



Universidad de Valladolid



**ESCUELA DE INGENIERÍAS
INDUSTRIALES**

UNIVERSIDAD DE VALLADOLID

ESCUELA DE INGENIERÍAS INDUSTRIALES

Grado en Ingeniería Eléctrica

MONITORIZACIÓN DEL ESTADO Y RENDIMIENTO DE UNA PLANTA FOTOVOLTAICA

Autor:

Bonilla Toribio, Andrés

Tutores

Miguel Ángel González Rebollo

**Departamento de Física de la Materia Condensada, Cristalografía y
Mineralogía**

Ángel Moretón Fernández

Universidad de Valladolid

Universidad de Valladolid

Valladolid, julio 2023

AGRADECIMIENTOS

Al personal docente implicado en mi enseñanza.

A mi familia, la base de mi educación, siempre en apoyo ante las circunstancias.

RESUMEN

Con el fin de visualizar y optimizar el rendimiento de la planta solar del edificio Lucia de la Universidad de Valladolid, se ha elaborado el Trabajo de Fin de Grado “Monitorización del estado y rendimiento de una planta fotovoltaica”.

Para lograrlo, se propone implementar un sistema de monitorización que permita visualizar de forma virtual el estado de la planta fotovoltaica y realizar una evaluación de rendimiento para maximizar la eficiencia y producción energética de la instalación solar a disposición de la UVA.

Los aspectos más importantes que caracterizan la monitorización fotovoltaica son aquellos que ayudan a una gestión eficiente, ya sea, identificar y solucionar fallos de forma precisa y en tiempo real, así como optimizar el rendimiento, y detectar pérdidas de energía, ayudando de forma correcta a un mantenimiento predictivo y preventivo, siempre cumpliendo las bases de la normativa que regule la planta.

En el siguiente trabajo se trata de monitorizar la estación solar fotovoltaica, estableciendo una evaluación del rendimiento, comparando los datos de producción de energía proporcionados por los lectores en los inversores con el cálculo teórico de la planta según los datos recogidos en la estación meteorológica.

ABSTRACT.

In order to optimize the performance of the solar plant in the Lucia building at the University of Valladolid, the Final Work "Monitoring the status and performance of a Photovoltaic Plant" has been studied. To achieve this, it is proposed to implement a monitoring system that allows to virtually visualize the state of the photovoltaic plant and carry out a performance evaluation to maximize the efficiency and energy production of the solar installation available to the UVA. The most important aspects that characterize photovoltaic monitoring are those that help efficient management, whether it is identifying and solving faults accurately and in real time, as well as optimizing performance, and detecting energy losses, correctly helping to predictive and preventive maintenance, always complying with the bases of the regulations that regulate the plant.

In the following work it is about monitoring the photovoltaic solar station, establishing a performance evaluation, comparing the energy production data provided by the readers in the inverters with the theoretical calculation of the silver according to the data collected in the weather station.

KEYWORDS

Monitoring , Optimize, Performance, Photovoltaic, Evaluation.

PALABRAS CLAVE

- Irradiación: Energía incidente en una superficie durante un periodo de tiempo. Se mide en kWh/m^2 .
- Célula Fotovoltaica: Dispositivo electrónico que convierte la energía procedente de la radiación solar en forma de luz (fotones) en energía eléctrica (electrones) gracias al efecto fotoeléctrico.
- String: Un string es un conjunto de paneles fotovoltaicos conectados en serie, y en ocasiones se hace referencia como caja de string.
- Inversor fotovoltaico: Un inversor fotovoltaico es un convertidor de energía continua procedente del generador fotovoltaico a energía en corriente alterna para uso del usuario.
- Estación Meteorológica: Conjunto de dispositivos o instrumentos que recogen datos de distintas variables atmosféricas que son de interés para la meteorología y la climatología.
- Estación solar fotovoltaica: Conjunto de paneles solares fotovoltaicos que transforman la radiación solar en energía eléctrica para el disfrute del usuario.
- Monitorización: Un sistema de monitorización fotovoltaica es una solución informática que permite controlar la instalación solar a tiempo real y de forma remota.
- Rendimiento: Proporción de energía disponible teniendo en cuenta las pérdidas del sistema. Refleja la eficiencia de la instalación.
- Potencia nominal del generador: Suma de la potencia nominal de los inversores (la especificada por el fabricante) que intervienen en las tres fases de la instalación en condiciones nominales de funcionamiento.
- Bifacial: Una placa fotovoltaica bifacial se caracteriza por ser sensible a la luz por ambas caras. La parte trasera está formada por una lámina transparente normalmente fabricada de vidrio templado, de modo que ambos lados reciben radiación, en la parte trasera debido al albedo, para producir energía.

ÍNDICE

1. INTRODUCCIÓN Y OBJETIVOS.....	12.
1.1. INTRODUCCIÓN.....	12.
1.1.1. ENERGÍA SOLAR FOTOVOLTAICA.....	12.
1.1.2. MONITORIZACION EN FOTOVOLTAICA.....	16.
1.1.3. INSTALACION SOLAR FOTOVOLTAICA.....	17.
1.1.3.1. CAMPO SOLAR POLICRISTALINO	
1.1.3.2. CAMPO SOLAR MONOCRISTALINO Y BIFACIAL.	
1.1.4. ESTACIÓN METEOROLÓGICA.....	22.
1.2. OBJETIVOS.....	24.
2. MARCO TEÓRICO.....	26.
2.1. PRODUCCIÓN DE ENERGIA SOLAR FOTOVOLTAICA....	26.
2.1.1. INTRODUCCIÓN.....	26.
2.1.2. BENEFICIOS.....	27.
2.1.3. SISTEMA FOTOVOLTAICO.....	28.
2.1.3.1. CÉLULAS SILICIO CRISTALINO	
2.1.3.2. CELULAS SILICIO AMORFO	
2.1.3.3. GENERACIÓN ELÉCTRICA EN FOTOVOLTAICA	
2.1.4. OTROS PARÁMETROS DE FOTOVOLTAICA.....	34.
2.1.5. PÉRDIDAS ENERGÉTICAS EN GENERACIÓN FOTOVOLTAICA.....	35.
2.2. MANTENIMIENTO.....	36.
2.3. MONITORIZACION.....	42.
2.3.1. OBJETIVOS.....	42.
2.3.2. FUNDAMENTOS DE MONITORIZACIÓN.....	42.
2.3.2.1. MONITORIZACION EN TIEMPO REAL	
2.3.2.2. MONITORIZACION OFFLINE	

2.3.3. PARAMETROS DE MEDIDA.....	46.
2.3.4. BENEFICIOS.....	48.
2.3.5. METODOLOGÍA DE MONITORIZACIÓN.....	49.
3. METODOLOGÍA DE MEDIDA Y MONITORIZACIÓN.....	50.
3.1. RECOGIDA DE DATOS.....	51.
3.1.1. ESTACIÓN METEOROLÓGICA.....	51.
3.1.2. INVERSORES.....	52.
3.1.2.1. INVERSOR FRONIUS	
3.1.2.2. INVERSOR INGETEAM	
3.2. USO DE DATOS.....	57.
3.2.1. EVOLUCION DEL CÓDIGO.....	57.
3.2.2. MODELOS TEORICOS.....	59.
3.2.2.1. MODELO EN CONDICIONES NORMALES DE OPERACIÓN	
3.2.2.2. VARIACION DE LA POTENCIA CON LA IRRADIANCIA Y LA TEMPERATURA	
3.3. MATLAB.....	62.
3.4. EJEMPLOS ESPECÍFICOS.....	76.
4. CONCLUSIONES.....	92.
5. LINEA FUTURA.....	93.
5.1. TECNOLOGÍA ANTISOILING.....	93.
6. BIBLIOGRAFÍA.....	96.

ÍNDICE DE FIGURAS

- *Figura 1: Evolución y estimación de instalación de nuevas plantas generadoras de energía renovable. Fuente: UNEF.*
- *Figura 2: Capacidad fotovoltaica a nivel global. Fuente: UNEF.*
- *Figura 3: Evolución de la capacidad de generación instalada de diferentes tecnologías en España. Fuente: UNEF.*
- *Figura 4: Evolución de la energía solar fotovoltaica en España. Fuente: UNEF.*
- *Figura 5: Ubicación de la planta fotovoltaica. Fuente: Elaboración propia.*
- *Figura 6: Planta fotovoltaica edificio Lucia. Fuente: Elaboración propia.*
- *Figura 7: Características en condiciones estándar Panel solar Sharp ND-AR330H. Fuente: Hoja de características.*
- *Figura 8: Características del inversor de Ingeteam Ingecon Sun Play 33TL. Fuente Hoja de características*
- *Figura 9: Inversores en funcionamiento en la estación solar fotovoltaica. Fuente: Elaboración propia*
- *Figura 10: Campo solar monocristalino y bifacial. Fuente: Elaboración propia*
- *Figura 11: Características en condiciones estándar del panel solar de LG 400N2TA5. Fuente: hoja de características.*
- *Figura 12: Características de entrada del inversor de Fronius Symo 4.5-3-M. Fuente: Hoja de características.*
- *Figura 13: Características de salida del inversor de Fronius Symo 4.5-3-M. Fuente: Hoja de características.*
- *Figura 14: Estación Meteorológica del edificio Lucía. Fuente: elaboración propia.*
- *Figura 15: Curva característica I-V del panel solar LG. Fuente: Hoja de características.*

- *Figura 16: Curva característica I-V y P-V con representación del P_{mpp} . Fuente: Buscador de Google*
- *Figura 17: Influencia de la temperatura de modulo en potencia, tensión a circuito abierto y corriente de cortocircuito del panel LG. Fuente: Hoja de características.*
- *Figura 18: Influencia de la irradiación solar en las curvas I-V y P-V. Fuente: Buscador de Google.*
- *Figura 19: Elementos de protección para la seguridad en el mantenimiento de instalaciones solares fotovoltaicas. Fuente: Buscador de Google.*
- *Figura 20: Efecto hotspot en cámara termográfica. Fuente: Amara Energy Transition*
- *Figura 21: Electroluminiscencia . Fuente: Fotoluminiscencia parcial en células fotovoltaicas.*
- *Figura 22: Software de monitorización en tiempo real de Ingeteam. Fuente: Elaboración propia.*
- *Figura 23: Sistema de alarmas del Inversor de Ingeteam. Fuente: Elaboración propia.*
- *Figura 24: Software de monitorización offline del inversor de Fronius. Fuente: Elaboración propia*
- *Figura 25: Resumen de uso anual del campo monocristalino y bifacial. Fuente: Elaboración propia.*
- *Figura 26: Producción mensual del campo solar monocristalino y bifacial. Fuente: Elaboración propia.*
- *Figura 27: Diferentes parámetros mostrados en la monitorización offline de Fronius.*
- *Figura 28: Canales de la monitorización offline de Fronius.*
- *Figura 29: Producción mensual en el software de Ingeteam. Fuente: Elaboración propia.*
- *Figura 30: Producción diaria en el software de Ingeteam. Fuente: Elaboración propia.*

- *Figura 31: Visualización de los datos del Inversor en el fichero Excel. Fuente: Elaboración propia.*
- *Figura 32: Influencia de la temperatura de modulo en potencia, tensión a circuito abierto y corriente de cortocircuito del panel LG. Fuente: Hoja de características*
- *Figura 33: Características de las condiciones normales de operación en panel solar Sharp ND-AR330H. Fuente: Hoja de características.*
- *Figura 34: Coeficientes de Temperatura del panel solar Sharp ND-AR330H. Fuente: Hoja de características.*
- *Figura 35: Presentación código de MATLAB. Fuente: Elaboración propia.*
- *Figura 36: Carga de ficheros del inversor y de la estación meteorológica en el código de MATLAB. Fuente: Elaboración propia.*
- *Figura 37: Lectura de datos y fechas de ambos ficheros. Fuente: Elaboración propia*
- *Figura 38: Introducción de fechas del periodo a monitorizar y lectura de índices. Fuente: Elaboración propia.*
- *Figura 39: Filtro de índices. Fuente: Elaboración propia.*
- *Figura 40: Lectura de datos del inversor y generación de tabla del inversor. Fuente: Elaboración propia.*
- *Figura 41: Lectura de datos de la estación meteorológica y generación de tabla para esta. Fuente: Elaboración propia.*
- *Figura 42: Creación de nueva tabla con datos del inversor. Fuente: Elaboración propia.*
- *Figura 43: Creación de nueva tabla con datos de la estación meteorológica. Fuente: Elaboración propia.*
- *Figura 44: Display de las tablas creadas. Fuente: Elaboración propia.*
- *Figura 45: Tabla del Inversor. Fuente: Elaboración propia.*
- *Figura 46: Tabla de la Estación Meteorológica. Fuente: Elaboración propia.*

- *Figura 47: Definición de las nuevas variables y constantes. Fuente: Elaboración propia*
- *Figura 48: Cálculos del primer método. Fuente: Elaboración propia.*
- *Figura 49: Cálculos del primer método. Fuente: Elaboración propia.*
- *Figura 50: Añadir resultados a tablas. Fuente: Elaboración propia.*
- *Figura 51: Recogida de datos para sus gráficos. Fuente: Elaboración propia.*
- *Figura 52: Gráfico de comparación de potencias. Fuente: Elaboración propia.*
- *Figura 53: Mensaje de alarma. Fuente: Elaboración propia.*
- *Figura 54: Comparación de potencias en función de las radiaciones globales 1 y 2. Fuente: Elaboración propia.*
- *Figura 55: Grafico de potencias En alterna y Energía. Fuente: Elaboración propia.*
- *Figura 56: Intensidad lumínica de los fotómetros. Fuente Elaboración propia.*
- *Figura 57: Grafico de potencias En alterna y Energía. Fuente: Elaboración propia*
- *Figura 58: Intensidad lumínica de los fotómetros. Fuente Elaboración propia*
- *Figura 59: Introducción de fechas. Fuente: Elaboración propia.*
- *Figura 60: Tabla de datos del inversor. Fuente: Elaboración propia.*
- *Figura 61: Tabla del inversor con cálculos realizados. Fuente: Elaboración propia.*
- *Figura 62: Tabla del inversor con cálculos realizados. Fuente: Elaboración propia.*
- *Figura 63: Corrientes Trifásicas. Fuente: Elaboración propia*
- *Figura 64: Tensiones Trifásicas. Fuente: Elaboración propia.*
- *Figura 65: Potencia y tensión en continua. Fuente: Elaboración propia.*
- *Figura 66: Corriente en continua. Fuente: Elaboración propia.*

- *Figura 67: Comparación entre potencias reales y teóricas. Fuente: Elaboración propia.*
- *Figura 68: Especificación de temperatura de célula. Fuente: Elaboración propia*
- *Figura 69: Comparación de rendimientos en el método 1. Fuente: Elaboración propia*
- *Figura 70: Comparación de potencias según el primer método. Fuente: Elaboración propia.*
- *Figura 71: corrientes trifásicas. Fuente: Elaboración propia.*
- *Figura 72: Tensiones trifásicas. Fuente: Elaboración propia.*
- *Figura 73: Tensión y potencia en corriente continua. Fuente: Elaboración propia.*
- *Figura 74: Comparación entre potencias según radiación global 1. Fuente: Elaboración propia.*
- *Figura 75: Comparación de rendimientos en función de la radiaciones globales. Fuente: Elaboración propia.*
- *Figura 76: Comparación de rendimientos en función de la radiaciones globales. Fuente: Elaboración propia.*
- *Figura 77: Efecto HOTSPOT debido a suciedad. Fuente: “Estado del arte del ensuciamiento y la abrasión asociada a los procedimientos de limpieza en la tecnología fotovoltaica*

1. INTRODUCCIÓN Y OBJETIVOS

1.1. INTRODUCCIÓN

1.1.1. ENERGÍA SOLAR FOTOVOLTAICA

En la actualidad, la energía solar fotovoltaica está experimentando una época de expansión y gran relevancia.

Debido al deseo de reducir la independencia energética de los combustibles fósiles a nivel global, y el desarrollo tecnológico en el ámbito de las energías renovables, la energía solar fotovoltaica se ha consolidado en el mercado global.

En el ámbito internacional, la energía fotovoltaica se sitúa en posición de liderazgo en las tecnologías de generación instaladas, tanto de energías renovables como no renovables. Según el informe de 2022 de la Unión Española Fotovoltaica [2]. China se sitúa al final de 2021 como el país con mayor capacidad instalada, representando un 31% del total mundial. (Gráfico Previsiones de en instalación de distintas energías renovables). [Figura 1].

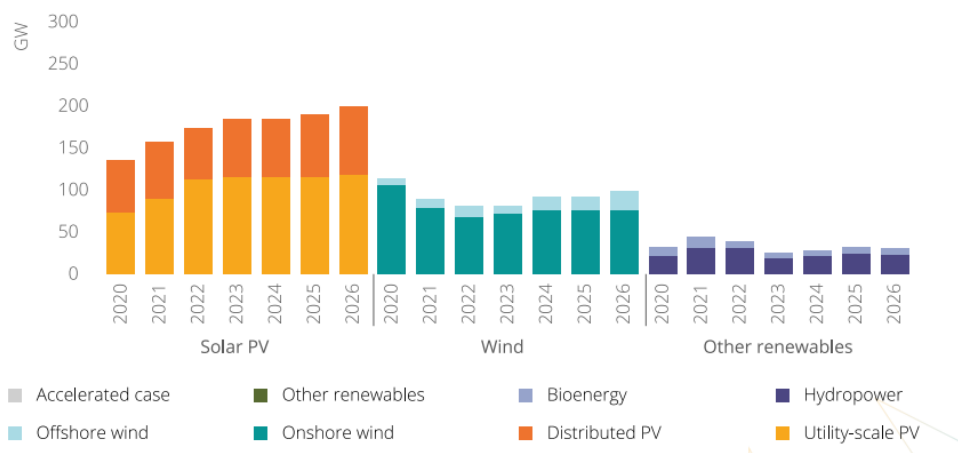


Figura 1: Evolución y estimación de instalación de nuevas plantas generadoras de energía renovable.
Fuente: UNEF.

El marco fotovoltaico a nivel mundial volvió a crecer de forma significativa. Según los análisis de Photovoltaic Power Systems Programme (PVPS) de la Agencia Internacional de Energía (IEA) [2], en la que participa UNEF como representante de España, se instalaron en el año 2021, 175 GW de nueva capacidad fotovoltaica a nivel global, siendo España el séptimo país que instaló más potencia a nivel mundial con 4,9 GW de potencia pico. (Top 10 países 2021). [Figura 2].

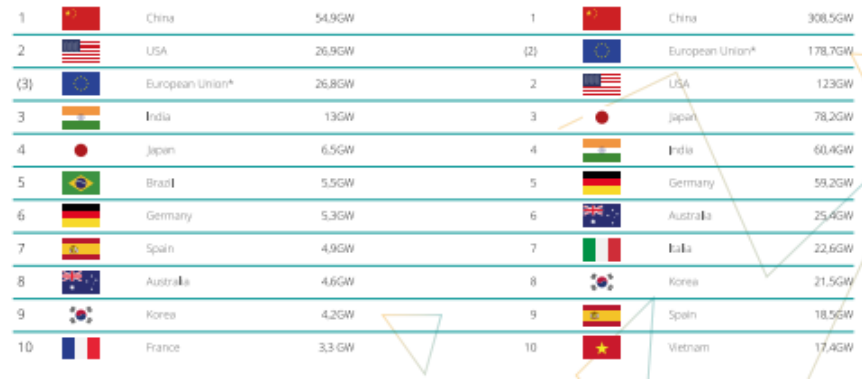


Figura 2: Capacidad fotovoltaica a nivel global. Fuente: UNEF.

Los datos en España reflejan los buenos actos establecidos para la diversificación de la matriz energética, como el aumento de la participación de energías renovables en conjunto con el marco regulatorio impuesto para la descarbonización y mitigación del cambio climático, produciendo efectos positivos en creación de empleo tanto en instalación, como operación y mantenimiento, y la reducción de gases de efecto invernadero.

En la siguiente imagen se puede ver como en los últimos años el uso del carbón ha disminuido y, a su vez, la energía solar fotovoltaica junto con la producción de energía mediante aerogeneradores, tienen un aumento exponencial a partir del año 2017. (Oferta total de energía (TES) por fuente, España 1990-2021).[3]. [Figura 3].

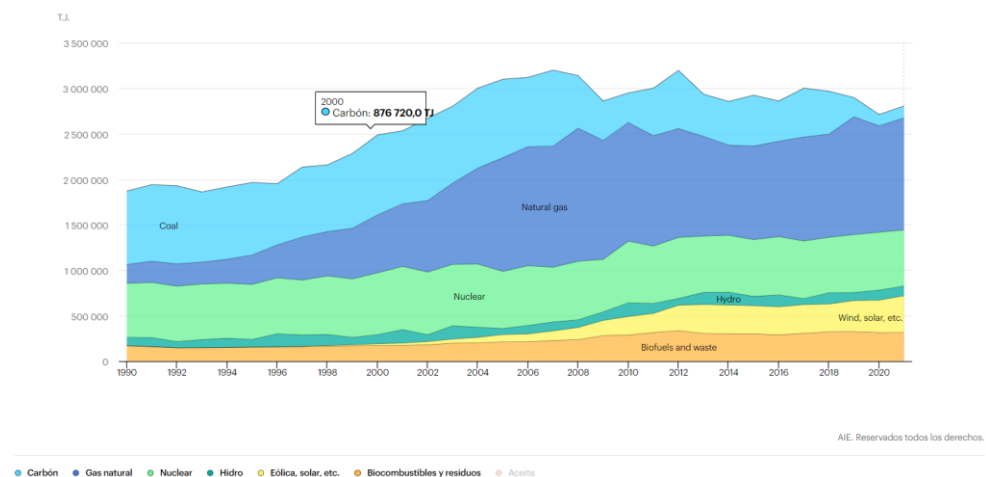


Figura 3: Evolución de la capacidad de generación instalada de diferentes tecnologías en España. Fuente: UNEF.

La crisis energética actual ha jugado un papel importante en el aumento de la demanda de energía fotovoltaica. Esta última crisis agregó 25 GW, 8 GW más que el año anterior, en el sector residencial y de pequeño comercio. En cuanto a las plantas de energía solar fotovoltaica solo presentaron un aumento del 17 GW en comparación con los 11 GW instalados en 2021. (evolucionen España fuente red eléctrica y UNEF) [Figura 4].

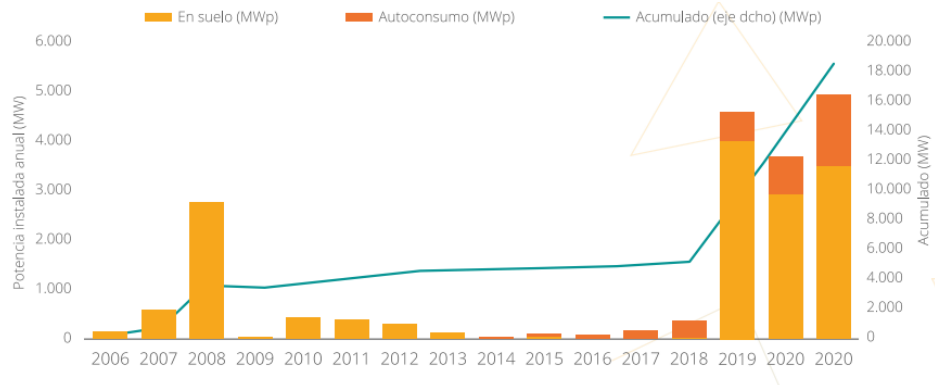


Figura 4: Evolución de la energía solar fotovoltaica en España. Fuente: UNEF.

Sin embargo, la producción de energía eléctrica a partir de la radiación solar, tiene asociados una serie de riesgos que conllevan pérdidas. Para controlar la eficiencia de la planta y minimizar estas pérdidas, se emplea tecnología de monitorización para la evaluación del estado y del rendimiento de la planta.

Es por ello que la monitorización de plantas fotovoltaicas ha cobrado tanta importancia en los últimos años, para maximizar los beneficios de la instalación, así como para establecer análisis del funcionamiento, y otros beneficios

Las diferentes causas que determinan el crecimiento de instalaciones solares fotovoltaicas en España son las siguientes:

- Políticas de apoyo a las energías renovables: España ha implementado marcos regulatorios favorables para el fomento del uso de energías renovables. Son subastas de energía renovable y sistemas de tarifas que ofrecen incentivos y garantías de remuneración a los productores de energía renovable,
- Reducción de costos: el coste de la tecnología solar fotovoltaica se ha visto reducida en los últimos años debido a los avances de eficiencia y producción de los elementos utilizado sen la instalación fotovoltaica. Esta reducción del coste ha estimulado la inversión en energía solar en España.

- Potencial solar: debido a la ubicación geográfica de España, el país cuenta con un alto potencial solar. El clima soleado y la extensa disponibilidad de terrenos para la instalación de placas solares ha ayudado a su crecimiento.
- Compromiso con las energías renovables y la descarbonización: se establecen ambiciosos objetivos para el aumento de participación de energías renovables en el mercado y la reducción de emisiones de carbono. El propósito es avanzar hacia una economía sostenible y baja en carbono.

1.1.2. MONITORIZACION EN FOTOVOLTAICA

La monitorización en el ámbito de la producción de energía renovable con la tecnología de placas solares fotovoltaicas cobra gran importancia en el sector debido a la minimización de pérdidas y ampliación de beneficios, tanto energéticos como económicos. El hecho de tener un control en tiempo real u offline de la planta solar provoca unos beneficios críticos a la hora de mejorar el rendimiento de la instalación, tanto para la detección de emergencias y averías como para llevar un estudio predictivo de la producción de la planta solar, y adaptarse de forma adecuada al mercado para generar, vender y consumir energía de forma eficiente, y gestionar el mantenimiento de forma correcta para ahorrar costes y paradas.

Algunas características relacionadas con la monitorización de plantas solares fotovoltaicas son:

- Supervisión en tiempo real: recopilación de datos sobre producción de energía, radiación solar, temperatura y otros parámetros relevantes.
- Tecnologías de la Información y la Comunicación: mediante sensores y dispositivos conectados, se recopilan datos de diferentes componentes de la planta, como los paneles solares, los inversores y las subestaciones. Estos datos se transmiten a plataformas de gestión centralizadas para su análisis y seguimiento.
- Análisis y diagnóstico avanzado: se ha mejorado la capacidad de diagnosticar problemas y optimizar el rendimiento de las plantas solares. Los algoritmos pueden detectar anomalías en tiempo real, predecir el rendimiento futuro y sugerir acciones correctivas para maximizar la producción de energía.
- Mantenimiento predictivo: implementación de estrategias de mantenimiento predictivo, al recopilar datos sobre el rendimiento y el estado de los componentes, se pueden identificar patrones de degradación y programar mantenimientos preventivos para evitar fallos inesperados y maximizar la disponibilidad de la planta.
- Integración en sistemas de gestión de energía: la monitorización de las plantas solares fotovoltaicas se integra cada vez más en sistemas de gestión de energía a nivel de red. Esto permite una mejor coordinación y optimización de la generación y el consumo de energía, así como una participación más activa en los mercados energéticos y en la respuesta a la demanda.

1.1.3. INSTALACIÓN SOLAR FOTOVOLTAICA

En el siguiente apartado se describe la estación solar fotovoltaica con la que se ha trabajado. La estación pertenece a la Universidad de Valladolid y se encuentra en el tejado del edificio Lucia, ubicado en el Campus Miguel Delibes. [Figura 5].

Dicha planta solar funciona conectada a Red. Forma parte de la Universidad con objeto de investigación, y a su vez, genera produce energía que se consume tanto en el edificio como por otros usuarios conectados a Red. Se encuentra situada en el tejado plano.

La orientación que presentan las placas solares en su disposición es de 10° de azimut, es decir, los paneles solares están orientados 10° hacia el Sur-Oeste, siendo el sur el punto de referencia con 0° . La inclinación que presentan los módulos es de 28° .

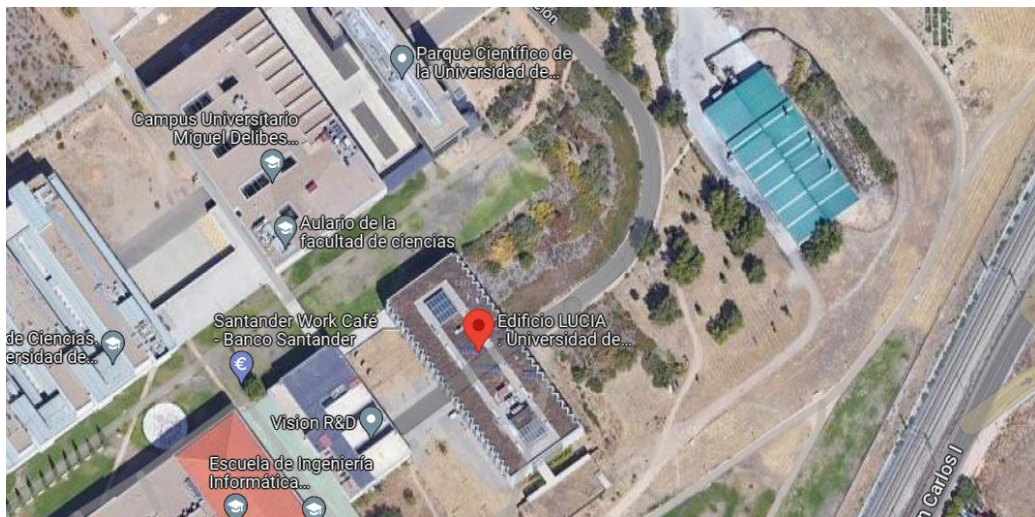


Figura 5: Ubicación de la planta fotovoltaica. Fuente: Elaboración propia.

La planta solar está compuesta por dos grandes grupos de paneles solares fotovoltaicos. Se describen de la siguiente forma.



Figura 6: Planta fotovoltaica edificio Lucia. Fuente: Elaboración propia.

1.1.3.1. CAMPO SOLAR POLICRISTALINO

Se compone de 20 paneles solares de silicio policristalino, mostrados a la izquierda de la imagen. [Figura 6]. Forman 2 cadenas en paralelo de 10 paneles solares en cada una, colocados en serie. Están conectados al inversor de la marca Ingeteam. Los paneles solares son de la marca Sharp y son capaces de generar una potencia pico de 330 W cada uno.

