



**Universidad
Zaragoza**

Trabajo Fin de Grado

ESTUDIO DE LA EFICIENCIA INDICADA POR LOS
FABRICANTES DE PANELES FOTOVOLTAICOS

STUDY OF THE EFFICIENCY INDICATED BY THE
MANUFACTURERS OF PHOTOVOLTAIC PANELS

Autor/es

Darío Sánchez Lagraba

Director/es

José Luis Bernal Agustín

EINA UNIZAR

2017



D./D^a. DARÍO SÁNCHEZ LAGRABA,

con N^o de DNI 17771373D en aplicación de lo dispuesto en el art. 14

(Derechos de autor) del Acuerdo de 11 de septiembre de 2014,

del Consejo de Gobierno, por el que se aprueba el Reglamento de los TFG y TFM de la

Universidad de Zaragoza,

Declaro que el presente Trabajo de Fin de Grado

GRADO DE INGENIERÍA ELÉCTRICA, ESTUDIO DE LA EFICIENCIA INDICADA POR LOS
FABRICANTES DE PANELES FOTOVOLTAICOS

, es de mi autoría y es original, no habiéndose utilizado fuente sin ser citada
debidamente.

Zaragoza, 19 de abril de 2017

Fdo:

ESTUDIO DE LA EFICIENCIA INDICADA POR LOS FABRICANTES DE PANELES FOTOVOLTAICOS

RESUMEN

La idea principal de este estudio es averiguar si los fabricantes de paneles y tecnologías fotovoltaicas ofrecen datos verídicos acerca de sus productos.

Para comprobar si es cierto, se han realizado una serie de simulaciones y se ha buscado información sobre todas las tecnologías que se estudian a continuación.

Los resultados obtenidos aportan la variación de eficiencia que existe entre el rendimiento que ofrecen los fabricantes acerca de su producto (rendimiento teórico) y el rendimiento real obtenido en las simulaciones (rendimiento real). La variación obtenida es la diferencia de rendimiento que existe entre ambos valores.

Los resultados se han plasmados mediante gráficas y tablas, muy fáciles de comprender, realizadas a través de hojas de cálculo con el programa Excel.

La obtención de los beneficios económicos de cada simulación se ha realizado mediante la hoja de cálculo, y ha ayudado al estudio aportando la diferencia que declina a favor la balanza sobre aquella tecnología que, igualada en variación de eficiencia con otra tecnología, ofrece el valor más elevado de VAN.

Contenido

1. OBJETIVOS DEL TFG	5
2. ANÁLISIS DE LAS LOCALIZACIONES SELECCIONADAS PARA EL ESTUDIO	6
2.1 LOCALIZACIONES ESPAÑOLAS	7
2.1.1 ZARAGOZA.....	8
2.1.2 MÁLAGA	9
2.1.3 GIJÓN.....	10
2.2 KOM OMBO, EGIPTO	11
2.3 TRONDHEIM, NORUEGA.....	12
3. SISTEMA FOTOVOLTAICO Y PANELES.....	13
3.1 SISTEMA ELECTRICO FOTOVOLTAICO CONECTADO A LA RED	13
3.1.1 Generador fotovoltaico.....	13
3.1.2 Unidad de acondicionamiento de potencia	14
3.1.3 Estructura soporte y seguidores	14
3.2 TIPOS MODULOS Y PANELES FOTOVOLTAICOS ESTUDIADOS.....	15
3.2.1 Paneles monocristalinos	15
3.2.2 Paneles policristalinos.....	16
3.2.3 Paneles solares fotovoltaicos de capa fina (Thin-film).....	17
3.2.4 Paneles solares fotovoltaicos HIT.....	18
4. HERRAMIENTAS Y METODOLOGÍA.....	20
4.1 HERRAMIENTAS UTILIZADAS.....	20
4.1.1 PVEF 1.0.....	20
4.1.2 EXCEL.....	20
4.2 METODOLOGÍA.....	21
5. RESULTADOS OBTENIDOS AL REALIZAR LAS SIMULACIONES.....	36
CONCLUSIONES	44
REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS	46
ANEXOS.	47

1. OBJETIVOS DEL TFG

Debido al incremento generalizado de la necesidad de generar energía, las energías renovables cada vez están más presentes en nuestras vidas. Este es el caso de la energía solar fotovoltaica, que pese a las inclemencias económicas del momento actual y las posibles trabas que puede sufrir, continúa en pleno apogeo.

En este trabajo, los objetivos son comparar los productos que nos ofrecen los fabricantes de placas fotovoltaicas, obtener unos resultados que nos ayuden a conocer la veracidad de los datos que suministran, y determinar con ello el nivel de calidad de los paneles.

Para obtener estos resultados utilizamos una serie de aplicaciones, a través de las cuales, mediante la introducción de una serie de parámetros, obtendremos el resultado deseado.

En favor de una mayor obtención de datos, realizamos el análisis de una variedad de paneles fotovoltaicos situados en “localizaciones estratégicas” para obtener una variación de datos y resultados muy amplia.

Estas ubicaciones han sido seleccionadas teniendo en cuenta el nivel de irradiancia del lugar, temperatura y posición geográfica del mismo. La **irradiancia** es la magnitud que describe la radiación solar que llega hasta nosotros.

A lo largo de la memoria, se explican los conceptos básicos de los elementos que se han tenido en cuenta en las distintas instalaciones, al igual que los parámetros escogidos para la selección de las ciudades empleadas y de los paneles utilizados.

En esta memoria, en primer lugar, se describen las distintas localidades que se han seleccionado para realizar el estudio, así como de los tipos de tecnologías fotovoltaicas estudiados, comentando las ventajas y desventajas teóricas que poseen. Posteriormente se describe el proceso de simulación, mostrando las características de las herramientas utilizadas para las simulaciones, así como la metodología aplicada. También se exponen los reglamentos y la formulación matemática utilizados en el proceso de obtención de datos.

Por último, se muestran los resultados más relevantes de algunas de las simulaciones, y se analizan los resultados obtenidos.

2. ANÁLISIS DE LAS LOCALIZACIONES SELECCIONADAS PARA EL ESTUDIO

El desarrollo de la vida actual obliga a que el aumento de las fuentes de energía sea generalizado a nivel global.

Este efecto, ligado a la necesidad de obtener energía limpia en un mundo cada vez más contaminado, implica que las energías renovables cada vez estén más presentes en la vida de las personas.

Una de las fuentes de energía inagotables que se ve beneficiada de este desarrollo es la energía solar fotovoltaica. A nivel mundial, el desarrollo de esta tecnología se espera que mejore hasta niveles en los que se convierta en una de las principales fuentes de energía.

Por ejemplo, la capacidad total instalada ya está cubriendo de media el 3,5 % de la demanda de electricidad y alcanzando el 7 % en los períodos de mayor producción en la Unión Europea [1].

Una de las principales características que hay que tener en cuenta a la hora de realizar un estudio de eficiencia energética es el terreno en el cual se realizará la producción de energía.

En este estudio interesa obtener una variable de resultados lo más amplia posible, por lo que seleccionamos lugares con características muy diferentes, de esta forma podemos comparar si los fabricantes ofrecen datos reales en situaciones muy variables de temperatura y localización geográfica.

Las localizaciones en las que se realiza el estudio son las siguientes:

- Zaragoza, España.
- Málaga, España.
- Gijón, España.
- Kom Ombo, Egipto.
- Trondheim, Noruega.

Se observa que las localizaciones se encuentran en distintos puntos geográficos, aprovechando la variación de clima que nos pueden ofrecer estas ubicaciones, además, el nivel de irradiancia en cada lugar es muy diferente del resto, favoreciendo así la variabilidad de datos.

2.1 LOCALIZACIONES ESPAÑOLAS

España es uno de los países de Europa con mayor irradiación anual. Esto hace que la energía solar sea en este país más rentable que en otros. Regiones como el norte de España, que generalmente se consideran poco adecuadas para la energía fotovoltaica, reciben más irradiación anual que la media en Alemania, país que mantiene desde hace años el liderazgo en la promoción de la energía solar fotovoltaica.

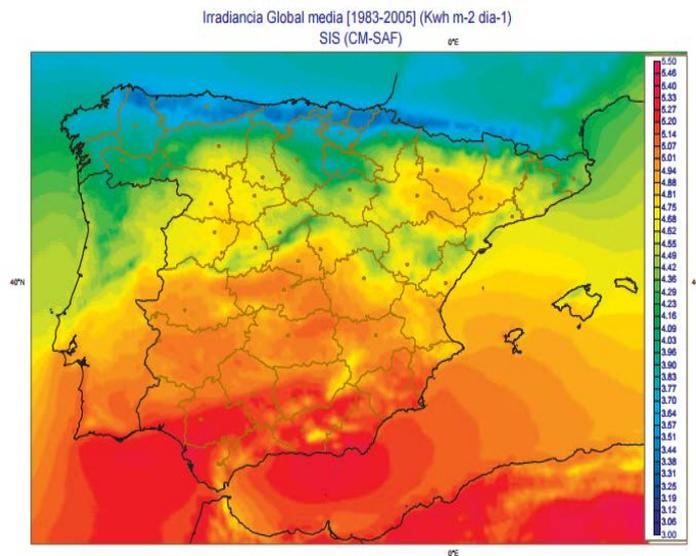


Figura 1. Atlas de radiación solar en España [2]

El factor más importante a la hora de analizar el rendimiento de las placas fotovoltaicas depende directamente de la irradiación solar que reciban estos componentes, y esto depende directamente del lugar de ubicación de la instalación. Además, y como se comenta en los siguientes capítulos, la temperatura del ambiente también es un factor muy determinante al valorar la eficiencia del material utilizado.

A continuación, se realiza una breve presentación de los datos más influyentes de las ubicaciones españolas, indicando la temperatura media del lugar en el año 2016, su latitud y los principales valores de irradiación del terreno.

Otro factor a tener en cuenta antes de realizar una instalación fotovoltaica es el aspecto económico al que está sometido el entorno de dicha instalación. Por lo que el análisis económico, teniendo en cuenta aspectos como la inflación de cada territorio, es un elemento muy importante.

2.1.1 ZARAGOZA

Su latitud es de 41,64° y longitud de -0,88°.

La temperatura ambiente media del año 2016 fue de 14,95°.

Observando la Figura 1, obtenida a través del Atlas de radiación solar de AEMET, podemos confirmar que se trata de una localización en la que la irradiación no es la más adecuada para colocar una instalación fotovoltaica, pero tampoco es una de las ubicaciones que peor rendimiento pueden ofrecer.

Los niveles medios de irradiación se pueden observar en la Figura 2, facilitada por los servicios climatológicos de AEMET.

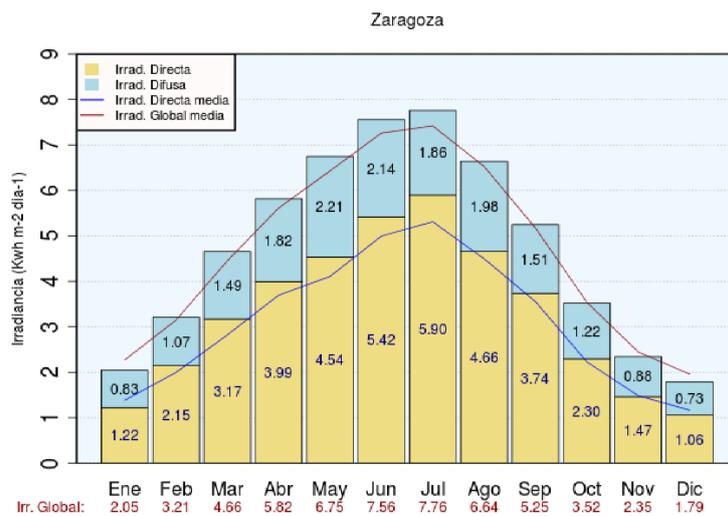


Figura 2. Irradiación recibida en Zaragoza, 2012 [2]

Los valores máximos de irradiación se obtienen en el mes de julio, llegando al nivel de 7,76 kWh/m².

El valor más bajo de irradiación se obtiene en los meses de invierno, llegando a 1,79 kWh/m² en el mes de diciembre.

El valor medio de irradiación obtenido es de 4,755 kWh /m².

En referencia al estudio económico, se realiza un análisis general del país al que pertenece, por lo que en este caso se tiene en cuenta el índice de inflación de España en el año 2016.

La **inflación** es el proceso económico a través del cual se aumenta o se disminuye el precio de los productos de un territorio, provocado por el desequilibrio existente entre oferta y demanda [3].

El índice de inflación en España en 2016 fue de 1,56% [4].

2.1.2 MÁLAGA

Su latitud es de 36,758° y longitud de -4,397°.

La temperatura ambiente media del año 2016 fue de 18°.

Según los datos obtenidos a través de AEMET, Málaga sería un buen punto geográfico en el que realizar una instalación fotovoltaica debido a la influencia de la irradiación solar en esta zona. Al tener una temperatura media más o menos elevada, hay que tener cuidado con el posible sobrecalentamiento de los módulos fotovoltaicos, ya que como se ve en futuros capítulos reduce el rendimiento de los paneles.

