperatura promedio mínima en Italia es aprox. 25 °C, mientras que en Reino Unido es por debajo de 10 °C. Y al contrario, la temperatura promedio máxima en Italia es casi 50 °C mientras que en Reino Unido no supera los 40 °C. Esta diferencia de temperatura en el módulo fotovoltaico se traduce en una mayor suavización mensual del Performance Ratio corregido por NREL.

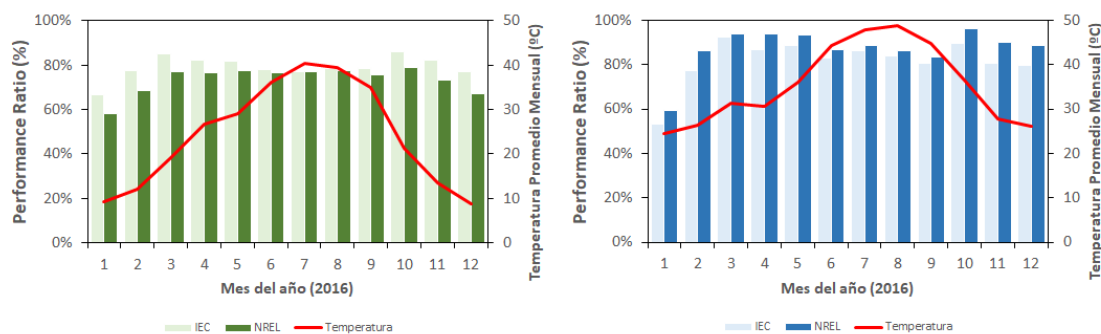


Figura 25: Comparación del Performance Ratio mensual según las metodologías IEC y NREL; izquierda, datos obtenidos de la planta en Reino Unido en 2016, y derecha, datos obtenidos de la planta en Italia en 2016.

Dado que los datos obtenidos por la metodología IEC serán superiores que los ofrecidos por NREL, la empresa desarrolladora del proyecto fotovoltaico tenderá a usar este procedimiento para convencer de la inversión al propietario. Sin embargo, a su vez, esta estrategia generará tensión en el operador de mantenimiento si por ejemplo la planta está sometida a climas cálidos, puesto que la temperatura del módulo disminuirá el Performance Ratio medido respecto al esperado en la fase de diseño (porque en la fase de diseño no se consideró el efecto de temperatura real). A modo de referencia, la empresa desarrolladora de la planta en Reino Unido ofreció contractualmente un PR de 82,25%, calculado según IEC, con una condición del 0,17% del precio de la planta (3.678.454 £), por cada punto de desviación. Este Performance Ratio si se cumple según la metodología IEC, pero no se cumpliría según NREL, y supondría una penalización económica de 93.800 £ en el período 2016-2019.

5.3.5 Modelo IEA PVPS TASK 2 (2014)

Este método de cálculo [16] está basado en la IEC 61724 [13] y en el *European guidelines document B* [17]. Por tanto, los parámetros de rendimiento de referencia, rendimiento final y rendimiento del array se calcula de igual forma que lo anteriormente expuesto. Para el desarrollo de esta propuesta, el equipo de trabajo analizó 266 plantas fotovoltaicas (80% conectadas a red y 20% aisladas), todas ellas instaladas en Europa, y la mediana de los datos ofrecía un Performance Ratio del 65% (Figura 26).

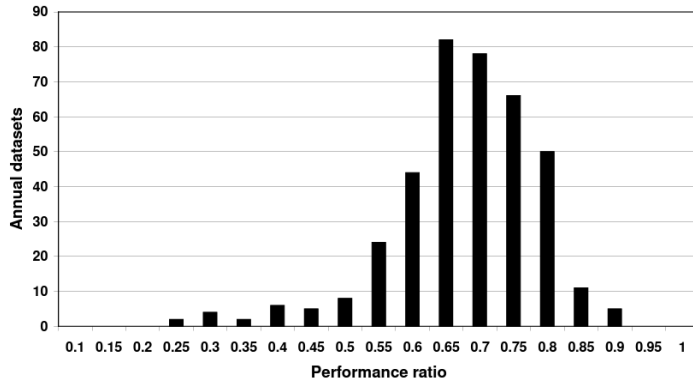


Figura 26: Distribución del Performance Ratio anual evaluado en 170 plantas conectadas a red.

La propuesta que el equipo de IEA realiza sería una metodología para calcular el Performance Ratio teniendo en cuenta el efecto de la temperatura en el panel fotovoltaico, pero simplificada respecto al modelo NREL y dirigido hacia la metodología IEC. Así, el Performance Ratio se obtiene a partir de:

$$PR^* = \frac{PR}{1 - T_{corr}} \quad (19)$$

donde PR es el Performance Ratio calculado siguiendo el método IEC, y T_{corr} es la temperatura del panel fotovoltaica corregida, de acuerdo a:

$$T_{corr} = \gamma \cdot (T_{mc} - 25) \quad (20)$$

donde γ es el coeficiente de temperatura en potencia del módulo fotovoltaico instalado en la planta, y T_{mc} es la temperatura medida en la cara posterior del módulo en planta.

En la figura 27 se presentan los resultados obtenidos de calcular el Performance Ratio a partir de la metodología de IEA. Además, en dicha figura se comparan los datos de Performance Ratio obtenidos con los homólogos calculados a partir de la metodología más simple IEC y más sofisticada con un modelo térmico del módulo fotovoltaico de NREL. Se observa que los datos obtenidos a partir de IEA son un nivel intermedio entre ambos, como cabría esperar de sus hipótesis: incluir el efecto de la temperatura en el panel fotovoltaico, pero con un modelo más simplista que el desarrollado en NREL.

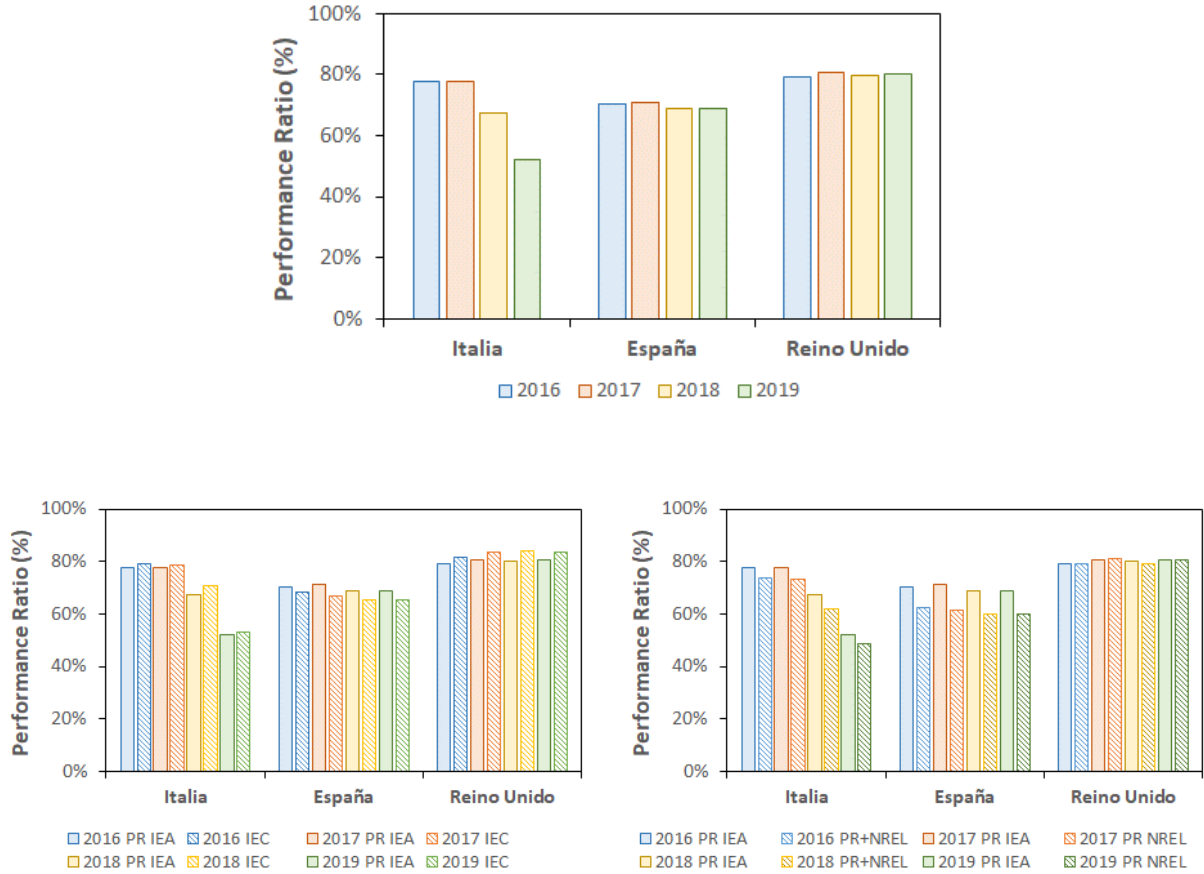


Figura 27: Distribución del Performance Ratio anual evaluado según el modelo IEA (arriba), y resultados comparados con la metodología de referencia IEC (abajo izquierda) y con la metodología NREL (abajo derecha)

5.3.6 Modelo de Wang, J., Qian, Z., Zareipour, H., Wood, D. (2018)

Esta metodología [18] fue desarrollada y probada en una planta fotovoltaica de 9,8MW sobre cubierta en el sureste de China, con tecnología de silicio policristalino. Su objetivo principal es el de analizar y tener en cuenta a la hora del cálculo del rendimiento de la planta fotovoltaica la mayoría de las causas que hacen que el valor del PR descienda por debajo del valor esperado. Por ello, en primer lugar, tienen en cuenta la influencia de la temperatura de los módulos fotovoltaicos, la cual puede calcularse según la siguiente fórmula:

$$T_c = T_a + w \left(\frac{0.32}{8.91 + 2 \cdot V_f} \right) \cdot G_B \quad (21)$$

Siendo T_a la temperatura ambiente, G_B la irradiancia, V_f la velocidad del viento y w es un coeficiente que puede valer 1, 1.2, 1.8 o 2.4 en función del tipo de instalación (en suelo, en cubierta plana, en cubierta inclinada o integrada en la fachada, respectivamente).