El modelo de las placas solares policristalinas es el Sharp ND-AR330H y presenta las siguientes características en condiciones estándar (STC). [Figura 7]. En los documentos anexos se encuentra la ficha técnica.

Electrical data (STC)		
ND-AR330H		
Maximum power	P_{max}	330
Open-circuit voltage	V_{oc}	45.5
Short-circuit current	I_{sc}	9.40
Voltage at point of maximum power	V_{mpp}	37.1
Current at point of maximum power	I_{mpp}	8.9
Module efficiency	η_m	17.0

STC = Standard Test Conditions: irradiance 1,000 W/m², AM 1.5, cell temperature 25 °C.
 Rated electrical characteristics are within ±10 % of the indicated values of I_{sc} , V_{oc} and 0 to +5 % of P_{max} (power measurement tolerance ±3 %).
 Reduction of efficiency from an irradiance of 1,000 W/m² to 200 W/m² (Tmodule = 25 °C) is less than 3%.

Figura 7: Características en condiciones estándar Panel solar Sharp ND-AR330H. Fuente: Hoja de características.

Citado anteriormente, el campo solar policristalino se encuentra conectado al inversor de la marca Ingeteam. Es un modelo sobredimensionado para el numero de paneles solares a los que está conectado y la potencia con la que trabaja. El modelo es el Ingecon Sun Play 33TL.

Es un inversor trifásico de 33 kW de potencia nominal en la salida en corriente alterna, trabaja en un voltaje máximo en continua de 1000 V, proporcionando una eficiencia máxima de 98,3% en la conversión corriente continua a corriente alterna. Presenta un sistema de seguimiento de máxima potencia MPPT que le permite extraer la máxima potencia del campo fotovoltaico. En la imagen, el inversor de Ingeteam se encuentra a la izquierda. En los documentos anexos aparece la ficha técnica y descriptiva del inversor.

Presenta las siguientes características principales: [Figura 8].

33TL	
Entrada DC	
Rango de potencia campo FV recomendado ⁽¹⁾	34 ~ 45 kWp
Tensión máxima de entrada ⁽²⁾	1000 V
Rango de tensión MPP	560 ~ 820 V
Rango de tensión de operación	560 ~ 1000 V
Tensión mínima para P _{nom}	560 V
Corriente de cortocircuito máxima	67,1 A
Máxima retroalimentación de corriente hacia el campo fotovoltaico	52,8 A rms
MPPT	1
Número de strings	1
Corriente máxima de entrada	61 A
Corriente máxima de entrada por string	11 A
Salida AC	
Potencia nominal	33 kW
Potencia máxima permanente	33 kW
Máx. temperatura para potencia nominal ⁽³⁾	45 °C
Corriente máxima	48 A
Corriente máxima transitoria	48 A
Máxima corriente de fallo de salida	< 52,8 A rms (60 ms)
Máxima protección de sobrecorriente de salida	52,8 A rms
Tensión nominal	400 V
Rango de tensión	304 ~ 528 V
Frecuencia nominal	50 / 60 Hz
Coseno Phi	1
Coseno Phi ajustable	Si, S _{max} = 33 kVA Q _{max} = 20 kVAR
THD	< 3 %
Rendimiento	
Eficiencia máxima	98,3 %
Euroeficiencia	97,9 %

Figura 8: Características del inversor de Ingeteam Ingecon Sun Play 33TL.
Fuente Hoja de características

- Eficiencia máxima de 98,5%
- Entradas digitales
- Actualización de firmware a través de tarjeta SD
- Pantalla LCD
- Fácil mantenimiento
- Contacto libre de potencial y configurable a través del menú para indicar fallo de aislamiento o conexión a red
- Apto para instalaciones de interior y de exterior
- Óptimas presentaciones a altas temperaturas
- Diferentes versiones para todo tipo de proyectos
- Diseño compacto
- Software Ingecon Sun manager para visualización y registros de datos de la planta
- Software Ingecon Sun Monitor para la monitorización de la planta FV



Figura 9: Inversores en funcionamiento en la estación solar fotovoltaica. Fuente: Elaboración propia.

1.1.3.2. CAMPO SOLAR MONOCRISTALINO Y BIFACIAL

El siguiente conjunto solar está formado por 9 paneles monocristalinos que añaden la tecnología bifacial. Los paneles solares están conectados al inversor de la marca Fronius. Estos paneles, de la marca LG, modelo LG 400N2TA5, presentan celdas de silicio monocristalino por ambas caras, delantera y trasera, y constituye dentro de la tecnología bifacial. La potencia pico en condiciones estándar es de 400W `por panel, con una ganancia máxima de hasta el 30% gracias a la tecnología bifacial. [Figura 10].



Figura 10: Campo solar monocristalino y bifacial. Fuente: Elaboración propia.

En la siguiente imagen se muestran las características del panel en condiciones estándar.

Electrical Properties (STC²)

		LG400N2T-A5	Bifaical Gain ³			
			5%	10%	20%	30%
Maximum Power (Pmax)	[W]	400	420	440	480	520
MPP Voltage (Vmpp)	[V]	41.5	41.5	41.5	41.6	41.6
MPP Current (Impp)	[A]	9.65	10.13	10.61	11.55	12.51
Open Circuit Voltage (Voc)	[V]	49.7	49.7	49.7	49.8	49.8
Short Circuit Current (Isc)	[A]	10.22	10.73	11.24	12.26	13.29
Module Efficiency	[%]	18.9	19.9	20.8	22.7	24.6

Figura 11: Características en condiciones estándar del panel solar de LG 400N2TA5. Fuente: hoja de características.

Dicho campo solar está conectado al inversor de la marca Fronius, modelo Symo 4.5-3-M. La solución escogida es un inversor trifásico sin transformador, diseñado para aplicaciones residenciales y comerciales de tamaño medio. La potencia de salida es de 4,5 kW en condiciones de energía óptimas, y, aparte de poseer un alto nivel de eficiencia, es un diseño compacto y ligero, que facilita su instalación. Este modelo ofrece opciones de conectividad avanzadas, lo que permite supervisar y controlar el sistema mediante Fronius Solar Web. Presenta los siguientes datos de entrada y de salida en condiciones estándar, mostradas en las imágenes siguientes. [Figuras 12 y 13]. Se muestra en los anexos la ficha técnica. El inversor se encuentra en la imagen a la derecha. [Figura 9].

DATOS DE ENTRADA

Número de seguidores MPP	2
Máxima corriente de entrada ($I_{dc\ max}$)	16,0 / 16,0 A
Máxima corriente de cortocircuito*	31 / 31 A
Rango de tensión de entrada CC ($U_{cc\ min.} - U_{cc\ max.}$)	150 - 1000 V
Tensión CC mínima de puesta en marcha ($U_{dc\ arranque}$)	200 V
Tensión de entrada nominal ($U_{dc,r}$)	595 V
Rango de tensión MPP ($U_{mpp\ min.} - U_{mpp\ max.}$)	150 - 800 V
Rango de tensión de punto de rendimiento máximo utilizable	150 - 800 V
Número de entradas CC	2 + 2
Máxima salida del generador FV ($P_{cc\ max.}$)	9 kWpeak

Figura 12: Características de entrada del inversor de Fronius Symo 4.5-3-M. Fuente: Hoja de características.

DATOS DE SALIDA

Potencia nominal CA ($P_{ac,r}$)	4500 W
Máxima potencia de salida ($P_{ac\ máx}$)	4500 VA
Corriente de salida CA ($I_{ca\ nom}$)	6,5 A
Acoplamiento a la red ($U_{ca,r}$)	3~ NPE 400/230, 3~ NPE 380/220 V
Rango de tensión CA ($U_{min.} - U_{máx.}$)	150 - 280 V
Frecuencia (f_r)	50 / 60 Hz
Rango de frecuencia ($f_{min} - f_{máx}$)	45 - 65 Hz
Coefficiente de distorsión no lineal	<3% @Pnom (230/400VAC 50Hz)
Factor de potencia ($\cos \varphi_{ac,r}$)	0,85 - 1 ind./cap,

Figura 13: Características de salida del inversor de Fronius Symo 4.5-3-M. Fuente: Hoja de características.

1.1.4. ESTACION METEOROLÓGICA

La disposición de una estación meteorológica [Figura 14]. en una planta solar fotovoltaica es indispensable pues proporciona diversos beneficios al recopilar y monitorear datos meteorológicos clave. Algunos de los beneficios son los siguientes:

- Predicción de producción de energía: pronósticos a corto plazo según los datos recopilados
- Optimización del rendimiento: datos reales de parámetros que influyen directa e indirectamente en la producción de energía.
- Mantenimiento predictivo: los operadores pueden tomar medidas preventivas y realizar un mantenimiento anticipado para minimizar cualquier impacto negativo en la generación de energía según los datos recopilados en la estación meteorológica.
- Análisis de viabilidad y diseño de proyecto: viabilidad de instalación antes de comenzar con el proyecto. Permiten analizar la disponibilidad de radiación solar en la ubicación y a ayudan a su diseño óptimo.
- Cumplimiento de requisitos normativos: sujetas a requisitos regulatorios que exigen el monitoreo y la presentación de informes sobre las condiciones meteorológicas y el rendimiento del sistema.

De esta forma, tener una estación meteorológica en la planta solar nos brinda beneficios como la optimización del rendimiento, y predicción de condiciones meteorológicas adversas que ayudan a establecer un mantenimiento predictivo correcto y eficiente, asegurando una producción de energía renovable confiable.

La estación meteorológica instalada en el edificio Lucía se compone de diferentes aparatos y sensores para medir y captar los parámetros meteorológicos.

Los parámetros que se recogen son los siguientes:

- Velocidad del viento. [m/s].
- Dirección del viento. [°].
- Temperatura ambiente. [°].
- Humedad relativa media. [%].
- Presión media. [mb].
- Radiación global 1. [W/m²].
- Radiación global 2. [W/m²].
- Intensidad lumínica 1. [kLux].
- Intensidad lumínica 2. [kLux].
- Intensidad lumínica 3. [kLux].
- Intensidad lumínica 4. [kLux].
- Lluvia acumulada [mm].
- Partículas contaminantes (NO₂, SO₂, CO₂). [ppm].

Estos datos se recogen en un archivo de Excel mensualmente, donde se almacenan los parámetros leídos cada 10 minutos. También se añade que se recogen los datos en diferentes columnas para cada parámetro, tal que se muestran finalmente los valores medios, máximos y mínimos de cada uno de ellos en el periodo de 10 minutos. Para el trabajo de monitorización se escogen tan solo los valores medios registrados.

Cuenta con los siguientes aparatos y sensores:

- Anemómetro
- Veleta
- Sensores de viento ultrasónico
- Fotómetros
- Piranómetros
- Pluviómetro
- Barómetro
- Sensor de humedad relativa
- Termómetro



Figura 14: Estación Meteorológica del edificio Lucía. Fuente: elaboración propia.

1.2. OBJETIVOS

Los objetivos clave que buscamos alcanzar en el proyecto de monitorización se centran en la evaluación del rendimiento para maximizar la producción de energía, mejorar la eficiencia operativa y garantizar la confiabilidad y el cumplimiento de la normativa en la planta.

- Optimización del rendimiento

La monitorización detallada de una planta fotovoltaica ayuda a identificar las áreas donde se puede mejorar el rendimiento energético. Al analizar los datos de producción, se evalúan y comparan con una producción teórica dependiendo de la instalación y los componentes utilizados. De esta forma, se podrán detectar posibles pérdidas debido a sombreado, suciedad, problemas de cableado u otros factores. La evaluación tendrá el objetivo de maximizar el rendimiento y optimizar la producción de energía.

- Detección de fallos y mantenimiento predictivo

Mediante la monitorización constante de la planta fotovoltaica, se pueden detectar fallos y anomalías en los equipos de manera temprana. Evaluando los históricos de datos almacenados se pueden tomar conclusiones a cerca del funcionamiento de los diferentes componentes de la estación y con ello programar mantenimiento de forma predictiva, para adelantarse a averías graves y optimizar de esta forma el mantenimiento. Se mejora la disponibilidad de la planta para la producción de energía.

- Supervisión y control en tiempo real

Uno de los principales objetivos de la monitorización de una planta fotovoltaica es obtener una visión en tiempo real del rendimiento y la operación de los paneles solares, inversores, baterías u otros componentes clave. Esto permite identificar cualquier problema o bajo rendimiento de manera rápida y precisa, lo que facilita la toma de decisiones y la implementación de acciones correctivas de inmediato. Para la visualización en tiempo real del campo fotovoltaico de paneles policristalinos se cuenta con la aplicación web proporcionada por la empresa a la que pertenece el inversor. En el otro campo fotovoltaico no se cuenta con una visualización en tiempo real, sino que pertenece al tipo de monitorización offline.

- Análisis y diagnóstico

La monitorización de una planta fotovoltaica proporciona una gran cantidad de datos sobre la producción de energía, los patrones de consumo, las condiciones meteorológicas y otros factores relevantes. Al analizar estos datos, se pueden identificar tendencias, patrones y relaciones causales que ayudan a comprender mejor el comportamiento del sistema. Este análisis permite tomar decisiones informadas para mejorar la eficiencia y el rendimiento de la planta. Se tratará de evaluar en conclusiones y resultados.

- Cumplimiento normativo y trabajo de reporte:

La monitorización adecuada de una planta fotovoltaica puede ser necesaria para cumplir con las regulaciones y estándares establecidos por las autoridades competentes. Al recopilar y registrar los datos relevantes, se pueden generar informes periódicos que demuestren el cumplimiento normativo y la eficiencia operativa de la planta.

2. MARCO TEORICO

2.1. PRODUCCIÓN DE ENERGIA SOLAR FOTOVOLTAICA

2.1.1. INTRODUCCIÓN

La generación de energía eléctrica a partir de la energía solar, se produce gracias al efecto fotovoltaico. El efecto fotovoltaico es la capacidad de los materiales de absorber fotones de la luz solar. Para captar los fotones se utilizan elementos llamados células solares o células fotovoltaicas, que dispuestas en serie forman un panel solar. Los fotones que inciden en la superficie generadora pueden ser absorbidos, reflejados o transmitidos por el material que compone la superficie receptora, y en fotovoltaica, interesa que dicho conductor tenga la capacidad de absorber el máximo número de fotones, para generar electricidad. Cuando los fotones son reflejados o transmitidos por la superficie, en fotovoltaica se consideran pérdidas energéticas. Los fotones que son absorbidos por la célula fotovoltaica excitan los electrones desde la banda de valencia del semiconductor hasta la banda de conducción. La energía que tenga el fotón en comparación con la energía que absorbe el material es un aspecto clave para la producción de energía.

La generación de corriente involucra el proceso de absorción de fotones y el de acumulación de portadores mediante unión PN. Una unión PN en una célula fotovoltaica es la formada por dos capas dopadas de un semiconductor, generalmente Silicio de forma que la capa P es positiva y la capa N es negativa. De esta forma, al incidir radiación solar sobre la célula fotovoltaica, los electrones libres de la capa N se desplazan hacia la capa positiva creando una corriente eléctrica en continua. El campo eléctrico que se crea debido a la unión PN es fundamental para separar los electrones y los huecos creados por la luz absorbida.

En consecuencia, la corriente continua de la célula se transmite, junto con la corriente continua producida por las demás células del mismo panel, por unos elementos colectores que conducen la electricidad al cableado conectado a los demás paneles solares, colocados en serie, hasta conectarse al inversor. En el inversor se convierte la energía generada en corriente continua a energía en corriente alterna y en este punto ya sería disponible para su consumo por el usuario o para distribuirlo en la red eléctrica.

2.1.2. BENEFICIOS

Algunos de los beneficios que presenta producir energía eléctrica mediante paneles solares fotovoltaicos son los siguientes [1], [4].

- **Energía renovable y sostenible:** El sol es una fuente de energía renovable e inagotable. Se reduce la dependencia de energías no renovables como los combustibles fósiles.
- **Reducción de las emisiones de gases de efecto invernadero:** Mejorar la calidad del aire al disminuir la quema de combustibles fósiles.
- **Ahorro económico a largo plazo:** Inicialmente la instalación supone una inversión pero a lo largo del tiempo, se produce la dependencia de la red eléctrica tradicional y se ven los ahorros significativos en la factura de la electricidad .
- **Bajo coste de mantenimiento:** Mantenimiento mínimo de paneles solares, limpieza periódica e inspección técnica. Larga vida útil de paneles, por lo que con un correcto mantenimiento, la generación de energía será estable y continua durante muchos años.
- **Independencia energética:** Mayor independencia y resiliencia energética, áreas remotas donde la infraestructura eléctrica está limitada o es costosa de implementar. Suministro eléctrico en áreas remotas.
- **Creación de empleo y desarrollo económico:** Afronta el desarrollo económico al promover la inversión en tecnología solar y construcción de infraestructuras relacionadas, creando empleo en diferentes sectores.
- **Modularidad y versatilidad de instalación,** además de la eficacia y rapidez.

2.1.3. SISTEMA FOTOVOLTAICO

La producción de energía a partir de una instalación solar fotovoltaica, depende en gran parte de la eficiencia de los componentes de la planta. Es por ello que las diferentes tecnologías utilizadas determinan el precio final de la instalación, así como la eficiencia y el rendimiento en su operación.

Antes de adentrarnos en las diferentes tecnologías, se especifica que el trabajo se ha realizado sobre una instalación fotovoltaica conectada a red. Estas instalaciones para generar energía eléctrica a partir de la radiación solar pueden funcionar también de forma aislada, teniendo en cuenta que para almacenar energía se han de utilizar baterías de almacenamiento, y un módulo regulador de energía para un funcionamiento óptimo. Sin embargo, las instalaciones fotovoltaicas conectadas a Red carecen de baterías, pues interesa verter a Red toda la energía excedente de consumo, y con ello maximizar beneficios.

Las diferentes tecnologías existentes para producción solar son muchas y abarcan un amplio rango de materiales. En cuanto a paneles solares, el material del que estén fabricados determina la eficiencia y rendimiento de este. Algunas de estas tecnologías son el silicio cristalino y silicio de capa delgada o silicio amorfo, aparte de otras tecnologías en desarrollo. Nos centramos en la categoría de paneles de silicio cristalino pues son los más utilizados a la hora de diseñar y operar una planta solar pues son los que mayor eficiencia tienen. A parte, el estudio de la monitorización de la planta fotovoltaica se ha realizado con paneles de silicio cristalino. En los paneles de silicio cristalino los dos grupos más importantes son los monocristalinos y los policristalinos, de menor eficiencia estos últimos.

2.1.3.1. CÉLULAS DE SILICIO CRISTALINO

- Silicio Monocristalino

Son aquellas células se forman a partir de una semilla que posee una red cristalina definida. Una vez constituido este silicio monocristalino se corta en obleas y se dopa mediante difusiones, para así obtener una unión p-n que pueda actuar como semiconductor. Este tipo de células se caracteriza por poseer una elevada eficiencia energética, pero obtenidas mediante un costoso y lento proceso de fabricación. El rendimiento oscila entre el 21% y el 16%.

- Silicio Policristalino

Este tipo de células poseen una eficiencia menor a las monocristalinas, pero el coste de fabricación es menor y más rápido. La estructura interna del silicio

de estas células se encuentra formada por infinidad de granos de pequeño tamaño distribuidos aleatoriamente. El rendimiento oscila entre el 14% y el 17%.

2.1.3.2. CÉLULAS DE SILICIO AMORFAS

Hoy en día, el único material que se ha empleado en este estado es el silicio. Esta disposición de la estructura interna del material que conforma la célula solar no sigue ningún patrón de ordenación atómico y se emplea para abaratar aún más el coste de fabricación de las células. La célula se cubre de un sustrato de vidrio o plástico con una capa fina de silicio. Es menos eficiente que la tecnología de silicio cristalino. El rendimiento ronda el 10% pero disminuye tras los primeros instantes de funcionamiento.

Una vez definidas las diferentes tecnologías, o mejor dicho, los materiales mayormente utilizados para la producción de energía eléctrica a partir de radiación solar, procedo a definir los parámetros eléctricos básicos de la célula fotovoltaica.

2.1.3.3. GENERACIÓN ELÉCTRICA EN FOTOVOLTAICA

Se definen en el siguiente apartado las variables eléctricas que caracterizan la producción de energía eléctrica en función de las características de la instalación.

- Corriente de cortocircuito

Es la corriente que circula a través de la célula fotovoltaica cuando el voltaje aplicado en los terminales es 0, es decir, cuando la célula está cortocircuitada. En resumen es la máxima corriente que se puede extraer de una célula fotovoltaica. Dicha corriente depende del área receptora que tenga la célula fotovoltaica, así como del número de fotones, es decir, de la radiación incidente en la célula. También depende del espectro de luz, que se traduce como el espesor de la atmósfera, y cuyo valor estándar es AM1.5. a su vez, depende de la calidad y eficiencia del material utilizado en la absorción de fotones.

$$I_{SC}(G, T_{cell}) = \frac{G}{G_{STC}} * [I_{SC,STC} + \mu_{Isc} * (T_{cell} - T_{STC})]$$

- Tensión a circuito abierto

Es el máximo voltaje de la célula fotovoltaica y se da cuando la célula está en circuito abierto, es decir no genera corriente. Este voltaje se corresponde con el voltaje de polarización directa, al cual la densidad de corriente de oscuridad compensa la densidad de corriente fotogenerada. La densidad de corriente de saturación depende de las recombinaciones en el material. Por lo tanto, la tensión en circuito abierto es una medida de la cantidad de recombinaciones en la célula fotovoltaica, cuantas más recombinaciones haya menor corriente de circuito abierto tendrá la célula. En células de silicio cristalino de laboratorio han conseguido tensiones de circuito abierto de hasta 720 mV bajo condiciones estándar de medida, mientras que las células comerciales tienen una tensión típica de circuito abierto de 600 mV.

$$V_{OC(t)} = V_{OC,STC} + \mu_{Voc} * (T_{cell} - T_{STC})$$

- GSTC: Irradiancia en condiciones estándar
- TSTC: Temperatura del módulo en condiciones estándar
- ISC, STC: Corriente de cortocircuito en condiciones estándar
- VOC, STC: Tensión de circuito abierto en condiciones estándar
- η_{Isc} , η_{Voc} : Coeficientes térmicos de corriente de cortocircuito y de tensión en circuito abierto

- Curvas I-V

La producción de energía eléctrica en las células se caracteriza en gran parte por las curvas I-V. Las gráficas de curvas I-V representan la corriente frente a la tensión que puede producir un panel fotovoltaico. Esta representación está directamente influenciada por la irradiancia (G) que llega al módulo [W/m²] y la temperatura del módulo (T_{cell}) [°C]. de esta forma se expresa en las ecuaciones anteriores.

Normalmente, es el fabricante quién proporciona esta representación, basada en las condiciones estándar de referencia (STC), las cuales son 25°C y 1000 W/m². Teniendo en cuenta el espectro solar, las condiciones de referencia son MA1.5.

Se muestra una representación de la curva I-V para una placa fotovoltaica de LG con 10,22 A de ISC, STC y 49,7 V de VOC, STC. [Figura 15].

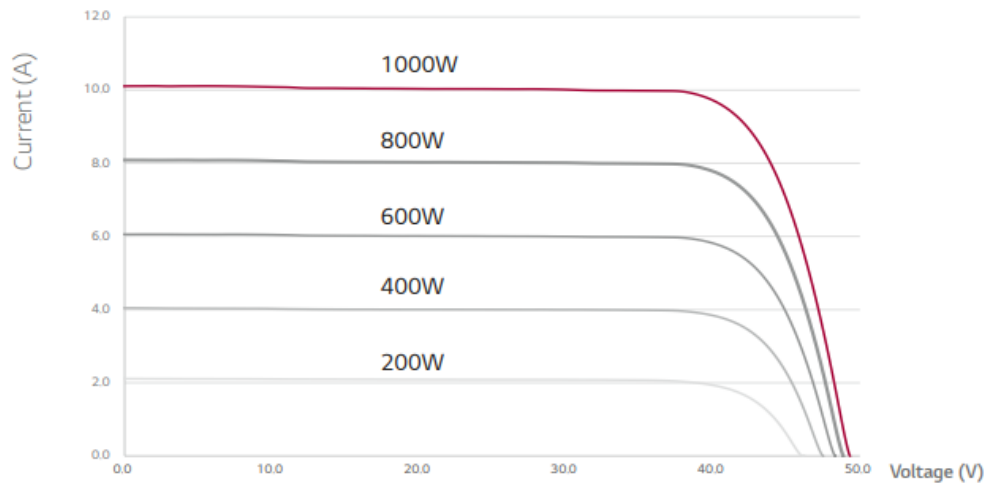


Figura 15: Curva característica I-V del panel solar LG. Fuente: Hoja de características.

- Curvas P-V

Se representa la potencia generada por el dispositivo en función de la tensión de célula existente en cada instante. Figura [16]

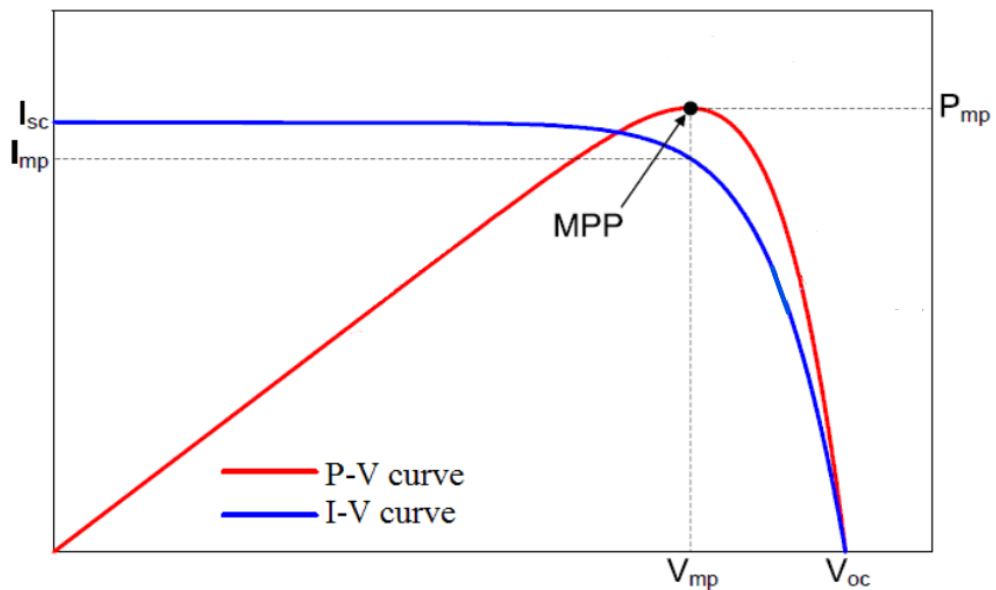


Figura 16: Curva característica I-V y P-V con representación del Pmpp. Fuente: Buscador de Google

- Factor de Forma

Determina la máxima potencia que puede ser extraída de la célula fotovoltaica. Es el cociente entre la máxima potencia extraíble y el producto de la tensión en circuito abierto y la corriente de cortocircuito.

$$FF = \frac{I_{MPP} * V_{MPP}}{I_{SC} * V_{OC}}$$

En resumidas cuentas el factor de forma determina el nivel de cuadratura existente bajo la curva I-V.

- Influencia de la Temperatura

Un aumento de temperatura de la célula fotovoltaica supone un incremento de la corriente de la célula, es decir, hace que fotones menos enérgicos sean absorbidos y sean capaces de producir electricidad. Esto es beneficioso hasta cierto punto, pues la tensión de la célula disminuye con el aumento de la temperatura de forma aún más notable. En una célula de silicio cristalino, el voltaje en circuito abierto decrece hasta 2,3mV por cada grado que aumenta la temperatura de la célula.

Se representa en la siguiente imagen la influencia de la temperatura tanto en la potencia, como en la tensión en circuito abierto y corriente de cortocircuito del panel solar de LG. [Figura 17].

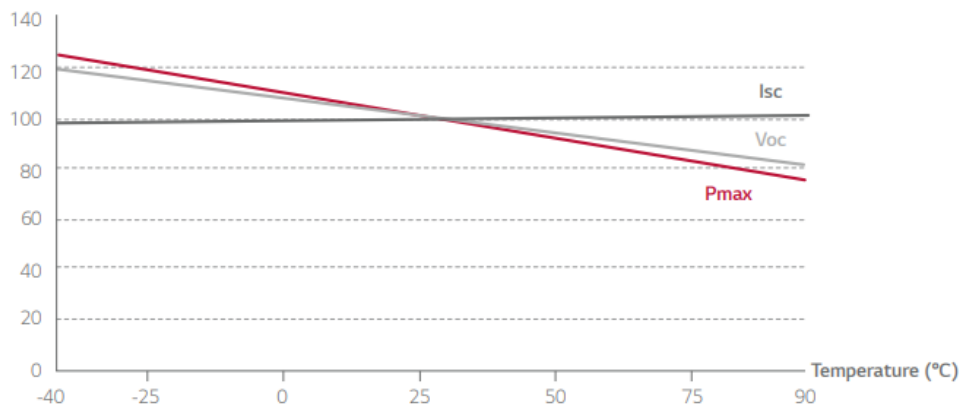


Figura 17: Influencia de la temperatura de modulo en potencia, tensión a circuito abierto y corriente de cortocircuito del panel LG. Fuente: Hoja de características.

- Influencia de la Irradiación

La fotocorriente de la célula solar es directamente proporcional a la intensidad de radiación incidente en la célula fotovoltaica. Al aumentar la intensidad de radiación incidente, la tensión en circuito abierto y la corriente de cortocircuito aumentan también. El factor de forma disminuye de forma

insignificante, por lo que el rendimiento de la célula aumenta en proporción a la irradiancia. En la siguiente imagen se muestran las curvas I-V y P-V en función de la irradiación. [Figura 18].

