

Trabajo Fin de Grado
Grado en Ingeniería de la Energía

Evaluación de índices de variabilidad para sistemas
fotovoltaicos

Autor: Javier Carnicero Arcos

Tutores: Carlos Gómez Camacho

Elena Pérez Aparicio

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

Sevilla, 2021



Trabajo Fin de Grado
Grado en Ingeniería de la Energía

Evaluación de índices de variabilidad para sistemas fotovoltaicos

Autor:

Javier Carnicero Arcos

Tutores:

Carlos Gómez Camacho

Elena Pérez Aparicio

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

Sevilla, 2021

Trabajo Fin de Grado: Evaluación de índices de variabilidad para sistemas fotovoltaicos

Autor: Javier Carnicero Arcos

Tutores: Carlos Gómez Camacho

Elena Pérez Aparicio

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

Presidente:

Vocales:

Secretario:

Acuerdan otorgarle la calificación de:

Sevilla, 2021

El Secretario del Tribunal

A mi familia

A mis maestros

Agradecimientos

Quiero agradecer este trabajo a mi familia y amigos que siempre creyeron en mí y me han apoyado durante esta etapa de mi vida. Especial mención a Tere, mi compañera de vida, que me ha ayudado mucho y ha contribuido a que me desarrolle como persona. También a Manu y Pepe que han batallado conmigo en las más difíciles. A Elena que me ha ayudado durante toda la investigación y a José por darme ese empujoncito necesario para comprender la programación.

Resumen

Este trabajo realiza un análisis de los índices de variabilidad de la irradiancia solar con el fin de discernir cual de los aplicados se comporta de una forma más fiable y es más apto para su aplicación en un emplazamiento dado. Se ha realizado una revisión bibliográfica con el objeto de obtener diferentes índices para su posterior comparación. Con una base de datos de alta frecuencia se han podido aplicar los índices escogidos entre la bibliografía para observar su comportamiento. A partir de un análisis de 5 días concretos se han propuesto hipótesis para la validación del comportamiento de los índices en sus componentes de irradiancia global horizontal e irradiancia directa normal. Una vez validadas estas hipótesis se han comparado los resultados entre las dos componentes y escogido el índice que permite identificar de una forma más correcta la variabilidad de la irradiancia solar. Por último, con los resultados obtenidos se ha identificado la variabilidad de la irradiancia en el emplazamiento advirtiendo de la importancia de la misma a la hora de gestionar la energía procedente de las instalaciones fotovoltaicas.

Abstract

This work performs an analysis of the solar irradiance variability indices in order to discern which of the applied ones behaves in a more reliable way and is more suitable for its application in a given site. A literature review has been carried out in order to obtain different indexes for later comparison. With a high-frequency database, the indexes chosen from the bibliography were applied to observe their behavior. Based on an analysis of 5 specific days, hypotheses have been proposed for the validation of the behavior of the indexes in their components of global horizontal irradiance and direct normal irradiance. Once these hypotheses were validated, the results were compared between the two components and the index that allows to identify more correctly the variability of solar irradiance was chosen. Finally, the results obtained have been used to identify the variability of irradiance at the site, highlighting its importance in the management of energy from photovoltaic installations.