Los niveles medios de irradiación se pueden observar en la Figura 3, facilitada por los servicios climatológicos de AEMET.

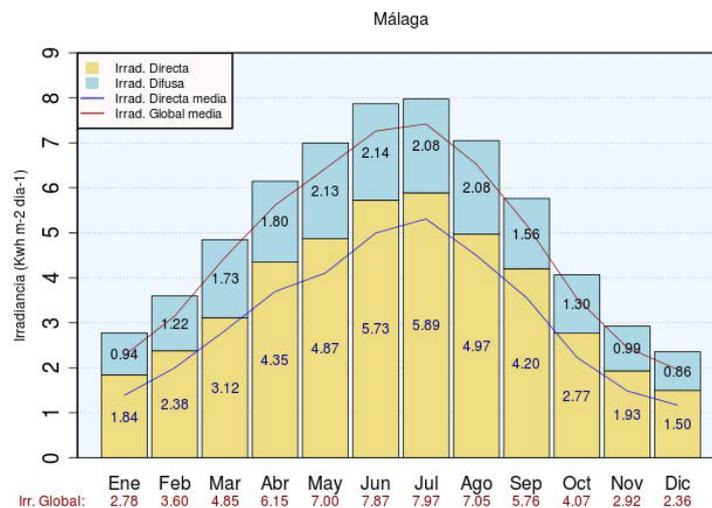


Figura 3. Irradiación recibida en Málaga, 2012 [2]

El valor máximo de irradiación se obtiene en el mes de julio, llegando al nivel de 7,97 kWh /m².

El valor más bajo de irradiación se obtiene en el mes de diciembre, llegando al nivel de 2,36 kWh /m².

El valor medio de irradiación obtenido es de 5,195 kWh /m².

Al igual que en el caso de Zaragoza, el índice de inflación estará asociado al valor alcanzado en España en el año 2016, tomando un resultado de 1,569%.

2.1.3 GIJÓN

Su latitud es de 43,532° y longitud de -5,661°.

La temperatura ambiente media del año 2016 fue de 14°.

Observando los datos ofrecidos por AEMET y su equipo meteorológico, esta localidad no sería la más indicada para realizar una instalación fotovoltaica de grandes envergaduras, los niveles de irradiación solar son muy bajos comparados con el resto de localizaciones.

La ventaja que pueden ofrecer las ciudades del norte de España es que su temperatura favorece el rendimiento y la eficiencia de los paneles fotovoltaicos, controlando de esta manera las pérdidas por temperatura de las placas y componentes de manera más óptima.

Los niveles medios de irradiación se pueden observar en la Figura 4, facilitada por los servicios climatológicos de AEMET.

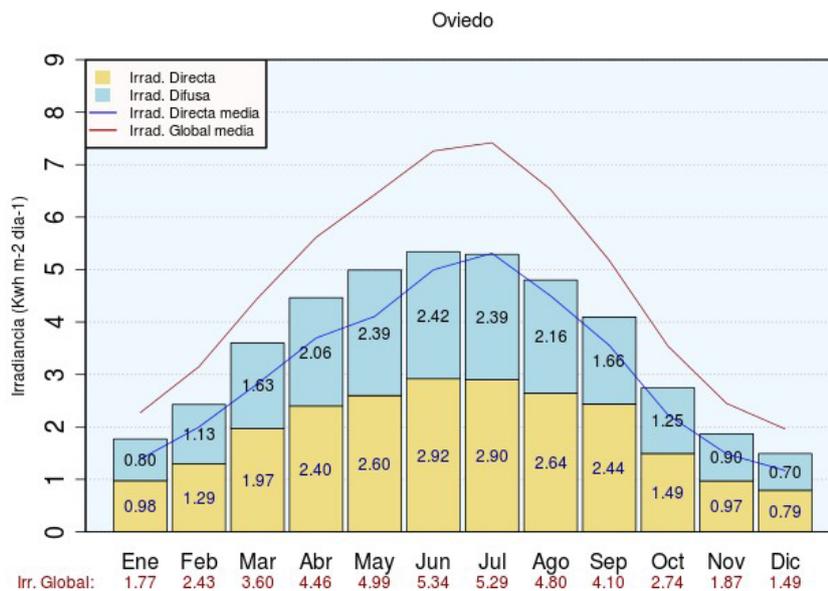


Figura 4. Irradiación recibida en Oviedo, 2012 [2]

Los valores máximos de irradiación se obtienen en el mes de junio, llegando al nivel de 5,34 kWh /m².

El valor más bajo de irradiación se obtiene en los meses de invierno, llegando a 1,49 kWh /m² en el mes de diciembre.

El valor medio de irradiación obtenido es de 3,573 kWh /m².

Al igual que en el caso de Zaragoza, el índice de inflación estará asociado al valor alcanzado en España en el año 2016, tomando un resultado de 1,569%.

2.2 KOM OMBO, EGIPTO

Su latitud es de $24,479^\circ$ y longitud de $32,946^\circ$.

La temperatura ambiente media del año 2016 fue de $25,88^\circ$.

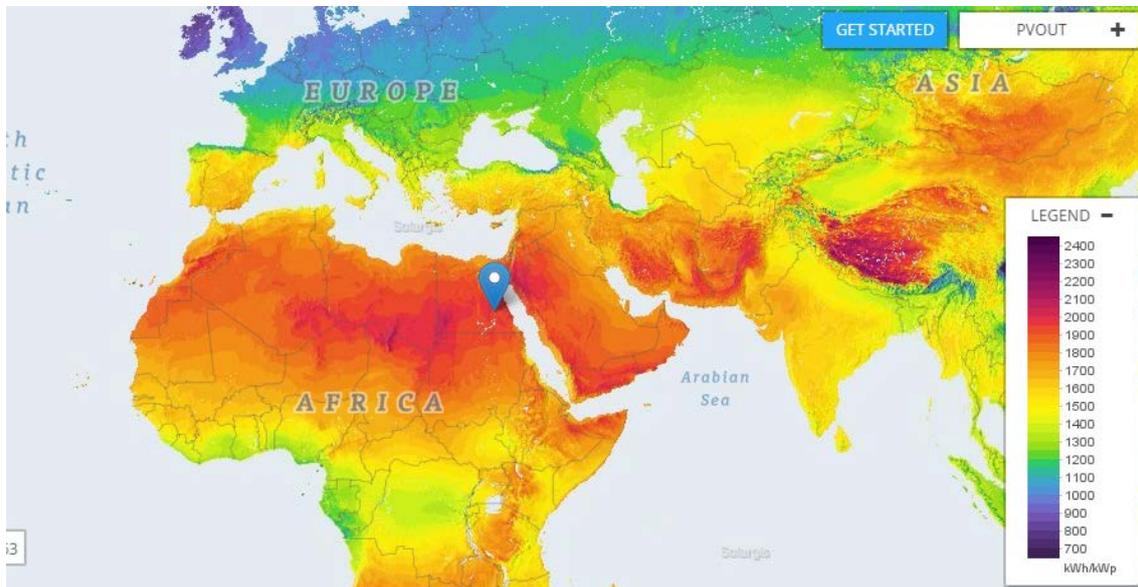


Figura 6. Mapa solar de Global Solar Atlas [5]

Según el mapa aportado por el Global Solar Atlas, Kom Ombo se encuentra en una localización muy óptima para aprovechar correctamente los recursos solares, siendo así una de las regiones donde más radiación solar se encuentra en el continente africano.

Es interesante observar la relación que hay entre la cantidad de irradiancia aprovechada y el rendimiento de las placas fotovoltaicas, ya que como se podrá observar en futuros apartados, las altas temperaturas de la zona producen una caída abrumadora en la eficiencia de los paneles solares.

Actualmente, se está desarrollando en Kom Ombo una planta fotovoltaica de 200MW, motivo por el cual se realiza el estudio de los distintos paneles solares en este trabajo.

La situación económica en Kom Ombo no es la más adecuada en estos momentos para realizar una instalación fotovoltaica de mucho calibre. A finales del año 2016 y principios del año 2017 la inflación del país aumentó por la depreciación de la libra egipcia, provocando así que los beneficios que se pudiesen obtener a través de una planta de energía fotovoltaica se vean muy reducidos, llegando a ser en algunos casos y con algunas tecnologías nulos [6].

El valor de la inflación tomado en Egipto para realizar las simulaciones es de $14,1\%$.

2.3 TRONDHEIM, NORUEGA

Su latitud es de 63,43° y longitud de 10,395°.

La temperatura ambiente media del año 2016 fue de 5,2°.

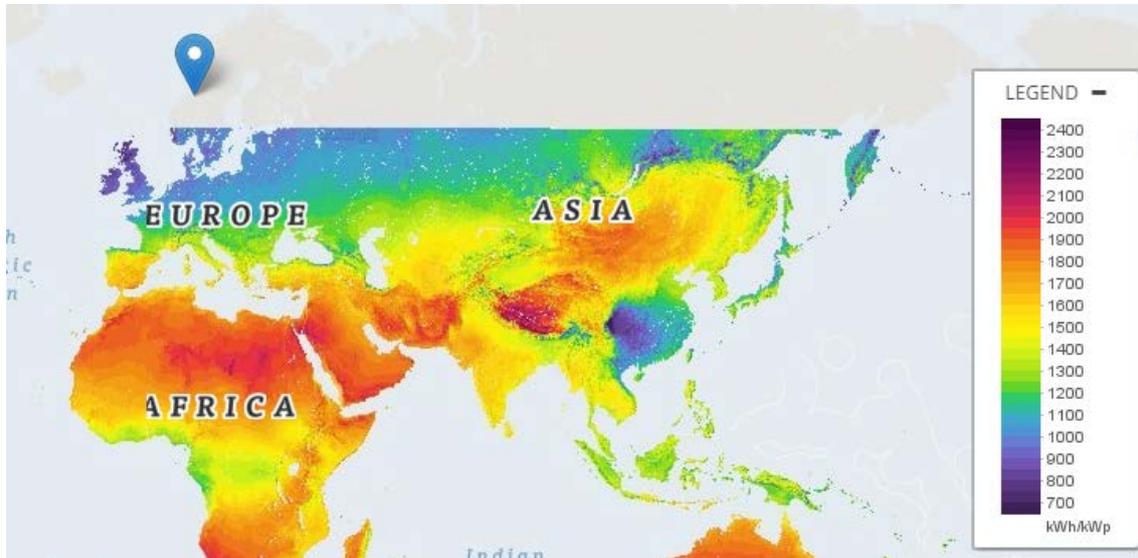


Figura 7. Mapa solar de Global Solar Atlas [5]

Noruega es líder mundial en energías renovables, algo que choca bastante si tenemos en cuenta que se trata de un gran productor de petróleo.

A pesar de ello, el país nórdico obtiene prácticamente el 100% de su demanda eléctrica gracias a la generación hidroeléctrica, llegando a exportar parte de ella a otros países. El caso más destacable es el acuerdo alcanzado con Reino Unido para construir un canal energético que abastezca al país anglosajón [7].

Sin embargo, no es una región óptima en cuanto a irradiación solar se refiere. Como podemos observar en el Atlas Global, Noruega no cuenta con grandes niveles de irradiancia, por lo que el beneficio energético a través de la energía solar no es uno de sus puntos más fuertes.

Aun así, su política energética es admirable en todos los aspectos.

Según un artículo de noruega.org [7]: “Si bien gran parte del país se sumerge en la oscuridad total durante la temporada invernal, hay 2300 empleados en este sector y el volumen de ventas alcanza a más de USD 1600 millones”.

Es interesante comprobar que, en lugares con temperaturas muy bajas, el rendimiento y eficiencia de los módulos fotovoltaicos es de los más altos debido a las bajas pérdidas por temperatura, estos resultados se podrán comprobar en futuros capítulos.

En cuanto al capítulo económico de Trondheim, el índice de inflación no actúa negativamente como en el caso de Kom Ombo, y alcanza un valor de 2,55%.

3. SISTEMA FOTOVOLTAICO Y PANELES

3.1 SISTEMA ELECTRICO FOTOVOLTAICO CONECTADO A LA RED

La instalación con la que se trabaja en este estudio consiste en una infraestructura fotovoltaica conectada a la red.

El esquema básico de este tipo de instalación se puede apreciar en la Figura 8.