Dado que el Performance Ratio calculado a partir de la IEC 61724 solo tiene en cuenta datos de irradiancia, esta metodología define un nuevo PR corregido (CPR) que tiene en cuenta la temperatura de los módulos fotovoltaicos calculados según la ecuación (23), que se calcula con la siguiente fórmula:

$$CPR = \frac{\sum P_{DC}}{\sum P_{STC} \frac{G_i}{G_{STC}} [1 + \alpha_{MP}(T_c - T_{STC})]} \quad (22)$$

Siendo P_{DC} la potencia real a la entrada de los inversores, P_{STC} la potencia pico de la instalación, G_i la irradiancia incidente, G_{STC} la irradiancia en condiciones estándar, igual a 1000W/m^2 , α_{MP} el coeficiente de temperatura de máxima potencia y T_{STC} la temperatura estándar, igual a 25°C .

En la Figura 28 se presentan los resultados de obtener el Performance Ratio en cada localización y para cada serie de datos anuales seleccionados, empleando la metodología descrita por Wang. En la misma figura, se presenta a modo de comparativa, los resultados obtenidos a partir de la propuesta IEC y NREL. La novedad de Wang respecto al IEC es considerar efectos de pérdidas por temperatura del módulo fotovoltaico, de ahí que en condiciones de operación con temperaturas diferentes a las condiciones estándar STC (25°C), bien por exceso (España) o por defecto (Reino Unido), observemos que el Performance Ratio obtenido es ligeramente inferior que el reportado por IEC donde no se considera el efecto de la temperatura.

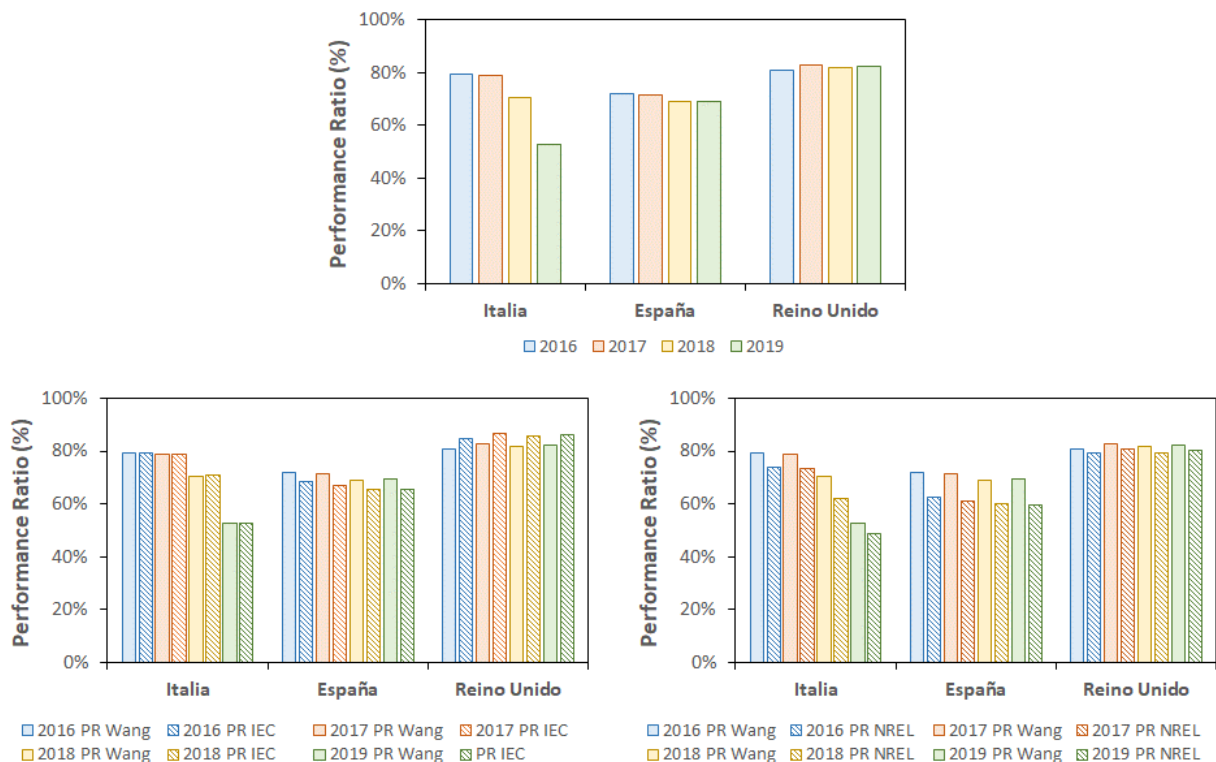


Figura 28: Distribución del Performance Ratio anual evaluado según el modelo Wang (arriba), y resultados comparados con la metodología de referencia IEC (abajo izquierda) y con la metodología NREL (abajo derecha)

Si se analiza la figura 29 donde se compara el Performance Ratio obtenido por la metodología Wang y NREL, aunque ambas consideran las pérdidas térmicas en el procedimiento, hay diferencias significativas. Esto es debido a que la forma de considerar dichas pérdidas es mas precisa en el modelo NREL. Wang sugiere una aproximación que es considerar únicamente la diferencia del módulo fotovoltaico respecto a la temperatura estándar STC ponderado por el coeficiente de pérdida por temperatura en potencia, mientras que NREL realiza primero un valor medio de la temperatura del módulo a lo largo de todo el año, con el fin de considerar desviaciones estadísticas. Es decir, para un análisis del Performance Ratio en intervalos de tiempo pequeño, ambos modelos convergen, mientras que, para análisis de larga duración, por ejemplo, intervalos anuales, el modelo NREL es más preciso.

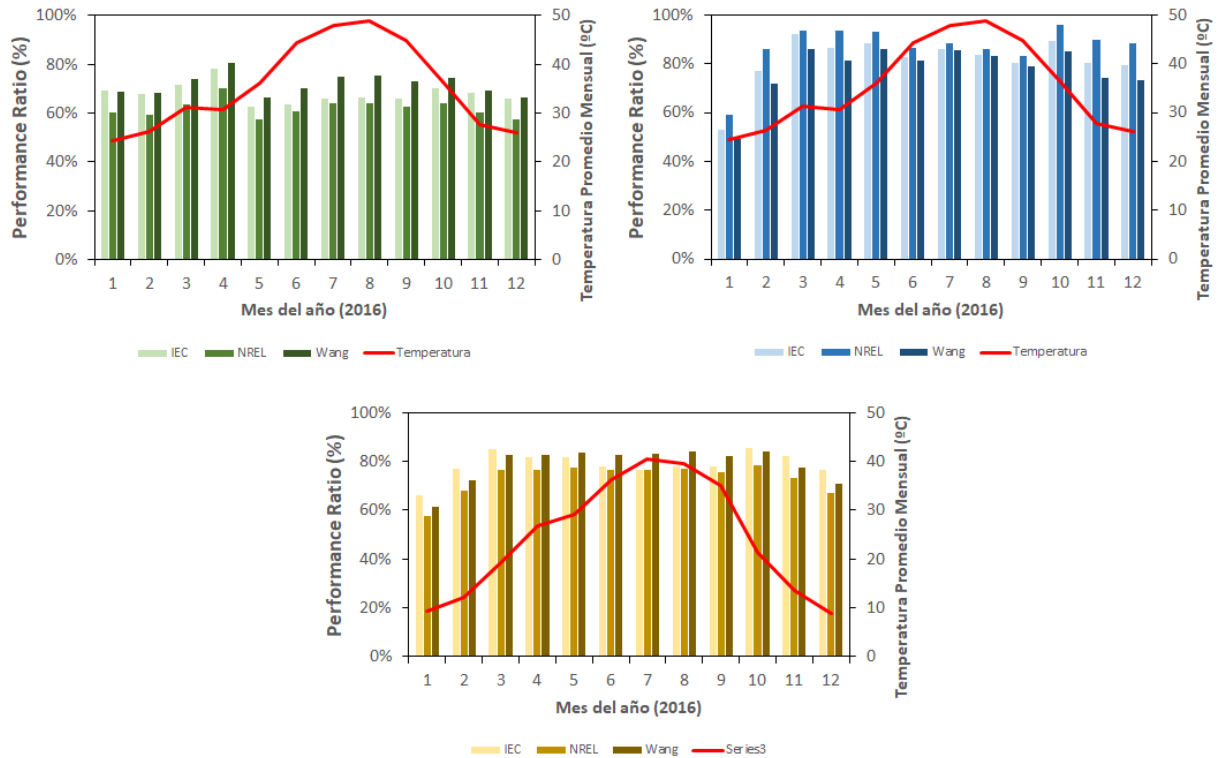


Figura 29: Distribución del Performance Ratio mensual, comparando resultados obtenidos del modelo IEC, NREL y Wang, en tres localizaciones durante 2016: arriba izquierda España, arriba derecha Reino Unido, y abajo Italia.