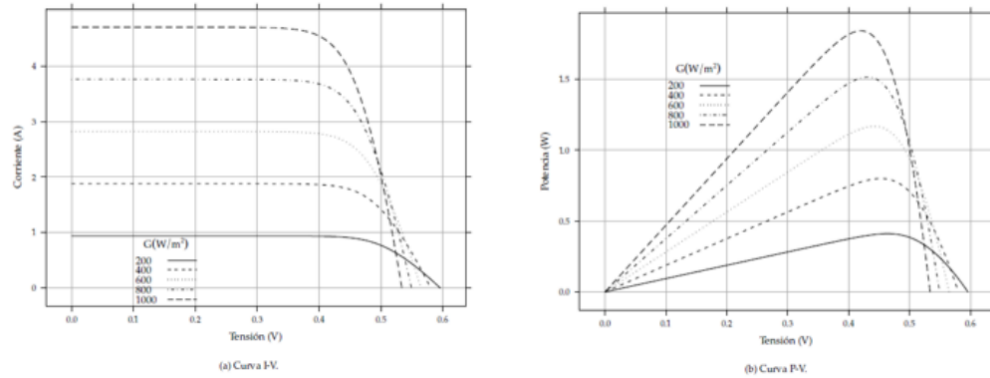


Figura 18: Influencia de la irradiación solar en las curvas I-V y P-V. Fuente: Buscador de Google.

- Performance Ratio o Coeficiente de Rendimiento

El coeficiente de rendimiento (PR) expresa la relación entre el rendimiento energético real de la planta, con el rendimiento energético teóricamente posible, sin influir el emplazamiento donde se encuentra la instalación así como la irradiación incidente en el lugar. [12].

$$PR = \frac{\text{Rendimiento Real} \left[\frac{kWh}{año} \right]}{\text{Rendimiento Nominal teorico} \left[\frac{kWh}{año} \right]}$$

Para llevar a cabo el análisis del Performance Ratio es necesario que la estación meteorológica esté adecuadamente orientada, de forma paralela a los paneles solares, para captar la misma irradiación y temperatura que el panel y contrastar los datos de forma más correcta.

2.1.4. OTROS PARÁMETROS DE FOTOVOLTAICA

Algunos de los parámetros que intervienen en el proceso de producción de energía eléctrica, y caracterizan el rendimiento y la eficiencia del sistema, modificando las variables eléctricas anteriormente descritas son:

- Radiación solar: determina la producción de la planta solar, relacionada directamente con la energía producida. Se define irradiación como la radiación en un área delimitado.
- Eficiencia de los paneles solares: pues a mayor eficiencia mayor producción de energía. Se mide la eficiencia de conversión en los paneles relacionando la energía solar incidente y la energía eléctrica generada.
- Orientación e inclinación: depende del ángulo de acimut o de orientación, donde la posición ideal es perpendicular al sur, y con inclinación entre 15° y 60° , dependiendo la estación. En nuestro caso tenemos 28° de inclinación, y la orientación o azimut es de 10° .
- Sombreado: puede afectar significativamente a la producción de energía eléctrica pues las células del panel se encuentran conectadas en serie produciendo defectos en la producción.
- Temperatura: afecta en la producción de energía eléctrica pues a mayor temperatura en la superficie del panel menor es la eficiencia de conversión del panel. El aumento de la temperatura es crucial, a mayor temperatura la potencia generada disminuye.
- Mantenimiento y limpieza: inspecciones periódicas y revisiones, así como la limpieza del polvo y otros agentes que puedan disminuir la eficiencia provocando sombreados parciales. Un correcto mantenimiento nos proporciona un rendimiento óptimo y eficiente.

Considerando estos aspectos y optimizando su diseño y operación, se podrá aprovechar al máximo el potencial de la estación solar FV y maximizar la producción de energía. Todos estos aspectos definen la capacidad nominal de potencia que tiene la planta.

- Capacidad nominal de potencia: Potencia máxima que puede generar la planta fotovoltaica en condiciones ideales de forma teórica, teniendo en cuenta la radiación solar incidente disponible en la ubicación de la planta, así como la orientación e inclinación de los paneles.

2.1.5. PERDIDAS ENERGÉTICAS EN GENERACIÓN FOTOVOLTAICA

Las pérdidas energéticas que se presentan en el proceso de realizar una instalación fotovoltaica dependen del diseño y calidad de los materiales utilizados. En general se presentan las siguientes pérdidas en una instalación conectada a Red. Dichos valores se obtienen de la materia impartida por la Universidad de Valladolid en la asignatura de Energías Renovables [1].

- Inclinación y orientación : 3% - 4,5%.
- Obstrucción, suciedad y polvo : 2% - 5%.
- Pérdidas ambientales: influencia de la temperatura, viento y lluvia, en torno al 10%.
- Tolerancia del módulo: en torno al 5% positiva y negativamente.
- Degradación de la célula fotovoltaica: 2%.
- Cableado de la parte de continua y alterna: Caída de tensión en las líneas, en torno al 2%.
- Falta de disposición debido a paradas para mantenimiento: 4%.
- Dispersión de las características eléctricas en el módulo FV: 7%.
- Sombreado de módulos: 2% ideal.

Debido a las pérdidas que se producen en la estación solar fotovoltaica, el hecho de monitorizar la planta solar va a ayudar a gestionar de una forma eficiente la operación de la planta fotovoltaica para minimizar pérdidas.

De esta forma, se tendrá una supervisión general del funcionamiento de la planta solar, con el fin de optimizar el rendimiento. La supervisión y control en tiempo real permite detectar fallos y mejorar el mantenimiento predictivo, así como la recopilación de datos para su posterior análisis y diagnóstico ayudará a definir el rendimiento de la instalación, dentro de unos márgenes de cumplimiento normativo.

2.2. MANTENIMIENTO

El mantenimiento en instalaciones solares fotovoltaicas cobra gran importancia y es beneficioso para el funcionamiento y la producción de energía. Dicho mantenimiento es necesario en todo tipo de instalaciones eléctricas. En comparación con otras tecnologías, el coste que conlleva no es muy elevado, pues al ser el sistema fotovoltaico muy fiable, la no disponibilidad de la estación solar por mantenimiento es muy corta, y tan solo con inspecciones periódicas junto con una correcta monitorización es suficiente para controlar de forma eficiente la planta. En general, los sistemas fotovoltaicos son confiables y seguros, y su vida útil puede llegar hasta los 25 años. Sin embargo, con el paso del tiempo, la instalación está expuesta a diferentes efectos en la intemperie, provocados por los cambios de temperatura o tormentas entre otros.

El mantenimiento de instalaciones solares fotovoltaicas, como se ha precisado anteriormente, es casi nulo debido a la gran fiabilidad con la que trabajan los componentes de la instalación, pero es necesario hacer diferentes inspecciones periódicas para evaluar el rendimiento y garantizar el correcto funcionamiento, tomar registro de las evaluaciones realizadas y eliminar suciedad del elemento receptor de radiación. El mayor coste a la hora de realizar un mantenimiento se encuentra en la limpieza. Los diferentes tipos de mantenimiento que se realizan en una instalación solar fotovoltaica son los siguientes:

- Mantenimiento fotovoltaico preventivo:
 - Inspección visual de posibles degradaciones de paneles, roturas, sombreados.
 - Comprobación de la estructura de soporte de paneles y alrededores para evitar sombreados.
 - Revisión del buen funcionamiento de los inversores: En un primer lugar se comprobarán los datos recogidos en la memoria, así como la memoria de fallos. Una vez realizado el análisis, se procederá a revisar el inversor, comprobando las tensiones en AC , revisar el uso de ventiladores y limpiar los filtros de aire.
- Mantenimiento fotovoltaico técnico:
 - Mantenimiento del sistema de generación: comprobación de tensión a circuito abierto y corriente de cortocircuito de cada una de las cadenas para evaluar si se encuentran entre los rangos del fabricante.

- Comprobación de las caídas de tensión en la instalación, comprobación reglada según normativa.
- Mantenimiento del cuadro general de distribución AC y cuadro de la instalación fotovoltaica en DC si hubiese: protecciones, contactos directos, inspección de terminaciones y conexiones de cableado para detectar holguras o corrosiones.

El mantenimiento en una estación solar fotovoltaica es un aspecto fundamental para maximizar la eficiencia de la instalación y la vida útil de los recursos utilizados. Los beneficios de poseer un correcto mantenimiento son los siguientes:

- Optimización del rendimiento.
- Maximización de la generación de energía.
- Aumento de la vida útil del sistema.
- Ahorro de costos.
- Seguridad y cumplimiento normativo.
- Registro de datos y análisis.

Por otro lado, es necesario tener en cuenta que el mantenimiento se realiza de forma que depende de las circunstancias y de las necesidades o deseos del propietario. Usar un personal capacitado para el mantenimiento es un requisito primordial, y se ha de evaluar la contratación del mantenimiento por parte de la empresa que ejecuta la obra, o mediante una gente externo.

La seguridad eléctrica es fundamental en las instalaciones fotovoltaicas a la hora de realizar el mantenimiento. Se presentan de esta forma los principales riesgos y las medidas de seguridad a implementar.

Los riesgos más importantes son la electrocución y el arco eléctrico en la zona de continua, así como las quemaduras térmicas. Por otro lado, el riesgo de caída si se trabaja en lugares de difícil acceso o elevados será minimizado con los artículos de prevención de riesgos laborales necesarios. [Figura 19].



Figura 19: Elementos de protección para la seguridad en el mantenimiento de instalaciones solares fotovoltaicas. Fuente: Buscador de Google.

Algunas de las pérdidas de rendimiento más frecuentes en una planta fotovoltaica, durante los primeros meses de instalación normalmente, son:

- Humedad: Deterioro de las uniones adhesivas del módulo, puede llegar a provocar corrosión.
- Temperatura: Puede inducir tensiones mecánicas debido a los coeficientes de expansión térmica y puede llegar a dañar el módulo.
- Cargas mecánicas: Pueden dañar el módulo en la instalación, fabricación o transporte.

Adoptar y coordinar medidas preventivas en mantenimiento es primordial en instalaciones fotovoltaicas, pues los efectos que tiene el no llevar un correcto mantenimiento preventivo pueden ser devastadores en el aspecto económico. Basándose en la literatura existente, no existe un único consenso para la definición del término que describe los efectos del envejecimiento en los módulos fotovoltaicos. A menudo, falla y degradación de módulo se utilizan indistintamente para describir un efecto irreversible en el rendimiento del módulo fotovoltaico.

El Programa de Sistemas de Energía Fotovoltaica (PVPS) de la Agencia Internacional de Energía (IEA) define el término falla del módulo PV como cualquier efecto que cause degradación de la potencia del módulo que el funcionamiento normal o un efecto que causa problemas de seguridad [15].

Uno de los principales factores que intervienen en la degradación de módulos fotovoltaicos es la constante exposición a las condiciones ambientales. La radiación solar, las fluctuaciones en la temperatura, así como la humedad en el ambiente son algunas de las variables ambientales. Estos elementos pueden afectar negativamente a los materiales semiconductores que forman las células solares.

La disminución en la eficiencia de las células fotovoltaicas a lo largo del tiempo es una consecuencia directa de la degradación de los materiales en los módulos fotovoltaicos. Estos procesos de degradación pueden incluir la formación de microgrietas en las células, acumulación de impurezas y defectos y la delaminación de las capas protectoras del material semiconductor. La acumulación de suciedad y polvo afecta significativamente a la eficiencia de conversión de energía solar a energía eléctrica al captar menos energía que la disponible.

- Efecto Hotspot

Un área localizada en una célula solar, o en un conjunto de células solares, donde se produce una resistencia eléctrica anormalmente alta, se define como punto caliente o hotspot. Es un defecto que afecta negativamente tanto a la eficiencia como a la vida útil de la célula solar. Al existir en un área localizado una resistencia excesivamente alta, se produce una generación de calor excesivo en ese punto. [15]

Los puntos calientes suelen estar causados por sombreados parciales o completos de células solares en el panel. La sombra en la célula solar produce una disminución en la tensión. Como resultado, dicha célula se convierte en consumidora de energía, haciendo circular una corriente eléctrica en sentido inverso, acumulando calor. Otra causa que puede provocar el punto caliente es el uso indebido de células solares de diferentes características conectadas en serie. Aquellas células con mayor resistencia interna serán las que acumulen mayor cantidad de calor.

Los puntos calientes son problemáticos porque pueden provocar daños en las células solares y en los componentes del sistema, como los cables de conexión y los diodos de derivación. El calor acumulado puede dañar los materiales y acelerar la degradación de las células, lo que reduce la vida útil del panel solar en general.

Para prevenir y mitigar los puntos calientes, es importante tomar algunas precauciones. En primer lugar, se debe evitar cualquier sombreado sobre los paneles solares, ya sea por la colocación adecuada de los paneles o mediante la implementación de medidas para eliminar la sombra, como la poda de árboles o la limpieza regular de los paneles. Además, es fundamental

utilizar componentes de alta calidad y bien emparejados en la construcción de los paneles solares, para minimizar las desigualdades en las características eléctricas de las células.

Además, los sistemas fotovoltaicos deben contar con diodos de derivación, que ayudan a desviar la corriente en caso de sombreado parcial o falla en una célula individual, evitando así la acumulación de calor y la aparición de puntos calientes. Estos dispositivos se colocan en paralelo a las cadenas de células solares

Las revisiones técnicas de mantenimiento se han de realizar con cámaras termográficas. [Figura 20].

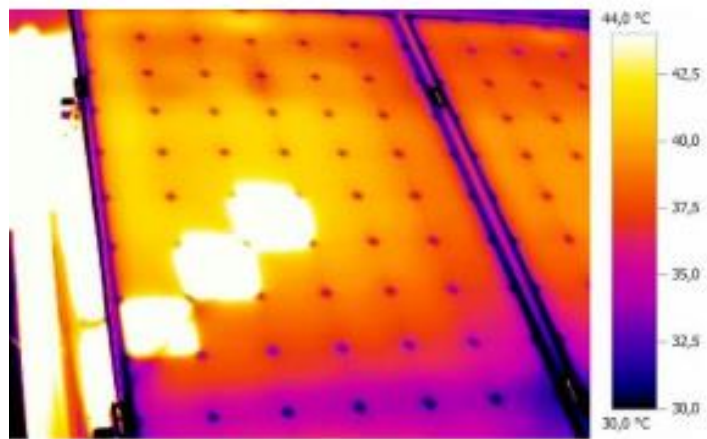


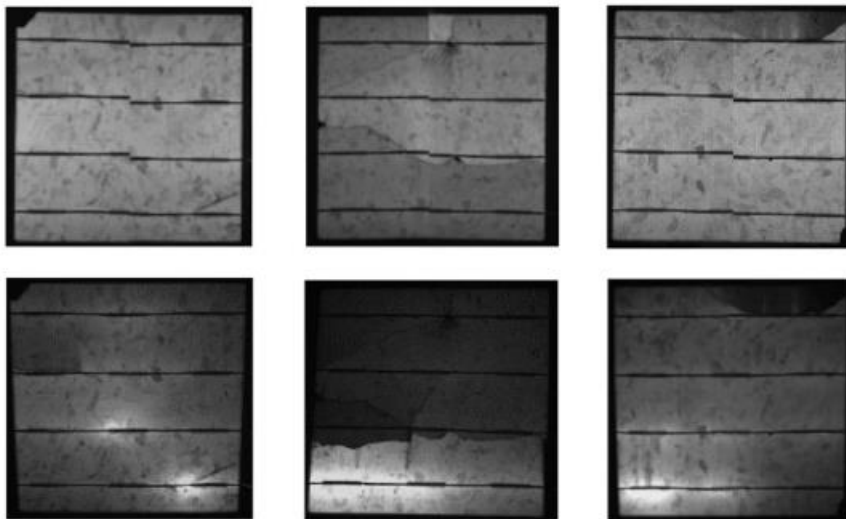
Figura 20: Efecto hotspot en cámara termográfica. Fuente: Amara Energy Transition

- Fotoluminiscencia

Es una técnica utilizada para la detección de fallos en el sector fotovoltaico. La fotoluminiscencia es la capacidad que tienen ciertos materiales de emitir radiación electromagnética cuando se le excita con una fuente de energía. En paneles solares se efectúa la técnica de electroluminiscencia, inyectando corriente sobre la célula y analizando cómo se comporta ésta.

Es usual realizar la técnica de fotoluminiscencia de forma parcial para evitar usar algoritmos para eliminar la señal de excitación. Es por ello que la técnica de fotoluminiscencia parcial se realiza dejando incidir luz solo en la célula a estudiar y tapando las demás. La cámara de InGaAs muestra defectos en la célula como microgrietas o áreas inactivas. [Figura 21]

FOTOLUMINISCENCIA PARCIAL (200 ms – 1000 W/m²)



ELECTROLUMINISCENCIA CONVENCIONAL (50 ms – 8 A)

Figura 21: Electroluminiscencia . Fuente: Fotoluminiscencia parcial en células fotovoltaicas.

2.3. MONITORIZACIÓN

2.3.1. OBJETIVOS

El objetivo primordial de la monitorización de una planta fotovoltaica es la evaluación de la eficiencia energética de la instalación. De esta manera se analizan los datos recogidos con relación a diferentes parámetros de la instalación que definen la producción energética, como la irradiancia y la temperatura del panel solar entre otros.

Los inversores fotovoltaicos utilizados en la instalación disponen de su propio sistema de recogida de datos, dotado de sistemas electrónicos tanto a la entrada y la salida de energía para almacenarlos en una memoria interna o externa.

Por otro lado, disponer de sensores meteorológicos en la planta solar, conectados a un sistema de adquisición de datos, que digitalice las señales a intervalos regulares de tiempo y almacene las medidas en la memoria, nos ayudara a realizar el consiguiente análisis de rendimiento y evaluación de eficiencia de la planta solar.

2.3.2. FUNDAMENTOS DE LA MONITORIZACIÓN

El término de monitorización abarca dos paradigmas claramente diferenciados y que pueden coexistir en un mismo proyecto. Si estamos interesados cada instante en el estado de los dispositivos y elementos que conforman la planta solar, así como las medidas de los parámetros relevantes, para detectar las posibles anomalías lo antes posible, se habla de monitorización en tiempo real. Si en cambio, contamos con una recogida de datos temporal para su posterior análisis, se habla de monitorización offline. Se implementan usando herramientas distintas y plantean problemas diferentes.

2.3.2.1. MONITORIZACIÓN EN TIEMPO REAL

La monitorización en tiempo real es un tipo de evaluación en la que se registra el comportamiento de la instalación en el mismo instante que está funcionando. Suele ser un software informático asociado al inversor, donde se encuentran los diferentes sensores y elementos que recogen y almacenan datos. Para poder compartir los datos en tiempo real se ha de tener conexión wifi o estar conectado de alguna forma al bus de campo del sistema de telecomunicaciones.

Las compañías fabricantes del inversor proporcionan con su adquisición un el software personalizado para la instalación. Este software de análisis en

tiempo real dispone de alarmas para avisar en el mismo instante que se producen las fallas o anomalías y se realice el mantenimiento de forma inmediata.

La importancia de la monitorización en tiempo real se da a la hora de reducir costes en el mantenimiento. Es posible identificar patrones y tendencias que indiquen posibles fallos o desgaste en los equipos. Esto permite implementar estrategias de mantenimiento predictivo, programando intervenciones antes de que ocurran averías graves y abaratando costes. El análisis de datos históricos puede ayudar a determinar los intervalos óptimos para el mantenimiento y maximizar la disponibilidad y confiabilidad del sistema, pero el sistema de alarmas ayudará a intervenir si se visualiza una tendencia negativa.

A parte de la visualización en tiempo real y el sistema de alarmas [Figura 23], el análisis de datos históricos mencionado con anterioridad es crucial para evaluar el funcionamiento de la instalación, medir el rendimiento y estimar un beneficio. El análisis de estos datos puede ayudar a identificar oportunidades de mejora en términos de eficiencia energética. Se pueden detectar patrones de consumo ineficiente, identificar equipos o procesos que consumen más energía de lo necesario y tomar medidas para optimizar el consumo y reducir los costos energéticos.

El beneficio de la monitorización en tiempo real está en la visualización de los parámetros más importantes en todo momento mediante un sistema SCADA (Supervisory Control and Data Acquisition), donde en su máximo desarrollo será capaz de controlar la instalación de forma remota.

En nuestro caso, la instalación solar fotovoltaica solo cuenta con un campo fotovoltaico en el que el inversor puede funcionar a tiempo real. Dicho campo es el campo solar policristalino, formado por 20 paneles solares y conectado al inversor de Ingeteam. En apartados posteriores se incide en el software de monitorización proporcionado por Ingeteam llamado Ingecon Sun Monitor. No dispone de control remoto en tiempo real pero si de su visualización mediante la mencionada aplicación web. En anexos se encuentra el enlace. [Figura 22].

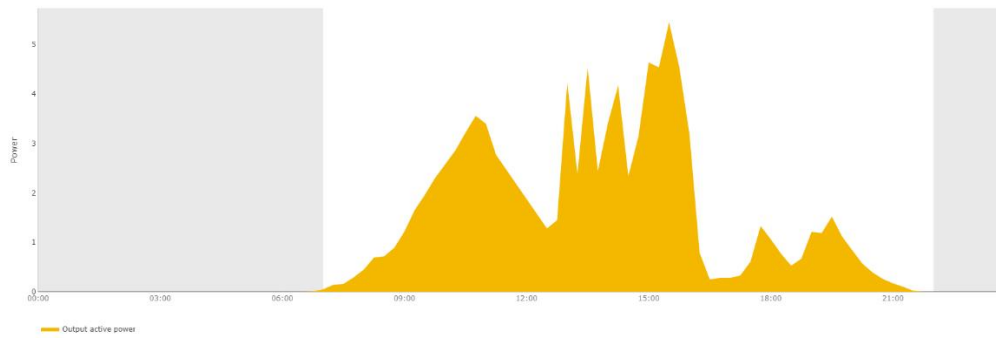


Figura 22: Software de monitorización en tiempo real de Ingeteam. Fuente: Elaboración propia.

INGECON SUN Monitor					
1 Paseo de Belén, 19, 47011 Vall...					
Generación acumulada Generación actual	22° C cielo claro	03:00	Online	Alarmas	-10 W Potencia
(Max 31 días) 01/06/2023 - 02/06/2023					
agrupar por fecha y hora <input type="checkbox"/> activas ahora					
Alarmas	Buscar				
Configuración de Planta	<input type="checkbox"/> Board Interface	Id Grupo de Inversor (group/subgroup/.../inverter)	Descripción	Inicio	Fin
	<input checked="" type="checkbox"/>	group1/device1	Paro manual	02/06/2023 11:18:04	02/06/2023 12:35:02
Cerrar seleccionadas (alarmas activas)					
Total: 1					

Figura 23: Sistema de alarmas del Inversor de Ingeteam. Fuente: Elaboración propia.

2.3.2.2. MONITORIZACIÓN OFFLINE

Este tipo de monitorización suele realizar las mismas funciones que el anterior salvando la disposición de datos y visualización en tiempo real. La recopilación de datos funciona de forma semejante, a partir de sensores colocados estratégicamente en la instalación, dependiendo de las características de esta.

En instalaciones pequeñas, donde existan pocas cadenas o strings, se pueden utilizar sensores en cada una de estas, antes de que se conecten en paralelo y entren al inversor, si se desea obtener una lectura de datos más precisa. En instalaciones de gran potencia instalada, se han de utilizar mayor número de inversores en las cadenas en paralelo y dependiendo el presupuesto de diseño e instalación, se dispondrá de una monitorización más o menos precisa. En general la lectura de datos se realiza en el inversor pues se convierte la energía en corriente continua en energía en corriente alterna y se pueden obtener datos de las dos.

La instalación fotovoltaica del Edificio Lucia de la Universidad de Valladolid cuenta con un campo solar, concretamente el campo solar monocristalino y bifacial, conectado a un inversor que carece de monitorización en tiempo real, tan solo tiene opción a monitorización del tipo offline. El inversor es de la marca Fronius y dispone de su propia aplicación web llamada Solar Web que permite visualizar datos y gráficas de los históricos almacenados en la memoria. Se muestra en la siguiente imagen la visualización de la aplicación del inversor de Fronius. Ejemplo mensual. [Figura 24].

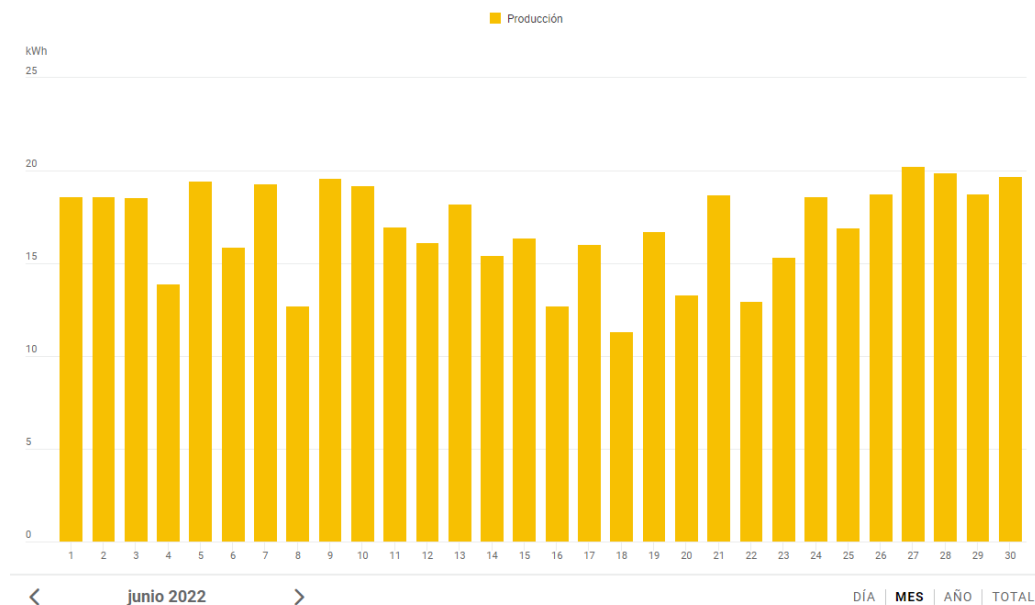


Figura 24: Software de monitorización offline del inversor de Fronius. Fuente: Elaboración propia

2.3.3. PARÁMETROS DE MEDIDA

En primer lugar, hay que decidir que variables nos interesan para tener información del sistema fotovoltaico y del emplazamiento en el que se encuentra. En general, las variables que nos interesan se pueden dividir en tres grupos, que son:

- Variables meteorológicas
 - Irradiancia incidente en el plano del módulo fotovoltaico: es necesaria para evaluar de forma correcta el rendimiento. Se mide en W/m^2 .
 - Temperatura de módulos fotovoltaicos: la influencia que tiene sobre la generación de energía es importante, a mayor temperatura en el panel menor eficiencia de generación de energía eléctrica. Se puede medir de forma directa e indirecta.
 - Temperatura ambiente: Conviene tener registros de la temperatura ambiente.
 - Velocidad y dirección del viento: Permite realizar ajustes para la temperatura del panel. En plantas con módulos instalados con seguidores, se ha de conocer el dato para la protección de los seguidores.
 - Irradiancia en el plano horizontal: Conocer el dato con el fin de determinar la radiación en el panel fotovoltaico en función del ángulo de inclinación y a modo de investigación. Se mide en W/m^2 .
 - Intensidad lumínica: Mediante fotómetros se puede captar la intensidad de la luz solar, proporcional a la energía que produce la célula fotovoltaica.
 - Datos Meteorológicos generales: Presión, humedad relativa, partículas contaminantes, valores máximos y mínimos de todos los parámetros.
- Variables relacionadas con la parte continua
 - Voltaje en corriente continua: Se mide la tensión antes de la entrada del inversor en diferentes elementos repartidos en la instalación.
 - Intensidad en corriente continua: se mide la intensidad en cada una de las líneas importantes que componen la estación fotovoltaica, antes del inversor.

- Potencia en corriente continua: producto de multiplicar la corriente y la tensión en la parte de corriente continua en cada instante de medida, e integrando los valores a lo largo de un determinado tiempo, se calcula la energía generada en corriente continua en dicho periodo.

Una forma eficiente monitorizar es establecer sensores en cada una de las ramas en paralelo antes de la entrada del inversor para tener mediciones más exactas para determinar defectos en el funcionamiento del generador, sombras parciales y puntos calientes.

- Variables relacionadas con la parte alterna
 - Voltaje de línea: que son tres valores si la salida es trifásica.
 - Intensidad de línea: de igual forma, si la salida es trifásica obtenemos tres datos.
 - Potencia a la salida
 - Factor de potencia: coseno de Φ
 - Signo del seno de ϕ
 - Frecuencia de red
 - Energía total producida por el inversor

- Variables relacionadas con el inversor

También se registran datos relacionados con el funcionamiento del inversor para monitorizar de alguna forma las alarmas y la detección de fallos.

- Temperatura de la electrónica
- Alarmas, donde las más usadas son
 - Frecuencia de red fuera de límites
 - Fallo de aislamiento
 - Temperatura de trabajo excesiva
- Seguidores: el inversor puede monitorizar el funcionamiento de los seguidores solares en caso de haber. Nuestra instalación carece de ellos.

2.3.4. BENEFICIOS

Los beneficios de la monitorización de una instalación fotovoltaica se acentúan si el diseño de dicha monitorización es correcto y preciso. El seguimiento y el análisis continuo del rendimiento de los sistemas solares ofrece los siguientes beneficios [1,4,5,7,13].

- Mejora en la eficiencia operativa: Al identificar patrones de producción y consumo de energía. El análisis nos proporciona información valiosa para optimizar la instalación de forma eficiente, para la programación del mantenimiento o la buena gestión energética para maximizar los beneficios de la instalación.
- Optimización del rendimiento: Obtención de datos en tiempo real sobre la producción de energía y otros datos relevantes, para la toma de decisiones de forma correcta y maximizar el rendimiento global del sistema y garantizar un funcionamiento eficiente.
- Mantenimiento predictivo y detección temprana de fallos: Ayuda a la planificación temprana de acciones de mantenimiento predictivo, al monitorizar de forma continua el sistema generador. Reduce los costes asociados a reparaciones urgentes.
- Análisis y toma de decisiones: Recopilación y análisis de datos sobre el funcionamiento y rendimiento del sistema. La información recopilada es la producción de energía, el consumo, las fluctuaciones de voltaje, las corrientes del sistema, y otros parámetros relevantes.
- Ahorro de costes: la monitorización ayuda a la minimización de pérdidas energéticas de producción y reduce los costes de mantenimiento. Además, la gestión eficiente en la operación de la instalación puede incluir ahorros adicionales en la factura de la luz.
- Seguimiento de cumplimiento de objetivos: La monitorización de instalaciones fotovoltaicas permite realizar un seguimiento preciso del cumplimiento de los objetivos establecidos. Ya sea para uso residencial, comercial o industrial, la monitorización ayuda a evaluar si se están alcanzando los niveles de producción esperados, y en caso contrario, facilita la identificación de posibles causas y soluciones.