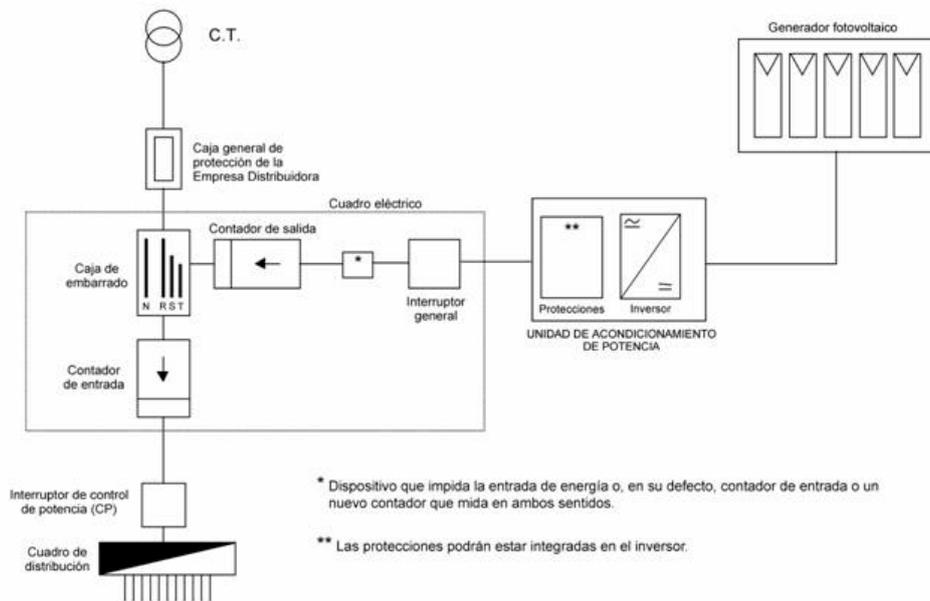


Figura 8. Esquema de instalación fotovoltaica conectada a red [8]

Los componentes principales de esta instalación se describen en los siguientes apartados.

3.1.1 Generador fotovoltaico

Son los encargados de recibir la energía solar, están formados por una serie de módulos conectados en serie y paralelo entre sí.

Dichos módulos deben estar compuestos por diodos de derivación para evitar averías en las células y circuitos debidas a sombreados parciales.

En este tipo de instalaciones, el objetivo es maximizar la energía captada teniendo en cuenta las dimensiones disponibles, esta distancia depende directamente del ángulo de inclinación y del ángulo de azimut.

A la hora de realizar el dimensionamiento de la instalación hay que trabajar siguiendo las condiciones que presenta el “Pliego de Condiciones técnicas de instalaciones conectadas a red”.

La forma de conectar los módulos entre sí determina las condiciones de tensión y corriente de la instalación, que a su vez determinan la tensión y potencia del inversor y las características de la instalación.

La corriente total del generador fotovoltaico es el resultado de la suma de la corriente de salida de cada cadena. En cambio, la tensión global del sistema es equivalente a la tensión generada por una sola cadena.

A la hora de elegir el número de paneles en serie en cada cadena debe tenerse en cuenta que, para un mismo valor de potencia [9]:

- Si el número de paneles es pequeño, los valores de tensión son bajos y habrá más corriente.
- Si se conectan un número elevado de paneles en serie los valores de tensión serán altos y los de corriente bajos.

Al generarse corrientes altas se deben utilizar cables de mayor sección para reducir las pérdidas.

3.1.2 Unidad de acondicionamiento de potencia

Los convertidores son los elementos que alteran las características de tensión y corriente para transformarlas y adecuarlas de la forma más conveniente y apta para los usos específicos a las que vayan destinadas en cada caso.

Es el caso de los inversores, circuitos electrónicos de potencia que transfieren la energía desde una fuente de continua a una de alterna. Deben asegurar un bajo nivel de distorsión armónica, desconectarse en caso de pérdida de señal de red, proteger al sistema y estabilizar la tensión de salida [9].

Además, deben ser capaces de entregar la potencia nominal de manera continuada y que la tensión de salida sea lo más estable posible.

3.1.3 Estructura soporte y seguidores

Estos elementos tienen la tarea de optimizar el rendimiento de las células, en el caso de los seguidores, y de garantizar la seguridad física de los elementos que componen la instalación fotovoltaica, por parte de la estructura soporte.

Actualmente, la utilización de seguidores no es lo que predomina a la hora de realizar proyectos e instalaciones eléctricas. Esto se debe a que el proceso de fabricación de módulos empieza a alcanzar unos niveles muy óptimos, garantizando que la eficiencia del producto va a ser constante, aunque las condiciones no sean las más favorables para la instalación.

Existen seguidores de un eje y de dos, estos últimos garantizan que la superficie del panel siempre reciba la cantidad de irradiancia óptima en todo momento, mientras que los seguidores de un eje también llegan a mejorar el proceso de captación de energía, pero en menor grado que los seguidores de doble eje.

El principal problema de los seguidores es el precio que supone acoplar estos elementos en la instalación, disparándose en algunos casos y provocando que la no utilización de dichos elementos sea más rentable a la larga, aunque no se aproveche toda la energía solar por parte de los paneles.

En cuanto a las estructuras y soportes, deben asegurar que a instalación no sufra daños en caso de fuertes vientos o golpes que provengan de elementos externos.

3.2 TIPOS MODULOS Y PANELES FOTOVOLTAICOS ESTUDIADOS

Actualmente, el mercado ofrece una gran variedad de células fotovoltaicas y sus correspondientes elementos, favoreciendo así la adaptación a cada una de las distintas instalaciones que se pueden realizar.

A continuación, se ofrece una explicación básica y sencilla de los módulos seleccionados y utilizados en este estudio.

3.2.1 Paneles monocristalinos

Formados por secciones de una barra de silicio perfectamente cristalizado en una sola pieza, de forma cilíndrica. En el laboratorio se llegan a alcanzar rendimientos máximos del 24-25%, mientras que en el ambiente comercial rondan el 16% de rendimiento [10].



Figura 8. Panel solar fotovoltaico monocristalino [10]

Las principales ventajas de este tipo de paneles se mencionan a continuación [10]:

- ❖ Los paneles monocristalinos ofrecen mayores tasas de eficiencia ya que se fabrican con silicio de alta pureza. La eficiencia de estos paneles es superior al 15% y a veces ronda el 21%
- ❖ La vida útil de estos paneles es más larga, llegando en algunos casos hasta los 25 años.
- ❖ Suelen funcionar mejor en condiciones de poca luz que sus principales competidores, los paneles policristalinos.
- ❖ El rendimiento se reduce mucho menos en trabajos a altas temperaturas que en otros paneles fotovoltaicos.

También presentan una serie de desventajas, las cuales se tratan en la siguiente lista:

- ❖ Son de los paneles más caros que se encuentran en el mercado actual.

- ❖ Si el panel se cubre entero por una capa de suciedad, nieve o el nivel de sombreado es completo en la superficie puede llegarse a averiar.
- ❖ Se derrocha una gran cantidad de silicio en el proceso de fabricación.

3.2.2 Paneles policristalinos

Son muy similares a los paneles fotovoltaicos monocristalinos, pero el proceso de cristalización del silicio es diferente. Esto se debe a que los paneles policristalinos se basan en secciones de barra de silicio que se han estructurado desordenadamente de forma de pequeños cristales [10].

El rendimiento es inferior al obtenido en los paneles monocristalinos, rondando el 20% en laboratorios y un 14% en los módulos comerciales.



Figura 9. Panel solar fotovoltaico policristalino [10]

Al igual que con los paneles monocristalinos, este tipo de paneles poseen una serie de beneficios:

- ❖ El proceso de fabricación es más simple, por lo que el precio de fabricación es menor.
- ❖ Se emplea mucho menos silicio que en el proceso de fabricación de paneles monocristalinos.

Esta tecnología presenta las siguientes complicaciones:

- ❖ Ofrecen menor resistencia a las altas temperaturas, produciendo así una reducción de su vida útil y una caída en el rendimiento cuando se trabaja en estas condiciones.
- ❖ La eficiencia es menor debido a que la pureza del silicio se reduce notablemente en este tipo de paneles.
- ❖ El tamaño de los paneles policristalinos es más grande, por lo que se necesitará más terreno al hacer una instalación de este tipo.

3.2.3 Paneles solares fotovoltaicos de capa fina (Thin-film)

Empleando el silicio con otra estructura o material semiconductor se consiguen paneles más finos y versátiles que facilitan la adaptación a superficies más complicadas.

En nuestro estudio trabajamos con dos tipos de esta composición de módulos:

1. *Paneles fabricados con material CdTe*: Ofrecen un rendimiento en laboratorio de 16% y en módulos comerciales tienen una amplia variación de rendimiento (8%-14%).

El principal problema que tienes este tipo de tecnología es que los índices de contaminación por los materiales que se utilizan son muy elevados.

2. *Paneles solares fabricados con la tecnología CIGS*: compuestos por cobre, indio, galio y selenio/azufre.

Se basan en microestructuras incrustadas en soportes flexibles y ligeros, permitiendo así utilizar esta tecnología en multitud de elementos, como ventanas, teléfonos, coches...

Son más baratos de producir que los paneles que contienen silicio gracias a la fabricación a baja temperatura, disminuyendo así el coste energético de fabricación.



Figura 10. Panel solar fotovoltaico Thin film [10]

Este tipo de tecnología presenta las siguientes características positivas:

- ❖ Se pueden fabricar en grandes remesas, provocando así que el coste de producción sea menor, abaratando su precio final.
- ❖ Tienen una apariencia muy homogénea.
- ❖ Su flexibilidad les abre las puertas a nuevos mercados.
- ❖ El rendimiento no se ve tan afectado por las sombras o las temperaturas.
- ❖ Son una gran alternativa cuando no tenemos limitaciones de espacio.

Al igual que el resto de fabricantes, las desventajas de estos paneles también son comentadas para que la comparación sea lo más real posible:

- ❖ Al poseer menor eficiencia, necesitas mucho más terreno para igualar las eficiencias de otros tipos de paneles.
- ❖ Al necesitar más paneles, hay que invertir más en estructuras de seguimiento, cableado...
- ❖ Tienden a degradarse más rápido que los paneles monocristalinos y policristalinos, por lo que la garantía de vida se reduce.

3.2.4 Paneles solares fotovoltaicos HIT

Formados por placas híbridas monocristalinas que están recubiertas por una delgada capa de silicio amorfo.

Ofrecen un nivel alto de eficiencia y rendimientos energéticos muy óptimos. Es considerada como una de las células más modernas y de mayor rendimiento que se puede encontrar en el mercado [11].



Figura 11. Panel solar fotovoltaico HIT [10]

Los paneles HIT son la gran novedad del mercado, en cuanto a rendimiento aparentan ser la mejor tecnología de las que se estudian en este trabajo.

Los beneficios que presenta esta tecnología son los siguientes:

- ❖ Alta eficiencia de la célula. Rendimiento muy elevado cuando se enfrenta a altas temperaturas.
- ❖ En situaciones de brillo o poca luz el rendimiento también es más elevado que en otros tipos de paneles.
- ❖ Baja necesidad de energía para la producción, generando así menos residuos que podrían afectar al medio ambiente en comparación con otras tecnologías anteriormente mencionadas.
- ❖ El diseño plano de las células beneficia el bajo consumo de silicio a la hora de realizar la producción.

Una vez descritos los paneles utilizados en las simulaciones del trabajo y las localizaciones en las que se realiza el estudio, el siguiente paso es describir el programa a través del cual se realizan las simulaciones, los cálculos básicos para la selección de paneles e inversor, reglamentos de cableado y posteriormente exponer los resultados obtenidos.

4. HERRAMIENTAS Y METODOLOGÍA

4.1 HERRAMIENTAS UTILIZADAS

4.1.1 PVEF 1.0

Se trata de un programa desarrollado en un PFC [12].

Para la realización de este trabajo, se ha utilizado este programa como base para realizar las simulaciones, adaptando los resultados que ofrece a las necesidades del estudio. Las simulaciones realizadas para cada ubicación y tipo de panel se encuentran en el Anexo 1.

PVEF 1.0 trabaja mediante el uso de ventanas, haciéndolo así muy intuitivo y sencillo para el usuario.

A continuación, se detallan los apartados más importantes del programa, así como los cálculos que han sido necesarios de realizar para la obtención de resultados.

4.1.2 EXCEL

Para obtener y analizar los datos de manera gráfica se ha utilizado el software de hoja de cálculo.

A través de Excel, la obtención de variación de datos y gráficas facilita el análisis de los resultados posteriores.

En las hojas de cálculo se puede encontrar una tabla resumen con todos los resultados de las simulaciones, los estudios específicos para cada material utilizado y los resultados obtenidos según la localización en la que se realiza el estudio de la planta fotovoltaica.

Todos estos cálculos se pueden encontrar en el Anexo 3.

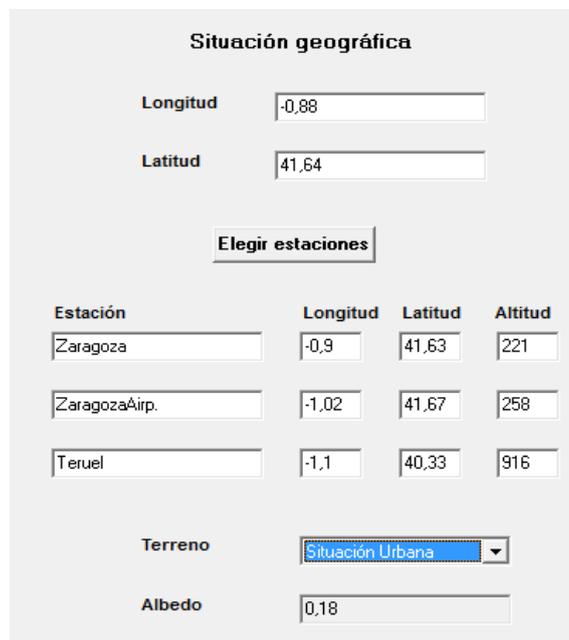
4.2 METODOLOGÍA

Para obtener un análisis fiable, hay que adaptar las condiciones de cada terreno y lugar al tipo de panel, sin embargo, para poder comparar las distintas tecnologías entre sí hay que generar un entorno en el que algunas características se asemejen.