Los resultados obtenidos a partir del modelo de Wang son intermedios entre el modelo IEC y el modelo NREL, siendo dependiente de la geografía y clima en la que opere la planta fotovoltaica. En el caso de un clima frío (Reino Unido, barras azules), el modelo de Wang reporta valores infravalorados del Performance Ratio, que destaca cuanto mas baja es la temperatura (meses de invierno). Por el contrario, en las plantas fotovoltaicas que actúan en climas cálidos (España, barras verdes), la diferencia es más acusada y la situación es la contraria: el modelo de Wang reporta valores sobreestimados respecto a IEC o NREL. Por tanto, este modelo presenta un modelo sencillo en cuanto a la consideración del efecto de la temperatura del panel, aunque la sencillez del modelo genera más incertidumbre en los resultados que considerar por ejemplo el modelo NREL.

5.3.7 Modelo de Jordan, D., Deline, C., Kurtz, R., Kimball, M., Anderson, M. (2018)

El equipo de trabajo de D. Jordan, C. Deline, R. Kurtz, M. Kimball y M. Anderson [19] analizaron 8000 plantas fotovoltaicas en Reino Unido, con tecnología de silicio cristalino. Con la motivación de desarrollar un formulismo que permita no sólo definir el Performance Ratio de una planta, sino identificar aquellas causas que generan un rendimiento por debajo de lo esperado, propusieron que el Performance Ratio es función de dos factores: el factor corrector de temperatura (f_T), y el factor corrector por irradiancia (f_G). De este modo, definen el siguiente procedimiento de análisis de datos:

$$PR_c = \frac{PR}{f_T f_G} \quad (23)$$

donde PR es el Performance Ratio calculado con la metodología IEC, y f_T y f_G son los factores correctores de temperatura e irradiancia respectivamente, definidos como:

$$f_T = 1 - \frac{\gamma}{100} \cdot (T_{stc} - T_c) \quad (24)$$

$$f_G = 1 + c \cdot \ln \left(\frac{G_i}{G_{stc}} \right) \quad (25)$$

Representa así, una nueva variante respecto a la propuesta de NREL de considerar efectos climáticos (temperatura e irradiancia), y por tanto ofrecer un mayor detalle del rendimiento de la planta fotovoltaica en relación con el modelo de referencia de IEC. Sin embargo, la aproximación que se propone es más sencilla que NREL y con unas hipótesis más empíricas. Siendo γ el coeficiente de temperatura de los módulos c-Si, estimado en $-0,34\%/^{\circ}\text{C}$, T_c la temperatura del módulo fotovoltaico, T_{stc} la temperatura estándar STC, c el factor corrector por irradiancia de los módulos c-Si, estimado en $0,031$, G_i la irradiancia incidente en los módulos en un momento concreto y G_{stc} la irradiancia de referencia, igual a $1000\text{W}/\text{m}^2$. Respecto al primer modelo desarrollado por Haeberlin y Beutler, el hecho de emplear la metodología del IEC hace que se considere como energía generada aquella exportada a la red.

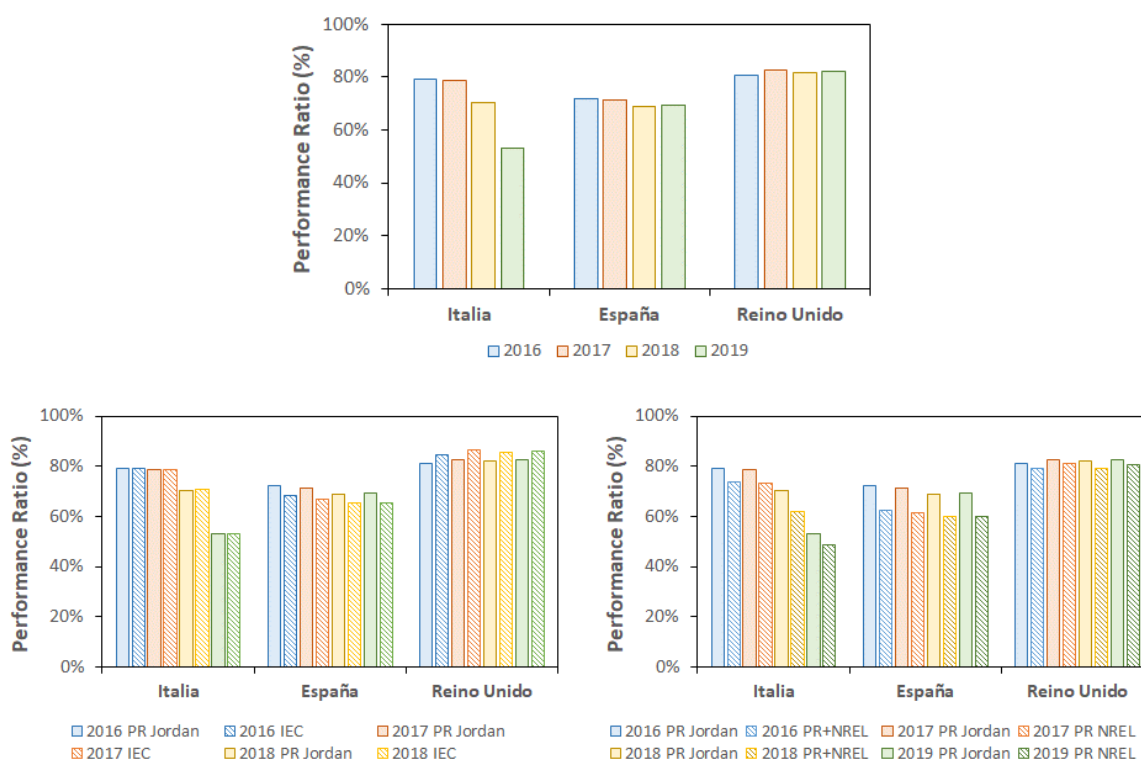


Figura 30: Distribución del Performance Ratio anual evaluado según el modelo Jordan (arriba), y resultados comparados con la metodología de referencia IEC (abajo izquierda) y con la metodología NREL (abajo derecha)

En la figura 30 se presentan los datos de Performance Ratio obtenidos a partir de la metodología de Jordan, y una comparativa con los dos modelos más desarrollados: el IEC empleado con mas generalidad, y el NREL con un modelo térmico más complejo.

5.3.8 Modelo de Dhimish M. (2020)

Dhimish [20] publicó en 2020 un trabajo proponiendo una revisión del cálculo del Performance Ratio en la línea de la metodología NREL, es decir, la relación entre la energía producida y la radiación disponible, respecto a los valores de capacidad y radiación en condiciones STC, que propone el procedimiento IEC, deben

ser modificados en función de la temperatura del módulo y las pérdidas de irradiancia, y además considerar la tecnología fotovoltaica instalada en la planta.

Para ello, concluye que el Performance Ratio se debería calcular como:

$$PR = \frac{PR_{IEC}}{f_T \cdot f_G} \quad (24)$$

donde PR_{IEC} representa el valor del Performance Ratio obtenido a partir del procedimiento IEC (valor de referencia), y f_T, f_G son dos coeficientes correctores para la temperatura y la irradiancia respectivamente, definidos como:

$$f_T = \left[1 - \frac{\gamma}{100} (T_{STC} - T_{weighted}) \right] \quad (25)$$

$$f_G = \left[1 + c \ln \left(\frac{G}{G_{STC}} \right) \right] \quad (26)$$

donde γ es el coeficiente de pérdidas en potencia por temperatura que aporta el fabricante del módulo fotovoltaico, y c es un parámetro experimental característico de cada tecnología fotovoltaica (en el caso del silicio cristalino, el autor sugiere usar el valor de 0.031). Además, el parámetro con el que se mide la desviación de la temperatura respecto a las condiciones estándar STC, se determina a partir de:

$$T_{weighted} = \frac{\sum T_{cell,j} \cdot G_{POA,j}}{\sum G_{POA,j}} \quad (27)$$

Hay que mencionar que este autor sugiere descartar todos los datos correspondientes a valores de radiación inferiores a 200 W/m², por lo que su aplicación puede arrojar valores por encima de lo esperado al ser una hipótesis de trabajo optimista.

En la figura 31 se presenta el Performance Ratio obtenido usando los mismos datos que en escenarios anteriores, pero aplicando la metodología de Dhimish. En la misma figura se presenta una comparativa con el Performance Ratio de referencia IEC y el modelo más aceptado que considera las pérdidas por temperatura (modelo de NREL). Al igual que en casos anteriores, el método de cálculo es capaz de identificar los problemas técnicos observados en la planta situada en Italia en el período 2017-2018. Por otro lado, los valores que obtiene para las plantas analizadas son similares a los obtenidos con la metodología IEC a pesar de considerar pérdidas por temperatura, y ligeramente superiores a los obtenidos por la metodología NREL.