En resumen, la monitorización de instalaciones fotovoltaicas ofrece beneficios clave como la optimización del rendimiento, la detección temprana de fallos, la mejora de la eficiencia operativa, la toma de decisiones basadas en datos, el ahorro de costos y el seguimiento del cumplimiento de objetivos. Estos beneficios contribuyen a maximizar la producción de energía solar y a asegurar un funcionamiento eficiente y confiable de los sistemas solares.

2.3.5. METODOLOGÍA DE MONITORIZACION

La metodología a seguir para realizar la monitorización en una planta fotovoltaica se centra en el aspecto general de visualización y análisis de datos. A partir de este concepto derivan los siguientes pasos a seguir.

La solución de monitorización escogida se ha de adaptar a la instalación, instalando dispositivos de monitorización y sensores en ubicaciones estratégicas para conseguir mediciones precisas y representativas.

La configuración del sistema de monitorización ha de estar de acuerdo con las especificaciones del fabricante del inversor de la instalación y de los dispositivos y sensores instalados, configurando también las alarmas y notificaciones para recibir alertas cuando se produzcan eventos como caídas en la producción de energía, fallos en los equipos o condiciones meteorológicas adversas, y de esta forma minimizar las interrupciones y maximizar el rendimiento de la planta fotovoltaica.

Volviendo al concepto de visualización y análisis de datos, la interfaz utilizada para la comunicación establece una conexión de red adecuada para transmitir los datos a un centro de control o un sistema de gestión, y así poder analizar los datos de forma conveniente en un software informático, y realizar un seguimiento del rendimiento general, identificar patrones de comportamiento, realizar comparaciones y extraer valiosa información de los datos recopilados para la optimización del sistema y la ayuda en la toma de decisiones. De esta forma se puede monitorizar de forma continua una estación fotovoltaica y realizar un seguimiento de los datos recopilados.

Realizar un mantenimiento regular de los dispositivos auxiliares de monitorización garantizará mediciones más precisas y confiables.

3. METODOLOGÍA DE MEDIDA Y MONITORIZACIÓN

En el siguiente apartado se describe paso a paso la realización del trabajo de monitorización que se ha realizado en la instalación del edificio Lucía de la Universidad de Valladolid.

Para centrarnos en el objetivo, se ha realizado la monitorización del campo solar compuesto por los paneles policristalinos y el inversor de Ingeteam, ya que el conjunto formado por los paneles monocristalinos bifaciales y el inversor de la marca Fronius no da la posibilidad de descarga de los datos recogidos. Tan solo ofrece la posibilidad de visualización vía web. Por otro lado, el funcionamiento del campo solar monocristalino bifacial es intermitente a lo largo del año debido a las pruebas experimentales que se realizan con los módulos que lo componen. Se muestra una imagen del resumen de los datos registrados del 2022, en el que se hace especial hincapié al poco rendimiento que se obtienen en los meses de mayo, junio, julio y agosto. De esta forma se muestra la evolución experimental en correlación con el periodo lectivo universitario. Hay que añadir, que la producción anual en 2022 fue de 3447,12 kWh, a pesar de la intermitencia en el funcionamiento. [Figura 25].

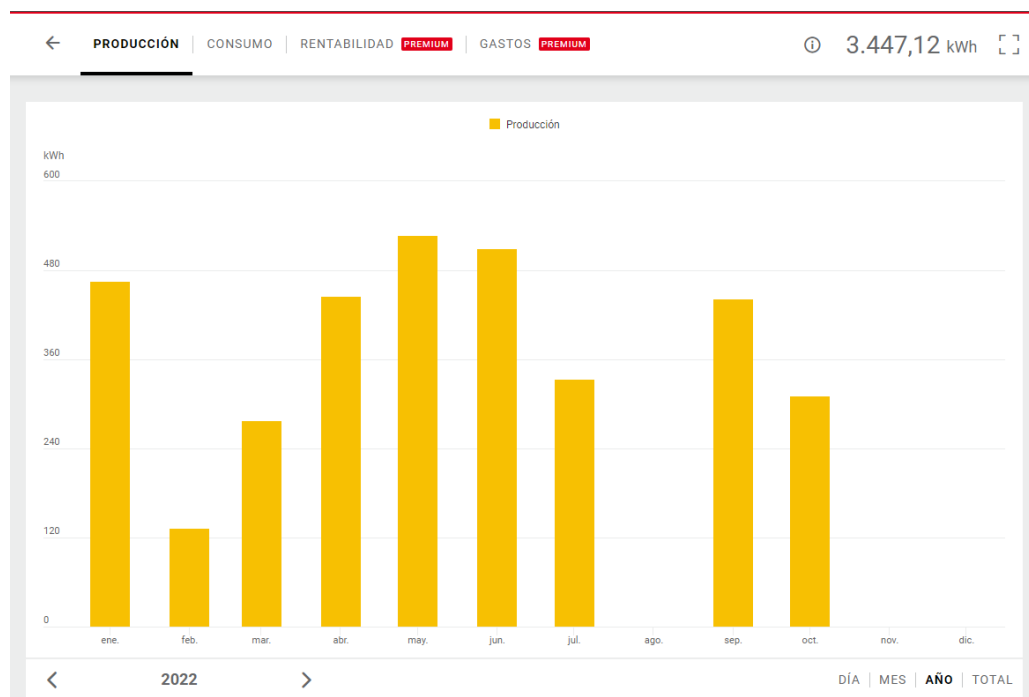


Figura 25: Resumen de uso anual del campo monocristalino y bifacial. Fuente: Elaboración propia.

3.1. RECOGIDA DE DATOS

Se divide la recogida de datos en dos grandes grupos. El primer grupo se corresponde con los datos de la estación meteorológica. El segundo grupo pertenece a los inversores de Ingeteam y Fronius, con sus respectivas páginas web para visualizar el funcionamiento de los inversores y del sistema conectado a ellos. Como se ha comentado tan solo se pueden descargar los datos del inversor de Ingeteam por lo que la recogida de datos se refiere a la descarga de archivos con históricos. El sistema de Fronius permite la visualización vía web.

3.1.1. ESTACIÓN METEOROLÓGICA

Como se ha explicado anteriormente en la descripción de la planta, se recoge mediante cada aparato de medida y sensores los parámetros descritos, así como radiación, temperatura y humedad entre otras. Los sensores están conectados a un protocolo de comunicación mediante buses en el que estos datos recogidos se almacenan en una memoria interna y se guardan en un archivo formato Excel mensualmente.

En mi caso, concretamente, he pedido prestado al personal de mantenimiento directamente los archivos Excel de los meses del año 2022. Se centran estos datos entre los meses de Enero y Octubre, que son los que en su momento tenía el personal de mantenimiento.

Los parámetros que se recogen se muestran en intervalos de 10 minutos, durante las 24 horas del día. Durante ese intervalo, los parámetros alcanzan diferentes valores, pues la meteorología no es constante, por lo que la estación recoge los valores máximos, mínimos y la media aritmética de los valores en el intervalo de 10 minutos.

Los parámetros recogidos son:

- Velocidad del viento. [m/s].
- Dirección del viento. [°].
- Temperatura ambiente. [°].
- Humedad relativa media. [%].
- Presión media. [mb].
- Radiación global 1. [W/m²].
- Radiación global 2. [W/m²].
- Intensidad lumínica 1. [kLux].
- Intensidad lumínica 2. [kLux].
- Intensidad lumínica 3. [kLux].

- Intensidad lumínica 4. [kLux].
- Lluvia acumulada [mm].
- Partículas contaminantes (NO₂, SO₂, CO₂). [ppm].

3.1.2. INVERSORES

3.1.2.1. INVERSOR FRONIUS

Como se ha explicado anteriormente, este inversor carece de aplicación web con sistema de recogida de datos en tiempo real, es decir, en la instalación del inversor, de conexión de telecomunicaciones vía bus de campo o wifi.

La monitorización del campo solar que pertenece al inversor Fronius da como resultado un rendimiento de la instalación bajo debido al uso de investigación que se le da por los alumnos y personal del laboratorio. Es decir, no se aprovecha de forma óptima toda la energía disponible en el emplazamiento.

Se podría realizar una recogida de datos manual para evaluar algún momento determinado, aunque se ha de tener en cuenta que la visualización de datos tan solo es posible de un año menor al actual. Es decir, a fecha de entrega de este trabajo, en 2023, se visualizan los datos de 2022.

Como ejemplo se visualiza en la siguiente imagen la gráfica de potencia en el mes de mayo de 2022. [Figura 26].

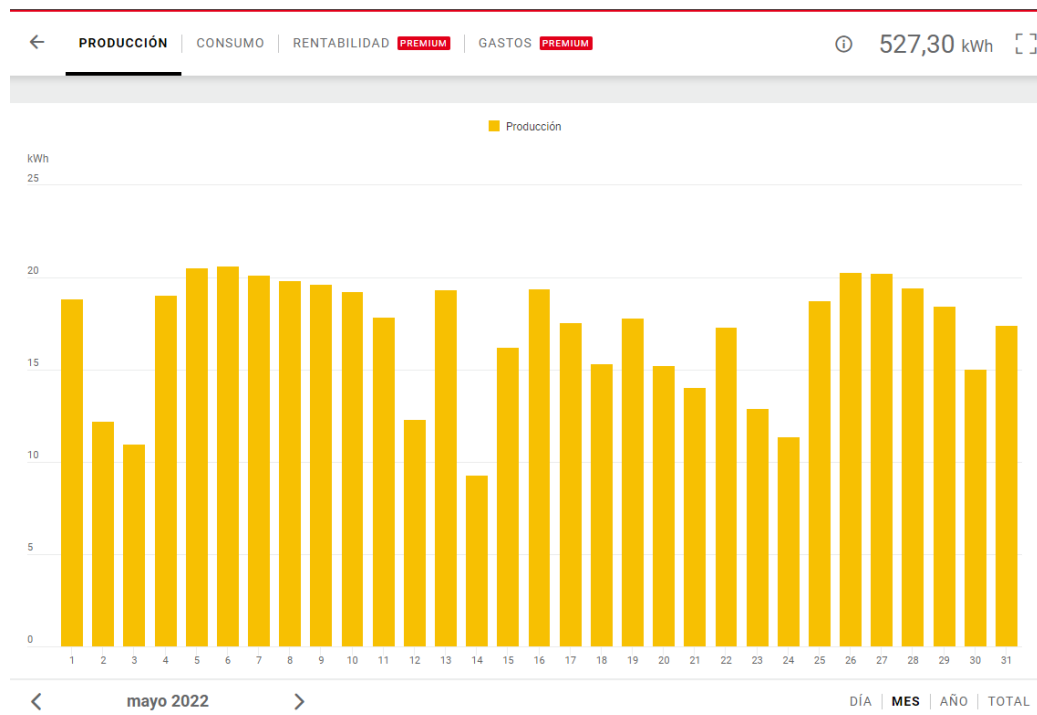


Figura 26: Producción mensual del campo solar monocristalino y bifacial. Fuente: Elaboración propia.

Donde sí se escoge un día en particular se pueden seleccionar diferentes variables para visualizar en la gráfica en la opción “Canales”. Se muestra en la siguiente imagen el día 26 de mayo de 2022, cómo evolucionan las diferentes variables escogidas. [Figura 27].



Figura 27: Diferentes parámetros mostrados en la monitorización offline de Fronius.

En la siguiente imagen se muestra la opción de elección de diferentes canales. [Figura 28].

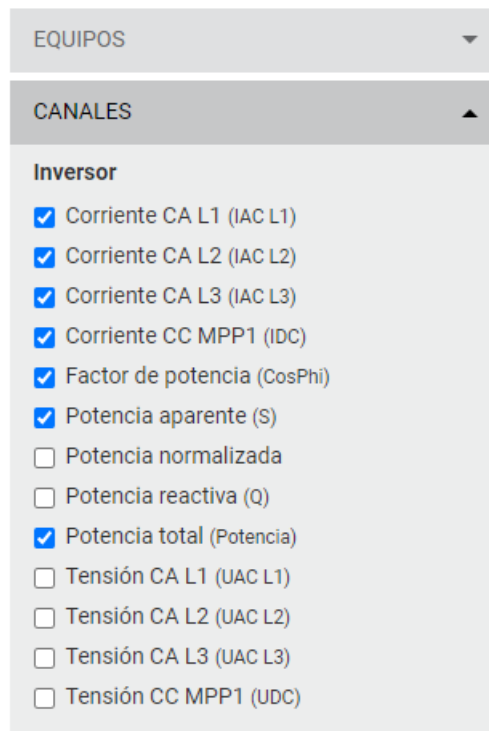


Figura 28: Canales de la monitorización offline de Fronius.

3.1.2.2. INVERSOR INGETEAM

La solución de Ingeteam de igual forma nos ofrece su aplicación web para la monitorización de la planta fotovoltaica, pero en este caso, a tiempo real, en la que da la posibilidad de descarga de datos. La aplicación se llama Ingecon Sun Monitor, y registra el comportamiento del campo solar policristalino conectado al inversor de Ingeteam. Recordemos que dicho campo se compone de mayor número de placas, que, aunque con menor eficiencia debido al silicio policristalino, en su totalidad producen mayor energía. La recogida de datos es medianamente periódica, pues depende de la hora de inicio y final, que varía en función de la estación a lo largo del año. Por hacer un apunte, me refiero a que hay días que se comienza a generar energía a las 08:00 y otros días comienza a generar a las 09:00, al igual que al final de del día, que sobre todo en los meses de invierno, deja de recoger datos sobre las 18:00 y en verano sobre las 21:00, pero variando los minutos día a día. Durante el día, la recogida de datos si es periódica y se establece cada 15 minutos, almacenándose en archivos formato Excel. Dichos archivos se pueden descargar en periodos máximos de 7 días. Se muestra una imagen del mes de mayo de 2022 del campo solar policristalino conectado al inversor

de Ingeteam. Añadir que se produjeron 824,52 kWh, frente a los 527,30 kWh generados por el otro campo solar. [Figura 29].

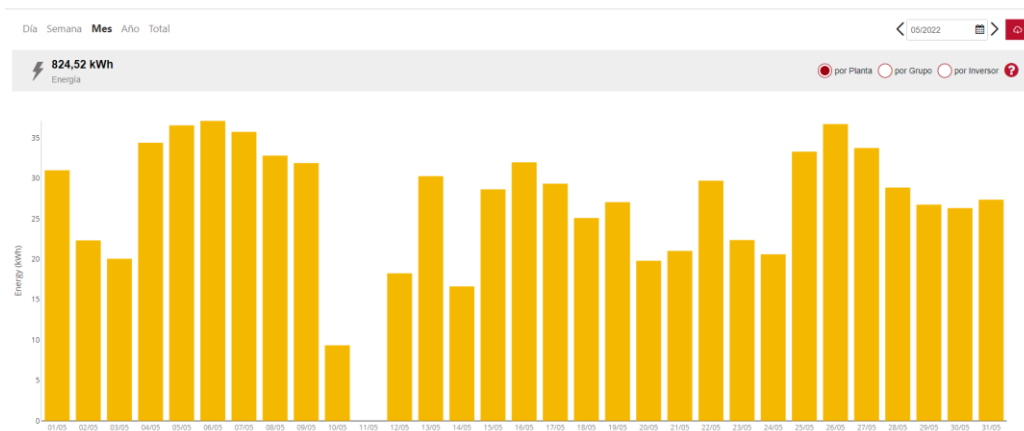


Figura 29: Producción mensual en el software de Ingeteam. Fuente: Elaboración propia.

Dicha aplicación también deja opción del análisis diario. Se muestra la producción del día 26 de mayo de 2022. [Figura 30].

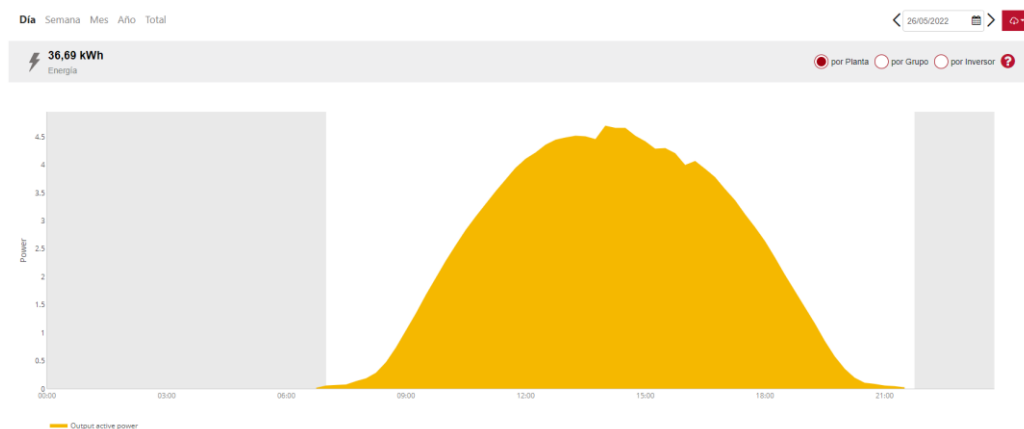


Figura 30: Producción diaria en el software de Ingeteam. Fuente: Elaboración propia.

Los datos recogidos son los siguientes:

- Tensiones trifásicas.
- Corrientes trifásicas.
- Frecuencia de Red.
- Potencia Activa.
- Potencia Reactiva.
- Factor de Potencia.
- Corriente en continua.
- Tensión en continua.
- Potencia en corriente continua.
- Potencia entregada a la Red .
- Energía producida.

Se muestra la figura en la que aparecen los datos recogidos en Excel. [Figura 31].

	A	B	C	D	E	F	G	H	I	J	K	L	M	N	O	P	Q	R	S	T
1	SerialNumb	BoardId	DateTime	Gid	Vac1	Vac2	Vac3	Iac1	Iac2	Iac3	Freq	Pac(W)	Qac	CosPhi	Vdc1	Idc1	Pdc1	PacGrid	Energy(kWh)	
2	3.301e+11	08M202216	01/01/2022 8:30	group1/devi	123.97	133.65	115.86	0.29	0.29	0.29	23.52	15.62	57.36	0.15	517.74	0.04	16.10	0.00	0.00	
3	3.301e+11	08M202216	01/01/2022 8:45	group1/devi	235.50	235.82	233.96	0.81	0.79	0.81	50.01	68.61	24.17	0.39	598.85	0.12	70.29	0.00	0.02	
4	3.301e+11	08M202216	01/01/2022 9:00	group1/devi	236.10	236.04	234.55	0.86	0.83	0.89	50.00	154.43	0.00	0.08	657.05	0.24	158.00	0.00	0.06	
5	3.301e+11	08M202216	01/01/2022 9:15	group1/devi	236.82	236.56	235.22	0.90	0.88	0.94	50.01	242.06	0.00	0.07	661.17	0.36	246.88	0.00	0.12	
6	3.301e+11	08M202216	01/01/2022 9:30	group1/devi	236.91	236.61	235.25	0.98	0.97	1.02	50.01	349.50	0.00	0.08	690.19	0.52	356.39	0.00	0.21	
7	3.301e+11	08M202216	01/01/2022 9:45	group1/devi	236.94	236.66	235.35	1.13	1.13	1.17	50.01	518.22	0.00	0.16	688.05	0.77	528.61	0.00	0.34	
8	3.301e+11	08M202216	01/01/2022 10:00	group1/devi	235.98	235.73	234.43	1.30	1.33	1.35	49.99	700.60	0.00	0.43	690.77	1.04	714.51	0.00	0.51	
9	3.301e+11	08M202216	01/01/2022 10:15	group1/devi	235.29	235.09	234.00	1.38	1.41	1.43	50.00	771.78	0.00	0.48	689.04	1.14	787.11	0.00	0.70	
10	3.301e+11	08M202216	01/01/2022 10:30	group1/devi	235.51	235.23	234.17	1.45	1.49	1.51	50.00	837.56	0.00	0.28	694.00	1.23	855.88	0.00	0.91	
11	3.301e+11	08M202216	01/01/2022 10:45	group1/devi	235.71	235.27	234.36	1.51	1.55	1.56	50.00	888.17	0.00	0.27	690.56	1.31	906.22	0.00	1.14	
12	3.301e+11	08M202216	01/01/2022 11:00	group1/devi	234.98	234.50	233.50	1.59	1.63	1.64	49.98	952.82	0.00	0.12	689.67	1.41	972.00	0.00	1.37	
13	3.301e+11	08M202216	01/01/2022 11:15	group1/devi	234.50	233.96	233.02	1.78	1.83	1.83	50.00	1109.77	0.00	0.33	687.72	1.65	1151.56	0.00	1.85	
14	3.301e+11	08M202216	01/01/2022 11:30	group1/devi	234.15	233.73	232.79	1.88	1.91	1.91	50.00	1179.95	0.00	0.30	678.21	1.77	1198.05	0.00	1.94	
15	3.301e+11	08M202216	01/01/2022 11:45	group1/devi	235.66	235.35	234.21	2.93	2.94	2.96	49.99	1954.88	-0.27	-0.10	596.05	3.86	1994.51	0.00	2.43	
16	3.301e+11	08M202216	01/01/2022 12:00	group1/devi	237.07	236.67	235.56	4.08	4.11	4.14	49.99	2829.78	0.72	0.04	593.91	4.86	2887.11	0.00	3.14	
17	3.301e+11	08M202216	01/01/2022 12:15	group1/devi	237.02	236.55	235.52	4.49	4.51	4.49	49.99	3115.67	0.39	0.32	605.92	5.24	3177.94	0.00	3.92	
18	3.301e+11	08M202216	01/01/2022 12:30	group1/devi	236.91	236.36	235.37	4.34	4.38	4.40	49.99	3021.95	0.29	0.14	594.13	5.19	3082.39	0.00	4.67	
19	3.301e+11	08M202216	01/01/2022 12:45	group1/devi	236.50	235.96	235.05	4.62	4.64	4.66	50.01	3209.01	0.39	0.00	593.71	5.51	3273.33	0.00	5.48	
20	3.301e+11	08M202216	01/01/2022 13:00	group1/devi	235.31	234.68	233.78	5.11	5.16	5.19	49.99	3562.18	0.66	0.10	587.05	6.19	3635.77	0.00	6.37	
21	3.301e+11	08M202216	01/01/2022 13:15	group1/devi	234.71	234.02	233.09	5.13	5.18	5.20	50.00	3563.99	-0.01	-0.09	585.77	6.21	3635.27	0.00	7.26	
22	3.301e+11	08M202216	01/01/2022 13:30	group1/devi	234.33	233.89	232.67	4.90	4.94	4.98	50.00	3395.06	-0.12	0.10	584.57	5.92	3463.22	0.00	8.11	
23	3.301e+11	08M202216	01/01/2022 13:45	group1/devi	239.76	239.01	237.98	3.81	3.84	3.86	49.99	2658.10	0.77	0.06	599.30	4.53	2711.51	0.00	8.77	
24	3.301e+11	08M202216	01/01/2022 14:00	group1/devi	240.55	239.90	238.97	3.11	3.13	3.13	50.00	2116.23	0.50	-0.06	603.75	5.57	2158.89	0.00	9.30	
25	3.301e+11	08M202216	01/01/2022 14:15	group1/devi	240.98	240.30	239.37	4.79	4.84	4.85	49.99	3397.38	0.12	0.17	602.59	5.79	3465.17	0.00	10.15	
26	3.301e+11	08M202216	01/01/2022 14:30	group1/devi	241.52	241.05	239.98	4.79	4.84	4.87	50.00	3418.95	0.43	0.02	602.50	5.79	3487.79	0.00	11.00	
27	3.301e+11	08M202216	01/01/2022 14:45	group1/devi	239.75	239.19	238.15	4.60	4.65	4.67	50.00	3252.56	0.89	0.17	598.14	5.55	3317.50	0.00	11.82	
28	3.301e+11	08M202216	01/01/2022 15:00	group1/devi	240.11	239.44	238.58	3.33	3.34	3.35	50.02	2279.90	-0.39	-0.08	604.53	3.85	2325.33	0.00	12.39	
29	3.301e+11	08M202216	01/01/2022 15:15	group1/devi	238.57	238.03	237.17	3.66	3.67	3.69	49.99	2518.39	-0.67	-0.04	600.43	4.28	2568.87	0.00	13.02	
30	3.301e+11	08M202216	01/01/2022 15:30	group1/devi	239.31	238.72	237.84	2.23	2.23	2.25	49.98	1421.61	-1.05	-0.11	602.25	2.41	1450.01	0.00	13.37	
31	3.301e+11	08M202216	01/01/2022 15:45	group1/devi	239.49	238.03	237.95	2.40	2.41	2.42	49.98	1574.00	-0.39	-0.17	603.11	2.66	1605.50	0.00	13.77	
32	3.301e+11	08M202216	01/01/2022 16:00	group1/devi	239.20	238.67	237.72	2.33	2.33	2.34	50.01	1517.27	-0.17	-0.14	602.42	2.57	1547.62	0.00	14.14	
33	3.301e+11	08M202216	01/01/2022 16:15	group1/devi	238.04	237.66	236.55	1.59	1.59	1.59	49.99	911.00	0.17	-0.09	599.21	1.55	929.22	0.00	14.37	

Figura 31: Visualización de los datos del Inversor en el fichero Excel. Fuente: Elaboración propia.

Como se ha explicado anteriormente, el único inversor del que se han podido descargar datos es el de Ingeteam, por lo que se ha realizado el siguiente apartado en el trabajo de monitorización de la planta fotovoltaica combinando los datos recogidos de dicho inversor, que pertenece a la instalación cuyos paneles fotovoltaicos son de la tecnología policristalina, con los datos recogidos de la estación meteorológica, para, realizar un cálculo teórico según las características del emplazamiento y la instalación y evaluar el rendimiento del funcionamiento del campo solar policristalino

3.2. USO DE DATOS

La evaluación llevada a cabo con los datos de la estación meteorológica y del inversor se describe en el siguiente apartado.

Mediante el software de Matlab se ha desarrollado un código para la visualización del parámetro que se crea necesario, y para la evaluación del rendimiento por periodos de tiempo. Se han añadido diferentes tipos de alarmas en la monitorización.

3.2.1. EVOLUCIÓN DEL CÓDIGO

En el programa realizado se puede acceder a los datos de los ficheros descargados de la estación meteorológica y del inversor de Ingeteam cargados en el código. Recordemos que en el código realizado se incluyen ficheros desde enero hasta octubre de 2022, tanto de la estación como del inversor.

Una vez cargados los ficheros, para filtrar los datos se utilizan los índices de las filas de los ficheros Excel.

Como se quiere realizar una visualización de un periodo de tiempo, se pregunta por las fechas que comprenden el inicio y final del periodo de tiempo a revisar (en el formato dd/mm/aaaa HH:mm).

Una vez introducidas las fechas, el código entra en los ficheros y selecciona los índices de las filas comprendidas entre las fechas. Debido a la construcción automática de los ficheros de datos de la estación meteorológica y del inversor de Ingeteam, los datos que se recogen no se corresponden con los mismos índices entre los dos ficheros. Para atenuar esta problemática, se decide filtrar los ficheros entre las horas comprendidas entre las 9:00 y las 17:30.

La variabilidad en la recogida de datos diaria nos lleva a realizar el anterior filtro, pues hay días que el inversor comienza a recoger datos a las 8:00 y otros días comienza a las 9:00, al igual que hay días que termina de recoger datos a las 18:00 en invierno, y en verano puede alcanzar las 22:00, por lo que la búsqueda sería errónea para comparar con los datos recogidos en la estación meteorológica, además que, esta última, recoge datos también en el periodo nocturno, lo que no nos interesa en primer nivel pues la instalación fotovoltaica no estaría produciendo electricidad.

Por otro lado la estación meteorológica recoge datos en intervalos de 10 minutos, y el inversor fotovoltaico, recoge datos cada 15 minutos. Es por ello

que se ha realizado otro filtro en el que selecciona tan solo los índices de las filas comprendidas entre las fechas, cuyos minutos acaben en 00 o 30, que son las únicas filas en las que se podría establecer la comparación.

De esta forma se filtran todas las filas y nos quedarían tan solo aquellas que estén comprendidas entre las 9:00 y las 17:30, cuyas horas sean del formato HH:00, HH:30, entre las fechas introducidas por el usuario.

A partir de los datos leídos, se construyen tablas de los datos que más nos interesan, como son la radiación global media o la temperatura ambiente en los ficheros de la estación meteorológica, o los parámetros del inversor que queramos comparar y evaluar.

El procedimiento llevado a cabo para realizar una evaluación del rendimiento consiste en calcular mediante diferentes métodos la potencia teórica que puede producir el campo fotovoltaico de paneles solares policristalinos, teniendo en cuenta las características de la instalación. Las variables que influyen en la energía generada son aquellas que se han ido recogiendo en las tablas, por lo que se utilizan para hacer los cálculos teóricos de forma instantánea y automática.

Los cálculos realizados para hallar la potencia capaz de generar la instalación fotovoltaica, se han deducido a partir de los parámetros leídos por la estación meteorológica.

Para calcular de manera correcta la producción teórica de la planta solar, hay que tener en cuenta diversos factores. En los cálculos realizados he tenido en cuenta la influencia de la temperatura del módulo y de la irradiación solar.