A continuación, se explican cada uno de los parámetros más característicos de las simulaciones, así como su obtención general y detallada.

Como se comenta anteriormente, el programa utilizado para realizar las simulaciones es PVEF 1.0, cuyo funcionamiento es a partir de ventanas.

En la ventana de “Situación geográfica” se encuentra el primer parámetro común para todas las simulaciones, el *albedo*.



Estación	Longitud	Latitud	Altitud
Zaragoza	-0,9	41,63	221
ZaragozaAip.	-1,02	41,67	258
Teruel	-1,1	40,33	916

Figura 12. Ejemplo de una simulación de PVEF 1.0

Para obtener datos más fiables acerca de las simulaciones, se decide que los estudios van a realizarse en un terreno complejo para una instalación de placas fotovoltaicas, por lo que la situación urbana es la elegida para realizar dichas simulaciones.

El valor del albedo se obtiene automáticamente al realizar la elección del terreno.

Este dato se mantiene para todos los tipos de células y localizaciones que se van a estudiar.

Al trabajar en la pestaña “Propiedades de los paneles” se modifican los siguientes parámetros para cada tipo de panel.

The screenshot shows the 'Propiedades de los paneles' window with the following parameters:

- Material de fabricación: [Dropdown menu]
- Máxima eficiencia: [Calcular eficiencia button]
- Eficiencia del material (%): 15
- Ángulo de inclinación (°): 35
- Seguimiento horizontal
- Ángulo de azimut (°): 0
- Seguimiento vertical (0°=Sur)
- Número de paneles: 200
- Potencia máx/panel (W): 180
- Superficie por panel (m2): 1,63
- Potencia pico (kWp): 36
- Degradación anual (%): 0,7
- Pérdidas por desajuste (%): [Slider from 0 to 4, set to 0]

Figura 13. Ejemplo de una simulación de PVEF 1.0

El *material de fabricación* indica el tipo de célula fotovoltaica con el que se trabaja.

De todos los tipos de materiales que se ofrecen, los que se utilizan en el estudio son los siguientes:

1. Silicio monocristalino
2. Silicio policristalino
3. Material compuesto, para las simulaciones HIT
4. Película delgada--CdTe
5. Película delgada—CuInGaSe

La *eficiencia del material* la suministra el fabricante de los paneles con la información correspondiente de cada panel.

Este valor de eficiencia de material es el que ofrece el fabricante, pero durante las simulaciones se añaden todas las posibles pérdidas que pueden tener estos paneles, por lo que será el principal valor sobre el que se realizaran las comparaciones.

El *ángulo de inclinación* se trata de una característica que se debe calcular para cada simulación, debido a que se busca optimizar el funcionamiento de los paneles fotovoltaicos para hacer las simulaciones lo más reales posible.

Para cada localidad se realizan los cálculos necesarios para obtener el correcto ángulo de inclinación para obtener así el funcionamiento óptimo de la instalación.

El proceso para obtener el ángulo de inclinación correcto se detalla en las siguientes líneas.

El objetivo del trabajo es buscar un ángulo óptimo para todo el año, por lo que el ángulo calculado se mantendrá durante todo el periodo de estudio de la instalación, debido a que si se optimizase en cada estación del año el proceso sería muy complejo y tedioso de realizar [9].

En primer lugar, debemos conocer el azimut donde se realiza la instalación fotovoltaica.

Para optimizar el rendimiento de la instalación, interesa que el grado de azimut esté al Sur, cuanto más bajo sea el azimut mayor será el beneficio obtenido por la correcta inclinación de los paneles.

Para que fuese real y a la vez óptimo, el ángulo de azimut tomado es de 15.

A continuación, se calcula los valores de *Inclinación máxima e Inclinación mínima*, para ello debemos trabajar con la Figura 14.

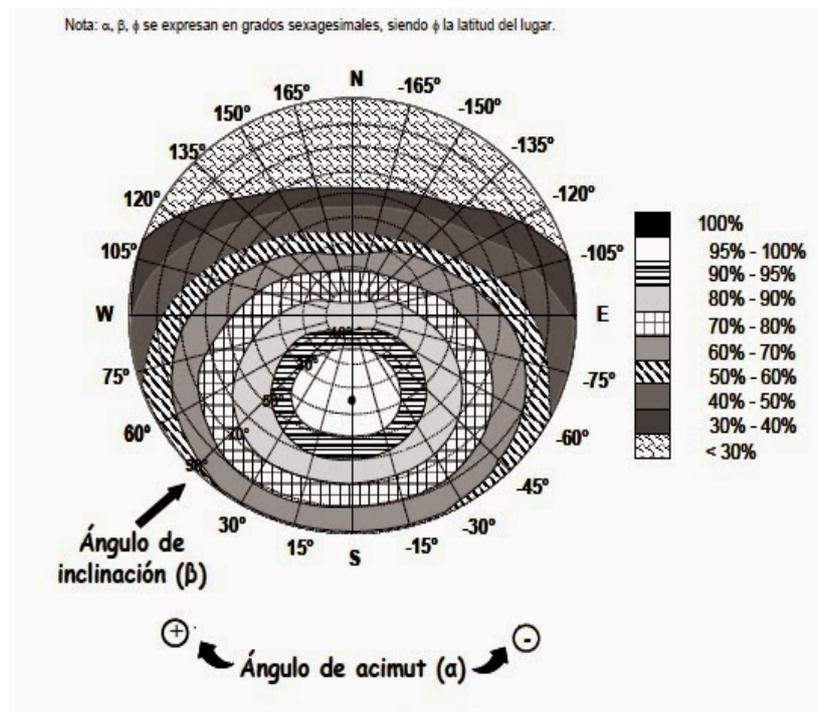


Figura 14. Pliego de Condiciones técnicas de instalaciones conectadas a red [13].

Con el azimut, determinamos en la figura los límites para la inclinación en el caso de la latitud en la que se encuentra la instalación fotovoltaica.

Para el caso general, las pérdidas máximas son del 10%; para superposición, del 20%, y para integración arquitectónica del 40% [9].

En este estudio se tienen en cuenta las pérdidas por carácter general, que son del 10%.

Los puntos de intersección del azimut proporcionan los valores de inclinación máxima y mínima.

$$\text{Inclinación máxima} = \text{Inclinación}(\varnothing=41^\circ) - (41^\circ - \text{latitud})$$

$$\text{Inclinación mínima} = \text{Inclinación}(\varnothing=41^\circ) - (41^\circ - \text{latitud})$$

Con estos límites definidos, tendremos un intervalo de valores en el que el rendimiento de nuestra instalación es válido y eficiente, pero se debe determinar un valor en concreto.

En la simulaciones, para las ciudades españolas el ángulo de inclinación se escoge tomando la latitud del lugar y restándole 10°.

Inclinación óptima en España = Latitud - 10°.

Si este resultado se encuentra en el intervalo calculado anteriormente, el ángulo de inclinación tomará este valor.

Para el caso de Kom Ombo y Trondheim es un tema más complejo, debido a que las normas utilizadas para las ciudades españolas no sirven en estos lugares, por lo que se opta por tomar el valor más adecuado despues de hacer un testeo de unas cuantas simulaciones, comprobando cuál sería el ángulo de inclinación más óptimo posible.

En la siguiente tabla se muestran los resultados para cada ciudad y su grado de inclinación elegido.

Ciudad	Ángulo de inclinación
Zaragoza	31,64°
Málaga	26,758°
Gijón	33,532°
Kom Ombo	15°
Trondheim	52°

Tabla 1. Ángulos de inclinación en localizaciones

El *seguimiento horizontal* y *seguimiento vertical* se utilizan en caso de utilizar seguidores en la instalación.

En este estudio se puede comprobar que se realizan simulaciones con seguidores y, también, sin seguidores, obteniendo así más variación de datos.

El elemento utilizado para optimizar el ángulo de recepción de los paneles se trata de un seguidor “DEGERtracker 5000 HD Dual axis tracking system”, en el Anexo 2 se puede ver su hoja de características.

El *número de paneles* indica la cantidad de módulos fotovoltaicos que se colocan en el terreno donde se desarrolla la instalación, para las simulaciones se escoge que el número de paneles sea de 200 para todos los casos.

El *degradado anual* indica el nivel de deficiencia del material con el paso del tiempo, se decide que sea de 0,7% para todos los casos del estudio.

Las pérdidas por desajuste se consideran nulas.

En la ventana “Limpieza y sombreado” se seleccionan los parámetros correspondientes al periodo de limpieza de los paneles, el nivel de sombras que les afecta y el grado de suciedad que pueden llegar a acumular dichos módulos.

La limpieza es otro parámetro fundamental en el objetivo de este estudio, debido a que el grado de suciedad influye mucho en la eficiencia y rendimiento de los paneles fotovoltaicos, esto se podrá comprobar en futuros capítulos.

Limpieza

Intervalo entre limpiezas (días) 0 90

Nivel de suciedad (g/m2) 0 30

Sombreado

Nivel de sombras

Alto

Medio

Bajo

Factor de sombreado

Figura 15. Ejemplo de una simulación de PVEF 1.0

El intervalo de limpieza se considera constante para todas las simulaciones y casos, fijándose en un valor de 7 días entre limpieza y limpieza del panel.

El nivel de suciedad es el parámetro que va a ser variable a lo largo de las simulaciones, todos los casos tienen dos simulaciones en las que el nivel de suciedad alcanza un valor de $4\text{g}/\text{m}^2$, y otro que adquiere el valor de $20\text{g}/\text{m}^2$.

El nivel de sombras indica la cantidad de pérdidas que puede llegar a alcanzar la instalación por sombras provocadas por elementos externos a la instalación (nubes, edificios...), como el terreno seleccionado es el de situación urbana, el nivel de sombras elegido para todas las simulaciones es medio, provocando un factor de sombreado constante de 0,975.

En la pestaña “Temperatura y baja irradiación” se introducen los parámetros facilitados por cada fabricante de paneles fotovoltaicos y las pérdidas que supondría a la instalación un bajo nivel de irradiación.

Temperatura

NOCT (°C)

Coeficiente de Tª de P (%/°C)

Coeficiente de Tª de U (%/°C)

Baja irradiación

Pérdida de eficiencia (%)

0 3

Figura 16. Ejemplo de una simulación de PVEF 1.0

Los parámetros *NOCT*, *Coeficiente de Tª de P (%/C)* y *Coeficiente de Tª de U (%/C)* son facilitados por el fabricante en las hojas de características de los paneles correspondientes, estas hojas de características pueden ser consultadas en el Anexo 2

El valor de Pérdida de eficiencia por baja irradiación no se tiene en cuenta en las simulaciones realizadas, tomando así un valor general para todos los casos de 0%

En la ventana de “Cableado” encontramos parámetros relacionados con valores de tensión del panel, secciones de los cables de la instalación y datos acerca del inversor.

Pérdidas óhmicas	
Tensión a Máx. Pot. (V)	36
Paneles en Serie	20
Material de los Cables	Cobre
Conductividad (m/ohm·mm ²)	56
Conexionado Serie	
Diámetro (mm)	2,26
Longitud (m)	100
Sección (mm ²)	4
Conexionado Paralelo	
Diámetro (mm)	3,57
Longitud (m)	120
Sección (mm ²)	10
Eficiencia del Regulador (%)	100
Eficiencia del Inversor (%)	97

Figura 17. Ejemplo de una simulación de PVEF 1.0

El parámetro de Tensión a Max. Pot (V) lo facilita el fabricante del módulo fotovoltaico, por lo que depende de cada tipo de panel.

El número de Paneles en serie se debe de calcular para cada instalación, ya que depende directamente del panel seleccionado.

En primer lugar, se necesita la información del inversor elegido para realizar las simulaciones. Para que la comparación entre las distintas tecnologías sea más real y verídica, se decide escoger el mismo inversor para todos los tipos de placas fotovoltaicas.

El inversor seleccionado para estos casos es el modelo “Danfoss Inversor Serie TLX de 8000W”. La hoja de características del inversor aparece en el Anexo 2.

El proceso de selección fue bastante tedioso, se realizaron comparaciones de precios ofrecidos en el mercado (no hay casi información disponible) y el que más convenía, teniendo en cuenta los resultados obtenidos en las demás simulaciones, era el inversor escogido para realizar las simulaciones.

Con los datos del inversor, se procede a explicar el cálculo del número de paneles que se pueden colocar en serie y en paralelo.