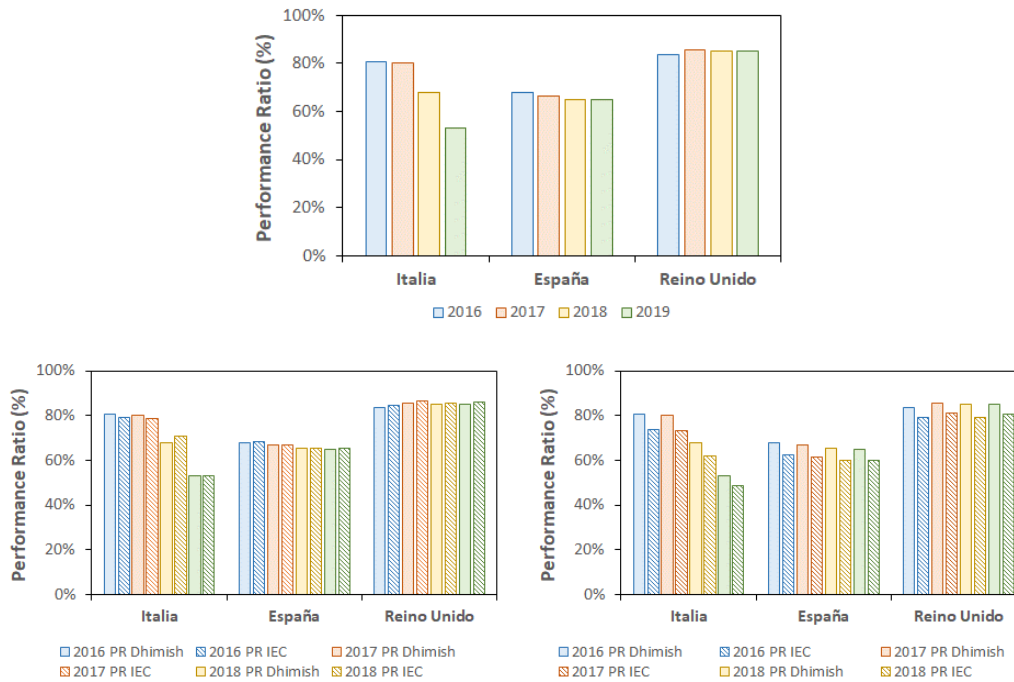


Figura 31: Distribución del Performance Ratio anual evaluado según el modelo Dhimish (arriba), y resultados comparados con la metodología de referencia IEC (abajo izquierda) y con la metodología NREL (abajo derecha)

En las figuras 32 y 33 se presenta la influencia de los factores de pérdidas f_T y f_G en el cálculo del Performance Ratio según la metodología de Dhimish. Se observa como a medida que la temperatura aumenta, las pérdidas por temperatura dominan (factor f_T) y por tanto el Performance Ratio. Así, por ejemplo, se muestran resultados obtenidos para la planta de Italia 2016, comparando un día de invierno con un día de verano, donde hay una diferencia de temperatura máxima entre los dos días de 15 °C, y con una variación diaria de 27 °C y 33 °C en invierno y verano respectivamente. Además, si estos datos se comparan con una geografía con condiciones climáticas contrarias como por ejemplo el Reino Unido, donde la temperatura máxima en invierno es de 15 °C frente a los 37 °C de Italia, y una temperatura máxima en verano de 41 °C frente a los 52 °C de Italia, la variación en el Performance Ratio es igualmente observable, pero de menor intensidad.

Es decir, el modelo de Dhimish, a diferencia del modelo de referencia IEC introduce unos coeficientes de pérdida relacionados con la temperatura del panel fotovoltaica y la diferencia de irradiancia solar respecto a condiciones estándar STC. Además, la metodología factoriza los coeficientes de pérdidas de forma sencilla permitiendo no sólo evaluar el Performance Ratio, sino identificar la causa de las pérdidas que pudieran generar una situación de rendimiento por debajo de lo esperado. De este modo, es fácil comparar la operación de una planta fotovoltaica en condiciones de climatología diferente (invierno vs verano) o incluso comparar plantas fotovoltaicas instaladas en diferentes localizaciones.

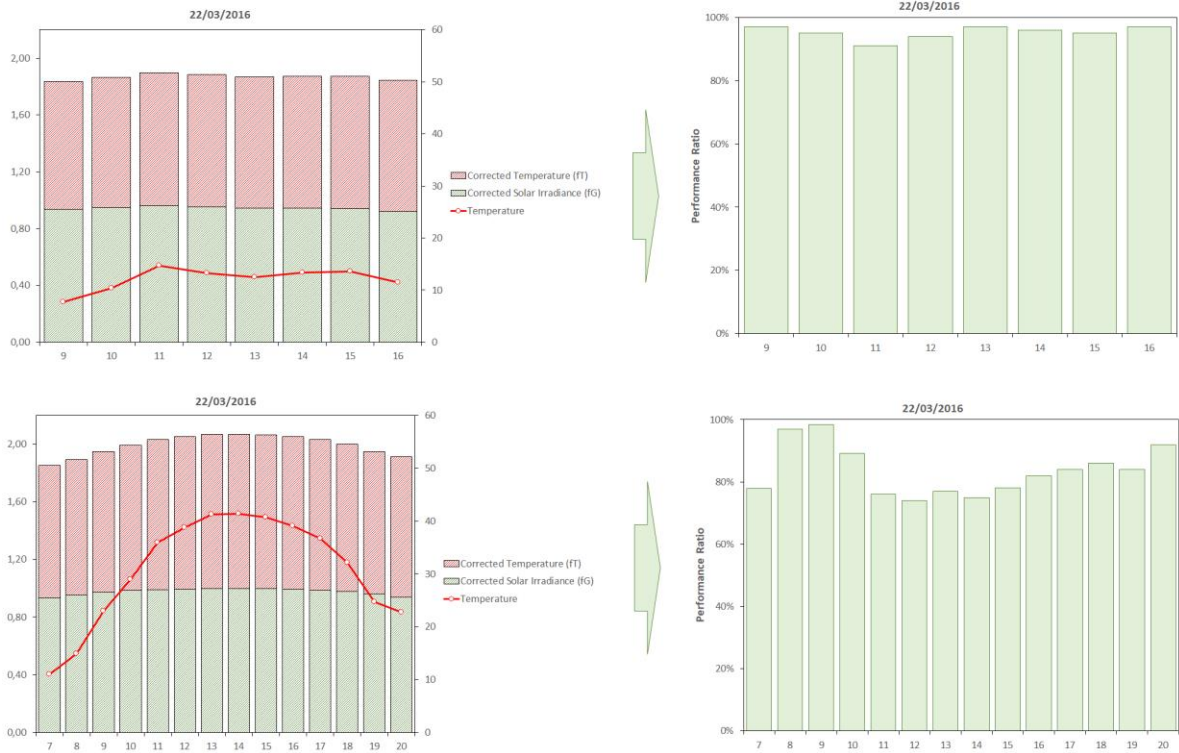


Figura 32: Factores de pérdidas por temperatura (f_T) e irradiancia (f_G) para un día de invierno (arriba) y de verano (abajo) según los datos monitorizados en 2016 en la planta fotovoltaica de Reino Unido.

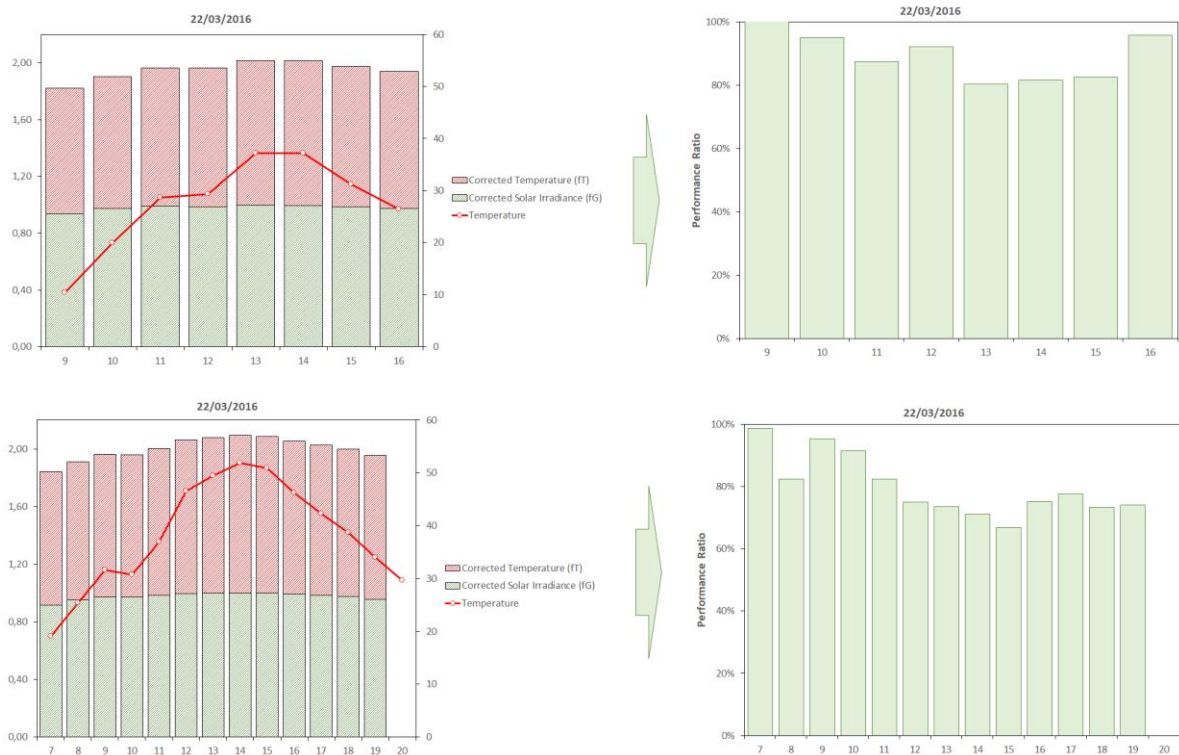


Figura 33: Factores de pérdidas por temperatura (f_T) e irradiancia (f_G) para un día de invierno (arriba) y de verano (abajo) según los datos monitorizados en 2016 en la planta fotovoltaica de Italia

5.3.9 Frecuencia de muestreo y análisis

Si bien es reconocido por todos los autores que la frecuencia de toma de datos debe ser 15-min o incluso inferior, no hay consenso en cómo tratar los datos para que el valor del Performance Ratio sea representativo del estado de la planta fotovoltaica. Por ello, en esta sección se presentará un análisis del cálculo del Performance Ratio en diferentes intervalos de tiempo, en base a los modelos revisados en las secciones anteriores.