Se recurre al modelo de Temperatura de Operación Normal de la Célula, (NOCT), que calcula la temperatura de la célula en función de la temperatura ambiente y la irradiancia. Esta última, la irradiancia, está determinada por la diferencia de temperatura entre los datos NOCT, proporcionados por el fabricante. La temperatura de la célula determina la producción de energía eléctrica en tanto que a mayor temperatura de célula, el voltaje en circuito abierto disminuye. Se muestra en la siguiente imagen la gráfica característica de la corriente de cortocircuito y la tensión a circuito abierto frente a la temperatura de célula. Pertenece al modelo de panel de LG (a falta de la curva característica del modelo Sharp del campo policristalino), que es capaz de operar entre -40°C y 90°C. Se observa como la corriente sufre un leve aumento, insignificante frente a la disminución de tensión, y por tanto de potencia. [Figura 32].

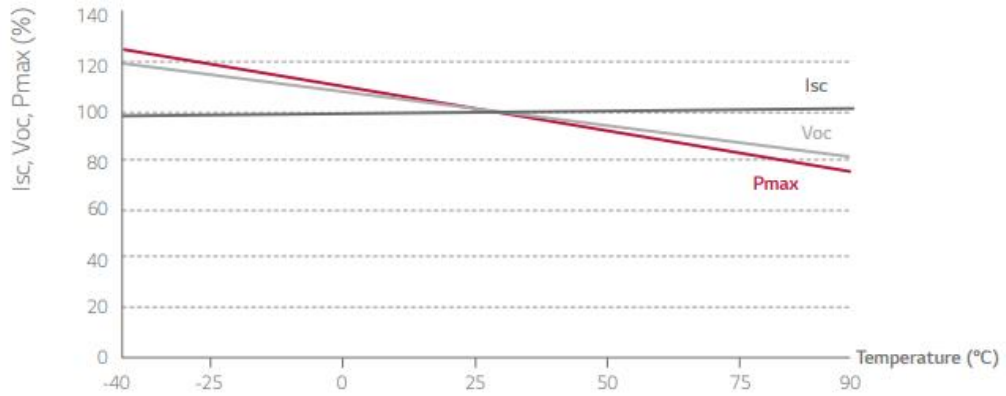


Figura 32: Influencia de la temperatura de módulo en potencia, tensión a circuito abierto y corriente de cortocircuito del panel LG. Fuente: Hoja de características

3.2.2. MODELOS TEÓRICOS

3.2.2.1. MODELO DE CONDICIONES NORMALES DE OPERACIÓN:

El cálculo de la temperatura de célula según el modelo NOCT es el siguiente [4].

$$T_{CELL} = T_A + \frac{NOCT - T_{A,NOCT}}{G_{NOCT}} * G_A$$

De esta forma, con el inversor de Ingeteam se han llevado a cabo los cálculos, donde representadas en la siguiente imagen aparecen las características NOCT del panel solar Sharp ND-AR330H. [Figura 33].

Electrical data (NOCT)			
ND-AR330H			
Maximum power	P _{max}	245.9	W _p
Open-circuit voltage	V _{oc}	43.0	V
Short-circuit current	I _{sc}	7.49	A
Voltage at point of maximum power	V _{mpp}	34.5	V
Current at point of maximum power	I _{mpp}	7.13	A

NOCT (Nominal Operating Cell Temperature) = 45°C.
Irradiance = 800 W/m², air temperature = 20 °C, wind speed = 1 m/s.

Figura 33: Características de las condiciones normales de operación en panel solar Sharp ND-AR330H. Fuente: Hoja de características.

Y la variación de los parámetros característicos con la temperatura. [Figura 34].

Temperature coefficient	
P_{max}	-0.39%/°C
U_{oc}	-0.32%/°C
I_{sc}	0.05%/°C

Figura 34: Coeficientes de Temperatura del panel solar Sharp ND-AR330H. Fuente: Hoja de características.

De esta forma se han realizado los cálculos, según las siguientes constantes:

- T_{CELL} : Temperatura de la célula.
- T_A : Temperatura ambiente.
- $NOCT$: Temperatura NOCT, 45° en el Sharp.
- $T_{A,NOCT}$: Temperatura ambiente NOCT, 20° en el Sharp.
- G_{NOCT} : Irradiancia NOCT, 800 W/m² en el Sharp.
- G_A : Radiación ambiente.
- K_T : Coeficiente de pérdida de potencia con la variación de la temperatura. -0,39%/°C en el Sharp.

El cálculo se realiza directamente con los datos de las tablas, por lo que ya nos hemos asegurado que el dato de temperatura ambiente del día “d” a la hora “h” se corresponde con el dato de radiación de la misma fecha y la misma hora, y de esta forma el resultado de potencia teórica que dé se comparará con la potencia real del inversor de ese día “d” y hora “h”.

$$T_{CELL} = T_A + \frac{45 - 20}{800} * G_A$$

Por lo que ya se procede a calcular ahora la potencia que se puede producir con esas condiciones de forma teórica, con la siguiente formula:

$$P_{MAX} = P_{STC} * \frac{G_A}{G_{STC}} * [1 + K_T * (T_{CELL} - T_{STC})] * n^o_{paneles}$$

Siendo los parámetros los siguientes:

- P_{MAX} : Potencia máxima teórica en las condiciones de la instalación
- P_{STC} : Potencia del panel en condiciones estándar.
- G_{STC} : Irradiancia del panel en condiciones estándar.
- K_T : Coeficiente de variación de la producción de Potencia con la temperatura. [-0.39 %/°C].
- T_{STC} : Temperatura del panel en condiciones estándar.

3.2.2.2. MODELO DE VARIACIÓN DE POTENCIA CON LA IRRADIACIÓN Y LA TEMPERATURA

El cálculo de la potencia máxima se realiza también de forma iterativa para cada uno de los índices que indican las fechas.

El objetivo final del análisis de datos es establecer un rendimiento para cada uno de los puntos analizados y de esta forma obtener una media o una idea del funcionamiento de nuestra instalación.

El otro método utilizado para estimar la producción de energía teórica también se ve influenciado por la temperatura de la célula y la irradiación solar, según la eficiencia del material utilizado en la célula como semiconductor. Es por ello que para células de silicio cristalino se utiliza una constante $K_{silicio} = -0,0035 / ^\circ\text{C}$. Por otro lado dicho método depende del rendimiento de la célula fotovoltaica tal que se ha de seguir las siguientes ecuaciones.

$$\mu(T_{cell}, G) = \mu_{STC} * [1 + K_{silicio} * (T_{cell} - T_{STC})]$$

$$P_{Teorica} = \mu(T_{cell}, G) * A_{Receptor} * G$$

Se ha realizado de la misma forma, iterando los datos correspondientes a cada instante.

Finalmente, para ver la evolución, se representan gráficamente diferentes parámetros y se realiza un análisis.

De igual forma, se han establecido filtros y alarmas para tratar de monitorizar adecuadamente la instalación, y con ello hacer un análisis eficiente y un uso óptimo.

3.3. MATLAB

En el siguiente apartado se pretende presentar el código de Matlab que se ha desarrollado, explicando el tipo de cálculos y tipo de alarmas inducidas para tener una correcta monitorización.

La monitorización propuesta está realizada en base a los datos de la planta solar instalada en el edificio Lucía de la Universidad de Valladolid, situado en el Campus Miguel Delibes. [Figura 35].

```
%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%  
%  
%          TRABAJO DE FIN DE GRADO  
%    MONITORIZACION DEL ESTADO Y RENDIMIENTO DE UNA PLANTA FV  
%    ANDRÉS BONILLA TORIBIO  
%    PLANTA FOTOVOLTAICA EDIFICO LUCIA  
%    UNIVERSIDAD DE VALLADOLID  
%  
%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%
```

Figura 35. Presentación código de MATLAB. Fuente: Elaboración propia.

En primer lugar, se cargan los ficheros de Excel. Los ficheros han de estar en formato Excel, es decir, en formato “hoja de cálculo de Microsoft Excel”

Los archivos de Excel de los que disponemos para el inversor de Ingeteam, se corresponden a 4 ficheros por mes, pues la descarga de datos se puede realizar en periodos de 7 días como máximo. Se muestran en la siguiente imagen la declaración de dichos ficheros. Estos ficheros han de ser libros de Excel, es decir, han de estar en formato de hoja de cálculo, cambio que conviene realizar una vez descargado el archivo de la aplicación web Ingecon Sun Monitor. De igual forma ocurre con los archivos de la estación meteorológica, cuyos archivos se corresponden a las fechas de enero a octubre de 2022. Los archivos de datos deben estar guardados en la misma carpeta en la que se encuentra guardado el Script de monitorización.

Se muestra la carga de los archivos de la monitorización, tanto del inversor de Ingeteam como de la estación meteorológica. [Figura 36].

```
% EN PRIMER LUGAR CARGO LOS FICHEROS

% FICHEROS DEL INVERSOR INGTEAM, DEL CAMPO SOLAR POLICRISTALINO
% 4 FICHEROS POR MES, MESES DE ENERO A OCTUBRE DE 2022

ficheroInv = {'ExportallVarplant20220107_20220114.xlsx', 'ExportallVarplant20220114_20220121.xlsx', 'ExportallVarplant20220121_20220128.xlsx', 'ExportallVarplant20220128_20220204.xlsx', 'ExportallVarplant20220204_20220211.xlsx', 'ExportallVarplant20220211_20220218.xlsx', 'ExportallVarplant20220218_20220225.xlsx', 'ExportallVarplant20220225_20220304.xlsx', ...
'ExportallVarplant20220304_20220311.xlsx', 'ExportallVarplant20220311_20220318.xlsx', 'ExportallVarplant20220318_20220325.xlsx', 'ExportallVarplant20220325_20220401.xlsx', ...
'ExportallVarplant20220401_20220408.xlsx', 'ExportallVarplant20220408_20220415.xlsx', 'ExportallVarplant20220415_20220422.xlsx', 'ExportallVarplant20220422_20220429.xlsx', ...
'ExportallVarplant20220429_20220506.xlsx', 'ExportallVarplant20220506_20220513.xlsx', 'ExportallVarplant20220513_20220520.xlsx', 'ExportallVarplant20220520_20220527.xlsx', ...
'ExportallVarplant20220527_20220603.xlsx', 'ExportallVarplant20220603_20220610.xlsx', 'ExportallVarplant20220610_20220617.xlsx', 'ExportallVarplant20220617_20220624.xlsx', ...
'ExportallVarplant20220624_20220701.xlsx', 'ExportallVarplant20220701_20220708.xlsx', 'ExportallVarplant20220708_20220715.xlsx', 'ExportallVarplant20220715_20220722.xlsx', ...
'ExportallVarplant20220722_20220729.xlsx', 'ExportallVarplant20220729_20220805.xlsx', 'ExportallVarplant20220805_20220812.xlsx', 'ExportallVarplant20220812_20220819.xlsx', ...
'ExportallVarplant20220819_20220826.xlsx', 'ExportallVarplant20220826_20220830.xlsx', 'ExportallVarplant20220830_20220830.xlsx', 'ExportallVarplant20220830_20220830.xlsx', ...
'ExportallVarplant20220830_20220830.xlsx', 'ExportallVarplant20220830_20220830.xlsx', 'ExportallVarplant20220830_20220830.xlsx', 'ExportallVarplant20220830_20220830.xlsx', ...
'ExportallVarplant20220830_20220830.xlsx', 'ExportallVarplant20220830_20220830.xlsx', 'ExportallVarplant20220830_20220830.xlsx', 'ExportallVarplant20220830_20220830.xlsx'};

% FICHEROS DE LA ESTACION METEOROLÓGICA, DE ENERO A OCTUBRE DE 2022

ficheroEst = {'01_2022 estacion met.xlsx', '02_2022 estacion met.xlsx', '03_2022 estacion met.xlsx', '04_2022 estacion met.xlsx', '05_2022 estacion met'...
'06_2022 estacion met.xlsx', '07_2022 estacion met.xlsx', '08_2022 estacion met.xlsx', '09_2022 estacion met.xlsx', '10_2022 estacion met.xlsx'};
```

Figura 36: Carga de ficheros del inversor y de la estación meteorológica en el código de MATLAB.
Fuente: Elaboración propia.

En el siguiente apartado se analizan los datos que se han cargado de los ficheros según las fechas. En cada archivo de Excel, ya sean los archivos del inversor o los archivos de la estación meteorológica, las fechas aparecen en diferentes columnas. En los archivos del inversor, las fechas aparecen en la columna 3 y en los archivos de la estación meteorológica, aparecen en la columna 1, y se leen de la siguiente forma.

Se ha de acceder a la ruta de directorio donde se encuentren guardados los archivos, por lo que en “rutaInversor” y “rutaEstacionMet” se ha de introducir la dirección de archivo. [Figura 37].

```
% LEO LOS FICHEROS DE INGTEAM CON LA RUTA DE LA CARPETA DONDE SE ENCUENTRAN

% CONVIERTO LOS DATOS DEL EXCEL POR FECHAS

datosInversorIng = cell(1, length(ficheroInv));
fechasInversorIng = cell(1, length(ficheroInv));

rutaInversor = 'ruta'; % Actualizar la ruta del directorio

for i = 1:length(ficheroInv)
    InversorIngteam = fullfile(rutaInversor, ficheroInv{i});
    datosInversorIng{i} = readmatrix(InversorIngteam);
    fechasInversorIng{i} = datetime(datosInversorIng{i}(:, 3), 'ConvertFrom', 'excel');
end

% LEO LOS FICHEROS DE LA ESTACIÓN METEOROLÓGICA, TAMBIEN CON LA CARPETA Y
% CONVIERTO DATOS

datosEstacionMet = cell(1, length(ficheroEst));
fechasEstacionMet = cell(1, length(ficheroEst));

rutaEstacionMet = 'ruta'; % Actualizar la ruta del directorio

for i = 1:length(ficheroEst)
    EstacionMet = fullfile(rutaEstacionMet, ficheroEst{i});
    datosEstacionMet{i} = readmatrix(EstacionMet);
    fechasEstacionMet{i} = datetime(datosEstacionMet{i}(:, 1), 'ConvertFrom', 'excel');
end
```

Figura 37: Lectura de datos y fechas de ambos ficheros. Fuente: Elaboración propia.

Y se procede a preguntar al usuario que introduzca las fechas de inicio y fin del periodo que quiere visualizar, para obtener los índices del Excel que coinciden con las filas comprendidas entre las fechas introducidas por el usuario. Se obtienen entonces unos índices para los ficheros del inversor y otros índices para los ficheros de la estación meteorológica. Se muestra el código en la siguiente imagen. [Figura 38].

```
% UNA VEZ HE CARGADO Y LEIDO LOS DATOS, PIDO AL USUARIO QUE INTRODUZCA LAS  
% FECHAS EN EL PERIODO DE TIEMPO QUE QUIERE VISUALIZAR  
  
InicioStr= input('Introduce la fecha inicial (formato: dd/MM/yyyy HH:mm ): ', 's');  
FechaInicio = datetime(InicioStr, 'InputFormat', 'dd/MM/yyyy HH:mm');  
  
FinalStr = input('Introduce la fecha final (formato: dd/MM/yyyy HH:mm): ', 's');  
FechaFinal = datetime(FinalStr, 'InputFormat', 'dd/MM/yyyy HH:mm');  
  
% OBTENGO EL NUMERO DE LAS FILAS DEL EXCEL, O LOS INDICES DEL INVERSOR Y DE  
% LA ESTACION METEOROLOGICA COMPRENDIDAS ENTRE LAS FECHAS, INCLUIDAS ESTAS  
  
IndiceInv = cell(1, length(fechasInversorIng));  
for i = 1:length(fechasInversorIng)  
    fechas = fechasInversorIng{i};  
    indices = find(fechas >= FechaInicio & fechas <= FechaFinal);  
    IndiceInv{i} = indices+1;  
end  
  
IndiceEst = cell(1, length(fechasEstacionMet));  
for i = 1:length(fechasEstacionMet)  
    fechas = fechasEstacionMet{i};  
    indices = find(fechas >= FechaInicio & fechas <= FechaFinal);  
    IndiceEst{i} = indices;  
end
```

Figura 38: Introducción de fechas del periodo a monitorizar y lectura de índices. Fuente: Elaboración propia.

Si se mostrasen los resultados de “IndiceInv” y de “IndiceEst” únicamente aparecerían números que determinan los índices de las filas del fichero o de los ficheros Excel comprendidos entre las fechas. Estos índices introducidos nos pueden valer para graficar los datos de los archivos Excel, y hacernos una idea del funcionamiento total de la instalación, pero se ha de tener en cuenta que la posibilidad de hacer cálculos con dichos datos correspondientes a estos índices es nula, ya que el número de filas escogidas en la estación meteorológica es mucho mayor al número de filas escogidas de los archivos del inversor.

Esto es debido a que la estación recoge datos también durante el periodo nocturno, y el inversor deja de recoger datos en diferentes horas pero durante el día, por lo que no existen celdas ni datos durante el periodo nocturno y a la hora de combinar los datos para realizar cálculos, comparando los datos de la potencia real extraída del inversor con la potencia teórica calculada con los datos de la estación meteorológica, los vectores que se forman no

tendrían el mismo número de elementos y no se pueden comparar correctamente.

Es por ello que se decide filtrar los datos de las fechas, para que los índices filtrados solo sean de las filas comprendidas entre las fechas introducidas por el usuario pero puedan coincidir unas con otras, y consigamos el mismo número de datos tanto en los ficheros del inversor como en los ficheros de la estación meteorológica.

El filtro, explicado anteriormente, consiste en seleccionar tan solo los índices en los que pueda coincidir la fecha del fichero del inversor con la fecha del fichero de la estación. Se seleccionarán únicamente aquellos índices que cumplan el formato de dd/mm/aaaa HH:mm, donde los minutos coincidan con 00 o 30 y las horas coincidan con 9 o 17. El filtro de los minutos es debido a que la estación recoge datos cada 10 minutos y el inversor cada 15 minutos. El filtro de las horas es debido a que la estación meteorológica recoge datos de noche, y el inversor tiene un horario de encendido y apagado que varía a lo largo del año. [Figura 39].

```
% EN ESTE APARTADO, FILTRO LAS FILAS ESCOGIDAS PARA QUE SOLO APAREZCAN
% AQUELLAS ENTRE LAS 9:00 Y LAS 17:30, JUNTO CON QUE ACABEN EN 00 Y 30,
% PARA QUE COINCIDAN EL NUMERO DE DATOS EN LOS ARRAYS PARA EL CALCULO.

% FILTRO LOS INDICES CON MINUTOS 00 Y 30 Y CON HORAS DE 9 A 17 DEL FICHERO DEL INVERSOR
IndiceInvFiltrado = cell(size(IndiceInv));
for i = 1:length(IndiceInv)
    indices = IndiceInv{i}-1;
    fechas = fechasInversorInv(i);
    indicesFiltrados = indices((minute(fechas(indices)) == 0 | minute(fechas(indices)) == 30) & (hour(fechas(indices)) >= 9 & hour(fechas(indices)) <= 17));
    IndiceInvFiltrado{i} = indicesFiltrados+1;
end

% FILTRO LOS INDICES CON MINUTOS 00 Y 30 Y CON HORAS DE 9 A 17 DEL FICHERO DEL INVERSOR
IndiceEstFiltrado = cell(size(IndiceEst));
for i = 1:length(IndiceEst)
    indices = IndiceEst{i};
    fechas = fechasEstacionMet(i);
    indicesFiltrados = indices((minute(fechas(indices)) == 0 | minute(fechas(indices)) == 30) & (hour(fechas(indices)) >= 9 & hour(fechas(indices)) <= 17));
    IndiceEstFiltrado{i} = indicesFiltrados;
end

% MUESTRO INDICES FILTRADOS
celldisp(IndiceInvFiltrado);
celldisp(IndiceEstFiltrado);
```

Figura 39: Filtro de índices. Fuente: Elaboración propia.

Se comienza entonces a leer los datos de las filas filtradas y almacenarlos en diferentes tablas, una para el inversor, sacando los datos que más nos interesan, y la otra para la estación meteorológica, también sacando los datos que más nos interesan.

Por otro lado, se establecen mensajes de alarma si alguno de los datos no se encuentra entre los valores previamente establecidos. Estas alarmas tan solo funcionarían en el periodo de horas establecido por el usuario. Cobra sentido debido a que el propio software de los inversores envían alarmas innecesarias en los primeros instantes y últimos instantes de funcionamiento en el día, debido a que registra tensiones fuera de los rangos, lo que es

normal si está comenzando a producir energía, por lo que se decide establecer alarmas cuando el comportamiento sea anómalo durante el día, con las horas establecidas entre 09:00 y 17:30. Si se desea ampliar el horario de búsqueda, se debería cambiar en el bucle en el que se establece el filtro, y a su vez, estar seguro o comprobar que en ellos ficheros Excel haya datos recogidos para las fechas deseadas. Si no hay datos recogidos para esas fechas el código no se ejecutará al querer multiplicar vectores de número de elementos diferentes. Se muestra en la imagen como se han almacenado los datos del inversor en la tabla correspondiente. [Figura 40].

```
% UNA VEZ TENGO LOS INDICES FILTRADOS, ALMACENO LOS DATOS FILTRADOS DEL
% INVERSOR EN LA TABLA DEL INVERSOR

fprintf('Datos del inversor de ingeteam mostrando los parametros: \n');
alarma = false;
for i = 1:length(IndiceInvFiltrado)
    indices = IndiceInvFiltrado{i}-1;
    datosInversor = datosInversorIng(i);
    tablaInversor = table();
    fechasInvstr = fechasInversorIng(i)(indices);
    fechasInvString = datestr(fechasInvstr, 'dd/mm/yyyy HH:MM');

    for j = 1:length(indices)
        filas = indices(j);

        Vac1 = datosInversor(filas, 5);
        Vac2 = datosInversor(filas, 6);
        Vac3 = datosInversor(filas, 7);
        Iac1 = datosInversor(filas, 8);
        Iac2 = datosInversor(filas, 9);
        Iac3 = datosInversor(filas, 10);
        Freq = datosInversor(filas, 11);
        Pac1 = datosInversor(filas, 12);
        Qac1 = datosInversor(filas, 13);
        cosF = datosInversor(filas, 14);
        Vdc1 = datosInversor(filas, 15);
        Idc1 = datosInversor(filas, 16);
        Pdc1 = datosInversor(filas, 17);
        PacGrid = datosInversor(filas, 18);
        Energy = datosInversor(filas, 19);

        filaTabla = table( Vac1 , Vac2, Vac3, Iac1, Iac2, Iac3, Freq, Pac1, Qac1, cosF, Vdc1, Idc1, Pdc1, PacGrid, Energy);
        tablaInversor = [tablaInversor; filaTabla];

        % Comprobar si Vac1 está fuera del rango deseado y mostrar una alarma
        if Vdc1 < 560 || Vdc1 > 1000
            fprintf('¡ALARMA! Vdc1 está fuera del rango. Valor actual: %.2f V\n', Vdc1);
            alarma=true;
        end

        if Idc1 > 11
            fprintf('¡ALARMA! Idc1 está fuera del rango. Valor actual: %.2f V\n', Idc1);
            alarma=true;
        end
    end
    fprintf('tabla del Inversor %d:\n', i);
    disp(tablaInversor);
    disp(fechasInvString);
end
```

Figura 40: Lectura de datos del inversor y generación de tabla del inversor. Fuente: Elaboración propia.

De igual forma con la estación meteorológica, donde se definen los valores medios de los parámetros leídos para establecer unos cálculos que no difieran de la realidad. [Figura 41].

```
% LEO Y ALMACENO LOS DATOS FILTRADOS DE LA ESTACION EN OTRA TABLA

fprintf('Datos de la Estacion Meteorológica: \n');
for i = 1:length(IndiceEstFiltrado)
    indices = IndiceEstFiltrado(i);

    datosEstacion = datosEstacionMet(i);
    tablaEstacion = table();
    fechasEststr = fechasEstacionMet(i){indices};

    fechasEstString = datestr(fechasEststr, 'dd/mm/yyyy HH:MM');

    for j = 1:length(indices)
        filas = indices(j);

        v_viento_med = datosEstacion(filas, 2);
        d_viento_med = datosEstacion(filas, 5);
        temp_med = datosEstacion(filas, 8);
        hum_rel_med = datosEstacion(filas, 11);
        presion_med = datosEstacion(filas, 12);
        R_global1_med = datosEstacion(filas, 13);
        R_global2_med = datosEstacion(filas, 15);
        Fotometro1_med = datosEstacion(filas, 17);
        Fotometro2_med = datosEstacion(filas, 19);
        Fotometro3_med = datosEstacion(filas, 21);
        Fotometro4_med = datosEstacion(filas, 23);
        Lluvia_med = datosEstacion(filas, 31);
        V_bateria_med = datosEstacion(filas, 32);
        V_bateria_max = datosEstacion(filas, 33);
        V_bateria_min = datosEstacion(filas, 34);

        filaTabla = table( v_viento_med, temp_med, R_global1_med, R_global2_med);
        tablaEstacion = [tablaEstacion; filaTabla];

    end
    fprintf('Tabla de la Estación %d:\n', i);
    disp(tablaEstacion);
    disp(fechasEstString);
end
```

Figura 41: Lectura de datos de la estación meteorológica y generación de tabla para esta. Fuente: Elaboración propia.

Una vez hemos construido las tablas como aparecen en los ficheros de Excel, seleccionamos los datos que queremos para realizar los cálculos y las comparaciones.

Para seleccionar los datos, los almaceno en otra tabla en la que se calcularán los valores de potencia. Estas tablas están realizadas específicamente para realizar los cálculos, y es donde aparecerán los resultados. El código para crear la tabla vacía e ir rellenando con los datos que no interesan del inversor es el siguiente. En este caso se han seleccionado los datos de las variables en continua, potencia, tensión y corriente, y las variables en alterna potencia, tensiones trifásicas e intensidades trifásicas. [Figura 42].

```
% CREO TABLA PARA GUARDAR LOS DATOS

tablaDatosInv = table();
tablaDatosEst = table();

% AGREGO LOS DATOS DEL INVERSOR A LA TABLA
for i = 1:length(IndiceInvFiltrado)
    indicesInv = IndiceInvFiltrado(i) - 1;
    datosInversor = datosInversorIng(i);

    pacI = datosInversor(indicesInv, 12);
    pdc1 = datosInversor(indicesInv, 17);
    vdc1 = datosInversor(indicesInv, 15);
    idc1 = datosInversor(indicesInv, 16);
    iac1 = datosInversor(indicesInv, 8);
    iac2 = datosInversor(indicesInv, 9);
    iac3 = datosInversor(indicesInv, 10);
    vac1 = datosInversor(indicesInv, 5);
    vac2 = datosInversor(indicesInv, 6);
    vac3 = datosInversor(indicesInv, 7);

    %fechasInvDouble = datosInversor(indicesInv, 3); % Fechas en la tercera columna del inversor como doubles
    fechasInvstr = fechasInversorIng(i)(indicesInv);

    % CONVIERTO FECHAS EN STRING A FORMATO DOUBLE "dd/mm/AAAA HH:mm"
    fechasInvString = datestr(fechasInvstr, 'dd/mm/yyyy HH:MM'); % Fecha de la columna 3 de los índices filtrados del inversor

    % AGREGO DATOS
    tablaDatosInv = [tablaDatosInv; table(indicesInv+1, fechasInvString, pdc1, vdc1, idc1, pacI, iac1, iac2, iac3, vac1, vac2, vac3)];
end
```

Figura 42: Creación de nueva tabla con datos del inversor. Fuente: Elaboración propia.

Se repite el método para seleccionar los datos de la estación meteorológica de la tabla anteriormente creada e introducirlos en la nueva tabla para hacer los cálculos

En la imagen siguiente se muestra lo mismo pero de la tabla de los datos de la estación meteorológica. En este caso se han seleccionado los datos de irradiación global media 1 y irradiación global media 2, a parte del dato de temperatura ambiente media. [Figura 43].

```
% AGREGO LOS DATOS DE LA ESTACION A LA TABLA

for i = 1:length(IndiceEstFiltrado)
    indicesEst = IndiceEstFiltrado(i);
    datosEstacion = datosEstacionMet(i);
    tempMedia = datosEstacion(indicesEst, 8);
    radiacion = datosEstacion(indicesEst, 13);
    rglobal2 = datosEstacion(indicesEst, 15);

    fechasEststr = fechasEstacionMet(i)(indicesEst);
    fechasEstString = datestr(fechasEststr, 'dd/mm/yyyy HH:MM'); % Fecha de la columna 3 de los índices filtrados del inversor

    tablaDatosEst = [tablaDatosEst; table(indicesEst, fechasEstString, radiacion, rglobal2, tempMedia)];
end
```

Figura 43: Creación de nueva tabla con datos de la estación meteorológica. Fuente: Elaboración propia.

En este punto del código se han rellenado las tablas para hacer cálculos con los datos que nos interesan. Dichas tablas presentan los datos, de forma que se definen los nombres de las columnas de la siguiente forma, indicando el nombre de la variable y las unidades, en la parte del inversor. En la estación meteorológica, la unidad de la irradiación es $[W/m^2]$ y la unidad de la temperatura $[^{\circ}C]$, y se muestran las tablas creadas por pantalla. [Figura 44].

```
% ASIGNO NOMBRE A LAS VARIABLES DE LAS COLUMNAS DE LAS TABLAS

tablaDatosInv.Properties.VariableNames = {'IndiceInvFiltrado', 'FechaInversor', 'Pdc1_W', 'Vdc1_V', 'Idc1_A', 'PacI_W', ...
    'Iac1_A', 'Iac2_A', 'Iac3_A', 'Vac1_V', 'Vac2_V', 'Vac3_V'};
tablaDatosEst.Properties.VariableNames = {'IndiceEstFiltrado', 'FechaEstacion', 'Radiacion', 'Radiacion2', 'Temperatura'};

%MUESTRO TABLAS

disp(tablaDatosInv);
disp(tablaDatosEst);
```

Figura 44: Display de las tablas creadas. Fuente: Elaboración propia.

Las tablas en este punto, sin haber realizado cálculos, adquieren este aspecto: Representadas la tabla del inversor y tabla de la estación meteorológica del día 26 de mayo de 2022. [Figuras 45 y 46].