Se calcula la U_{ca} (emplazamiento) [9]:

$$U_{ca_{emplazamiento}} = U_{ca_{STC}} * \left(\frac{\beta}{100} * (T^a_{emplazamiento} - T^a_{STC}) + 1 \right)$$

Donde:

- Uca_{STC} , lo ofrece el fabricante de módulos en la hoja de características correspondiente.
- β , se trata del Coeficiente de T^a de U (%/C) facilitado por el fabricante también en la hoja de características de los módulos (este concepto se explica en hojas anteriores)
- $T^a_{emplazamiento}$, se trata de la temperatura del lugar de estudio en peores condiciones, se escoge un valor de $-10\text{ }^\circ\text{C}$ para todas las simulaciones, valor estándar.
- T^a_{STC} , el valor de este parámetro también es considerado estándar, alcanzando un valor de $25\text{ }^\circ\text{C}$.

Con el resultado obtenido de la cuenta, se procede a calcular el número máximo de paneles que se pueden colocar en serie, se utiliza la siguiente expresión:

$$N_{serie_{max}} = \frac{U_{max\ inversor}}{Uca_{emplazamiento}}$$

A continuación, se explica cada elemento de la ecuación:

- $U_{max\ inversor}$, lo proporciona el fabricante del inversor en la hoja de características.
- $Uca_{emplazamiento}$, se trata del resultado obtenido en la fórmula explicada anteriormente.

Para calcular el número máximo de paneles en paralelo se realiza el siguiente cálculo:

$$N_{paralelo_{max}} = \frac{I_{max\ inversor}}{Icc_{panel}}$$

Los elementos que forman la ecuación son los siguientes:

- $I_{max\ inversor}$, lo proporciona el fabricante del inversor en la hoja de características.
- Icc_{panel} , se trata del valor indicado por el fabricante en la hoja de características correspondiente del módulo fotovoltaico.

Los resultados obtenidos para cada simulación y tecnología utilizada se pueden observar en la siguiente tabla resumen:

Tipo de panel	Nº paneles serie	Nº paneles paralelo
Monocristalino	20	2
Policristalino	19	2
HIT	18	2
CdTe	14	5
CIGS	20	2

Tabla 3. Nº paneles para cada tecnología

El material de los cables seleccionado para realizar todas las simulaciones es el cobre, este parámetro define automáticamente el valor de la conductividad.

Para realizar los cálculos de Conexionado en serie y Conexionado en paralelo se utiliza la Norma UNE-EN 50618, esta norma explica e indica los cables que se deben utilizar en las instalaciones de paneles fotovoltaicos.

Para continuar la simulación se necesita conocer la sección necesaria de los cables conectados a los paneles en serie y paralelo, por lo que se debe acudir a la tabla A.3 de dicha norma, que contiene los datos acerca de las secciones nominales que deberían asignarse a cada cable en función de la intensidad máxima admisible de los cables fotovoltaicos.

Tabla A.3 – Intensidad máxima admisible de los cables fotovoltaicos

Sección nominal mm^2	Intensidad máxima admisible de acuerdo con el método de instalación		
	Un único cable al aire libre A	Un único cable sobre una superficie A	Dos cables cargados en contacto, sobre una superficie A
1,5	30	29	24
2,5	41	39	33
4	55	52	44
6	70	67	57
10	98	93	79
16	132	125	107
25	176	167	142
35	218	207	176
50	276	262	221
70	347	330	278
95	416	395	333
120	488	464	390
150	566	538	453
185	644	612	515
240	775	736	620

Temperatura ambiente: 60 °C (Para otras temperaturas ambiente véase tabla A.4).
Temperatura máxima del conductor: 120 °C.

NOTA El periodo de utilización previsto a una temperatura máxima del conductor de 120 °C y una temperatura ambiente máxima de 90 °C es de 20 000 h.

Tabla 4. Tabla secciones cableado, UNE-EN 50618 [14]

En nuestro estudio se comprueba que la simulación con distintas secciones no afecta prácticamente en nada al rendimiento final de los paneles, ya que las pérdidas en los cables son mínimas comparadas con otros factores más importantes. Por todo esto, se

decide que todas las secciones de los cables sean estándar en todos los casos estudiados.

La eficiencia del regulador, al ser una instalación fotovoltaica conectada a red, no se tiene en cuenta, por lo que el valor que adoptará para todas las simulaciones será del 100%.

La *eficiencia del inversor* está marcada por la hoja de características que ofrece el fabricante de dicho inversor, el nivel del inversor seleccionado alcanza el valor de 97% de eficiencia.

En la pestaña “Datos económicos” encontramos toda la información financiera de la instalación, como por ejemplo la inversión inicial que hay que llevar a cabo, la tasa anual efectiva, el precio de la electricidad, así como los gastos que repercuten al mantenimiento de la instalación como la vida útil de la misma.

Datos Económicos	
Inversión Inicial (€)	100000
Gastos por mantenimiento y seguimiento (€/año)	800
Precio (cts€/kWh)	13
Tasa Anual Efectiva (%)	1
Periodo de cálculo (años)	25

Figura 18. Ejemplo de una simulación de PVEF 1.0

La inversión inicial depende de muchos factores, para obtener el valor exacto se ha calculado para cada simulación toda la inversión financiera que conlleva su operación.

A continuación, se numeran los apartados que se han realizado para obtener el resultado final de inversión:

1. *Precio de los paneles*: cada tipo de célula fotovoltaica tiene un precio de mercado independiente al resto de paneles fotovoltaicos. En el Anexo 2 se puede comprobar la obtención de los datos por fabricante y el precio de cada panel en el mercado.

El precio de los paneles es necesario para calcular el VAN,

A continuación, se muestra una tabla resumen con los precios de los paneles para cada tecnología fotovoltaica.

Tipo de panel	Precio (€)
Monocristalino	250-300
Policristalino	250
HIT	300
CdTe	125
CIGS	125-200

Tabla 5. Tabla de precios para cada tecnología

2. Gastos por mantenimiento y seguimiento (€/año): los costes por seguimiento ya van incluidos en el VAN, así que solo se valorarán los gastos correspondientes al mantenimiento de las placas fotovoltaicas. Este valor también es el mismo para todas las instalaciones fotovoltaicas.
3. Precio (cts €/kWh): para obtener este valor se han consultado distintas referencias acerca de cuál es el precio de venta de la energía en los países donde se ha realizado el estudio.

La idea de este estudio consiste en obtener una comparación de rendimiento de placas fotovoltaicas respecto al rendimiento que ofrecen sus fabricantes, pero también se realiza una comparativa entre dichas placas, por lo que conviene que algunos parámetros tengan que ser comunes.

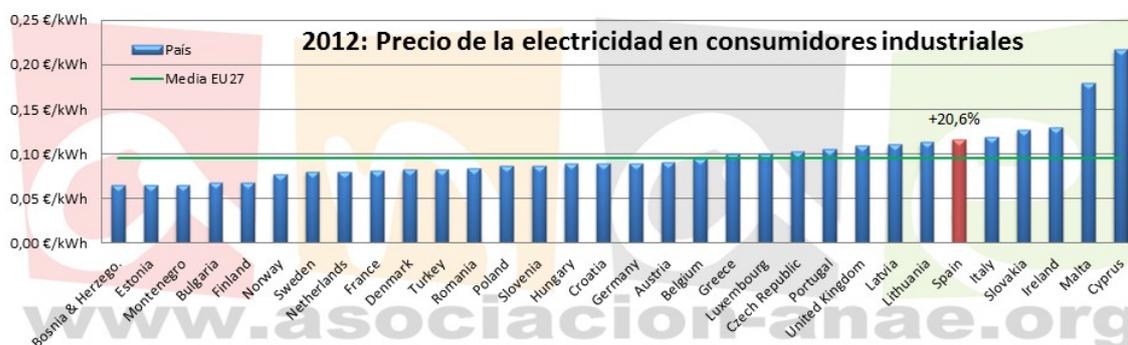


Figura 19. Precio de la electricidad en consumidores industriales, 2012, Europa [15]

En la Figura 19 se observan distintos precios de electricidad en los países europeos para el año 2012.

Se puede comprobar que los países nórdicos son los que menos coste pagan por el precio de la electricidad, obteniendo una media de 7 cts €/kWh, en cambio, el precio en España ronda los 12 cts €/kWh.

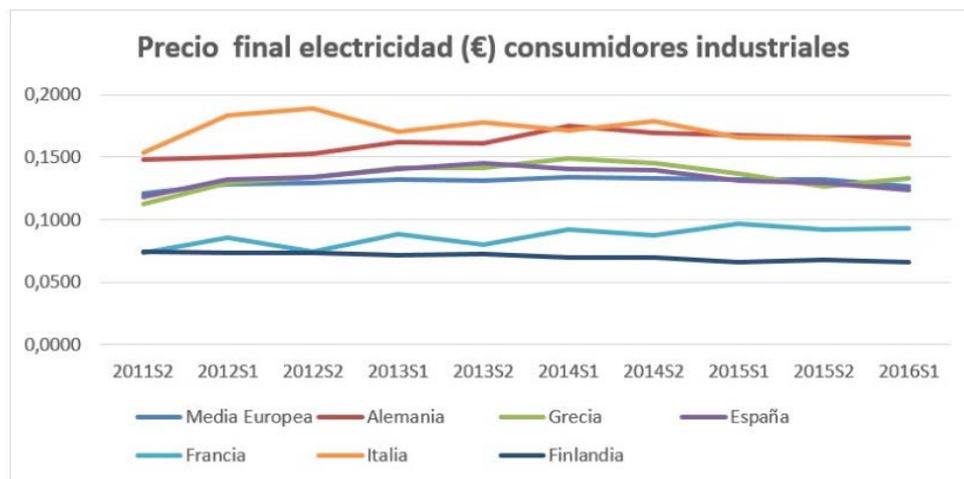


Figura 20. Precio electricidad para consumidores industriales, 2016, Europa [15]

En la F se puede observar que el precio de venta de energía en España para el año 2016 corresponde a un valor de 13 cts €/kWh aproximadamente.

El lugar problemático es Kom Ombo, influenciado por la gran crisis actual que está sufriendo su moneda. Por lo que se decide estandarizar el precio de venta de la electricidad al valor medio de venta en España del periodo más cercano al actual.

El valor final de venta se valora en 13 cts €/kWh. Este dato solo influye para calcular el VAN, por lo que en efectos de rendimiento no tiene mucha repercusión.

4. La tasa anual efectiva (%) se considera con valor de 1%.
5. El periodo de cálculo (años) indica el periodo de tiempo en el que se desea realizar el cálculo del VAN, para estas simulaciones el valor se eleva hasta los 25 años.

Una vez realizados todos los cálculos y haber introducido todos los parámetros, se obtiene definitivamente los resultados que ofrece el programa.

Para realizar la tabla comparativa en Excel se utilizan los datos obtenidos de Producción anual (kWh/año) y la eficiencia global anual (%), el VAN se obtiene en los cálculos realizados con Excel, aunque los resultados obtenidos con el programa se utilizan como guía para los resultados finalmente obtenidos en la hoja de cálculo.

En el Anexo 3 se pueden comprobar los resultados obtenidos en cuanto a pérdidas de rendimiento por sombreado, temperatura, etc.

Este proceso se realiza para todas las simulaciones de las instalaciones fotovoltaicas.

Esta información se trabaja a partir de ahora en una hoja de cálculo, en la que se desarrollará la comparativa de rendimientos de cada simulación, se calculará el VAN y se analizará el Payback de cada estudio.

A continuación, se puede observar un ejemplo de cómo se realiza el análisis en la hoja de cálculo, a través de este ejemplo se procede a explicar los conceptos básicos, así como las cuentas que se han realizado para obtener los resultados deseados.