La Figura 34 presenta los valores de Performance Ratio a partir del procedimiento IEC de referencia, calculado en cinco series estadísticas diferentes, para la planta de Reino Unido en el año 2016 (los resultados son equivalentes en el resto de años y geografías analizadas):

- datos 15-min para un PR instantáneo.
- datos 15-min ponderados para un PR horario.
- datos 15-min ponderados para un PR diario.
- datos 15-min ponderados para un PR semanal.
- datos 15-min ponderados para un PR mensual.

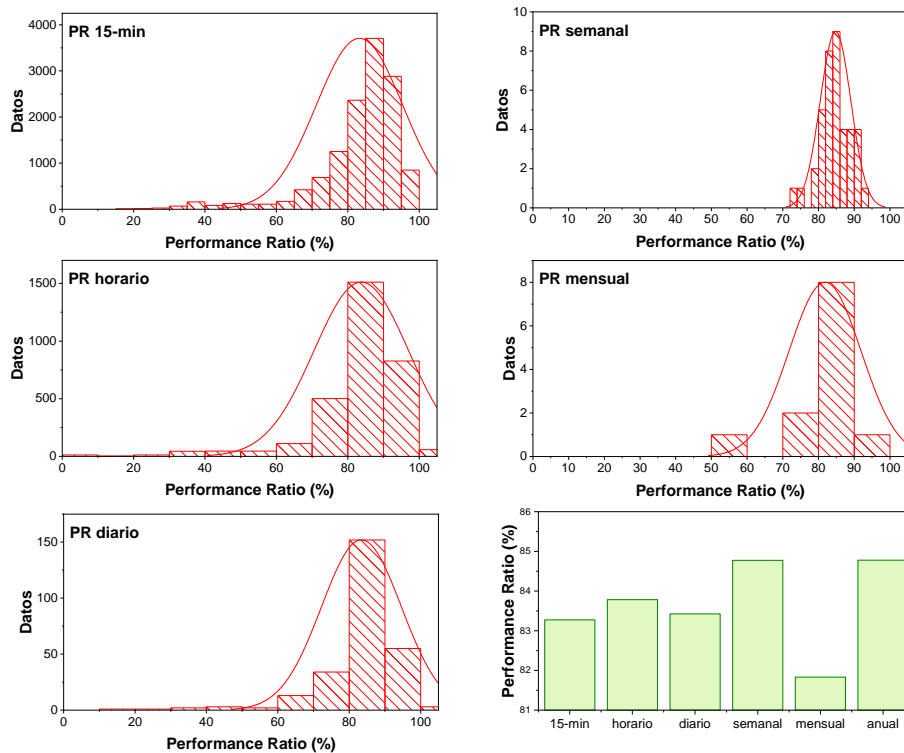


Figura 34: Histograma del Performance Ratio con valores ponderados en diferentes secuencias temporales. De arriba abajo y de izquierda a derecha: 15-min, horario, diario, semanal y mensual.

	15-min	Horario	Diario	Semanal	Mensual
μ	0.83274	0.83782	0.83425	0.84775	0.81831
σ	0.1216	0.13261	0.11205	0.04297	0.10076

Tabla 4: Ajuste de los datos de Performance Ratio a una distribución normal. Resultado de los valores

estadísticos característicos: promedio (μ) y desviación estándar (σ)

Los datos siguen una distribución normal en todos los casos. En la Tabla 4 se presenta el valor medio y la desviación estándar en cada escenario anterior. Cuando los datos monitorizados son de baja frecuencia temporal (15-min, horarios o diarios) la distribución presenta un valor promedio similar en todos los casos del Performance Ratio (83%) y la distribución tiene una anchura significativa, resultado de considerar todos los escenarios posibles de irradiancia (alta, media y baja). Cuando el tratamiento estadístico se realiza sobre el período semanal, la distribución se mantiene normal, pero se estrecha el perfil a una desviación estándar de 0.04 frente a 0.12 de los casos anteriores. Finalmente, cuando el análisis estadístico se realiza a nivel mensual, se obtiene una distribución centrada en el 82% de Performance Ratio y con una anchura que representa tres situaciones de irradiancia: desviación estándar negativa hacia los meses de invierno, desviación estándar positiva hacia los meses de alta irradiancia en verano, y el promedio centrado entre ambos.

Por tanto, a raíz del tratamiento estadístico descrito, es un error pero que a veces resulta de aplicación en la gestión de plantas fotovoltaicas, calcular el Performance Ratio como el promedio de los PR obtenidos en los rangos temporales anteriores. Este cálculo genera resultados inhomogeneos dependiendo de la serie temporal elegida para el cálculo del valor promedio. En la Figura 33 abajo derecha se presenta el promedio del Performance Ratio obtenido a partir de los datos de PR en las cinco escalas anteriores: cuando la escala temporal es pequeña, que supone por tanto una población de datos grande, el Performance Ratio promedio es similar y con un rango de 0.5%. Sin embargo, cuando el promedio se obtiene a partir de datos mensuales, el Performance Ratio promedio disminuye hasta 81.2%, es decir tres puntos porcentuales de diferencia respecto al Performance Ratio promedio semanal, lo que representa una diferencia significativa. Esto es consecuencia de que, en el intervalo temporal mensual, la población de datos es pequeña (12 datos) y con una inhomogeneidad mayor que en los casos anteriores (ver desviación estadística en la Tabla 4).

La aproximación más extendida es usar una frecuencia de monitorización de datos 15-min, y calcular el Performance Ratio con una ponderación sobre estos datos. En este ejemplo, este cálculo generaría un Performance Ratio anual de 84,8%, que como se comprueba en la Figura 33 y en la Tabla 4, se aproxima mejor a un valor promedio de datos semanales, donde la distribución normal es estrecha y acusada en 84,8% de suavizar todos los posibles escenarios de operación en conjuntos similares, pero sin eliminar causística.

5.3.10 Conclusiones de la Metodología Performance Ratio

El Performance Ratio (PR), a diferencia de otros indicadores como el Specific Yield (Y_F) o el Factor de Capacidad (FC), ofrece al operador de la planta fotovoltaica información del rendimiento del activo y, además, la causa de la condición de baja eficiencia.

Desde 1995 que se desarrolló la metodología de cálculo del Performance Ratio por Haeberlin, se han propuesto diferentes procedimientos para evaluar el Performance Ratio. A nivel contractual el método más extendido es el procedimiento sugerido por el IEC, aunque presenta como debilidades que no considera pérdidas por temperatura en el panel fotovoltaico; su interpretación es un balance energético en tanto cuanto produce la planta fotovoltaica respecto cuanto produciría en condiciones estándar de radiación. Como consecuencia, cuando las condiciones de operación de la planta representen temperaturas muy diferentes de las condiciones estándar (25 °C), se pueden generar desviaciones significativas entre el valor esperado y el real del Performance Ratio.

Como alternativa al procedimiento del IEC, se desarrolló por el equipo técnico de NREL una metodología alternativa, donde si se consideran las pérdidas por temperatura que experimenta el módulo fotovoltaico. A diferencia del procedimiento IEC, los resultados obtenidos con esta metodología tienen dos diferencias generales: (a) suaviza los datos del Performance Ratio mensuales a lo largo de un año por considerar el efecto de la temperatura; (b) a nivel anual, los valores son un poco inferiores que los reportados por el IEC.

Desde el punto de vista de la construcción de la planta fotovoltaica y su operación y mantenimiento, es por tanto mas interesante el uso de la metodología IEC, puesto que reporta valores de este indicador superiores en condiciones normales. Sin embargo, esto puede generar falsas expectativas desde el punto de vista del inversor o propietario de la planta.

En la línea de NREL se han desarrollado después diferentes modelos, tratando de conseguir dos puntos de interés: reportar el Performance Ratio y además identificar las causas que generan las pérdidas asociadas a la

pérdida de rendimiento. Sin embargo, a día de hoy son los dos primeros (IEC y NREL) las dos metodologías más extendidas a nivel contractual en el diseño y operación/mantenimiento de plantas fotovoltaicas.