Índice

| | |
|---|-------------|
| Agradecimientos | ix |
| Resumen | xi |
| Abstract | xiii |
| Índice | xiv |
| Índice de Tablas | xvi |
| Índice de Figuras | xvii |
| Notación | xxi |
| 1 Introducción | 1 |
| 2 Objetivo | 2 |
| 3 Caracterización del recurso solar | 3 |
| 3.1 <i>Definiciones previas</i> | 3 |
| 3.2 <i>Variabilidad de la irradiancia solar incidente.</i> | 5 |
| 3.3 <i>Aparatos de medida</i> | 6 |
| 4 Estado del arte | 9 |
| 5 Descripción índices de variabilidad | 11 |
| 5.1 <i>Índices de claridad atmosférica</i> | 11 |
| 5.2 <i>Índices de variabilidad diarios</i> | 12 |
| 5.2.1 <i>Índices deterministas</i> | 12 |
| 5.2.2 <i>Índices estadísticos</i> | 17 |
| 6 Descripción de la base de datos | 19 |
| 7 Metodología | 23 |
| 7.1 <i>Aplicación de los índices a la base de datos seleccionada</i> | 23 |
| 8 Resultados y análisis | 30 |
| 8.1 <i>Análisis de los índices en función de la irradiancia global horizontal.</i> | 30 |
| 8.2 <i>Análisis de los índices en función de la irradiancia normal directa.</i> | 36 |
| 8.3 <i>Aplicación de los índices al total de la base de datos consultada.</i> | 40 |
| 8.4 <i>Consecuencias de la variabilidad de la irrancia solar y propuestas para mitigar sus efectos.</i> | 48 |
| 9 Conclusiones | 49 |
| 10 Líneas de trabajo futuras | 50 |
| 11 Bibliografía | 51 |
| 12 Referencias | 53 |
| 13 Anexos | 54 |
| 13.1 <i>Generación irradiancias sintéticas</i> | 54 |
| 13.2 <i>Corrección datos por elevaciones solares bajas</i> | 55 |
| 13.3 <i>Corrección datos y generación de índices de claridad</i> | 56 |

| | | |
|------|--|----|
| 13.4 | <i>Generación tasas de rampa</i> | 56 |
| 13.5 | <i>Índices de variabilidad de la irradiancia global horizontal</i> | 58 |
| 13.6 | <i>Índices de variabilidad de la irradiancia directa normal</i> | 62 |
| 13.7 | <i>Determinación tipos de días a partir del índice SI</i> | 65 |

ÍNDICE DE TABLAS

| | |
|---|----|
| Tabla 1. Valores resultantes de los índices en función de GHI en los días analizados. | 31 |
| Tabla 2. Número de días según índices en función de GHI 2019. | 35 |
| Tabla 3. Valores resultantes de los índices en función de DNI en los días analizados. | 37 |
| Tabla 4. Número de días según índices en función de DNI 2019. | 40 |
| Tabla 5. Número de días según índices en función de GHI 2011-2019. | 44 |
| Tabla 6. Número de días según NV en función de GHI 2011-2019 corregido. | 44 |
| Tabla 7. Número de días según índices en función de DNI 2011-2019. | 48 |

ÍNDICE DE FIGURAS

| | |
|--|----|
| 6Figura 1. Espectro electromagnético. [1] | 3 |
| Figura 2. Atenuación atmosférica de la radiación solar. [2] | 4 |
| Figura 3. Componentes de la radiación solar. [3] | 5 |
| Figura 4. Inclinação del eje terrestre. [4] | 5 |
| Figura 5. Piranómetro. [3] | 7 |
| Figura 6. Piranómetro con banda de sombra. [5] | 7 |
| Figura 7. Pirheliómetro. [6] | 8 |
| Figura 8. Generación correlación kt-kb | 15 |
| Figura 9. GHI, I _o e I _{g0} _cs día 1 de 2019. | 20 |
| Figura 10. GHI anual 2019. | 20 |
| Figura 11. DNI e I _{bn} _cs día 1 2019. | 21 |
| Figura 12. DNI anual 2019. | 22 |
| Figura 13. GHI 2011-2019 | 22 |
| Figura 14. DNI 2011-2019 | 22 |
| Figura 15. Tasa de rampa GHI 2019. | 23 |
| Figura 16. Tasa de rampa k _t 2019. | 23 |
| Figura 17. Tasa de rampa k _{tes} 2019. | 24 |
| Figura 18. Tasa de rampa DNI 2019. | 24 |
| Figura 19. Tasa de rampa k _{bcs} 2019. | 24 |
| Figura 20. Índice DARR en función de GHI 2019. | 25 |
| Figura 21. Índice SI en función de GHI 2019 | 25 |
| Figura 22. Índice SSSN en función de GHI 2019. | 25 |
| Figura 23. Índice VI en función de GHI 2019. | 25 |