Año	Energía producida (kWh)	Ganancia(€)	Gastos mto (€)	Cash-Flow (€)	Flujo acumulado (€)
0	62678,19	0	0	-92000	-92000
1	62678,19	8148,1647	800	7335,6127	-84664,3873
2	62678,19	8148,1647	800	7322,863759	-77341,52354
3	62678,19	8148,1647	800	7309,914787	-70031,60875
4	62678,19	8148,1647	800	7296,762646	-62734,84611
5	62678,19	8148,1647	800	7283,404148	-55451,44196
6	62678,19	8148,1647	800	7269,836055	-48181,6059
7	62678,19	8148,1647	800	7256,055079	-40925,55083
8	62678,19	8148,1647	800	7242,057879	-33683,49295
9	62678,19	8148,1647	800	7227,841063	-26455,65188
10	62678,19	8148,1647	800	7213,401185	-19242,2507
11	62678,19	8148,1647	800	7198,734745	-12043,51596
12	62678,19	8148,1647	800	7183,838189	-4859,677766
13	62678,19	8148,1647	800	7168,707906	2309,03014
14	62678,19	8148,1647	800	7153,340229	9462,370369
15	62678,19	8148,1647	800	7137,731433	16600,1018
16	62678,19	8148,1647	800	7121,877735	23721,97954
17	62678,19	8148,1647	800	7105,775293	30827,75483
18	62678,19	8148,1647	800	7089,420203	37917,17503
19	62678,19	8148,1647	800	7072,808502	44989,98353
20	62678,19	8148,1647	800	7055,936163	52045,9197
21	62678,19	8148,1647	800	7038,799097	59084,71879
22	62678,19	8148,1647	800	7021,393151	66106,11195
23	62678,19	8148,1647	800	7003,714105	73109,82605
24	62678,19	8148,1647	800	6985,757675	80095,58373
25	62678,19	8148,1647	800	6967,519509	87063,10324

Tabla 6. Hoja de cálculo correspondiente a la Simulación 1, Zaragoza, con seguidores y limpieza OK

En esta hoja de cálculo se analiza principalmente el carácter financiero de la instalación, donde es necesario definir y explicar los siguientes conceptos básicos:

- ❖ Año: tiempo en el que se realiza la simulación, se define como el periodo de tiempo en el que se analiza todo el estudio.
Se define como año 0 al tiempo en el que se realiza la primera inversión de la instalación fotovoltaica, obteniendo los materiales de seguimiento, paneles, inversores necesarios y el resto de aparamenta que es necesaria para que la central fotovoltaica funcione correctamente.
- ❖ Energía producida(kWh): se trata del valor anual obtenido en las simulaciones realizadas con el programa PVEF 1.0.
Se considera que el dato de energía anual obtenido por el programa se va a mantener constante durante los 25 años que dura el análisis de la instalación fotovoltaica.

- ❖ **Ganancia (€):** Se obtiene de realizar el producto de la energía producida con el precio de venta de la energía eléctrica.
Al mantener la energía producida y el precio de venta de la electricidad constante en el tiempo, el resultado de esta operación facilita otro valor constante a lo largo del análisis de la planta solar.
- ❖ **Gastos de mantenimiento (€):** Se trata de la inversión realizada para mantener correctamente los paneles fotovoltaicos, facilitando así su rendimiento óptimo.
El valor se considera constante también en el tiempo.
- ❖ **Cash-Flow (Flujo de caja):** económicamente, se define como la variación de caja debido a las entradas y salidas de capital en un periodo de tiempo.
El proceso de cálculo es el siguiente:

$$Cash - Flow = Ganancia(€) - Gastos_{total}(€) * (1 + Inflación_{total}(€))^{año}$$

Como se puede comprobar, todos los datos necesarios para realizar la operación han sido obtenidos en los pasos anteriores, ya sea por las simulaciones realizadas por el programa como por la hoja de cálculo.

En el Anexo 3 se puede comprobar todas las cuentas realizadas para la obtención de cada Cash-flow de todas las simulaciones realizadas.

- ❖ **Flujo acumulado (€):** Se trata del valor obtenido cada año al sumarle los beneficios del año actual. Se parte de la base del valor obtenido en conjunto del año anterior y se le suman los beneficios del año actual.
- ❖ **Payback (año):** consiste en el tiempo que se tarda en recuperar la inversión inicial.

Para obtener este valor se tienen en cuenta los siguientes datos.

Periodo ant. cambio signo	12
Valor absoluto cash flow	4659,677766
Flujo caja sig periodo	7168,707906

Tabla 7. Valores de cálculo Payback, Hoja de cálculo

El periodo anterior al cambio de signo indica, en la tabla que se puede observar más arriba, el tiempo que tarda en recuperar parcialmente la inversión inicial el responsable de la planta fotovoltaica.

Este resultado no es exacto, por lo que se necesita también el valor absoluto de cash-flow del periodo justamente en el que todavía el valor de cash-flow es negativo. Además, se escogerá también el valor del flujo de caja siguiente al periodo de cambio de signo.

Con estos datos el *payback* se calcula de la siguiente manera:

$$\textit{payback (años)} = \frac{\textit{periodo anterior cambio signo} + \textit{valor abs. cashflow}}{\textit{Flujo caja sig periodo}}$$

El *VAN* es un parámetro financiero que calcula el valor de una serie de flujos de caja.

Para obtener este valor, se utiliza una función definida en Excel a través de la cual se obtiene el resultado automáticamente seleccionando todos los valores de *cash-flow* obtenidos anteriormente.

Este valor es muy importante en el estudio realizado, ayuda a diferencia qué tecnología es más beneficiosa en caso de que el rendimiento sea muy parejo.

Una vez realizados todos estos procedimientos para cada simulación, se procede a crear una tabla resumen en la que aparezcan los datos más relevantes obtenidos en los distintos estudios realizados para las instalaciones fotovoltaicas.

5. RESULTADOS OBTENIDOS AL REALIZAR LAS SIMULACIONES

En este apartado se comentan los resultados obtenidos en las simulaciones mediante la tabla resumen generada en la hoja de cálculo.

Las comparaciones realizadas serán acompañadas con gráficas para que la explicación sea más visual e intuitiva.

TIPO DE CELULA	CIUDAD	Seguidores y limpieza OK					Sin seguidores y limpieza OK				
		Rendimiento (%)			VAN (OK)	Payback	Rendimiento (%)			VAN (SOK)	Payback
		Teórico	Real	Variación			Teórico	Real	Variación		
MONOCRISTALINO	Zaragoza	14	11,6	17,1%	65262,71	12,67	14	11,99	14,4%	52607,9	11,81
	Málaga	14	11,16	20,3%	102626,64	10,23	14	11,65	16,8%	80546,77	9,52
	Gijón	14	12	14,3%	55056,53	13,58	14	12,33	11,9%	48108,27	12,28
	Kom Ombo	14	10,49	25,1%	52667,56	8,0509	14	12,02	14,1%	12899,2	7,62
	Trondheim	14	12	14,3%	52017,69	13,71	14	12,77	8,8%	22613,13	15,74
POLICRISTALINO	Zaragoza	14,5	11,86	18,2%	82462,28	10,78	14,5	12,27	15,4%	68370,38	9,459
	Málaga	14,5	11,63	19,8%	128802,85	8,41	14,5	12,07	16,8%	100284,56	7,51
	Gijón	14,5	12,36	14,8%	73197,32	11,43	14,5	12,7	12,4%	64668,03	9,754
	Kom Ombo	14,5	10,25	29,3%	61325,44	7,14	14,5	11,5	20,7%	19520,74	6,44
	Trondheim	14,5	12,38	14,6%	70251,62	11,51	14,5	13,19	9,0%	38262,51	12,33
HIT	Zaragoza	14,59	12,43	14,8%	86647,01	11,46	14,59	12,75	12,6%	64642,07	11,16
	Málaga	14,59	12,12	16,9%	139355,07	9,1615	14,59	12,55	14,0%	104843,62	8,921
	Gijón	14,59	12,76	12,5%	77283,68	12,34	14,59	13,03	10,7%	62569,23	11,68
	Kom Ombo	14,59	10,29	29,5%	89144,36	7,4922	14,59	12,25	16,0%	36065,81	7,45
	Trondheim	14,59	12,67	13,2%	72622,01	12,55	14,59	13,67	6,3%	34500,68	14,57
CdTe	Zaragoza	13,89	11,9	14,3%	27090,49	14,58	13,89	12,23	12,0%	22568,13	13,19
	Málaga	13,89	11,61	16,4%	50896,02	11,33	13,89	12,06	13,2%	40349,98	10,149
	Gijón	13,89	12,19	12,2%	20114,55	15,93	13,89	12,45	10,4%	19100,94	14,02
	Kom Ombo	13,89	10,25	26,2%	-36344,1	25	13,89	11,81	15,0%	-52660,47	25
	Trondheim	13,89	12,02	13,5%	15814,87	16,65	13,89	12,7	8,6%	2130,89	20,14
CIGS	Zaragoza	11,5	9,63	16,3%	50564,93	11,37	11,5	9,91	13,8%	40749,15	10,095
	Málaga	11,5	9,35	18,7%	79010,64	8,99	11,5	9,71	15,6%	61906,01	7,949
	Gijón	11,5	9,94	13,6%	43097,63	12,22	11,5	10,18	11,5%	37400,65	10,55
	Kom Ombo	11,5	8,39	27,0%	1396,24	25	11,5	9,1	20,9%	112205,47	25
	Trondheim	11,5	9,9	13,9%	39451,94	12,48	11,5	10,48	8,9%	17784,01	13,99

Tabla 8. Resultados de las simulaciones realizadas con limpieza correcta, hoja de Excel.

En esta tabla se pueden observar los diferentes datos obtenidos al realizar las simulaciones en las que la limpieza de los paneles es la adecuada, esto significa que el nivel de suciedad alcanza los 4 gr/m².

En referencia a los datos más relevantes, se puede comprobar que en caso de que la instalación posea seguidor, el rendimiento de las placas fotovoltaicas disminuye, esto sucede debido a que al recibir durante todo el día la irradiación del sol de forma directa, los paneles fotovoltaicos sufren mayor estrés por temperatura, reduciendo así su eficiencia.

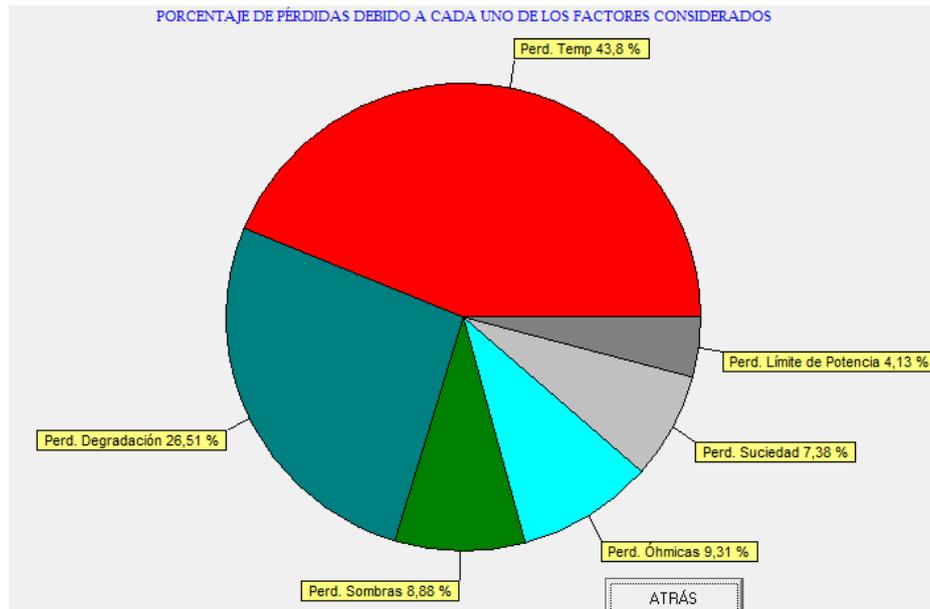


Figura 21. Pérdidas en simulación monocristalino, Zaragoza, con seguidores y limpieza OK.

En el diagrama superior se puede comprobar que las pérdidas por temperatura son las predominantes en la instalación.

Sin embargo, como se puede comparar en el siguiente diagrama, suponiendo que no hay seguidores en la instalación se comprueba que las pérdidas por temperatura no son las principales, en este caso aumentarían las pérdidas angulares.

Estas pérdidas son debidas a que los seguidores favorecen la recepción de los rayos solares sobre los paneles, en caso de que no actúen dichos elementos las pérdidas por mal posicionamiento de los paneles aumentan.

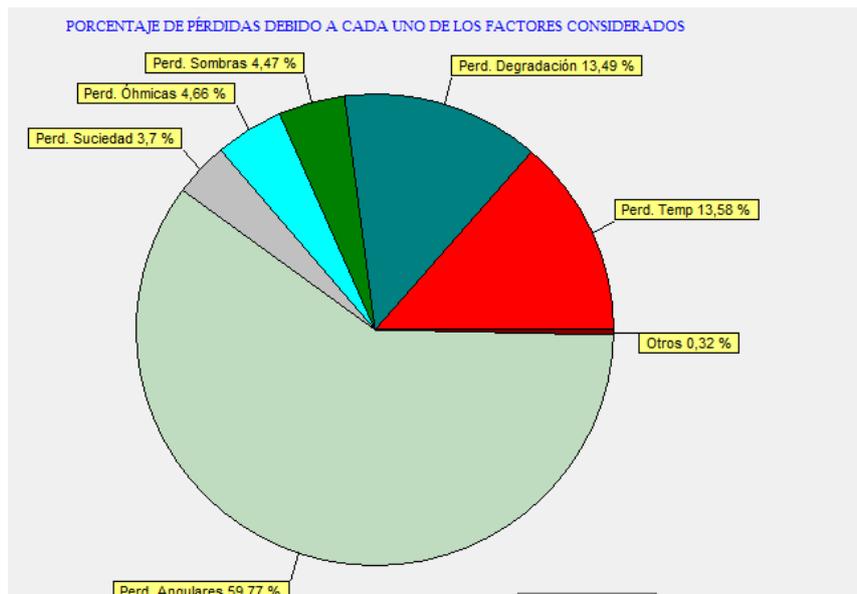


Figura 22. Pérdidas en simulación monocristalino, Zaragoza, sin seguidores y limpieza OK

Analizando casos concretos, se observa que en el caso de los paneles monocristalinos, las zonas con una temperatura ambiente más baja, como son Gijón y Trondheim, ofrecen una diferencia de rendimiento de aproximadamente el 14,3%. En comparación con los lugares más calurosos, en los que las pérdidas por temperatura son muy elevadas, llegando a provocar una diferencia de eficiencia del 20,3% en caso de Málaga y del 25,1% en Kom Ombo.