En la Figura 35 se presenta una comparativa de los modelos de cálculo del Performance Ratio expuestos anteriormente, respecto al valor que se obtiene de aplicar la metodología IEC más extendida, para dos geografías: España a la izquierda y Reino Unido a la derecha. En color verde se visualiza el PR obtenido por IEC y tomado como referencia. En color azul la diferencia del PR cuando es superior al IEC, y en color naranja cuando el valor del PR es inferior al IEC.

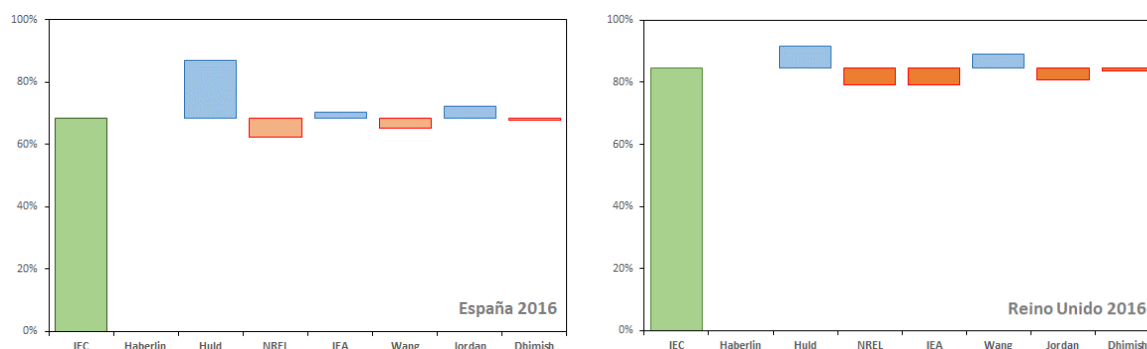


Figura 35: Diferencia en el valor del Performance Ratio obtenido con distintos modelos, respecto al procedimiento IEC de referencia, para dos localizaciones fotovoltaicas: derecha España, izquierda Reino Unido.

En la Tabla 5 se presentan los datos del Performance Ratio obtenidos para cada año de análisis (2016-2019), en cada geografía seleccionada (España, Italia y Reino Unido), según cada uno de los modelos revisados.

- Las tendencias son similares en cada año.
- Los valores obtenidos con el método de Haberlin y Jordan son similares o idénticos al valor de referencia IEC.
- El modelo de NREL, así como los de Huld e IEA (que siguen la metodología base de NREL) obtienen valores de PR inferiores al valor de referencia IEC.
- El modelo de Dhimish genera valores de Performance Ratio dentro del intervalo IEC y NREL.

	España				Italia				Reino Unido			
	2016	2017	2018	2019	2016	2017	2018	2019	2016	2017	2018	2019
Haberlin	68%	67%	66%	65%	79%	79%	71%	53%	85%	86%	85%	86%
IEC	68%	67%	66%	65%	79%	79%	71%	53%	85%	86%	85%	86%
Huld	87%	88%	88%	88%	84%	85%	82%	84%	82%	82%	83%	83%
NREL	62%	61%	60%	60%	74%	73%	62%	49%	79%	81%	79%	80%
IEA	70%	71%	69%	69%	78%	78%	67%	52%	79%	81%	80%	80%
Wang	65%	63%	63%	62%	80%	79%	72%	53%	89%	91%	89%	90%
Jordan	72%	71%	69%	69%	79%	79%	70%	53%	81%	83%	82%	82%
Dhimish	67%	67%	65%	65%	81%	79%	70%	53%	84%	86%	85%	85%

Tabla 5: Performance Ratio calculado para todos los escenarios seleccionados, en el período temporal 2016-2019, comparando los modelos teóricos revisados anteriormente.

Finalmente, en la Figura 35 se presenta la relación entre el Specific Yield discutido en la Sección 5.1 y el

Performance Ratio obtenido a partir de la Sección 5.3.2 (metodología IEC). Es evidente que a medida que aumenta el Specific Yield, se mejora el promedio anual del Performance Ratio. Como se ha explicado anteriormente, el Performance Ratio es un indicador independiente de las condiciones de irradiancia de la localización de la planta, y de la inclinación del módulo fotovoltaico, aunque tiene un efecto significativo en él la temperatura de operación del módulo fotovoltaico, lo que significa que el Performance Ratio debería ser menor en localizaciones con climas cálidos que en geografías con climas fríos. De hecho, se observa en la Figura 36: el Performance Ratio obtenido en la planta de Reino Unido es superior al de España, y a su vez el de Italia adquiere una situación intermedia (salvo los dos últimos años donde hubo fallos de disponibilidad).

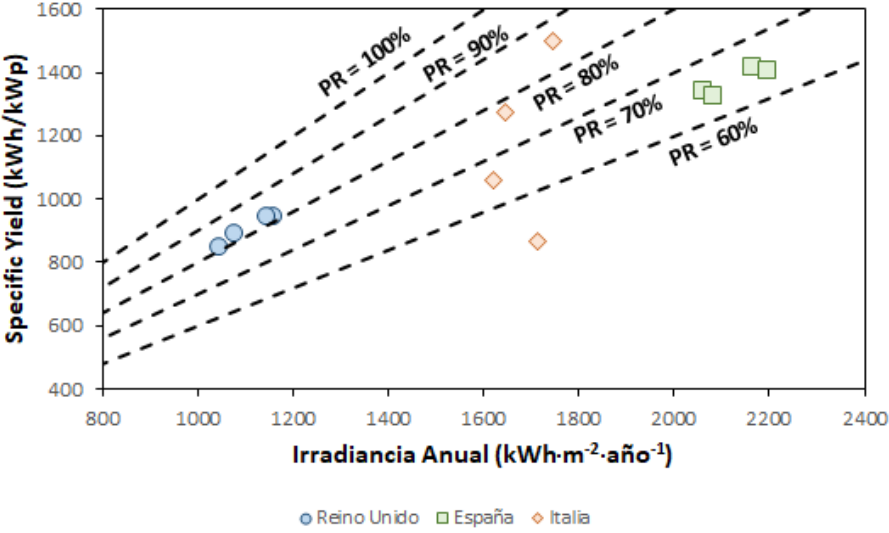


Figura 36: Comparación entre el Specific Yield y el Performance Ratio, para diferentes localizaciones.

6. IMPACTO ECONÓMICO EN EL PERFORMANCE RATIO

En las secciones previas se han revisado tres principales indicadores del rendimiento de una planta fotovoltaica: Specific Yield (Y_F), el Factor de Capacidad (FC) y el Performance Ratio (PR). Además, se han revisado diferentes metodologías de cálculo del Performance Ratio para considerar efectos asociados a la irradiancia y temperatura específica de la localización, y su impacto respecto a las condiciones estándar de diseño de la planta.

En cualquier caso, se comprueba como el recurso solar es el principal factor de impacto en el rendimiento de la planta fotovoltaica, como era de esperar: a mayor número de horas de sol, y a mayor intensidad de radiación solar, mayor producción eléctrica se genera en la planta. Si por ejemplo comparamos el perfil de la radiación solar disponible cada mes, en la planta de Reino Unido para los períodos anuales 2016-2019, con los ingresos económicos mensuales que generó la venta de electricidad, la correspondencia entre ambas variables es directa (Figura 37). Pero para maximizar los ingresos asociados a la actividad de la planta fotovoltaica, la planta debe estar disponible y sus equipos funcionando lo mejor posible, es decir, ofrecer un Performance Ratio lo mayor posible. Si representamos entonces (Figura 38) el Performance Ratio frente a los ingresos, observamos que la relación anterior ya no se cumple, es decir, hay momentos donde la planta ofrece una alta disponibilidad de equipos (Performance Ratio superior a 80%), y sin embargo eso no garantiza que los ingresos económicos sean máximos.

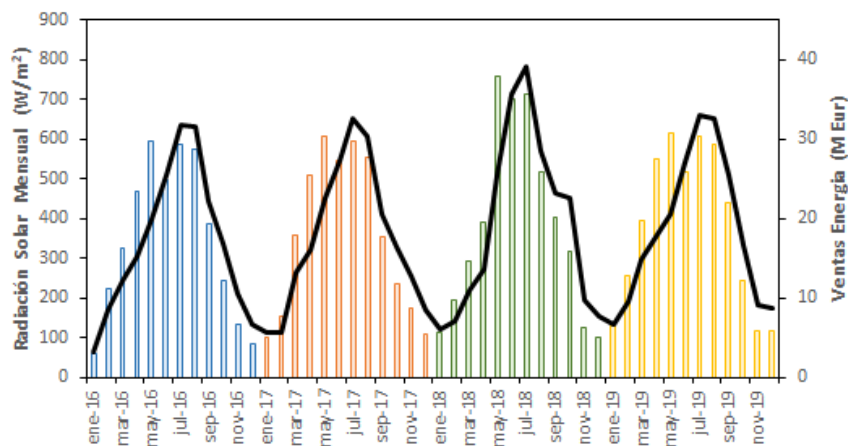


Figura 37: Relación entre el recurso solar mensual disponible y los ingresos económicos de la planta situada en Reino Unido, en el período anual 2016-2019