IndiceInvFiltrado	FechaInversor	Pdc1_W	Vdc1_V	Idc1_A	PacI_W	Iac1_A	Iac2_A	Iac3_A	Vac1_V	Vac2_V	Vac3_V
310	26/05/2022 09:00	1056.1	613.45	1.72	1035.5	1.72	1.73	1.75	235.01	234.88	234.56
312	26/05/2022 09:30	1710.6	610.31	2.8	1676.7	2.53	2.54	2.55	235.81	235.37	235.19
314	26/05/2022 10:00	2336.3	593.87	3.93	2289.8	3.35	3.38	3.41	235.65	235.31	235.14
316	26/05/2022 10:30	2896.3	589.45	4.91	2839.8	4.1	4.14	4.17	235.62	235.27	235.11
318	26/05/2022 11:00	3373.7	589.56	5.72	3307.4	4.73	4.77	4.81	236.49	236.23	235.88
320	26/05/2022 11:30	3813.9	592.73	6.43	3738.1	5.3	5.32	5.39	237.83	237.51	237.31
322	26/05/2022 12:00	4190.4	592.01	7.08	4107.5	5.81	5.83	5.93	237.55	237.39	237.08
324	26/05/2022 12:30	4451.4	592.23	7.51	4364.1	6.16	6.2	6.27	237.57	237.37	237.05
326	26/05/2022 13:00	4575.5	597.53	7.65	4485.8	6.27	6.32	6.38	239.84	239.68	239.31
328	26/05/2022 13:30	4596.5	597.87	7.68	4506.1	6.29	6.35	6.39	239.91	239.86	239.58
330	26/05/2022 14:00	4792.7	589.34	8.13	4698.7	6.65	6.71	6.74	236.42	236.49	236.17
332	26/05/2022 14:30	4754.9	587.68	8.09	4661.7	6.62	6.68	6.7	235.83	235.62	235.45
334	26/05/2022 15:00	4511.9	589.82	7.65	4423.2	6.28	6.32	6.35	236.51	236.52	236.18
336	26/05/2022 15:30	4383	587.95	7.45	4296.8	6.12	6.17	6.19	235.95	235.64	235.49
338	26/05/2022 16:00	4081.1	592.47	6.89	4000.9	5.67	5.71	5.74	237.66	237.42	237.38
340	26/05/2022 16:30	4013.5	586.84	6.84	3934.2	5.63	5.66	5.71	235.3	235.13	234.89
342	26/05/2022 17:00	3641.8	581.85	6.26	3570.2	5.17	5.19	5.23	233.49	233.29	233.07
344	26/05/2022 17:30	3183.8	592.65	5.37	3121.6	4.47	4.48	4.52	237.71	237.76	237.54

Figura 45: Tabla del Inversor. Fuente: Elaboración propia.

IndiceEstFiltrado	FechaEstacion	Radiacion	Radiacion2	Temperatura
3667	26/05/2022 09:00	351.28	346.49	11.282
3670	26/05/2022 09:30	460.93	455.21	12.164
3673	26/05/2022 10:00	569.3	557.74	13.497
3676	26/05/2022 10:30	663.09	651.78	14.19
3679	26/05/2022 11:00	751.01	741.32	15.322
3682	26/05/2022 11:30	836.73	824.31	16.262
3685	26/05/2022 12:00	905.27	885.31	17.666
3688	26/05/2022 12:30	953.37	935.68	18.774
3691	26/05/2022 13:00	996.3	980.47	19.199
3694	26/05/2022 13:30	1017.6	997.05	20.254
3697	26/05/2022 14:00	1029.4	1004.7	20.933
3700	26/05/2022 14:30	1034.3	1008.1	21.297
3703	26/05/2022 15:00	1019	993.27	21.903
3706	26/05/2022 15:30	981.31	958.15	22.956
3709	26/05/2022 16:00	932.12	904.89	23.608
3712	26/05/2022 16:30	879.44	850.89	23.962
3715	26/05/2022 17:00	806.95	782.98	23.998
3718	26/05/2022 17:30	722.98	703.47	24.209

Figura 46: Tabla de la Estación Meteorológica. Fuente: Elaboración propia.

Y se procede a definir las variables que se van a utilizar en los cálculos de producción teórica. Según los modelos explicados antes, se definen variables constantes, en función de las características de la instalación.

Debido a que se obtienen dos lecturas de irradiación diferentes, se han realizado los cálculos en función de cada una de ellas, para establecer también una relación de rendimiento entre los diferentes sensores de la estación meteorológica, es decir, ambos piranómetros. Entonces, las variables definidas con un 2 al final se refieren a los cálculos con la irradiación global 2.

En orden de la imagen, las variables siguientes se definen como vectores pues almacenaran un dato por cada índice de fila de los archivos Excel que haya entre las fechas comprendidas. Las variables son la temperatura de célula, la potencia máxima generada por un módulo, la potencia teórica máxima generada por el campo según el primer método, la potencia teórica máxima generada por el campo según el segundo método, y el rendimiento del módulo en función del material semiconductor y de las características en condiciones estándar. Por otro lado se definen las constantes características del panel solar fotovoltaico, las temperaturas en condiciones normales de operación, el coeficiente de pérdida de potencia con el aumento de la temperatura, característica del panel solar, al igual que las variables en condiciones estándar de potencia, irradiación, y temperatura ambiente. Para acabar, se definen el número de paneles que componen la instalación fotovoltaica analizada, es decir, el campo solar policristalino, y diferentes variables utilizadas como el área, el rendimiento y la constante característica del silicio cristalino. [Figura 47].

%DEFINO LAS VARIABLES QUE UTILIZARE EN CALCULOS

```
Tempcelula = [];  
Tempcelula2 = [];  
  
Pmax = [];  
Pmax2 = [];  
  
PdcTeorica = [];  
PdcTeorica2 = [];  
  
PDCPANEL = [];  
PDCPANEL2 = [];  
  
Rendi = [];  
Rendi2 = [];  
  
NOCTTsharp = 45;  
NOCTIrrad = 800;  
NOCTTvien = 20;  
Ktemp = (-0.39)/100;  
Pstc = 330;  
Gstc = 1000;  
Tstc = 25;  
NumPaneles = 20;  
AreaPanel = 1.94;  
RendPanel = 0.17;  
KSilicio = -0.0035;
```

Figura 47: Definición de las nuevas variables y constantes. Fuente: Elaboración propia.

Se realizan los cálculos con los métodos anteriormente descritos de la siguiente manera.

El primer método es el siguiente, apuntando que se indican alarmas en caso de que la temperatura de célula exceda de los límites establecidos por el fabricante del panel solar fotovoltaico. [Figura 48].


```
% TEMPERATURA DE CELULA POR MODELO EN CONDICIONES NORMALES DE OPERACION
% NOCT

Tempcelula = tablaDatosEst.Temperatura + (((NOCTTsharp-NOCTTvien)*(tablaDatosEst.Radiacion ))/NOCTIrrad);

if min (Tempcelula) < (-40) || max (Tempcelula) > 85
    fprintf('¡ALARMA! Temperatura de celula está fuera del rango. Valor actual: %.2f V\n', Tempcelula);
    alarma=true;
end

Tempcelula2 = tablaDatosEst.Temperatura + (((NOCTTsharp-NOCTTvien)*(tablaDatosEst.Radiacion2 ))/NOCTIrrad);

if min(Tempcelula2) < (-40) || max(Tempcelula2) > 85
    fprintf('¡ALARMA! Temperatura de celula segun radiacion 2 está fuera del rango. Valor actual: %.2f V\n', Tempcelula2);
    alarma=true;
end

% CALCULO LA POTENCIA SEGUN LA TEMPERATURA DE LA CELULA

Pmax = Pstc * (tablaDatosEst.Radiacion / Gstc) .* ((1 + (Ktemp) * (Tempcelula - Tstc)));
PdcTeorica = Pmax*NumPaneles;

Pmax2 = Pstc * (tablaDatosEst.Radiacion2 / Gstc) .* ((1 + (Ktemp) * (Tempcelula2 - Tstc)));
PdcTeorica2 = Pmax2*NumPaneles;

% Y CALCULO EL RENDIMIENTO DE LA OPERACION COMPARANDO LA PDC TEORICA CON LA
% PDC1 DEL INVERSOR

rendimiento = (tablaDatosInv.Pdc1_W ./ PdcTeorica);

rendimiento2 = (tablaDatosInv.Pdc1_W ./ PdcTeorica2);
```

Figura 48: Cálculos del primer método. Fuente: Elaboración propia.

El segundo método utilizado es el siguiente. [Figura 49].

```
% AHORA UTILIZO OTRO MODELO EN FUNCION DE LA VARIACION DE LA RADIACIÓN Y LA
% TEMPERATURA

%DEFINO EL RENDIMIENTO EN CONDICIONES OPTIMAS

Rendi = RendPanel .* (1+(KSilicio)*(Tempcelula-Tstc));

Rendi2 = RendPanel .* (1+(KSilicio)*(Tempcelula2-Tstc));

% Y CALCULO LA POTENCIA DEL PANEL EN FUNCION DEL AREA RECEPTOR

PDCPANEL = (AreaPanel .* tablaDatosEst.Radiacion .* Rendi)* NumPaneles;

PDCPANEL2 = (AreaPanel .* tablaDatosEst.Radiacion2 .* Rendi)* NumPaneles;

% CALCULO EL RENDIMIENTO DE LA INSTALACION SEGUN EL SEGUNDO METODO

REND1 = (tablaDatosInv.Pdc1_W ./ PDCPANEL);

REND2 = (tablaDatosInv.Pdc1_W ./ PDCPANEL2);
```

Figura 49: Cálculos del primer método. Fuente: Elaboración propia.

Con los resultados de los cálculos se crean nuevas columnas que se añaden a las tablas existentes. La temperatura de célula se añade a la tabla de la estación meteorológica, y las diferentes potencias calculadas, así como el rendimiento se añaden a la tabla del inversor de la siguiente forma. Finalmente se muestran por pantalla. [Figura 50].

```
% AÑADO COLUMNAS A LAS TABLAS CON LOS DATOS CALCULADOS

tablaDatosInv.PdcTeorica_W = PdcTeorica;
tablaDatosInv.PmaxTeorica_W = Pmax;
tablaDatosEst.TemperaturaCelula = Tempcelula;
tablaDatosInv.Rendimiento = rendimiento;
tablaDatosInv.PDCPANEL_W = PDCPANEL;
tablaDatosInv.RENDIMIENTO = REND1;

tablaDatosInv.PdcTeorica2_W = PdcTeorica2;
tablaDatosInv.PmaxTeorica2_W = Pmax2;
tablaDatosEst.TemperaturaCelula2 = Tempcelula2;
tablaDatosInv.Rendimiento2 = rendimiento2;
tablaDatosInv.PDCPANEL2_W = PDCPANEL2;
tablaDatosInv.RENDIMIENTO2 = REND2;

% MUESTRO LAS TABLAS RESULTANETES CON LA NUEVAS COLUMNAS

disp(tablaDatosInv);
disp(tablaDatosEst);
```

Figura 50: Añadir resultados a tablas. Fuente: Elaboración propia.

Una vez se ha calculado el rendimiento según los dos métodos y se ha representado junto con los demás cálculos en las tablas, procedo a evaluar el funcionamiento de forma gráfica. Para ello se recogen los datos de la tabla y se representan mediante las diferentes funciones que ofrece MATLAB. [Figura 51].

```
datosPacI = tablaDatosInv.PacI_W;
datosPdc1 = tablaDatosInv.Pdc1_W;
datosVdc1 = tablaDatosInv.Vdc1_V;
datosIdc1 = tablaDatosInv.Idc1_A;

datosVac1 = tablaDatosInv.Vac1_V;
datosVac2 = tablaDatosInv.Vac2_V;
datosVac3 = tablaDatosInv.Vac3_V;

datosIac1 = tablaDatosInv.Iac1_A;
datosIac2 = tablaDatosInv.Iac2_A;
datosIac3 = tablaDatosInv.Iac3_A;

datosRendimiento = tablaDatosInv.Rendimiento;
datosRENDIMIENTO = tablaDatosInv.RENDIMIENTO;
datosPdcTeorica = tablaDatosInv.PdcTeorica_W;
datosPDCPANEL = tablaDatosInv.PDCPANEL_W;

datosRendimiento2 = tablaDatosInv.Rendimiento2;
datosPdcTeorica2 = tablaDatosInv.PdcTeorica2_W;
datosPDCPANEL2 = tablaDatosInv.PDCPANEL2_W;
datosRENDIMIENTO2 = tablaDatosInv.RENDIMIENTO2;

fechasDouble = datenum(tablaDatosInv.FechaInversor, 'dd/mm/yyyy HH:MM');
```

Figura 51: Recogida de datos para sus gráficos. Fuente: Elaboración propia.

Un ejemplo del código para graficar las diferentes variables es el siguiente, en el que se comparan en el mismo gráfico la potencia en continua real del inversor, la potencia en alterna real del inversor, y las potencias teóricas del campo solar fotovoltaico. [Figura 52].

```
% GRAFICO LOS DATOS DE PDC1, PacInversor, RENDIMIENTO , PDC PANEL Y PDC TEORICA

figure;
plot(fechasDouble, datosPdc1, 'b-', 'LineWidth', 1.5); % Grafico Pdc1 en azul
hold on;
plot(fechasDouble, datosPacI, 'm-', 'LineWidth', 1.5); % Grafico dr Pac inversor
hold on;
plot(fechasDouble, datosPdcTeorica, 'r-', 'LineWidth', 1.5); % Grafico PdcTeorica en rojo
hold on;
plot(fechasDouble, datosPDCPANEL, 'y-', 'LineWidth', 1.5); % Grafico Potencia del panel en amarillo
hold off;
datetick('x', 'dd/mm/yyyy HH:MM', 'keeplimits', 'keepticks');
xlabel('Fechas');
ylabel('Potencias Reales y Teóricas en W segun radiacion 1');
title('Comparacion entre Potencias segun Radiacion Global 1');
legend('Pdc1', 'PacInversor', 'PdcTeorica', 'PDC panel');
```

Figura 52: Gráfico de comparación de potencias. Fuente: Elaboración propia.

En último lugar, establezco un mensaje de alarma si se ha registrado alguna anomalía en los valores almacenados. [Figura 53].

```
% AHORA MUESTRO SI HA SALTADO ALGUNA ALARMA

if alarma
    fprintf('Se han detectado alarmas durante la ejecución del código.\n');
    fprintf('Por favor, revise los registros para más detalles.\n');
else
    fprintf('No se han detectado alarmas durante la ejecución del código.\n');
end
```

Figura 53: Mensaje de alarma. Fuente: Elaboración propia.

Un ejemplo de cómo se mostraría la gráfica de potencias, haciendo referencia al mismo día que en ejemplos anteriores, es decir, el 26 de mayo de 2022, es el siguiente. [Figura 54]. Hacer inciso en la diferencia entre las potencias teóricas y reales según los diferentes métodos. Esta es debido a la inexactitud de la temperatura de célula, es decir, puede que los cálculos realizados con la temperatura ambiente para calcular la temperatura de célula difieran del valor real de temperatura de célula, dato que se desconoce al no disponer de sensores en el propio panel.

- Pdc1 es la potencia real en continua.
- Pac Inversor es la potencia activa real.
- Pdc teórica es la potencia teórica según el método 1 y la radiación global 1.
- Pdc teórica 2 es la potencia teórica según el método 1 y la radiación global 2.
- Pdc panel es la potencia teórica según el método 2 y la radiación global 1.
- Pdc panel 2 es la potencia teórica según el método 2 y la radiación solar 2.

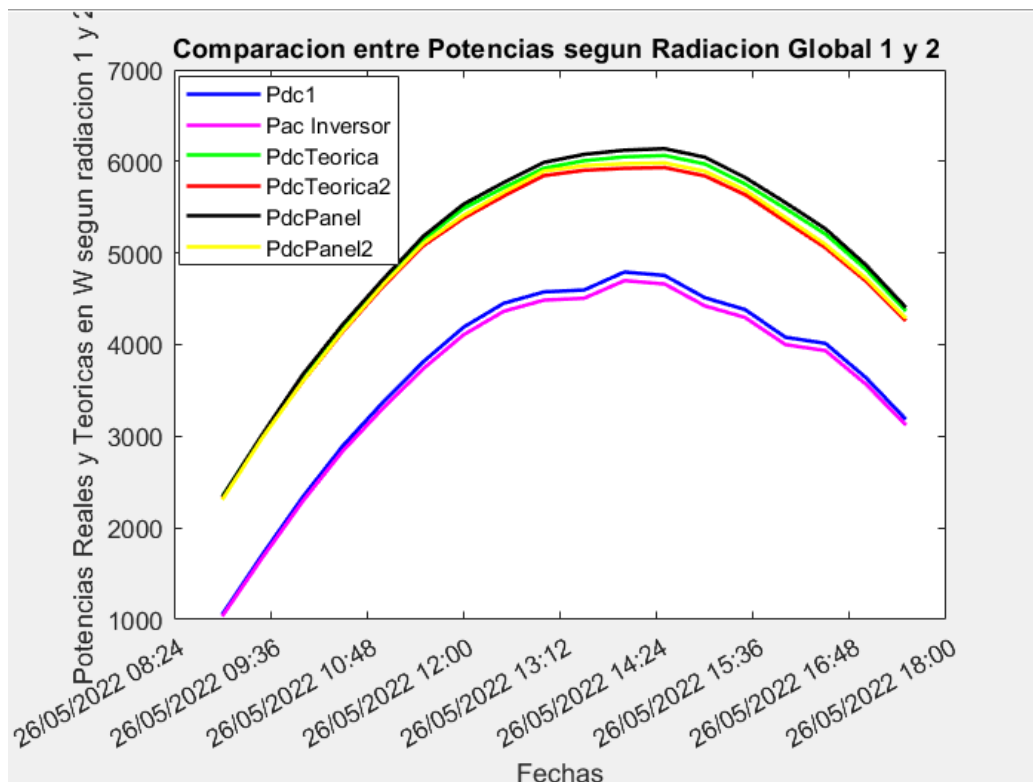


Figura 54: Comparación de potencias en función de la radiaciones globales 1 y 2. Fuente: Elaboración propia.

3.4. EJEMPLOS ESPECÍFICOS

Establecida la explicación de como se ha desarrollado el código de MATLAB y el tratamiento de datos, se procede a sacar conclusiones a cerca de la monitorización y estado de rendimiento de la planta fotovoltaica.

En primer lugar, se ha de tener claro que el código desarrollado muestra la monitorización desde enero hasta octubre del año 2022. Para realizar la monitorización a tiempo real se deberían introducir los archivos de la estación meteorológica a tiempo real así como los archivos del inversor.

En el código se da la opción de seleccionar diferentes fechas. De esta forma, el programa devolverá como resultados las filas filtradas comprendidas entre las fechas señaladas. Es por ello que si se introducen fechas demasiado alejadas entre sí, se ha realizado otro código para visualizar tan solo las gráficas del comportamiento, tanto de los parámetros de la estación meteorológica como los parámetros del inversor. En estas gráficas se podrá ver el valor de los diferentes parámetros pero no se podrá ver el rendimiento debido a que el número de datos entre inversor y estación meteorológica son diferentes.

Se decide de esta forma seleccionar dos periodo de tiempo a modo de ejemplo, en estaciones de tiempo diferentes, para visualizar las gráficas creadas en función del funcionamiento de la instalación.

Por ejemplo, introduzco las fechas del 10/01/2022 09:00 hasta el 15/01/2022 17:30 indicando las horas también. Y el programa automáticamente muestra diferentes gráficos del funcionamiento,

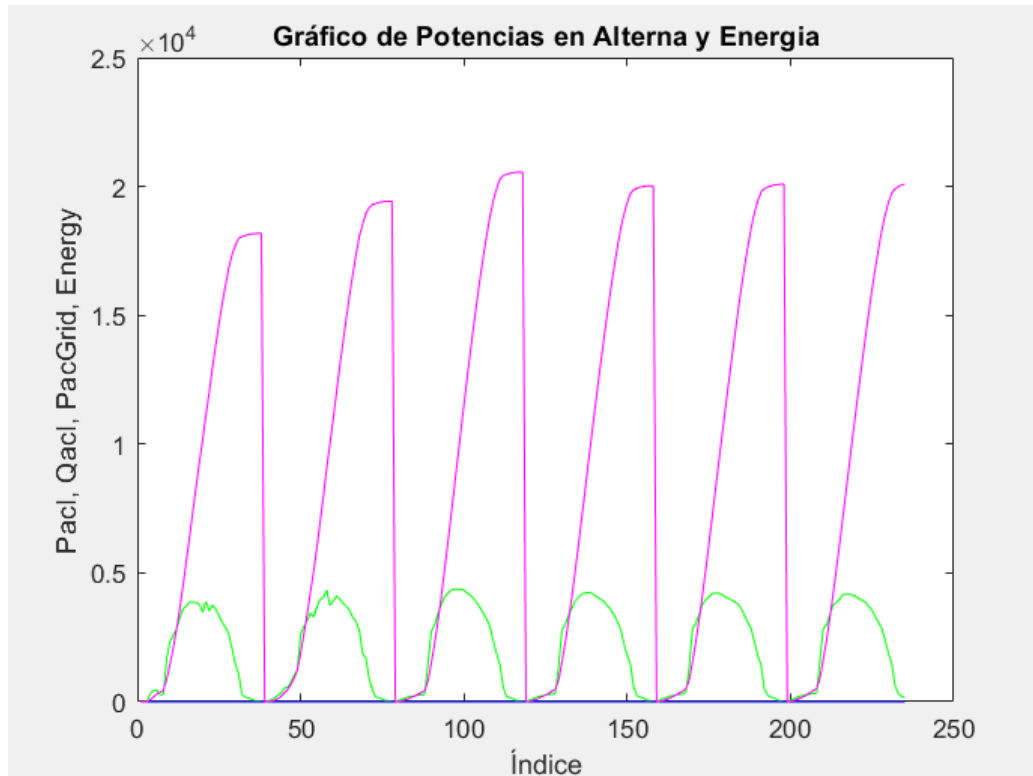


Figura 55: Grafico de potencias En alterna y Energía. Fuente: Elaboración propia.

En la gráfica anterior [Figura 55] se muestra la potencia activa entregada a Red(W) en verde y la energía generada del sistema fotovoltaico (kWh) en magenta. En el eje horizontal se muestran los índices leídos por el programa. Las demás gráficas representadas siguen siendo de los valores tanto del inversor como de la estación meteorológica. En la siguiente imagen se muestra la gráfica de los fotómetros que captan la intensidad lumínica. [Figura 56].

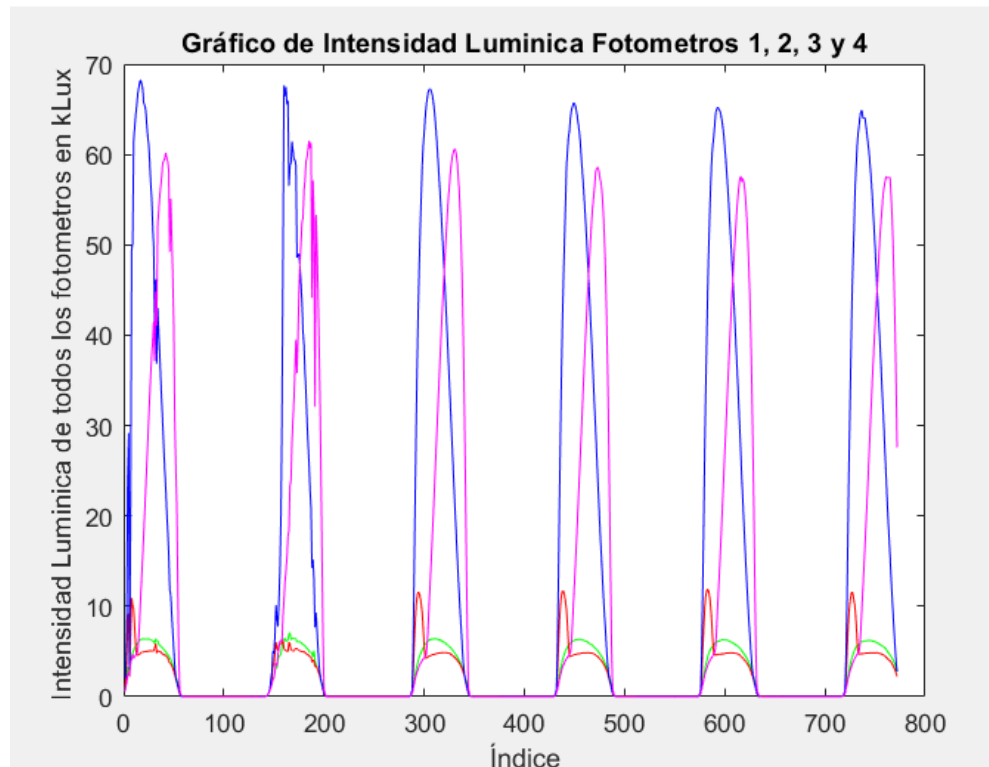


Figura 56: Intensidad lumínica de los fotómetros. Fuente Elaboración propia.

Se observa que dicha función se relaciona con el horario solar, en ambas gráficas.

Se muestra ahora el ejemplo de una semana escogida en la estación de verano. En este caso se ha escogido desde el 26/06/2022 09:00 hasta el 01:07/2022 a las 17:30 y se observan las siguientes gráficas. [Figuras 57 y 58].

A destacar, la diferencia de potencia generada en invierno y en verano.

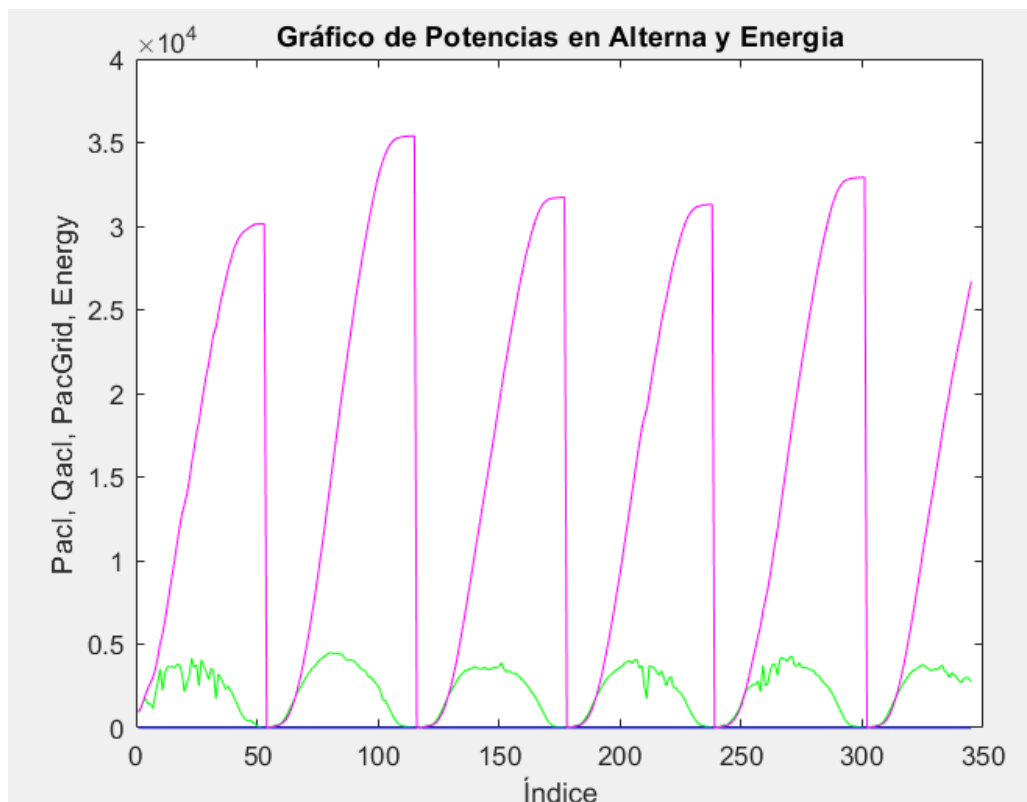


Figura 57: Grafico de potencias En alterna y Energía. Fuente: Elaboración propia

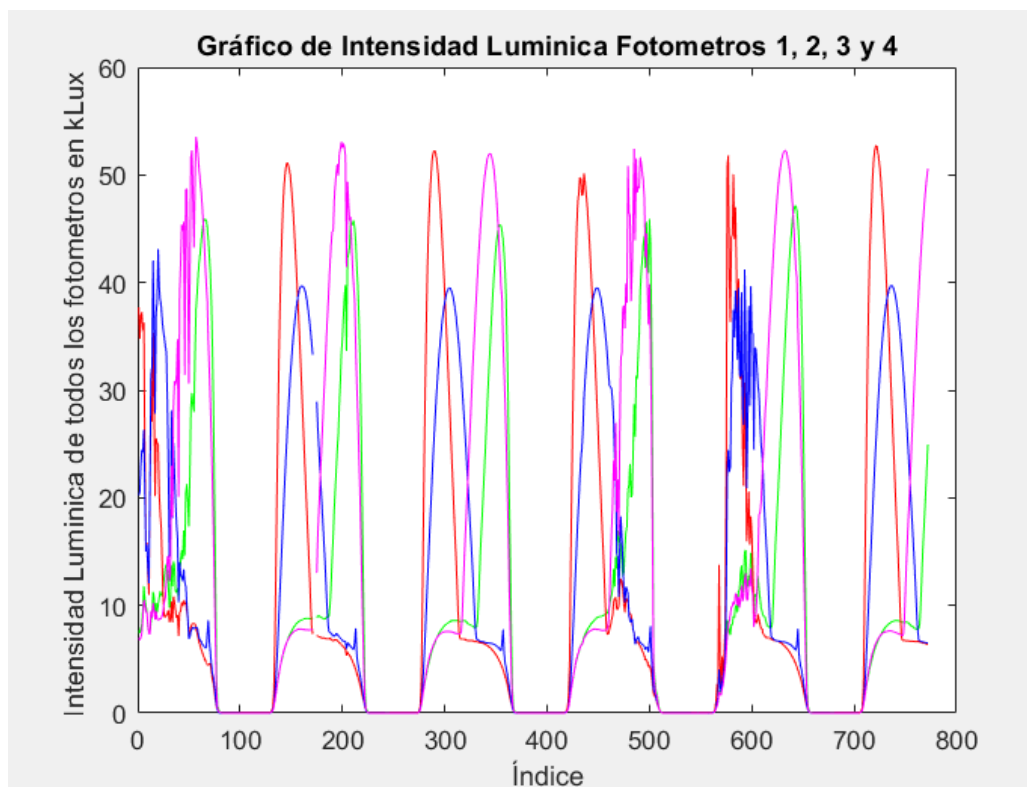


Figura 58: Intensidad lumínica de los fotómetros. Fuente Elaboración propia

Ahora utilizamos el otro tipo de código desarrollado en Matlab para escoger los índices filtrados y poder hacer una valoración del rendimiento, también expresando gráficas que no tienen en cuenta los momentos en los que no se genera electricidad. Dicho código también nos enviará alarmas en caso de registrar alguna anomalía.