La primera conclusión es que los fabricantes de paneles monocristalinos, en caso de elevadas temperaturas, no aportan una información muy verídica en cuanto al rendimiento de sus paneles.

En el caso de los paneles fotovoltaicos policristalinos la diferencia de rendimiento que se obtiene cuando los paneles sufren temperaturas muy elevadas también es palpable, se puede remarcar que en comparación con los paneles monocristalinos la zona con mayor temperatura es la que más variación de rendimiento ofrece, siendo Kom Ombo con un 29,3%, frente al 25,1% obtenido con los paneles monocristalinos. Pero donde se ve la diferencia es con el segundo lugar con mayor temperatura, Málaga, donde la diferencia de eficiencia con paneles policristalinos es de 19,8%, en comparación con la variación de los paneles monocristalinos que ofrecen una variación de 20,3%.

Tras este análisis se puede afirmar que los paneles policristalinos, a temperaturas en las que no se estresa mucho el panel, funcionan mejor que el panel monocristalino, a pesar de todo, los fabricantes son muy optimistas en sus estudios y el rendimiento que ofrecen no es el más adecuado.

En cuanto a temperaturas frías, el panel monocristalino funciona mejor que el panel policristalino, aunque el rendimiento de ambos es muy parejo.

En cuanto a los paneles HIT, se puede observar que a temperaturas normales son los que mejor rendimiento ofrecen en comparación con los ya estudiados, ofreciendo una media de variación para temperaturas calientes de un 13% si realizamos la excepción

de Kom Ombo, en cuyo caso llega al 29,5% de variación de eficiencia. Por lo que se puede afirmar que la tecnología HIT, en caso de que no se trabaje a temperaturas de calor muy estresantes, es el más fiable de los tres. Además, en lugares fríos como Trondheim, la variación de rendimiento es de 6,3% en el caso de que no se trabaje con seguidores. Este dato, en comparación con las demás tecnologías, es el más fiable de todos los ofrecidos hasta el momento.

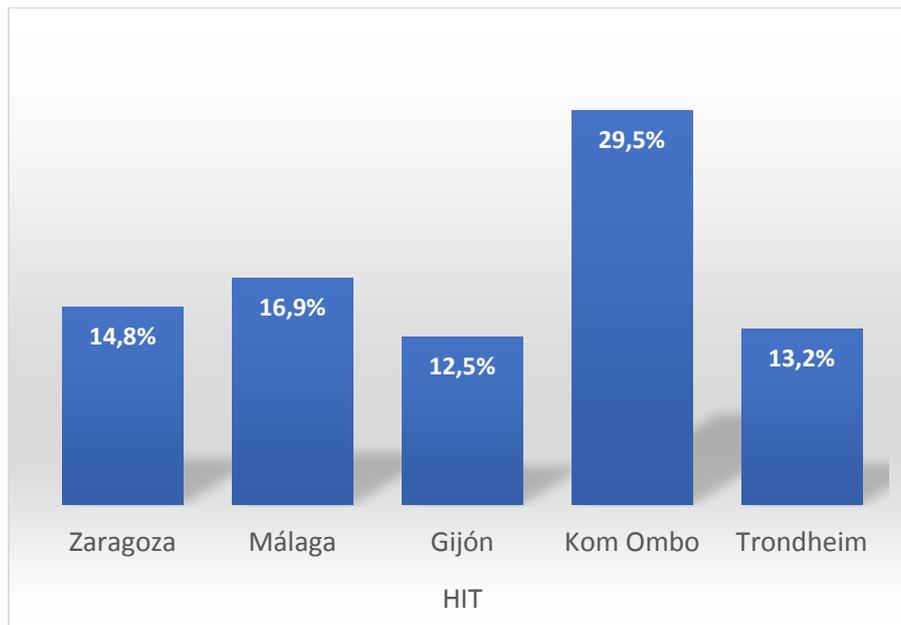


Figura 23. Variación de la eficiencia en paneles HIT, con seguidor y limpieza correcta.

La tercera conclusión sería que los paneles HIT ofrecen poca variación de eficiencia en casos en los que la temperatura no es demasiado estresante para el panel, pero en el momento que la temperatura de trabajo aumenta la eficiencia se vuelve a disparar por encima del 10% de variación, por lo que el fabricante vuelve a equivocarse en sus suposiciones acerca del rendimiento de los paneles.

En esta parte de la gráfica se observa que la variación de eficiencia de los paneles de CdTe es muy parecida a la obtenida en el caso de los paneles HIT, mejorando la media de variación de rendimiento, si exceptuamos el dato de Kom Ombo, por debajo del 14%. Se puede comprobar que en zonas en las que la temperatura es muy estable y

beneficiosa para el funcionamiento de los paneles, el rendimiento de los paneles de CdTe es unos puntos mejor que el ofrecido por los paneles HIT; sin embargo, en las zonas más frías, como Trondheim, siguen siendo los paneles HIT los que ofrecen menor variación de rendimiento. En este caso, si se analiza el comportamiento económico de ambos paneles se comprueba que es mucho más rentable el panel HIT.

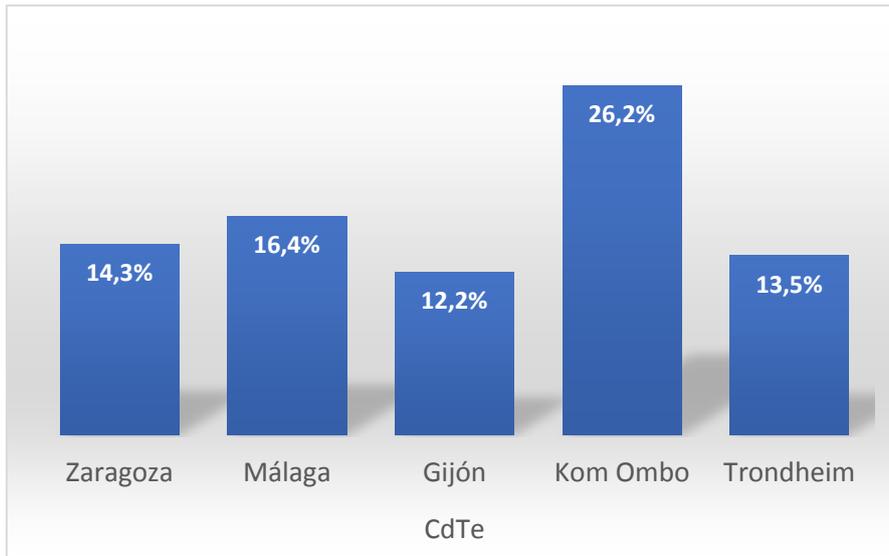


Figura 24. Variación de la eficiencia en paneles CdTe, con seguidor y limpieza correcta.

La recuperación de inversión y el VAN obtenido por los paneles de CdTe es peor que el obtenido por los paneles HIT.

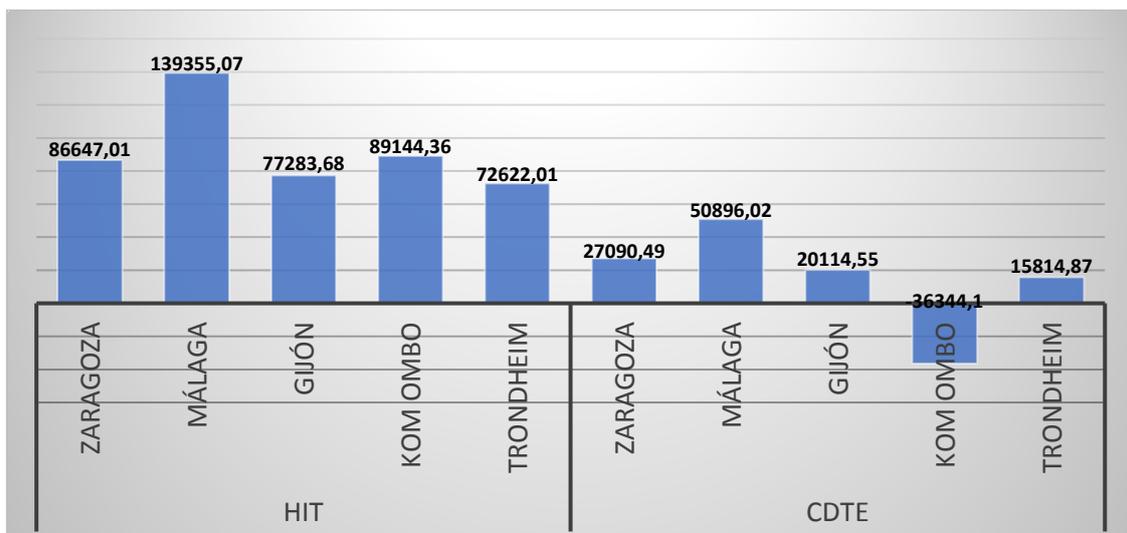


Figura 25. VAN paneles HIT y CdTe, con seguidor y limpieza correcta

Los comentarios anteriores ofrecen la siguiente reflexión, los fabricantes de paneles CdTe son los más próximos a los valores que se ofrecen en el laboratorio en comparación con el resto de los fabricantes de paneles, pero económicamente siguen estando por detrás de los paneles fotovoltaicos HIT. Sin embargo, en condiciones de poco estrés térmico debido a que no se trabaja con seguidores, ofrecen los mejores índices de variación de rendimiento de todos los fabricantes estudiados.

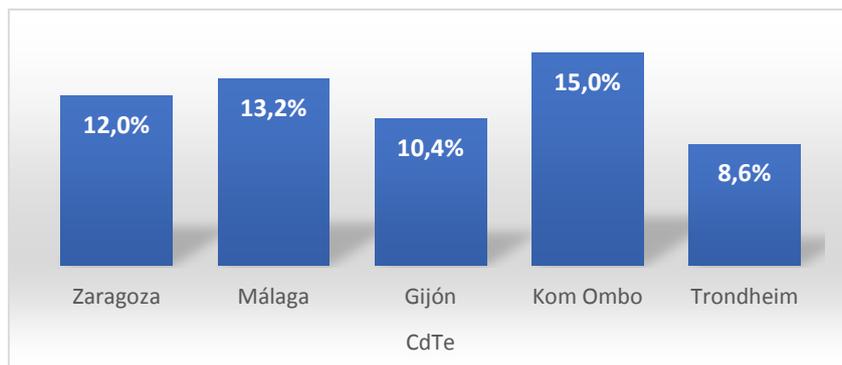


Figura 26. Variación de la eficiencia en paneles HIT, con seguidor y limpieza correcta.

En el caso de los paneles CIGS se observa que los niveles de variación de rendimiento en el caso de trabajar con seguidores, y por tanto, con estrés térmico, aumenta bastante en comparación con los paneles anteriormente comentados, rondando el 15% de variación de eficiencia media.

Sin seguidores, la variación de rendimiento alcanza niveles parecidos a los obtenidos con las simulaciones de los paneles monocristalinos, por lo que **se puede afirmar** que los fabricantes no aciertan con sus suposiciones de rendimiento y vuelven a equivocarse bastante al valorar la eficiencia de sus paneles.

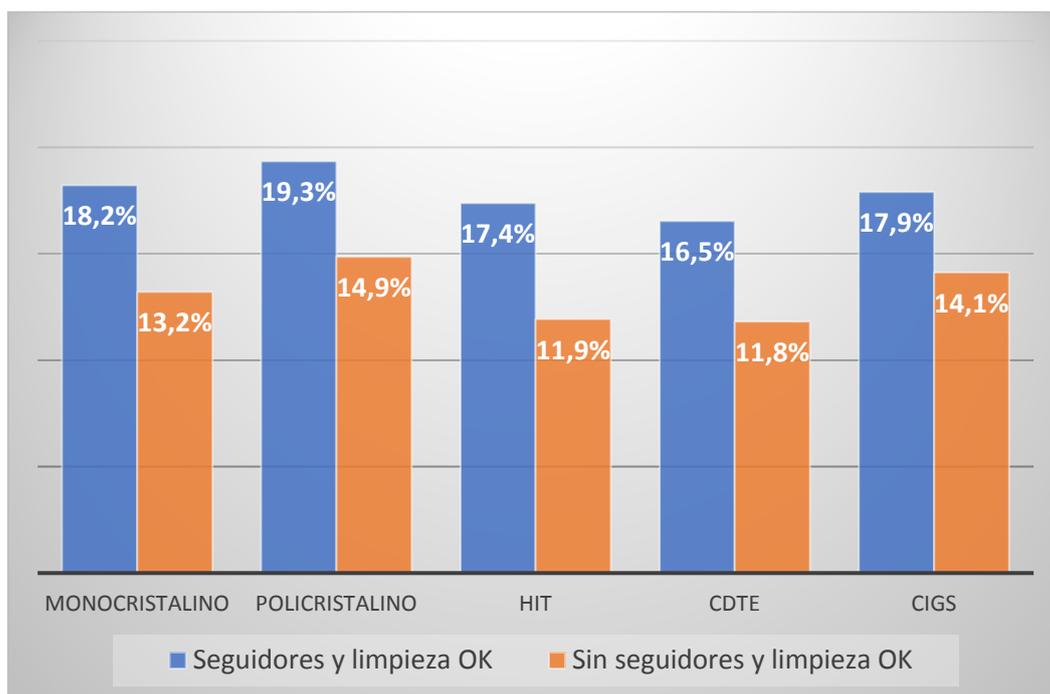


Figura 27. Comparación por tecnologías del rendimiento de paneles, limpieza correcta.