| | |
|---|----|
| Figura 24. Índice VI' en función de GHI 2019. | 26 |
| Figura 25. Índice NV en función de GHI 2019. | 26 |
| Figura 26. Índice CV en función de GHI 2019. | 26 |
| Figura 27. Índice SI en función de DNI 2019. | 27 |
| Figura 28. Índice VI en función de DNI 2019. | 27 |
| Figura 29. Índice NV en función de DNI 2019. | 28 |
| Figura 30. Índice NV en función de DNI 2019. | 28 |
| Figura 31. Índice CV en función de DNI 2019. | 28 |
| Figura 32. GHI día 53 de 2019. | 30 |
| Figura 33. GHI día 105 de 2019. | 30 |
| Figura 34. GHI día 187 de 2019. | 31 |
| Figura 35. GHI día 255 de 2019. | 31 |
| Figura 36. GHI día 346 de 2019. | 31 |
| Figura 37. Valor porcentual de cada tipo de día según DARR en función de GHI 2019. | 33 |
| Figura 38. Valor porcentual de cada tipo de día según SI en función de GHI 2019. | 33 |
| Figura 39. Valor porcentual de cada tipo de día según SSSN en función de GHI 2019. | 34 |
| Figura 40. Valor porcentual de cada tipo de días según VI en función de GHI 2019. | 34 |
| Figura 41. Valor porcentual de cada tipo de día según VI en función de GHI 2019. | 34 |
| Figura 42. Valor porcentual de cada tipo de día según VI' en función de GHI 2019. | 34 |
| Figura 43. Valor porcentual de cada tipo de día según CV en función de GHI 2019. | 34 |
| Figura 44. DNI día 53 de 2019. | 36 |
| Figura 45. DNI día 53 de 2019. | 36 |
| Figura 46. DNI día 187 de 2019. | 36 |
| Figura 47. DNI día 255 de 2019 | 36 |
| Figura 48. DNI día 346 de 2019 | 37 |
| Figura 49. Valor porcentual de cada tipo de día según SI en función de DNI 2019. | 38 |
| Figura 50. Valor porcentual de cada tipo de día según VI en función de DNI 2019. | 38 |
| Figura 51. Valor porcentual de cada tipo de día según VI' en función de DNI 2019. | 39 |
| Figura 52. Valor porcentual de cada tipo de día según NV en función de DNI 2019. | 39 |
| Figura 53. Valor porcentual de cada tipo de día según CV en función de DNI 2019. | 39 |
| Figura 54. Índice DARR en función de GHI 2011-2019. | 40 |
| Figura 55. Índice SI en función de GHI 2011-2019. | 40 |
| Figura 56. Índice SSSN en función de GHI 2011-2019. | 41 |
| Figura 57. Índice VI en función de GHII 2011-2019. | 41 |
| Figura 58. Índice NV en función de GHI 2011-2019. | 41 |
| Figura 59. Índice NV en función de GHI 2011-2019. | 41 |
| Figura 60. Índice CV en función de GHI 2011-2019. | 41 |
| Figura 61. Valor porcentual de cada tipo de día según DARR en función de GHI 2011-2019. | 42 |
| Figura 62. Valor porcentual de cada tipo de día según SI en función de GHI 2011-2019. | 42 |