Ejecutando el código, el sistema pregunta al usuario por las fechas que se quieren revisar. Introduzco a modo de ejemplo el periodo del 09/01/2022 14:00 hasta el 12/01/2022 14:00. [Figura 59].

```
Introduce la fecha inicial (formato: dd/MM/yyyy HH:mm ): 09/01/2022 14:00
Introduce la fecha final (formato: dd/MM/yyyy HH:mm): 12/01/2022 14:00
```

Figura 59: Introducción de fechas. Fuente: Elaboración propia.

Una vez introducidas las fechas, se presiona “Enter” y aparecen las tablas con los datos leídos, en función del fichero del inversor en el que estén las fechas y en función del fichero de la estación meteorológica en el que estén las fechas introducidas. [Figura 60].

IndiceInvFiltrado	FechaInversor	Pdcl_W	Vdcl_V	Idcl_A	PacI_W	Iacl_A	Iac2_A	Iac3_A	Vac1_V	Vac2_V	Vac3_V
62	09/01/2022 14:00	0	702.69	0	0	0	0	0	1.44	1.24	0.41
64	09/01/2022 14:30	0	699.43	0	0	0	0	0	1.39	1.23	0.44
66	09/01/2022 15:00	0	701.11	0	0	0	0	0	1.42	1.3	0.46
68	09/01/2022 15:30	0	705.71	0	0	0	0	0	1.47	1.33	0.44
70	09/01/2022 16:00	0	704.61	0	0	0	0	0	1.53	1.41	0.45
72	09/01/2022 16:30	0	706.01	0	0	0	0	0	1.49	1.37	0.44
74	09/01/2022 17:00	0	700.46	0	0	0	0	0	1.59	1.52	0.46
76	09/01/2022 17:30	0	664.2	0	0	0	0	0	1.56	1.61	0.51
82	10/01/2022 09:00	0	639.71	0	0	0	0	0	1.18	1.26	0.26
84	10/01/2022 09:30	0	692.23	0	0	0	0	0	1.28	1.43	0.34
86	10/01/2022 10:00	454.61	678.53	0.68	445.83	1.06	1.06	1.1	234.07	233.85	232.76
88	10/01/2022 10:30	279.62	697.13	0.4	274.22	0.93	0.9	0.96	234.73	234.44	233.47
90	10/01/2022 11:00	1726.9	589.33	2.94	1693	2.57	2.6	2.62	235.47	235.37	234.28
92	10/01/2022 11:30	2646.3	589.71	4.49	2594.4	3.76	3.82	3.81	236.09	235.94	234.79
94	10/01/2022 12:00	3300.2	588.57	5.61	3235.9	4.65	4.71	4.71	235.99	235.67	234.91
96	10/01/2022 12:30	3781.9	589.6	6.41	3707.8	5.29	5.35	5.36	236.6	236.3	235.43
98	10/01/2022 13:00	3933.5	590.71	6.66	3856.7	5.49	5.55	5.55	237.09	236.59	235.89
100	10/01/2022 13:30	3858.1	593.35	6.5	3781.7	5.37	5.43	5.43	237.91	237.53	236.72
102	10/01/2022 14:00	3970.8	594.07	6.69	3892.4	5.53	5.59	5.59	237.66	237.31	236.46
104	10/01/2022 14:30	3830.4	592.35	6.47	3755.4	5.33	5.4	5.41	237.47	237.06	236.24
106	10/01/2022 15:00	3405.9	606.77	5.61	3338.5	4.76	4.8	4.78	238.21	237.95	236.98
108	10/01/2022 15:30	2949	599.65	4.92	2891.4	4.14	4.17	4.17	238.91	238.4	237.65

Figura 60: Tabla de datos del inversor. Fuente: Elaboración propia.

Según las fechas introducidas se observa que el día 9 de enero la instalación no estaba generando energía, pero el 10 empieza a generar. No se muestran todos los datos de la tabla pues sería muy larga. Para los datos de la estación meteorológica se mostraría otra tabla con los respectivos datos.

Finalmente, se procede a realizar los cálculos y mostrar los resultados que se añaden a la tabla. Se insertan dos imágenes, tomar la segunda como continuación de la primera para expresar todos los cálculos. [Figuras 61 y 62].

MONITORIZACIÓN DEL ESTADO Y RENDIMIENTO DE UNA PLANTA FOTOVOLTAICA

IndiceInvFiltrado	FechaInversor	Pdcl_W	Vdcl_V	Idcl_A	PacI_W	Iacl_A	Iac2_A	Iac3_A	Vaci_V	Vac2_V	Vac3_V	PdcTeorica_W	PmaxTeorica_W	Rendimiento
62	09/01/2022 14:00	0	702.69	0	0	0	0	0	1.44	1.24	0.41	3083.8	154.19	0
64	09/01/2022 14:30	0	699.43	0	0	0	0	0	1.39	1.23	0.44	3104.6	155.23	0
66	09/01/2022 15:00	0	701.11	0	0	0	0	0	1.42	1.3	0.46	2476.6	123.83	0
68	09/01/2022 15:30	0	705.71	0	0	0	0	0	1.47	1.33	0.44	2222.2	111.11	0
70	09/01/2022 16:00	0	704.61	0	0	0	0	0	1.53	1.41	0.45	1829.5	91.475	0
72	09/01/2022 16:30	0	706.01	0	0	0	0	0	1.49	1.37	0.44	1839.4	91.968	0
74	09/01/2022 17:00	0	700.46	0	0	0	0	0	1.59	1.52	0.46	1273.2	63.658	0
76	09/01/2022 17:30	0	664.2	0	0	0	0	0	1.56	1.61	0.51	437.42	21.871	0
82	10/01/2022 09:00	0	639.71	0	0	0	0	0	1.18	1.26	0.26	74.002	3.7001	0
84	10/01/2022 09:30	0	692.23	0	0	0	0	0	1.28	1.43	0.34	565.36	28.268	0
86	10/01/2022 10:00	454.61	678.53	0.68	445.83	1.06	1.06	1.1	234.07	233.85	232.76	988.44	49.422	0.45993
88	10/01/2022 10:30	279.62	697.13	0.4	274.22	0.93	0.9	0.96	234.73	234.44	233.47	1777.1	88.857	0.15734
90	10/01/2022 11:00	1726.9	589.33	2.94	1693	2.57	2.6	2.62	235.47	235.37	234.28	2224.3	111.21	0.77641
92	10/01/2022 11:30	2446.3	589.71	4.49	2594.4	3.76	3.82	3.81	236.09	235.94	234.79	2581.3	129.07	1.0252
94	10/01/2022 12:00	3390.2	588.57	5.61	3235.9	4.65	4.71	4.71	235.99	235.67	234.91	2836.6	141.83	1.1634
96	10/01/2022 12:30	3781.9	589.6	6.41	3707.8	5.29	5.35	5.36	236.6	236.3	235.43	3022.4	151.12	1.2513
98	10/01/2022 13:00	3933.5	590.71	6.66	3856.7	5.49	5.55	5.55	237.09	236.59	235.89	3104.3	155.22	1.2671
100	10/01/2022 13:30	3858.1	593.35	6.5	3781.7	5.37	5.43	5.43	237.91	237.53	236.72	3102.9	155.15	1.2434
102	10/01/2022 14:00	3970.8	594.07	6.69	3892.4	5.53	5.59	5.59	237.66	237.31	236.46	2630.3	131.52	1.5096
104	10/01/2022 14:30	3830.4	592.35	6.47	3755.4	5.33	5.4	5.41	237.47	237.06	236.24	3028.2	151.41	1.2649
106	10/01/2022 15:00	3405.9	606.77	5.61	3338.5	4.76	4.8	4.78	238.21	237.95	236.98	2690.1	134.5	1.2661
108	10/01/2022 15:30	2949	599.65	4.92	2891.4	4.14	4.17	4.17	238.91	238.4	237.65	2338.4	116.92	1.2611

Figura 61: Tabla del inversor con cálculos realizados. Fuente: Elaboración propia.

PDCPANEL_W	RENDIMIENTO	PdcTeorica2_W	PmaxTeorica2_W	Rendimiento2	PDCPANEL2_W	RENDIMIENTO2
3082.7	0	2997.2	149.86	0	2991.1	0
3104.3	0	3001	150.05	0	2994.5	0
2473.7	0	2375.4	118.77	0	2368	0
2218.7	0	2134.4	106.72	0	2127.6	0
1825.4	0	1757.2	87.862	0	1751	0
1835.4	0	1726.2	86.309	0	1718.8	0
1269.2	0	1207	60.349	0	1201.8	0
435.32	0	417.05	20.852	0	414.9	0
73.474	0	72.86	3.643	0	72.338	0
561.62	0	578.58	28.929	0	574.88	0
982.66	0.46263	998.6	49.93	0.45525	992.93	0.45785
1769.6	0.15801	1799.7	89.986	0.15537	1792.8	0.15597
2217.6	0.77873	2226.8	111.34	0.77552	2220.3	0.7778
2576.9	1.0269	2597.9	129.9	1.0186	2594.3	1.02
2834.8	1.1642	2817.2	140.86	1.1714	2814.4	1.1726
3021.5	1.2517	3028.4	151.42	1.2488	3027.9	1.249
3105	1.2668	3123.3	156.16	1.2594	3125.1	1.2587
3104.7	1.2427	3096	154.8	1.2462	3097.3	1.2456
2629.6	1.5101	2554.1	127.71	1.5547	2549.6	1.5574
3029.8	1.2642	2925.7	146.29	1.3092	2921.2	1.3112
2689.7	1.2663	2601.2	130.06	1.3093	2596.3	1.3118
2336.7	1.262	2253.9	112.7	1.3084	2248.7	1.3114

Figura 62: Tabla del inversor con cálculos realizados. Fuente: Elaboración propia.

Y se mostrarían las gráficas para la evaluación visual.

- Gráfico de corrientes trifásicas.
- Gráfico de tensiones trifásicas.
- Gráfico de potencia y tensión en continua.
- Gráfico de corriente continua.

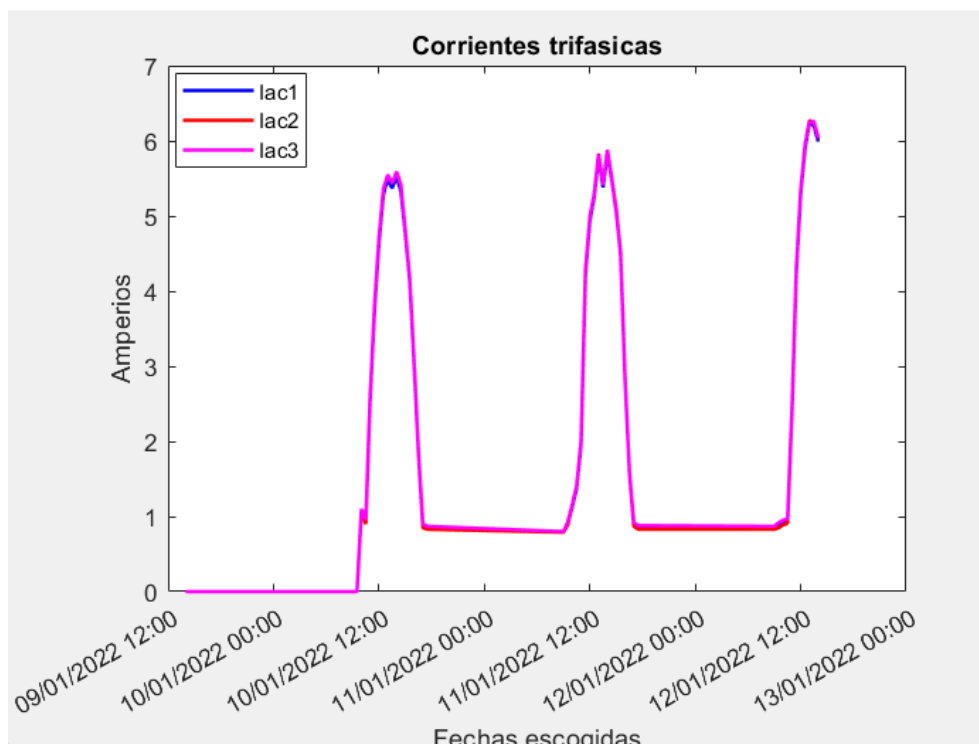


Figura 63: Corrientes Trifásicas. Fuente: Elaboración propia.

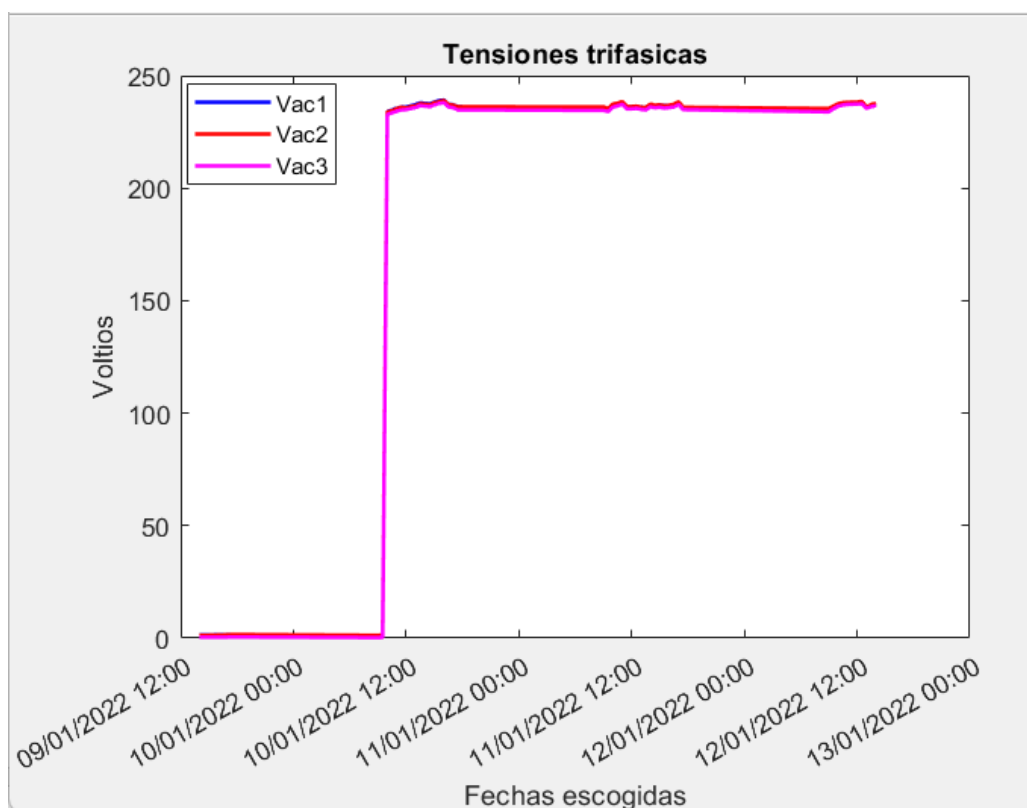


Figura 64: Tensiones Trifásicas. Fuente: Elaboración propia.

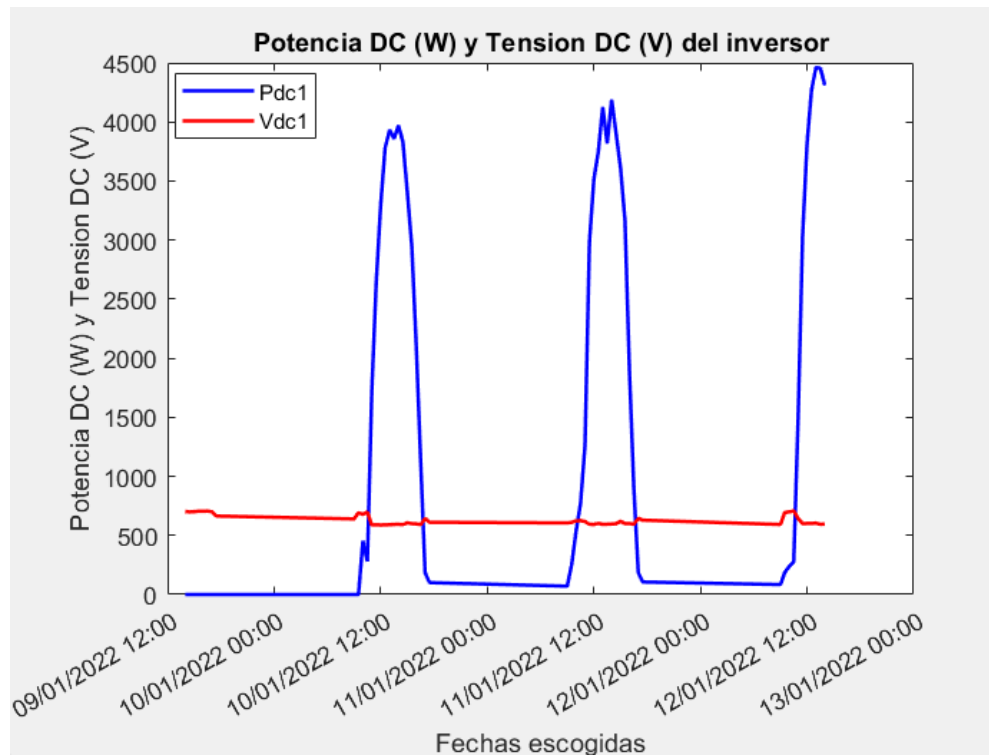


Figura 65: Potencia y tensión en continua. Fuente: Elaboración propia.

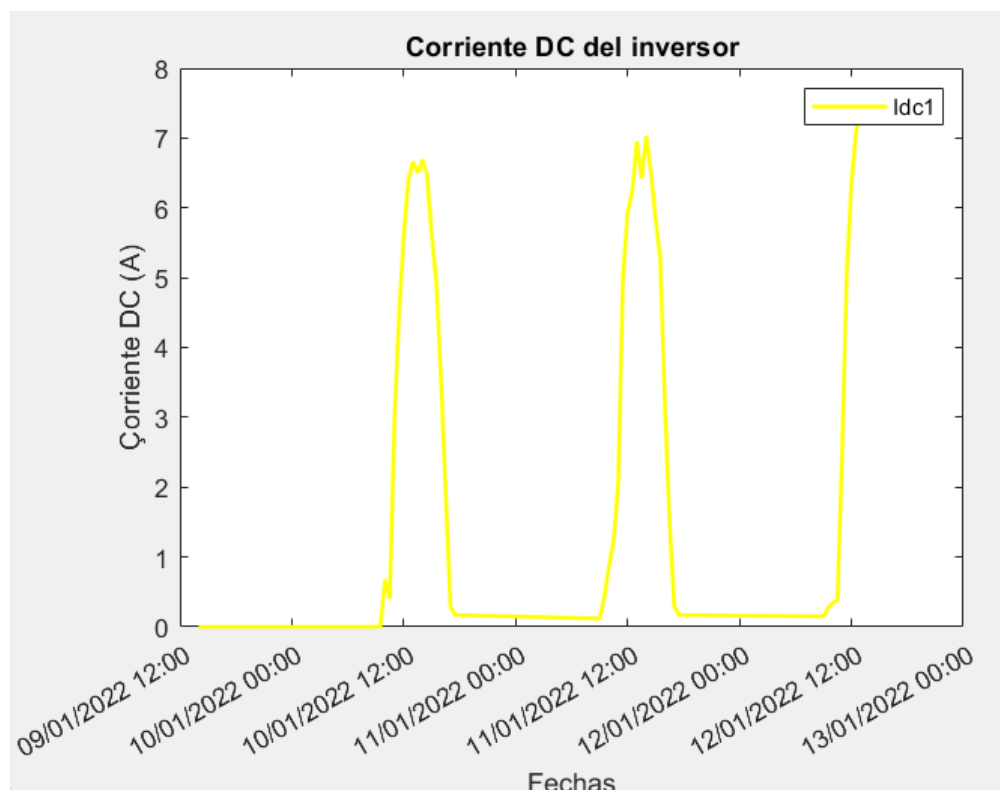


Figura 66: Corriente en continua. Fuente: Elaboración propia.

Se muestra como durante el día 9 de enero no hubo producción alguna, tanto en las tablas de datos como en las gráficas de los parámetros de tensión y potencia. [Figura 65]. Durante los siguientes días se produce energía de la siguiente forma, en función de la irradiación y de la temperatura. [Figura 67].

Hay que tener en cuenta que la recogida de datos que se realiza en la estación meteorológica, instalada en una posición superior a la de los paneles fotovoltaicos, captará valores que nos sirven como referencia para hacer el cálculo, pero será una estimación del valor real.

Por otro lado, en los modelos matemáticos utilizados, no se tiene en cuenta la velocidad del viento real, sino que la estimación de laboratorio a 1 m/s. Este pequeño inciso afecta en cierta manera a la representación de la potencia teórica frente a la potencia real, pues el valor de potencia teórica será mayor de la potencia generada real, debido al espectro solar a causa del viento si este supera el valor de 1 m/s.

De forma inversa, en la instalación no se cuenta con sensores de temperatura en el propio panel solar, sino que en la estación meteorológica. Este aspecto dará problemas cuando, por la lectura de la temperatura real en la estación meteorológica, la temperatura de la célula calculada dé un valor superior al valor real de la temperatura de célula, y se estime la producción teórica con un menor valor a la potencia real, porque en realidad el módulo se encuentra a una temperatura inferior a la temperatura de célula calculada. Esto se debe a que si la temperatura de célula calculada supera los 25°C de las condiciones estándar, el panel producirá menor potencia que la potencia de condiciones estándar, y

Este efecto se queda reflejado en la siguiente gráfica y en la siguiente tabla. Se muestra la imagen en la que se representan las potencias teóricas calculadas, por los dos métodos, junto con las potencias reales en continua y alterna del inversor. Se muestra para explicar la razón por la cual la potencia teórica es menor a la potencia real. [Figura 67].

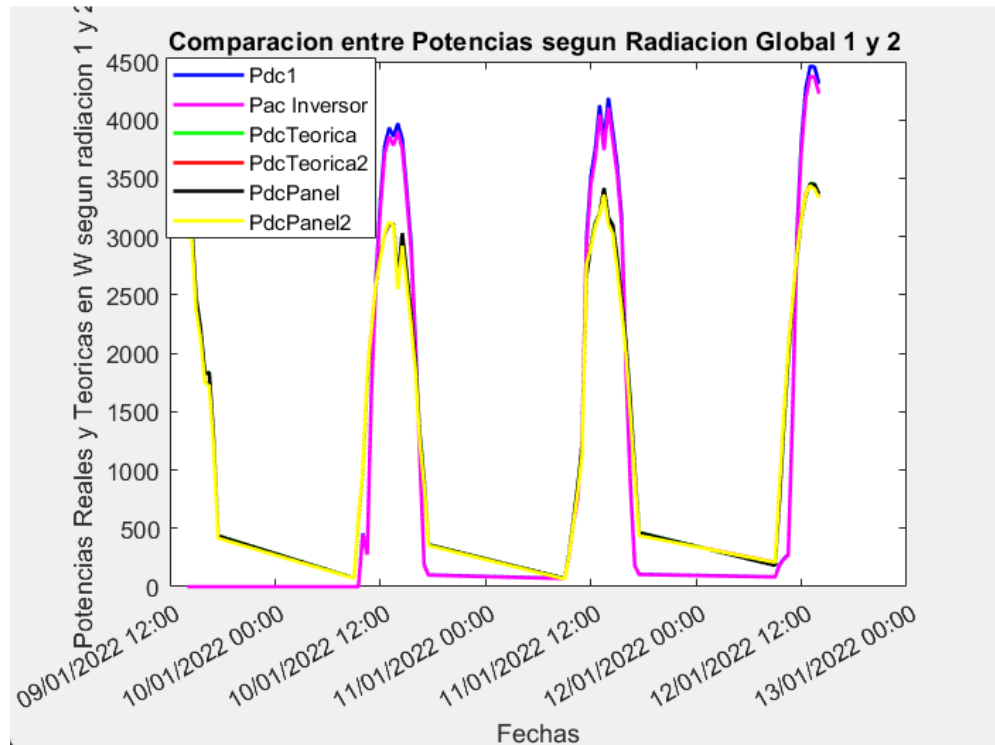


Figura 67: Comparación entre potencias reales y teóricas. Fuente: Elaboración propia.

Dicha anomalía, [Figura 67], se debe al estimar el valor de la temperatura de célula mediante las condiciones normales de operación, y no medir directamente la temperatura del módulo fotovoltaico. Se muestra en la . [Figura 68] como en el ratio de tiempo en el que la potencia real medida en el inversor es mayor a la potencia teórica, coincide con valores de temperatura de célula calculados mayores a la temperatura en condiciones estándar de operación. Este problema sobre todo va a surgir en invierno, pues el valor de la temperatura de célula real va a ser menor a la teórica calculada

IndiceEstFiltrado	FechaEstacion	Radiacion	Radiacion2	Temperatura	TemperaturaCelula	TemperaturaCelula2
1249	09/01/2022 14:00	468.48	454.56	11.038	25.678	25.243
1252	09/01/2022 14:30	472.7	455.98	11.475	26.247	25.725
1255	09/01/2022 15:00	373.13	357.19	11.887	23.547	23.049
1258	09/01/2022 15:30	333.52	319.83	12.141	22.563	22.135
1261	09/01/2022 16:00	272.79	261.67	12.332	20.857	20.509
1264	09/01/2022 16:30	274.43	257	12.442	21.018	20.473
1267	09/01/2022 17:00	188.16	178.17	12.655	18.535	18.223
1270	09/01/2022 17:30	63.556	60.574	12.038	14.025	13.931
1363	10/01/2022 09:00	10.497	10.335	7.2018	7.5299	7.5248
1366	10/01/2022 09:30	80.648	82.552	6.5453	9.0656	9.1251
1369	10/01/2022 10:00	142.09	143.58	6.7201	11.161	11.207
1372	10/01/2022 10:30	259.7	263.1	7.4407	15.556	15.663
1375	10/01/2022 11:00	329.22	329.62	8.6477	18.936	18.948
1378	10/01/2022 11:30	386.88	389.49	10.106	22.196	22.278
1381	10/01/2022 12:00	429.63	426.54	11.481	24.907	24.81
1384	10/01/2022 12:30	459.33	460.3	11.421	25.775	25.805
1387	10/01/2022 13:00	474.14	477.21	12.23	27.047	27.143
1390	10/01/2022 13:30	475.55	474.42	13.058	27.919	27.884
1393	10/01/2022 14:00	399.78	387.62	13.304	25.797	25.417
1396	10/01/2022 14:30	463.8	447.19	13.258	27.752	27.233
1399	10/01/2022 15:00	409.41	395.2	13.346	26.141	25.697
1402	10/01/2022 15:30	353.97	340.63	13.698	24.76	24.343
1405	10/01/2022 16:00	290.49	278.51	13.758	22.836	22.461
1408	10/01/2022 16:30	194.4	183.96	13.385	19.46	19.134
1411	10/01/2022 17:00	133.24	127.12	13.274	17.438	17.246

Figura 68: Especificación de temperaturas de célula. Fuente: Elaboración propia.

También se mostraría la gráfica de rendimiento de la instalación según ambos modelos y ambas irradiaciones. Se muestra el rendimiento en función del método 1. [Figura 69].

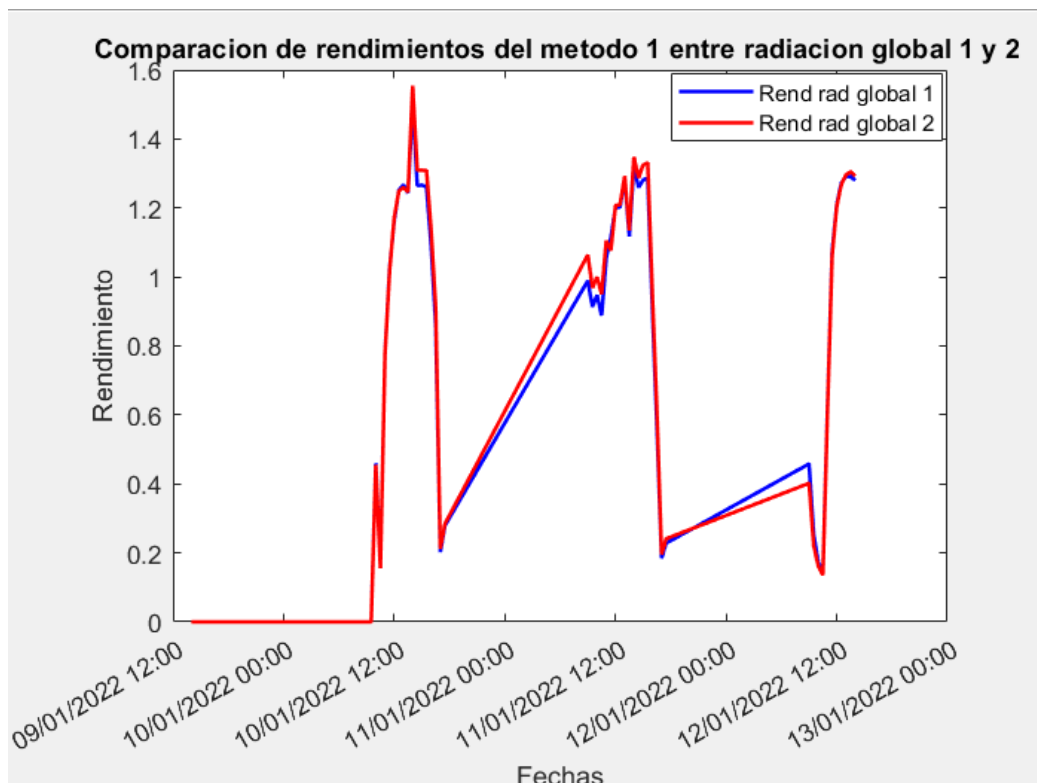


Figura 69: Comparación de rendimientos en el método 1. Fuente: Elaboración propia.