En la Figura 27 se puede comprobar que en los casos donde la instalación lleva seguidor, la variación de rendimiento es muy superior. Esto se produce porque las pérdidas por temperatura son muy elevadas debido a que el sol calienta durante todo el tiempo los paneles fotovoltaicos, provocando un sobrecalentamiento que hace reducir su eficiencia de trabajo.

En estos casos se verifica que los fabricantes de las tecnologías HIT Y CdTe son los más acertados en sus suposiciones de rendimiento de los paneles, mientras que los paneles policristalinos son los peor valorados y los que mayor diferencia de eficiencia tienen.

En el caso de no utilizar seguidores, el panel no sufre tanto sobrecalentamiento y los valores de eficiencia no difieren tanto con los aportados por los fabricantes.

Para este estudio, los fabricantes de HIT y CdTe vuelven a ser los que más se ajustan a la realidad, seguidos por los paneles monocristalinos. La peor valoración la reciben los paneles policristalinos

A continuación, se muestra la tabla con los resultados obtenidos en los casos en los que la limpieza del panel no es la adecuada, teniendo en cuenta que en una situación hay seguidor y en la otro no se posee de dicho elemento en la instalación.

Estas simulaciones no aportan tanta información como la tabla anterior, se supone que el funcionamiento de las placas fotovoltaicas será óptimo y la limpieza de las placas será la adecuada, sin embargo, se obtienen detalles interesantes acerca de qué paneles funcionan mejor y qué fabricantes ofrecen valores razonables a la hora de trabajar sus diseños fotovoltaicos.

TIPO DE CELULA	CIUDAD	Seguidores y limpieza NOK					Sin seguidores y limpieza NOK				
		Rendimiento (%)			VAN (NOK)	Payback	Rendimiento (%)			VAN(SNOK)	Payback
		Teórico	Real	Variación			Teórico	Real	Variación		
MONOCRISTALINO	Zaragoza	14	10,65	23,9%	50699,32	13,98	14	11	21,4%	38552,22	13,44
	Málaga	14	10,28	26,6%	85581,24	11,22	14	10,7	23,6%	67046,32	10,69
	Gijón	14	11,02	21,3%	41407,2	14,9	14	11,31	19,2%	37167,12	13,62
	Kom Ombo	14	9,87	29,5%	36031,92	9,87	14	11,31	19,2%	-4403,9	25
	Trondheim	14	11,09	20,8%	39309,15	15,06	14	11,73	16,2%	13707,73	17,62
POLICRISTALINO	Zaragoza	14,5	10,9	24,8%	67454,98	11,86	14,5	11	24,1%	48453,21	11,3
	Málaga	14,5	10,71	26,1%	110456,97	9,21	14,5	11,09	23,5%	86028,18	8,27
	Gijón	14,5	11,36	21,7%	59005,69	12,5837	14,5	11,69	19,4%	53259,73	10,7921
	Kom Ombo	14,5	9,61	33,7%	43672,52	7,7403	14,5	10,58	27,0%	2463,8	7,18
	Trondheim	14,5	11,45	21,0%	57056,15	12,62	14,5	12,13	16,3%	28954,92	13,74
HIT	Zaragoza	14,59	11,43	21,7%	69424,02	12,59	14,59	12,13	16,9%	55359,49	12,344
	Málaga	14,59	11,19	23,3%	119118,24	10	14,59	11,53	21,0%	88638,72	9,81
	Gijón	14,59	11,73	19,6%	61222,28	13,5654	14,59	11,96	18,0%	49663,46	12,927
	Kom Ombo	14,59	10,29	29,5%	70612,89	8,0267	14,59	11,26	22,8%	15960,81	8,307
	Trondheim	14,59	11,73	19,6%	57927,09	13,72	14,59	12,26	16,0%	20869,93	16,73
CdTe	Zaragoza	13,89	10,96	21,1%	18789,65	20,1915	13,89	11,21	19,3%	15861,43	14,907
	Málaga	13,89	10,73	22,8%	41169,52	12,4699	13,89	11,08	20,2%	32382,28	11,31
	Gijón	13,89	11,21	19,3%	12296,09	17,796	13,89	11,43	17,7%	12783,89	15,859
	Kom Ombo	13,89	9,74	29,9%	-44233,48	25	13,89	10,86	21,8%	-62487,68	25
	Trondheim	13,89	11,14	19,8%	9342,2	18,377	13,89	12,7	8,6%	-2933,33	23,916
CIGS	Zaragoza	11,5	8,85	23,0%	40215,03	12,593	11,5	9,08	21,0%	32555,87	11,28
	Málaga	11,5	8,63	25,0%	66865,21	9,875	11,5	8,93	22,3%	52204,37	8,806
	Gijón	11,5	11,14	3,1%	23817,35	15,93	11,5	9,35	18,7%	29598,86	11,79
	Kom Ombo	11,5	7,9	31,3%	-10097,81	25	11,5	8,67	24,6%	-39135,13	25
	Trondheim	11,5	9,16	20,3%	29575,24	14,018	11,5	9,63	16,3%	11470,56	15,902

Tabla 9. Resultados de las simulaciones realizadas con limpieza incorrecta, hoja de cálculo.

Las conclusiones que se sacan de esta tabla son las siguientes:

- ❖ Los fabricantes exceden en la mayoría de los casos el 20% de diferencia de eficiencia en caso de que la limpieza de los paneles no sea la adecuada.
- ❖ Los paneles “más eficientes” en estas condiciones son los compuestos por las tecnologías HIT y CdTe.
- ❖ Debido a la mala situación económica que hay en Egipto, las instalaciones fotovoltaicas que no tenga la limpieza adecuada pueden aportar pérdidas económicas muy elevadas.

CONCLUSIONES

Con toda la información obtenida al realizar las simulaciones, análisis y gráficas, pueden sacarse una serie de conclusiones sobre el rendimiento que ofrecen los fabricantes acerca de sus productos, a la par que se comenta si es verídica su información acerca de dicho rendimiento.

- ❖ En condiciones correctas para el funcionamiento de la instalación fotovoltaica, el rendimiento ofrecido por los fabricantes difiere con el real obtenido. Los valores de variación de eficiencia no bajan del 15%.
- ❖ Las pérdidas generadas por exceso de temperatura son la principal causa de bajo rendimiento cuando la instalación posee seguidores. La recepción solar continua por parte de los paneles fotovoltaicos produce una bajada de rendimiento que en algunos casos llega al 2% de diferencia si la comparación se realiza en caso de no haber seguidores.
- ❖ La localización donde se desarrolla la planta es una de las características más importantes a tener en cuenta cuando se planea la construcción de la planta, los beneficios obtenidos pueden ser grandes si se compara con la elección errónea de la localización.
- ❖ La limpieza de los paneles es muy importante, y parece que los fabricantes no tienen en cuenta el rendimiento que pueden llegar a perder sus paneles en caso de que estén sucios o se sitúen en lugares donde las condiciones externas puedan perjudicar la limpieza de las células.
- ❖ Si la instalación no posee seguidores, las pérdidas principales que influyen en la baja eficiencia del material son las producidas por los errores de seguimiento, hay que valorar en estos casos si el beneficio económico compensa las pérdidas por desajuste de placas fotovoltaicas, en la mayoría de los casos se comprueba que no es así, y se obtienen mayores beneficios económicos cuando se utilizan seguidores.
- ❖ En situaciones en las que la irradiación del sol no es continua en los paneles, los fabricantes se acercan más a sus valores de eficiencia de los paneles, situándose la diferencia de rendimiento en valores cercanos al 12% en la mayoría de los casos.
- ❖ Las simulaciones en Kom Ombo son el reflejo de la crisis en las instalaciones fotovoltaicas actuales, esta ubicación presenta las mejores condiciones de irradiancia de todas las localizaciones, pero su efecto económico es desastroso.
- ❖ Los fabricantes que más se ajustan a su valoración inicial en cuanto al rendimiento de los paneles son los de células HIT y CdTe. En un principio se planeaba que fuesen

los paneles monocristalinos los que ofrecerían menor variación de eficiencia, pero las simulaciones han demostrado lo contrario.

- ❖ Las placas fotovoltaicas fabricadas con CdTe ofrecen la mayor estabilidad en cuanto a diferencia de eficiencia si se compara con el valor ofrecido por el fabricante, por lo que se adaptan mejor a las condiciones de terreno y climatológicas que el resto de modelos fotovoltaicos. Pero si se analiza el beneficio económico, es la tecnología que menor valor financiero aporta cuando se comienza la producción.
- ❖ La tecnología HIT es la más estable tanto en términos de rendimiento como financiero en comparación con el resto de tecnologías. Los fabricantes de esta tecnología se consideran los más fiables a la hora de realizar las estimaciones de rendimiento de sus paneles.
- ❖ Los fabricantes de paneles policristalinos son los que ofrecen la peor valoración en términos de fiabilidad de sus productos, debido a que la variación de eficiencia de estos paneles es muy elevada en comparación con la que ofrecen dichos fabricantes.

Para poder mejorar este estudio, se necesitaría realizar alguna simulación con el material necesario disponible en un laboratorio, obteniendo así resultados de primera mano y no depender completamente de las simulaciones realizadas por un programa.

También sería muy útil disponer de un banco de información más amplio, con hojas de características de cada tipo de panel e inversor, debido a que el principal obstáculo que se ha encontrado a lo largo de este estudio es poder encontrar información fiable y verídica.

Para poder realizar el trabajo, ha sido necesario registrarse en foros, tanto nacionales como extranjeros.

Como continuación de este estudio, se podría realizar la simulación real de cada tipo de tecnología para comprobar que los resultados teóricos obtenidos en este estudio son realmente fiables. También se podrían realizar estudios y simulaciones de instalaciones en situaciones y emplazamientos exóticos, la situación de Kom Ombo para el trabajo ha sido muy interesante.

Otro posible trabajo para continuar este estudio sería realizar el proyecto de una instalación para cada tipo de tecnología fotovoltaica.

Personalmente, el trabajo ha conseguido aportarme valores para buscar información muy variada en los distintos medios que existen, organizar dicha información y adentrarme aún más en el mundo de las energías renovables.

REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- [1] “Energía Solar fotovoltaica”, Wikipedia. <https://es.wikipedia.org/>
- [2] “Atlas de radiación solar en España”, AEMET, 2012.
<<http://www.aemet.es/es/portada>>
- [3] “La inflación y el poder adquisitivo” Yirepa, finanzas y economía.
<<http://yirepa.es/inflaci%C3%B3n%20-%20ipc.html>>
- [4] “Índice de inflación en España”, Global dates, 2016. <<http://es.global-rates.com>>
- [5] Global Solar Atlas, 2017. <<http://globalsolaratlas.info/>>
- [6] “La inflación en Egipto marca un nuevo récord y llega al 29,6%”, Periódico expansión, 2017.
<<http://www.expansion.com/economia/2017/02/11/589f53f122601d49228b45b1.html>>
- [7] “Noruega abastecida por la naturaleza”, Noruega.org
“Noruega es el líder europeo en energías renovables, Forococheselectricos, 2016.
- [8] “Esquemas generales de una instalación eléctrica puesta a red”, IEA EDU.
- [9] “Instalaciones de producción eléctrica con energías renovables”, EINA UNIZAR, 2015.
- [10] “Tipos de paneles fotovoltaicos”, Energía Renovables info, 2016.
<<http://www.energiasrenovablesinfo.com/>>
- [11] “Panasonic – Paneles con células solares HIT de alto rendimiento”, TRITREC GROUP.
- [12] PFC “Herramienta para el estudio de la eficiencia en sistemas fotovoltaicos conectados a red”, Javier Saumell Ocáriz, 2011.
- [13] “Pliego de condiciones técnicas para instalaciones conectadas a red” para sistemas fotovoltaicos del IDEA.
- [14] “Cables eléctricos para sistemas fotovoltaicos, tabla A.3” UNE-EN 50618.
- [15] “Comparativa de Precios Europeos de la Energía, consumidores industriales”, Precios Europeos de la Energía, 2014.

ANEXOS