| | |
|--|----|
| Figura 63. Valor porcentual de cada tipo de día según SSSN en función de GHI 2011-2019. | 42 |
| Figura 64. Valor porcentual de cada tipo de día según VI en función de GHI 2011-2019. | 42 |
| Figura 65. Valor porcentual de cada tipo de día según DARR en función de GHI 2011-2019. | 43 |
| Figura 66. Valor porcentual de cada tipo de día según DARR en función de GHI 2011-2019. | 43 |
| Figura 67. Valor porcentual de cada tipo de día según CV en función de GHI 2011-2019 | 43 |
| Figura 68. Valor porcentual de cada tipo de día según NV en función de GHI 2011-2019 corregidos. | 44 |
| Figura 69. Índice SI en función de DNI 2011-2019. | 45 |
| Figura 70. Índice VI en función de DNI 2011-2019. | 45 |
| Figura 71. Índice VI' en función de DNI 2011-2019. | 45 |
| Figura 72. Índice NV en función de DNI 2011-2019. | 45 |
| Figura 73. Índice CV en función de DNI 2011-2019. | 46 |
| Figura 74. Valor porcentual de cada tipo de día según SI en función de DNI 2011-2019. | 46 |
| Figura 75. Valor porcentual de cada tipo de día según VI en función de DNI 2011-2019. | 46 |
| Figura 76. Valor porcentual de cada tipo de día según VI' en función de DNI 2011-2019. | 47 |
| Figura 77. Valor porcentual de cada tipo de día según NV en función de DNI 2011-2019. | 47 |
| Figura 78. Valor porcentual de cada tipo de día según CV en función de DNI 2011-2019. | 47 |

Notación

| | |
|--------------|--|
| DNI | Irradiancia normal directa |
| DHI | Irradiancia horizontal difusa |
| GHI | Irradiancia global horizontal |
| Fr | Número de frentes |
| SSSN | Número de estabilidad solar |
| DARR | Tasa de rampa agregada diaria |
| VI | Índice de variabilidad |
| NV | Variabilidad nominal |
| VS | Puntuación de variabilidad |
| SI | Índice de estabilidad |
| CV | Coefficiente de variación |
| I | Función de distribución acumulativa integrada |
| VI' | Índice de variabilidad normalizado |
| QS | Puntuación de calidad |
| k_t | Índice de claridad para GHI |
| k_{tes} | Índice de claridad para GHI con modelo de cielo despejado |
| k_b | Índice de claridad para DNI |
| k_{bcs} | Índice de claridad para DNI con modelo de cielo despejado |
| RR | Tasa de rampa |
| k_c | Umbral de incrementos inestables GHI |
| k_{cb} | Umbral de incrementos inestables DNI |
| I_0 | Irradiancia extraterrestre |
| I_{bn} | Irradiancia extraterrestre en la dirección normal |
| I_{g0_cs} | Irradiancia global horizontal sintética generada por modelo de cielo claro |
| I_{bn_cs} | Irradiancia directa normal sintética generada por modelo de cielo claro |

1 INTRODUCCIÓN

Conocer y determinar con precisión la energía procedente del Sol que llega a la superficie terrestre es un reto que los científicos llevan años estudiando para aprovechar esta energía de la manera más eficiente posible. Sistemas de energía renovable como los fotovoltaicos o solares térmicos se nutren de esta fuente de energía. Aprovechar el recurso solar es de vital importancia ante la transición energética que se está desarrollando, pero, nos encontramos con un gran inconveniente asociado, su gran variabilidad. El recurso solar no es constante, ya sea por los movimientos de rotación y translación de la Tierra o por los fenómenos meteorológicos que se dan en la atmósfera. La variabilidad derivada del movimiento terrestre alrededor del Sol puede conocerse fácilmente mediante las ecuaciones solares, pero, ¿qué podemos hacer ante esa variabilidad derivada del paso de la energía solar a través de la atmósfera?

Diferentes autores han optado a lo largo de la historia por establecer índices que determinen la variabilidad del recurso solar. Un buen estudio de la variabilidad de la irradiancia incidente en un determinado emplazamiento permitirá conocer con precisión el potencial de un sistema de generación solar y prever los posibles inconvenientes asociados a la intermitencia del recurso energético.

La energía solar tiene dos vertientes diferenciadas, por un lado, la energía solar térmica que aprovecha el calor proveniente de la energía solar para su posterior transformación en energía final y por otro, la energía solar fotovoltaica que sirviéndose de la radiación incidente produce energía eléctrica.

La energía solar térmica usa colectores térmicos para concentrar el calor de la energía radiante que mediante mecanismos de transferencia de energía será aprovechado para la generación de energía térmica o eléctrica. La energía solar fotovoltaica basa su funcionamiento en el efecto fotoeléctrico, cuando los fotones inciden en una célula fotoeléctrica se produce una diferencia de potencial que genera corriente eléctrica.