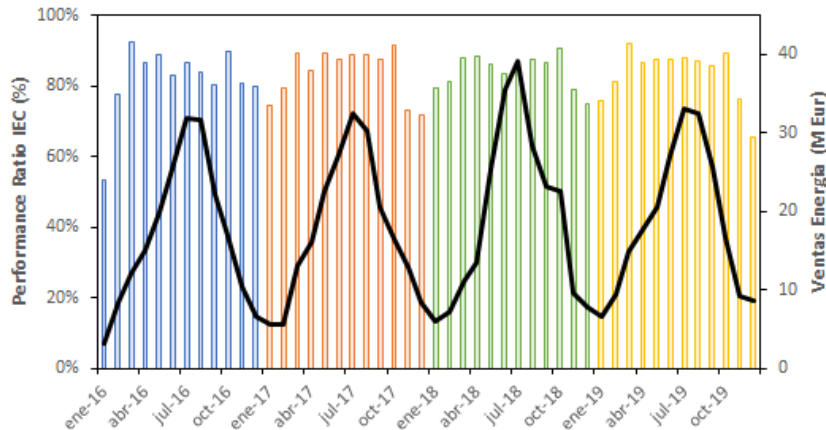


Figura 38: Relación entre el Performance Ratio mensual y los ingresos económicos de la planta situada en Reino Unido, en el período anual 2016-2019

La explicación a esta falta de relación entre Performance Ratio e ingresos económicos se encuentra en que la variación horaria de precios no está siempre alineada con la disponibilidad del recurso solar, y por tanto, existe el riesgo de identificar los siguientes escenarios en la operación y mantenimiento de la planta fotovoltaica:

- Escenario Excelente: que la planta disponga de alto recurso solar, alto Performance Ratio, y precios altos de electricidad. Esto supondrá que el Propietario de la planta obtiene el máximo beneficio de la inversión y que el Operador de Mantenimiento tiene la planta preparada en las mejores condiciones.
- Escenario Alto: que la planta disponga de bajo/medio recurso solar, alto Performance Ratio, y precios altos de electricidad. Esto significa que a pesar de que el recurso solar es limitado, como la planta está operando en óptimas condiciones, y los precios de la electricidad son altos, el beneficio económico del Propietario es óptimo. El Operador de Mantenimiento dispone la planta preparada en buenas condiciones, pero la rentabilidad económica en este caso está limitada a factores externos a su gestión: disponibilidad de recurso solar y precios de mercado eléctrico.
- Escenario Medio-Alto: que la planta disponga de medio/alto recurso solar, bajo Performance Ratio, y precios altos de electricidad. En este contexto, aunque el recurso solar sea suficiente y el Performance Ratio inferior al esperado, dado que los precios del mercado eléctrico son altos, el Propietario podría satisfacer sus expectativas de inversión. Es decir, los fallos en la operación y mantenimiento se compensarían con un precio alto de la energía. En esta situación, las inversiones asociadas a reparar/sustituir fallos en los equipos de la planta responsables del bajo Performance Ratio, están justificadas y con una rentabilidad alta.
- Escenario Medio-Bajo: que la planta disponga de medio/alto recurso solar, alto Performance Ratio, y precios bajos de electricidad. En este contexto, aunque la planta opera al máximo de sus posibilidades y el Operador de Mantenimiento realiza una actividad eficaz, los ingresos de la venta de electricidad son mermados por los precios de mercado. El Propietario no puede ejecutar acciones contractuales contra el Operador, dado que la planta cumple expectativas técnicas en cuanto al Performance Ratio. En este escenario probablemente la inversión en mantenimientos preventivos/correctivos no está justificada puesto que los ingresos no cubren las inversiones.
- Escenario Bajo: que la planta disponga de medio/alto recurso solar, bajo Performance Ratio, y precios bajos de electricidad. Este sería el peor escenario, porque, aunque los ingresos se verían de cualquier modo mermados por los precios de mercado horario bajos, si además se suma la baja disponibilidad técnica de los equipos de la planta, el retorno de la inversión que realiza el Propietario demora el tiempo de retorno.

Es decir, habrá períodos como por ejemplo la mañana o la tarde que, aunque el recurso solar es de nivel bajo, disponer la planta en un alto estado de Performance Ratio es crítico, puesto que en esos intervalos horarios es mas alto el precio de venta de la electricidad. Por el contrario, en los intervalos centrales del día, donde el precio de compra de la electricidad es menor, el tener un Performance Ratio menor de lo esperado, podría ser crítico. Es evidente que esta relación no es tan simple, puesto que los ingresos económicos de la venta de

energía van asociados al precio de la electricidad, a la disponibilidad de la planta (Performance Ratio), pero también a la cantidad de energía generada que depende del recurso solar, que es órdenes de magnitud mayor en las horas centrales del día.

A modo de simulación, se presenta en la Figura 39 un ejemplo de cuatro días tipo, todos ellos con un Performance Ratio alto (>90%). Sin embargo, se consideran dos escenarios opuestos: alta/baja radiación solar, y alto/bajo precio de venta de electricidad en las horas solares. Cuando al final se cruzan los datos, se observa que:

- La rentabilidad económica se maximiza cuando la planta dispone de un nivel alto de irradiancia y al mismo tiempo esas horas solares ofrecen un alto precio de venta de electricidad. Sería el escenario óptimo descrito anteriormente (primer día por la izquierda, en la Figura 38).
- La rentabilidad económica es baja cuando la planta no dispone de recurso solar. Dentro de este escenario desfavorable, la situación se minimiza si al menos esas horas disponen de un precio alto (cuarto día por la izquierda, en la Figura 38), comparado con la misma situación, pero con un precio bajo (segundo día por la izquierda, en la Figura 38).
- La rentabilidad económica es media porque, aunque la planta dispone de recurso solar alto, los precios de venta de la electricidad son bajos en las horas de sol (tercer día por la izquierda, en la Figura 38).

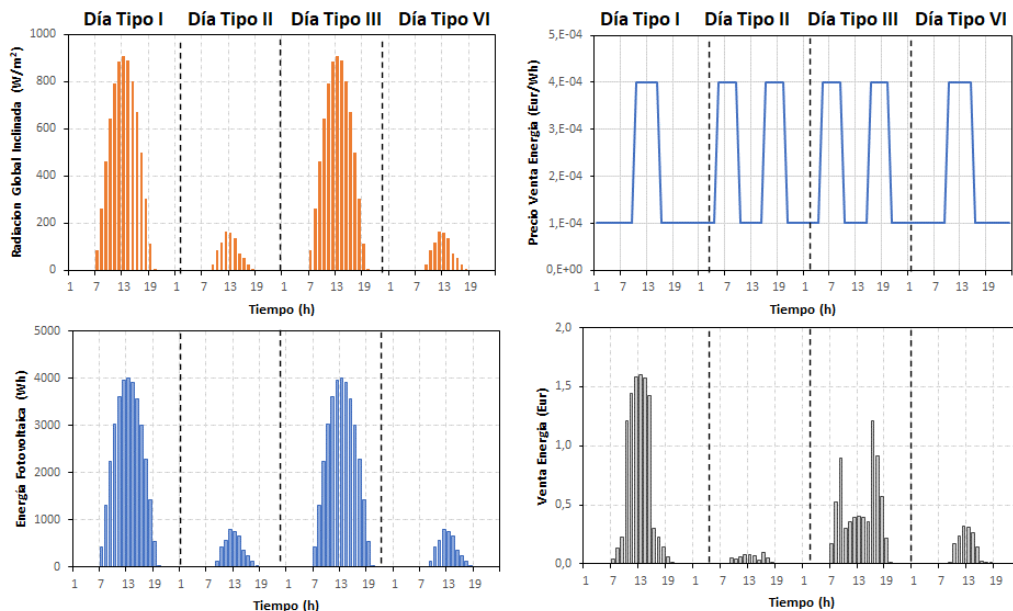


Figura 39: Simulación de cuatro días Tipo con condiciones de recurso solar y precios de venta de electricidad opuestos, y análisis económico correspondiente.

En cualquiera de estos tres escenarios, el Operador cumple sus objetivos de disponer la planta con la mayor disponibilidad posible y sus equipos operativos con buena eficiencia, ya que en todos ellos se ha supuesto un nivel alto de Performance Ratio (>90%). Sin embargo, desde el punto de vista del Propietario que busca maximizar económicamente su inversión, atendiendo únicamente al indicador de Performance Ratio, no puede comprender la diferencia entre los Días Tipo 1 y 3 o entre los Días Tipo 2 y 4. El Performance Ratio no aporta información económica.

Por tanto, sería conveniente como **Línea de Trabajo a Futuro**, reflexionar sobre la estrategia de maximizar los tres factores: recurso solar, disponibilidad de la planta y precio de la electricidad, definiendo un nuevo indicador de eficiencia de la planta desde el punto de vista económico. Además, este indicador de eficiencia techno-económica permitirá facilitar las comunicaciones y relaciones contractuales entre las distintas partes (Propietario y Operador) que intervienen en la gestión del activo fotovoltaico.