En la gráfica anterior se observa el rendimiento según el método de cálculo primero, en condiciones normales de operación, en función de las radiaciones globales 1 y 2. Se puede hacer referencia a cómo aumenta el rendimiento en función del horario solar. También se observa que en los puntos en los que la potencia real supera a la teórica debido a la inexactitud de la temperatura de célula al no disponer de sensores en los paneles, el rendimiento aumenta bruscamente al detectar que la potencia real es mayor a la teórica.

Se propone otro ejemplo de fechas para visualizar la monitorización. En este caso escojo unas fechas en el mes de mayo. Introduzco las fechas de la misma forma que en el ejemplo anterior, y se muestran los resultados. Escojo el periodo del 14/05/2022 09:00 hasta el 15/05/2022 17:30.

Se muestran los resultados de igual forma que en el ejemplo anterior.

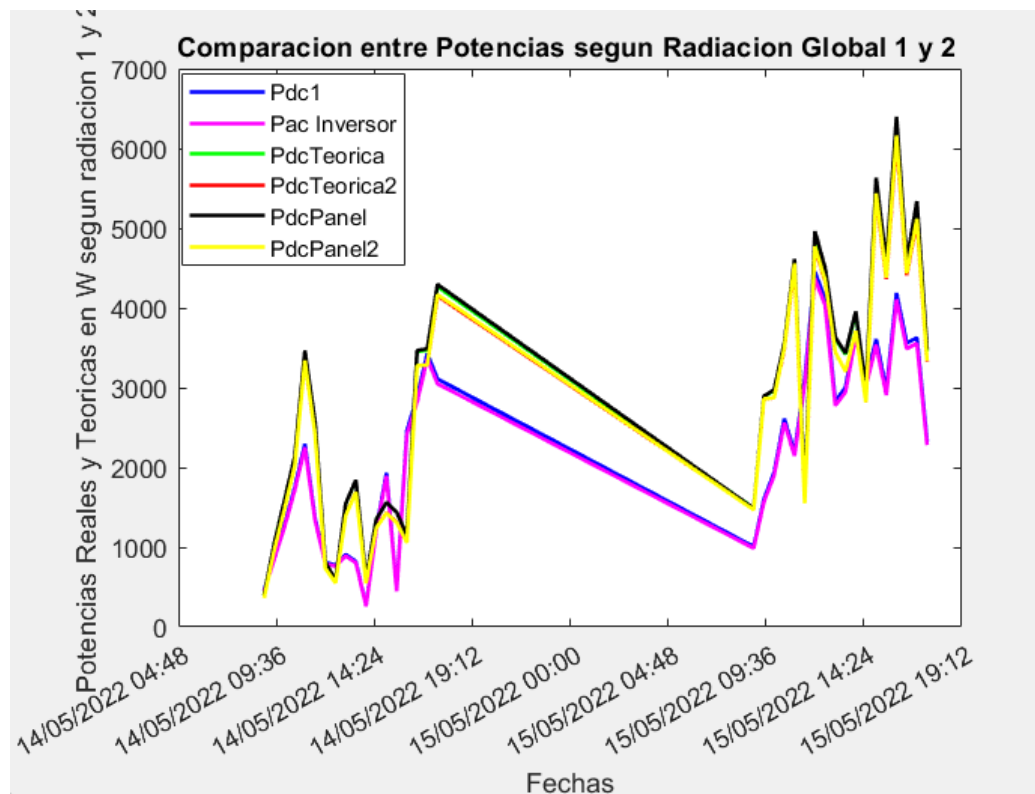


Figura 70: Comparación de potencias según el primer método. Fuente: Elaboración propia.

En este segundo ejemplo, la potencia teórica es mayor a la potencia real en casi todo momento. Los datos de potencia teórica están acentuados por la diferencia en el valor de temperatura de célula teórica y el valor de temperatura de célula real. [Figura 70]. Se observa gran variabilidad de la potencia en todo momento, fluctuando en funciones crecientes y decrecientes, pero en correlación a la potencia generada real.

- Gráfico de corrientes trifásicas. [Figura 71].
- Gráfico de tensiones trifásicas. [Figura 72].
- Gráfico de potencia y tensión en continua. [Figura 73].
- Gráfico de comparación entre potencias teóricas calculadas y potencias reales según radiación global 1. [Figura 74].
- Comparación de rendimientos del método 1 según radiaciones globales 1 y 2. [Figura 75].

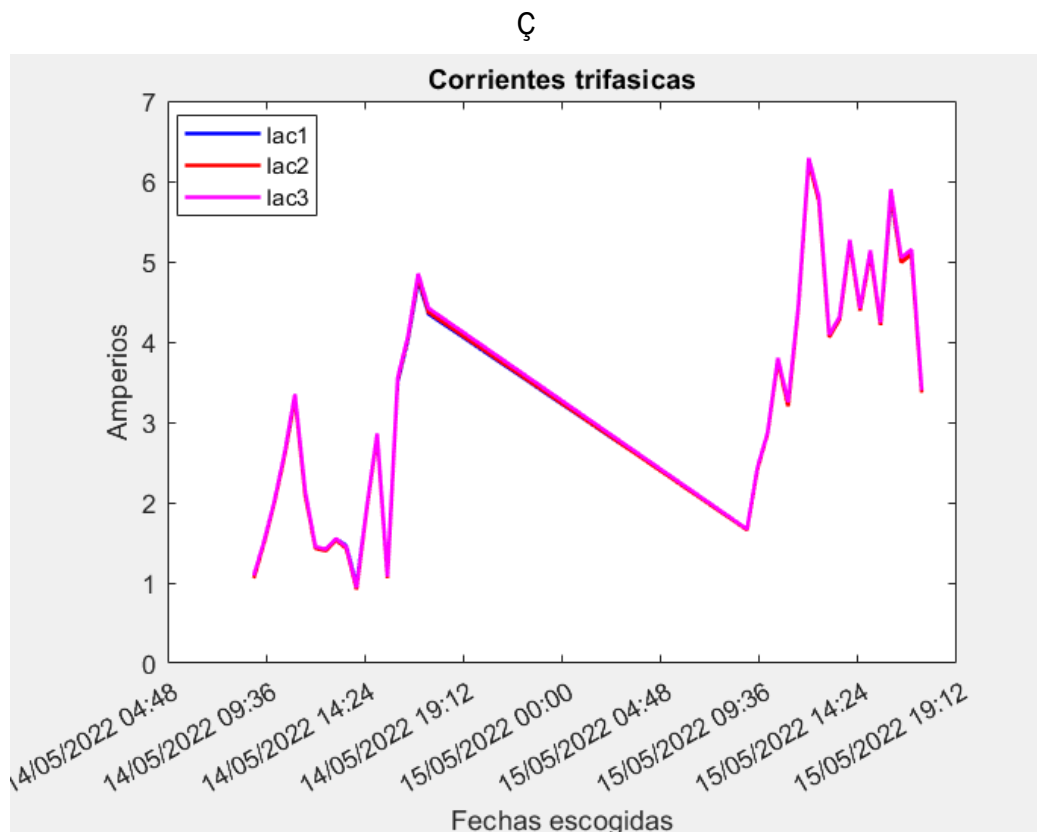


Figura 71: corrientes trifásicas. Fuente: Elaboración propia.

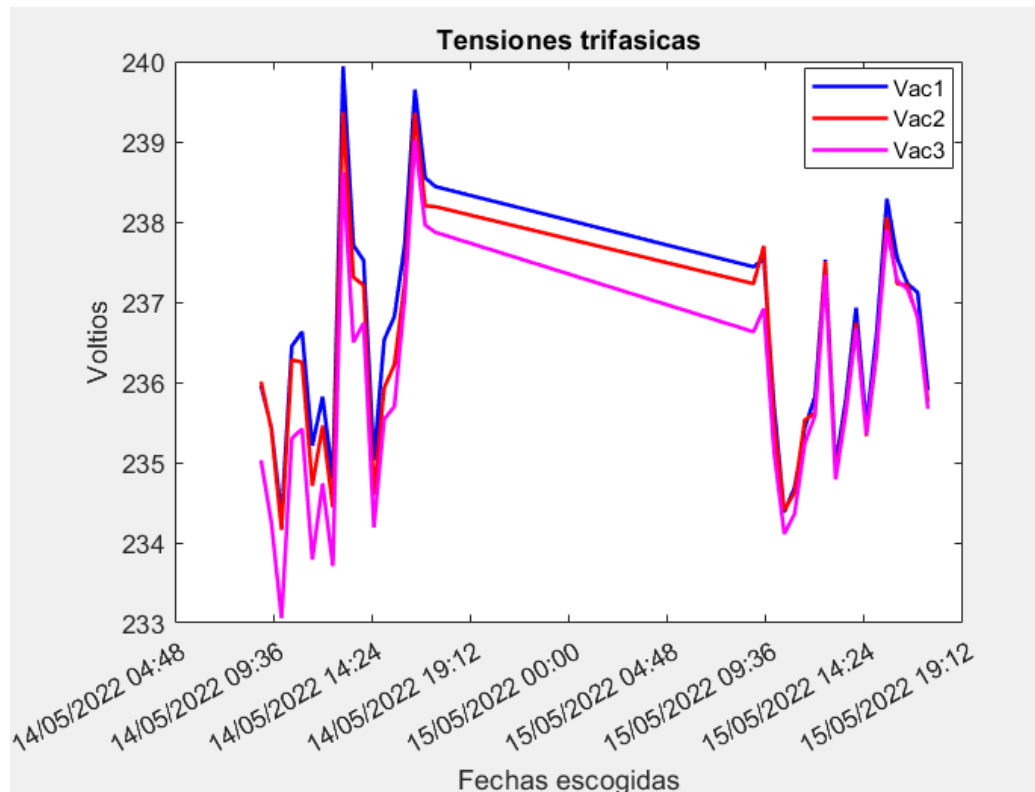


Figura 72: Tensiones trifásicas. Fuente: Elaboración propia.

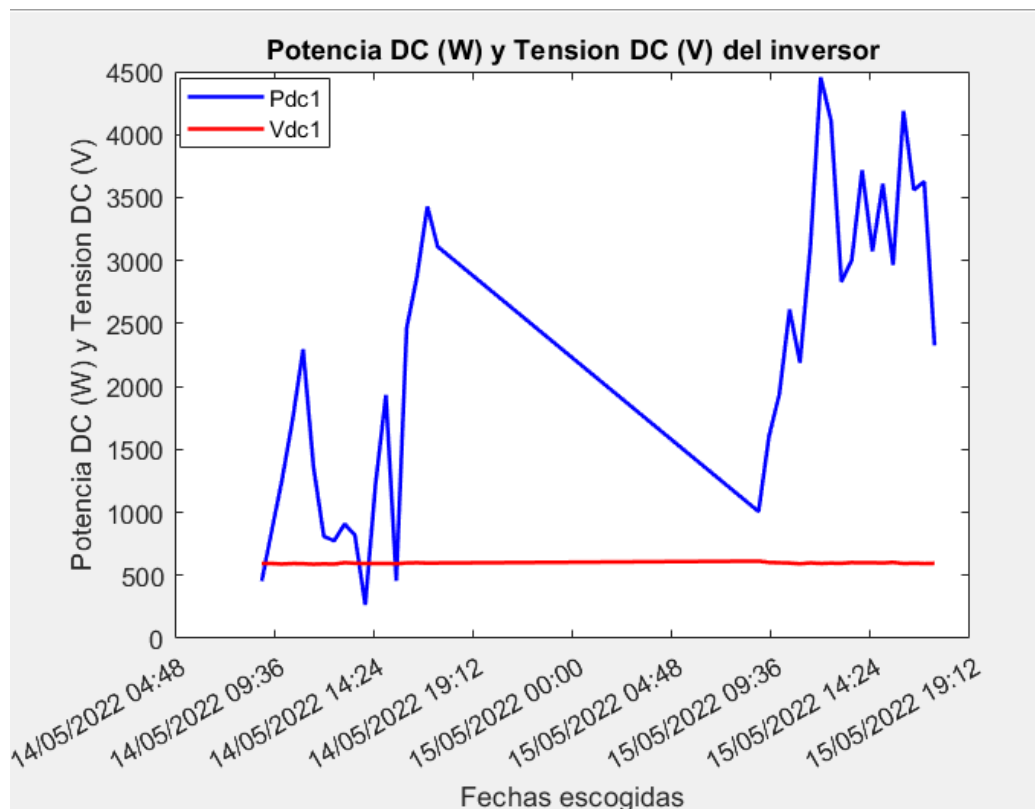


Figura 73: Tensión y potencia en corriente continua. Fuente: Elaboración propia.

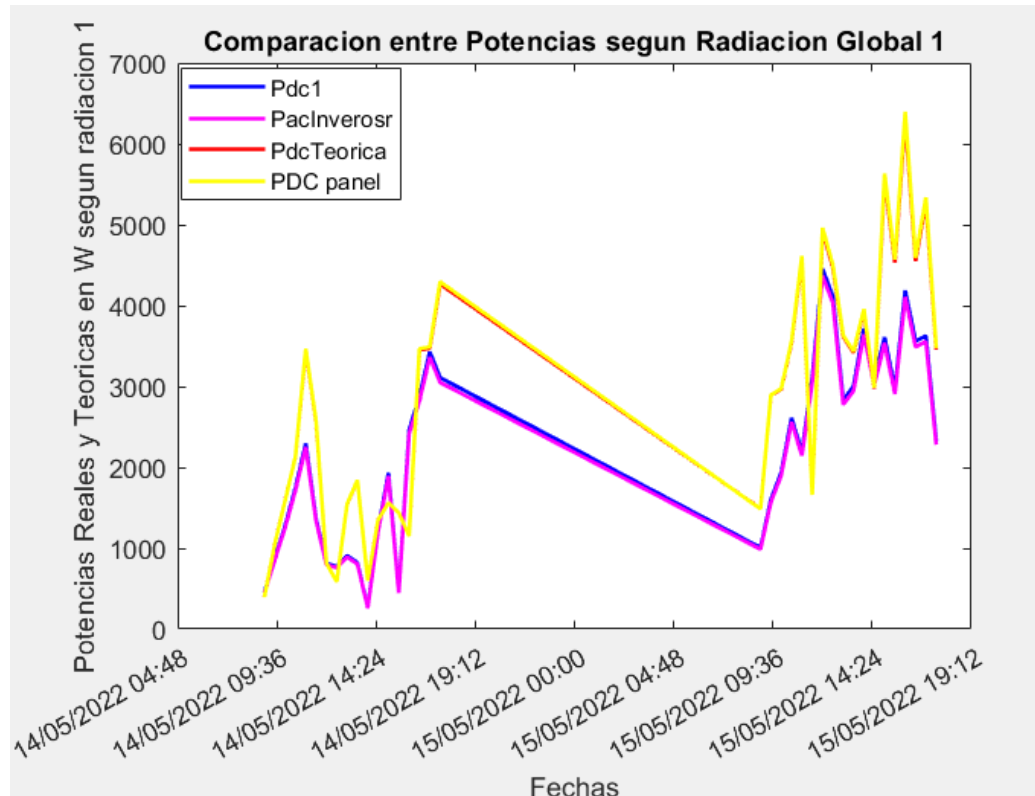


Figura 74: Comparación entre potencias según radiación global 1. Fuente: Elaboración propia.

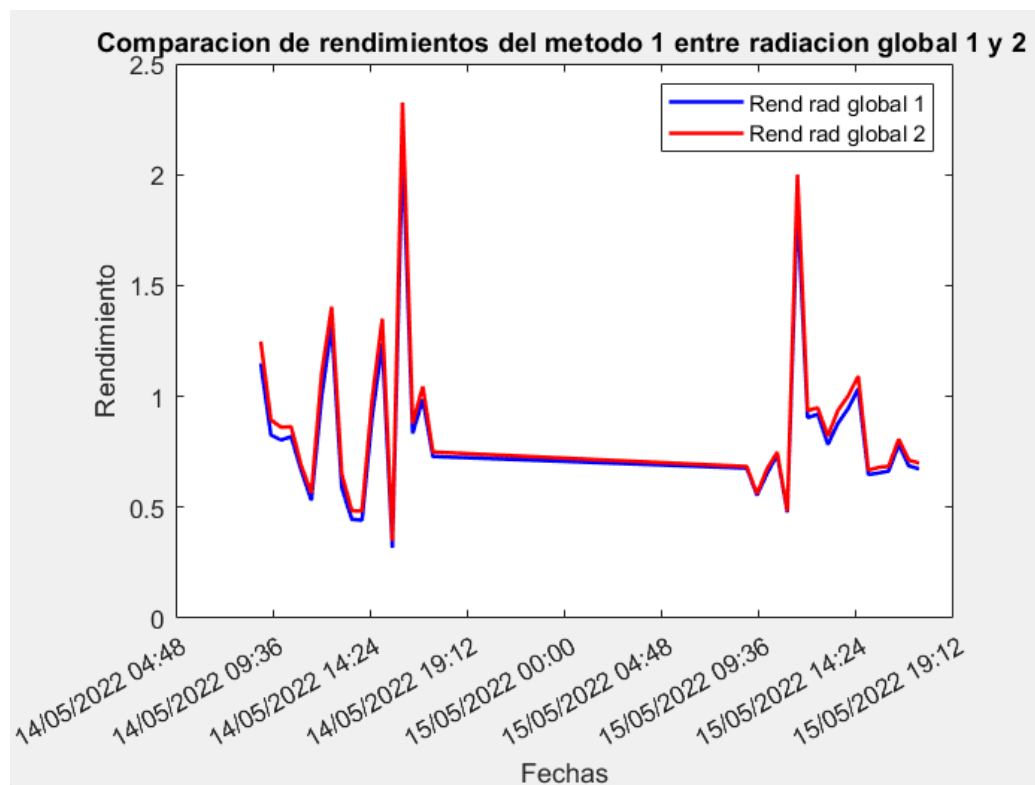


Figura 75: Comparación de rendimientos en función de la radiaciones globales. Fuente: Elaboración propia.

Se ha de tener en cuenta que las gráficas mostradas hasta este punto son casos excepcionales en los que, en los momentos en los que el cálculo de la potencia teórica es menor al de la potencia real, se debe a recogida de datos erróneos en momentos instantáneos, debido a alguna sombra, por lo que la radiación real que capta el panel solar es mucho mayor a la radiación real modificada por alguna sombra que capta el piranómetro de la estación meteorológica. Es por ello que el rendimiento en ocasiones esta por encima del 100% es decir, en el grafico por encima de la unidad.

Dichos resultados son a partir de los datos recogidos, tanto por el inversor como por la estación meteorológica. Para evaluar de forma correcta sería interesante instalar sensores de temperatura y de radiación en la propia célula, obteniendo así valores más cercanos a la realidad. La radiación global en la estación meteorológica se mide en horizontal, y para la estimación de la irradiancia en el panel, se ha de estimar un valor de pérdidas de sombreado, dato que se desconoce.

Se recurre a PVSyst para hacer una estimación del sombreado, sin tener en cuenta el horizonte, es decir, los objetos o estructuras que afectan en el sombreado del campo solar.

Dicho valor de pérdidas de sombreado combinado con otras pérdidas energéticas definidas anteriormente cómo la inclinación y orientación, pérdidas por disponibilidad, o degradación de módulos fotovoltaicos, entre otras.

Es una estimación que se puede utilizar para definir el factor de rendimiento, o Performance Ratio (PR) de la instalación, y poder comparar la instalación con otras de la misma potencia instalada.

Meteo mensual en Valladolid/La Flecha, (Lat. 41.6400° N, long. -4.7500° W, alt. 739 m)		
Cobertizos, inclinación : 28°, azimut : 10°, Paso : 2.60m, Anchura : 2.00m, Banda superior 0.02 m		
	Shed GF	SunS GF
Enero	0.846	0.846
Febrero	0.902	0.902
Marzo	0.962	0.962
Abril	0.984	0.984
Mayo	0.985	0.985
Junio	0.987	0.987
Julio	0.988	0.988
Agosto	0.987	0.987
Septiembre	0.980	0.980
Octubre	0.927	0.927
Noviembre	0.861	0.861
Diciembre	0.839	0.839
Año	0.956	0.956

Leyendas: Shed GF Shed shading factor (global)
 SunS GF Sun-shield shading factor (global)

Figura 76: Comparación de rendimientos en función de la radiaciones globales. Fuente: Elaboración propia.

4. CONCLUSIONES

Una vez realizado el estudio en el software de MATLAB se puede llegar a la conclusión que, en efecto a la función que desempeña la planta solar del edificio Lucia de la Universidad de Valladolid, como instalación solar fotovoltaica de investigación, el rendimiento de ésta es muy variable, y óptimo en determinados instantes de tiempo.

Las fluctuaciones que experimenta el rendimiento se deben a la inexactitud de la lectura de datos entre la estación meteorológica y los datos reales del inversor. Es decir, contar con sensores de temperatura y radiación en el propio campo solar, orientados de forma adecuada y colocados en lugares estratégicos, reduciría el error entre el cálculo teórico de energía producida y el valor real.

Por otro lado se establece el criterio de cálculo teórico en función de la irradiación solar y la temperatura del módulo, pero no se tienen en cuenta otros factores como el espectro solar o la velocidad del viento. Dichos factores pueden ocasionar pérdidas energéticas, en un porcentaje mucho menor al porcentaje de pérdidas energéticas que se dan en esta instalación a causa de la disponibilidad, debido a desconexiones en determinados instantes para pruebas de investigación.

En relación al campo solar monocristalino y bifacial, conectado al inversor de Fronius, se podría realizar una monitorización offline si la descarga de datos hubiese sido posible, de igual forma que con el campo solar policristalino.

Para finalizar, el código de Matlab se ha realizado ajustado a los datos recogidos por la estación meteorológica y por el inversor de Ingeteam. Para visualizar determinados instantes fuera de las horas incluidas en el filtro, se debería modificar.

5. LÍNEA FUTURA

Viendo el comportamiento de las diferentes aplicaciones web que ofrecen los fabricantes de los inversores, los principales fallos o anomalías en la instalación se detectan a causa de la disminución de producción. Esta disminución de producción generalmente suele ser a causa de suciedad o sombreado inadecuado en los paneles, si no ha saltado ninguna alarma de mal funcionamiento de la instalación en cuanto a conexiones eléctricas.

Para reducir estas disminuciones de producción debido a la suciedad, y para aumentar el rendimiento de la instalación, la línea que sigue el sector de la monitorización se centra en las estaciones de ensuciamiento, que consisten en elementos dispersores de agua a presión colocados en la parte superior del panel, que cuentan con sensores que indican si el nivel de ensuciamiento del panel solar es alto, y proceden a soltar el agua a presión con el fin de limpiar el panel. Esta solución conlleva un mayor coste asociado a la hora de la instalación pero abarata costes a la hora del mantenimiento, y puede ser beneficioso en el ahorro económico al producir mayor energía.

Otra solución desarrollada en los últimos tiempos es la tecnología antisoiling [6].

5.1. TECNOLOGÍA ANTISOILING

Son coberturas nanotecnológicas fotocatalíticas, las cuales confieren diferentes propiedades la superficie receptora y son depositadas sobre la superficie, en este caso, de los módulos fotovoltaicos mediante un proceso de rociado con aerosol. Estos productos ofrecen una serie de características principales [8].

- Autolimpieza: adquieren la capacidad de realizar un proceso de autolimpieza. Esta autolimpieza se deriva de un proceso denominado fotocátalisis, mediante la absorción de luz solar. Existen productos antisoiling a base de dióxido de titanio nanoestructurado (TiO_2), el cual, después de ser aplicado sobre la superficie del vidrio, es capaz de absorber la luz circundante (ultravioleta) y transformarla en energía química, la cual descompone cualquier contaminante que toque la superficie del vidrio. Este proceso se denomina fotocátalisis heterogénea con dióxido de titanio (TiO_2).
- Antiestático: consiste en la reducción parcial o total de las cargas acumuladas en la superficie las cuales poseen el potencial de atraer partículas y polvo. Los agentes antiestáticos son compuestos químicos que pueden ser añadidos a un objeto para frenar o reducir

la cantidad de electricidad estática. Los recubrimientos antiestáticos en aerosol consisten típicamente en un polímero conductor (plástico) y un solvente compuesto por agua desionizada y alcohol. Cuando el disolvente se evapora, deja una capa conductora delgada en la superficie donde se ha rociado, la cual que evita la acumulación de electricidad estática. Este efecto previene la acumulación de polvo.

- Anti empañamiento: esta característica se deriva de las características super hidrofóbicas de la cobertura rociada. La hidrofobia es una propiedad fundamentalmente fisicoquímica basada en el efecto loto, mediante el cual se consigue un ángulo de contacto entre la gota de agua y la superficie, el cual oscila entre 90 y 150 grados.
- Previene el problema del punto caliente derivado de la suciedad: el problema del punto caliente se da en presencia de sombreados parciales en los módulos. Este problema ocurre cuando se tienen varias células conectadas en serie, y existen sombreados parciales de forma que una/ alguna de estas células esta sombreada, y en consecuencia recibe menos irradiancia que el resto. Mientras que la curva I-V de las células fotovoltaicas que reciben igual irradiancia, es similar, la curva I-V de las que reciben diferente irradiancia, se reduce proporcionalmente en el eje de corriente. Cuando se tiene una conexión serie de células, la curva I-V del conjunto es la suma de todos los valores de corriente para cada valor de tensión. En el momento en que se tienen células cuya curva I-V es diferente, si el conjunto se encuentra trabajando en uno de estos puntos donde difieren, la célula sombreada cambia de polaridad, pasando de absorber energía a generarla. De esta forma, se produce un aumento de la temperatura por la disipación de energía la cual puede dañar la célula. Además, la potencia generada por el conjunto se reduce, no solo porque una célula deja de generar potencia sino porque encima comienza a disiparla. [Figura 75].

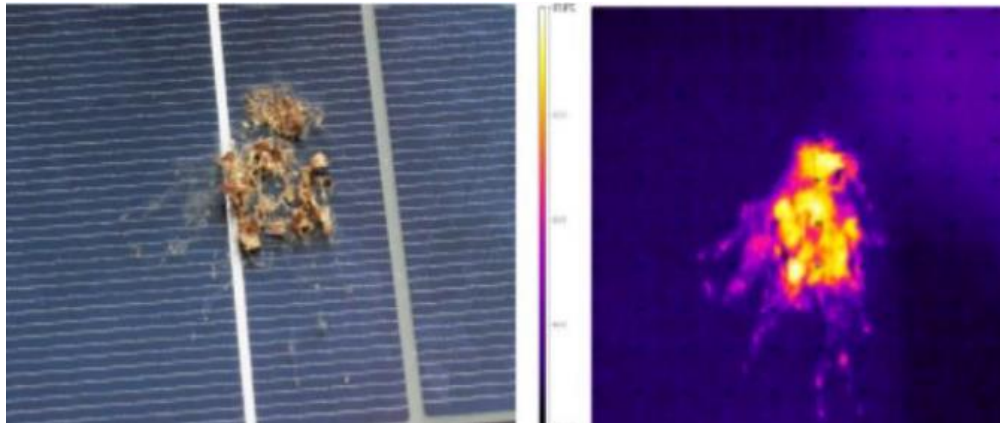


Figura 77: Efecto HOTSPOT debido a suciedad. Fuente: "Estado del arte del ensuciamiento y la abrasión asociada a los procedimientos de limpieza en la tecnología fotovoltaica"

6. BIBLIOGRAFÍA

- 1) Documentación universitaria correspondiente al Grado de Ingeniería Eléctrica, Universidad de Valladolid.
- 2) Unión Fotovoltaica Española, informe 2022. UNEF.
- 3) Agencia Internacional de Energía (IEA).
- 4) Mendizábal, X. 2018. *“Cálculo de la Temperatura de Trabajo de un Módulo Fotovoltaico mediante Modelos Clásicos”*. Universidad de País Vasco.
- 5) Martín, M. 2022. *“Estudio de la inclinación óptima de paneles solares bifaciales monocristalinos de silicio”*. Universidad de Valladolid.
- 6) Arrubia, M. 2020. *“Estado del arte del ensuciamiento y la abrasión asociada a los procedimientos de limpieza en la tecnología fotovoltaica”*. Universidad Pública de Navarra.
- 7) Sánchez, P. 2021. *“Inspección de paneles solares en plantas fotovoltaicas mediante curvas corriente-voltaje (I-V)”*. Universidad de Valladolid.
- 8) Rico, P. 2022. *“Diseño y montaje de un sistema de monitorización fotovoltaica para el análisis del efecto de la suciedad en la generación de potencia”*. Universidad de Valladolid.
- 9) Ortega, E. 2021. *“Nueva metodología de monitorización para la caracterización de módulos fotovoltaicos individuales en sistemas de gran tamaño”*. Universidad de País Vasco.
- 10) Gómez, S. R. 2016. *“Monitorización en tiempo real de seguidores solares fotovoltaicos en doble eje”*. Universidad de Valladolid.
- 11) González, P. 2016. *“Monitorización en tiempo real de seguidores solares fotovoltaicos en doble eje”*. Universidad de Sevilla.
- 12) “Coeficiente de rendimiento. Factor de calidad de la instalación fotovoltaica. Performance Ratio”. Información técnica. SMA.
- 13) De la Calle, R. 2021. *“Caracterización de curvas I-V en paneles fotovoltaicos bifaciales”*. Universidad de Valladolid.
- 14) Aguilar, J. D., Pérez, J., De la Casa, J., Rus, C. 2022. *“Cálculo de la energía generada por un sistema fotovoltaico conectado a Red: Aplicación docente”*. Grupo I+DEA. Escuela Politécnica Superior. Universidad de Jaén.
- 15) L. Koester, S. Lindig, A. Louwen, A. Astigarraga, G. Manzolini, D. Moser. 2022. *“Review of photovoltaic module degradation, field inspection techniques and techno-economic assessment”*
- 16) A. Redondo. 2021. *“Fotoluminiscencia parcial en células fotovoltaicas.”*