7. CONCLUSIONES

El presente Trabajo Fin de Master ha consistido en hacer una revisión de diferentes indicadores asociados a monitorizar la eficiencia de plantas fotovoltaicas. Para ello:

- I. Se han identificado tres indicadores de eficiencia: Specific Yield (Y_F), el Factor de Capacidad (FC) y el Performance Ratio.
- II. A su vez, se ha realizado una revisión bibliográfica sobre diferentes metodologías de cálculo del Performance Ratio, y como cada una de ellas identifica un tipo de pérdidas diferente.
- III. Se han analizado datos de tres plantas fotovoltaicas, ubicadas en geografías con climas diferentes (cálido, intermedio, y frío), a lo largo de cuatro períodos anuales: 2016 a 2019. A partir de los datos 15-min analizados se han implementado los distintos modelos de Performance Ratio de la bibliografía, el Factor de Carga y el Specific Yield.
 - a. Es evidente que para ofrecer una óptima monitorización del estado del activo es necesario incorporar factores de peso en el Performance Ratio relacionados con las pérdidas térmicas, pérdidas de generación, y pérdidas de conversión en el inversor.
 - b. Por ello, la recomendación es implementar contractualmente la metodología de cálculo sugerida por NREL, en lugar del procedimiento más extendido actualmente (IEC), que además sobreestima los valores de Performance Ratio generando una falsa expectativa en el Propietario.
- IV. Se ha discutido además la frecuencia temporal de datos a emplear en el cálculo del Performance Ratio, así como los riesgos de hacer promedios en lotes temporales inadecuados. La recomendación es monitorizar los equipos en la planta con datos 15-min, o incluso de menor escala temporal, para asegurar que cualquier evento es recogido en la base de datos. También es recomendable reportar el Performance Ratio evitando promedios diarios o mensuales, puesto que la variabilidad de escenarios que se recogen se suaviza, generando una distribución estadística normal con una alta desviación estándar.
- V. Finalmente, se analiza la correlación entre los ingresos por generación eléctrica en una planta fotovoltaica, y el recurso solar y la disponibilidad de equipos. Se sugiere como **Línea de Trabajo a Futuro** explorar un indicador que relacione aspectos técnicos y económicos, por ejemplo, añadiendo un factor de peso al Performance Ratio, que ofrezca una mayor información al Propietario de la planta, no sólo en cuanto a disponibilidad, sino al impacto que dicha disponibilidad tiene en la rentabilidad del activo en base a los precios horarios de la electricidad.

8. REFERENCIAS

- [1] Moreno S., Silva M., “Transparencias Instalaciones Fotovoltaicas (GIE)” (2019).
- [2] «Helioesfera» (Octubre 2020), en línea: <https://www.helioesfera.com/irradiancia-irradiacion-y-radiacion-solar/>.
- [3] Lillo-Bravo I., Larrañeta M., Núñez-Ortega E., González-Galván, R., “Simplified model to correct thermopile pyranometer solar radiation measurements for photovoltaic module yield estimation” (2020) *Renewable Energy* 146, pp. 1486-1497.
- [4] Zamarbide I., “Predicción de radiación solar a corto y medio plazo – Trabajo Fin de Máster” (Junio 2014), en línea: https://academica-e.unavarra.es/xmlui/bitstream/handle/2454/12164/Zamarbide_Ducun_Iosu.pdf?sequence=1&isAllowed=y.
- [5] «Solargis», en línea: <https://solargis.com/>.
- [6] «Google Maps», en línea: <https://www.google.com/maps/search/Ash+Row+Farm,+Bishopdyke+Road,+Sherburn+in+Elmet,+Leeds,+West+Yorkshire+LS25+6JJ/@53.7984138,-1.2113821,936m/data=!3m1!1e3>.
- [7] «HQ Engineering Italia», en línea: <https://www.hqe.it/en/renewable-energy-and-energy-saving/photovoltaic-in-market-parity/>.
- [8] «Google Maps», en línea: <https://www.google.com/maps/search/manzanilla/@37.4010516,-6.4283366,448m/data=!3m1!1e3>.
- [9] Khalid, A. M., Mitra, I., Warmuth, W., Schacht, V., “Performance Ratio – Crucial parameter for grid connected PV plants” (2016) *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 65, pp. 1139-1158.
- [10] Fraunhofer Institute for Solar Energy Systems, «Photovoltaics report» (Septiembre 2015), en línea: <https://www.ise.fraunhofer.de/content/dam/ise/de/documents/publications/studies/Photovoltaics-Report.pdf>.
- [11] Reich N.H, Mueller B., Armbruster A., van Sark W. G. J. H. M., Kiefer, K., Reise C., “Performance ratio revisited: is PR>90% realistic?” (2012) *Progress in Photovoltaics: Research and Applications* 20, pp. 717-726.
- [12] Haeberlin H., Beutler, Ch., “Normalized Representation of Rnergy and Power for Analysis of Performance and On-line Error Detection in PV Systems” (1995) *13th EU PV Conference on Photovoltaic Solar Energy Conversion, Nice, France*.
- [13] UNE-EN, “IEC 61724-1:2022: Rendimiento del sistema fotovoltaico. Parte 1: Monitorización ” (2022).
- [14] Huld T., Gottschalg R., Beyer H. G., Topic M., “Mapping the performance of PV modules, effects of module type and data averaging” (2010) *Solar Energy* 84, pp. 324-338.

- [15] Dierauf T., Growitz A., Kurtz S., Becerra J.L., Riley E., Hansen, C., “Weather corrected performance ratio” (Abril 2013) *NREL Technical Report TP- 5200-57991*.
- [16] Jahn, U., Grimmig B., Nasse W., “Analysis of Photovoltaic Systems” (2014) *Report IEA-PVPS T2-01:2000*.
- [17] Verma D., Midtgård O.M., Saetre T.O., “Review of photovoltaic status in a European (EU) perspective” (2011) *37th IEEE Photovoltaic Specialist Conference*, pp. 3292-3297.
- [18] Wang J., Qian Z., Zareipour H., Wood D., “Performance assessment of photovoltaics modules based on daily energy generation estimation” (2018) *Energy* 165, pp. 1160-1172.
- [19] Jordan D.C., Deline C., Kurtz S.R., Kimball G. M., Anderson M., “Robust PV degradation methodology and application” (2018) *IEEE Journal of Photovoltaics* 8 (2), pp. 525-531.
- [20] Dhimish M., “Thermal impact on the performance ratio of photovoltaic systems: A case study of 8000 photovoltaic installations” (2020) *Case Studies in Thermal Engineering* 21.
- [21] «Global Electricity», (Septiembre 2013), en línea: <https://globalelectricity.wordpress.com/page/3/>.
- [22] «IDEAM», en línea: <http://www.ideam.gov.co/web/tiempo-y-clima/caracteristicas-de-la-radiacion-solar>.
- [23] Kumar N.M., Sudhakar K., Samykano M., “Performance comparison of BAPV and BIPV Systems with c-Si, CIS and CdTe photovoltaic technologies under tropical weather conditions” (2019) *Case Studies in Thermal Engineering* 13.
- [24] IRENA y TWI, «A guide to Open Solar Contracts» (2019), en línea: <https://opensolarcontracts.org/>.
- [25] Richter M., Tjengdrawira C., Vedde J., Green J., Green M., Frearson L., Herteleer B., Jahn U., Herz M., Köntges M., “Technical Assumptions Used in PV Financial Models. Review of Current Practices and Recommendations” (2017) *Report IEA-PVPS T13-08:2017*.
- [26] National Renewable Energy Laboratory, Sandia National Laboratory, SunSpec Alliance y SunShot National Laboratory Multiyear Partnership, “Best practices for Operation and Maintenance of Photovoltaic and Energy Storage Systems” (2018) *NREL Technical Report TP-7A40-73822*.
- [27] Eurostat, «A guide to the statistical treatment of energy performance contracts» (Mayo 2018), en línea: https://ec.europa.eu/eurostat/documents/1015035/8885635/guide_to_statistical_treatment_of_epcs_en.p%20df/f74b474b-8778-41a9-9978-8f4fe8548ab1
- [28] Martínez C., “Estadística básica aplicada” (2011) Ed. Bogota Ecoe.
- [29] Blaesser G., Munro D., “Guidelines for the assessment of photovoltaic plants document B - Analysis and presentation of monitoring data” (1993) *Joint Research Centre, European Commission – Report EUR 16339 EN*
- [30] Kymakis E., Kalykakis S., Papazoglou T. M., “Performance analysis of a grid connected photovoltaic park on the island of Crete” (2009) *Energy Conversion and Management* 50, pp. 433-438.
- [32] Nordmann T., Clavadetscher L., van Sark W. G. J. H. M., Green M., “Analysis of Long-Term Performance of POV Systems” (2014) *Report IEA-PVPS T13-05:2014*.

- [33] «Seedmech - Piranómetro Kipp & Zonen CMP3», en línea: <https://www.seedmech.com/producto/piranometro-kipp-zonen-cmp-3/>.
- [34] «Electrónica Unicrom - Fotodiodo. Diodo detector de luz», en línea: <https://unicrom.com/fotodiodo/>.
- [35] «Atersa Shop - Célula Calibrada 65mV Compensada (ATERSA)», en línea: <https://atersa.shop/celula-calibrada-0-65-mv-compensada-atersa/>.
- [36] «Kipp & Zonen - Espira de Sombra CM121B/C», en línea: <https://www.kippzonen.es/Product/235/Espira-de-Sombra-CM121B-C#.Y39Dt3bMK3A>
- [37] Guemisa, «Tema 5. Medida de la radiación solar» (2022), pp. 11, en línea: <https://www.guemisa.com/meteo/docus/radiacion%20solar-2.pdf>
- [38] «Kintech engineering - Kipp & zonen Razon+», en línea: <https://www.kintech-engineering.com/es/catalogue/solar-es/kipp-zonen-razon/>