La diferencia entre los procesos mediante los que se produce energía hace que exista una gran diferencia entre ellas: su percepción ante la variabilidad del recurso solar. La energía solar térmica no se ve tan afectada por la variabilidad de la irradiancia incidente a frecuencias muy bajas debido a la inercia de sus elementos que transmiten y transforman el calor. En cambio, la energía fotovoltaica sí acusa en mayor medida esta variabilidad ya que produce la energía eléctrica instantáneamente y, por tanto, estas variaciones hacen que la producción energética no se mantenga constante.

Que esta producción no sea constante y fácilmente cuantificable es un inconveniente para la planificación de proyectos fotovoltaicos. La variabilidad del recurso va a condicionar notablemente la puesta en marcha o no de una planta fotovoltaica debido a que constantes cambios en la irradiancia incidente suponen un decremento en la energía producida además de fluctuaciones en el voltaje y frecuencia de la red.

Estas consideraciones hacen que sea de suma importancia el estudio de índices de la variabilidad de la irradiancia solar principalmente para sistemas fotovoltaicos. Con la aplicación de un índice contrastado y funcional se podrá tener una visión precisa de como va a afectar la intermitencia energética a la producción renovable.

2 OBJETIVO

El objetivo del presente estudio es el análisis de los índices de variabilidad de la irradiancia solar escogidos entre la bibliografía y su posterior aplicación a un emplazamiento determinado. Para alcanzar este objetivo se realiza una revisión bibliográfica de los índices de variabilidad propuestos por diferentes autores a lo largo de los últimos años y se aplican a la base de datos seleccionada para sacar conclusiones de los mismos.

Se hará una revisión de diez índices en función de la irradiancia global horizontal y de siete en función de la irradiancia directa normal. En esta revisión se analizarán de manera teórica y práctica, además de comentar las dificultades presentadas para la obtención de cada uno.

Posteriormente, mediante la aplicación de cada uno a una base de datos de alta frecuencia se compararán detalladamente, viendo sus ventajas e inconvenientes y se elegirá el que se comporta mejor ante los cambios en la irradiancia.

Una vez obtenido el índice más representativo y funcional de entre los estudiados se realizará un ejercicio de análisis de la variabilidad del recurso solar en Sevilla determinando el porcentaje y número de días variables que obtenemos al aplicar el índice a la base de datos considerada.

Por último, se hará referencia a las dificultades que presenta tener una gran variabilidad para la instalación de sistemas fotovoltaicos a gran escala.

3 CARACTERIZACIÓN DEL RECURSO SOLAR

3.1 Definiciones previas

Se define el recurso solar como la energía proveniente del Sol que se propaga a través de ondas electromagnéticas como consecuencia del movimiento acelerado de las partículas que lo componen. Se puede hacer una clasificación de estas ondas por medio del espectro electromagnético a partir de la longitud de ondas que llegan. Mayoritariamente, la luz solar incidente en la tierra se compone de ondas dentro del rango de luz visible, infrarroja y ultravioleta. La longitud de onda se mide en micrómetros y ésta se relaciona con el contenido energético de la misma, a menor longitud de onda mayor contenido energético y por lo tanto, mayor energía aprovechable.

El Sol emite energía en forma de radiación de onda corta, principalmente en la banda del ultravioleta, visible y el infrarrojo, con longitudes de onda entre 0,2 y 3,0 micrómetros (200 nm a 3.000 nm). La radiación solar que llega a la superficie de la Tierra está contenida en la región entre 0,2 y 3,0 μm casi en su totalidad mientras que la mayor parte de la radiación terrestre de onda larga está contenida en la región entre 3,5 y 50 μm . Las ondas en el intervalo de 0,25 μm a 4,0 μm se denominan espectro de onda corta, que serán las que aprovecharemos en las aplicaciones fotovoltaicas.

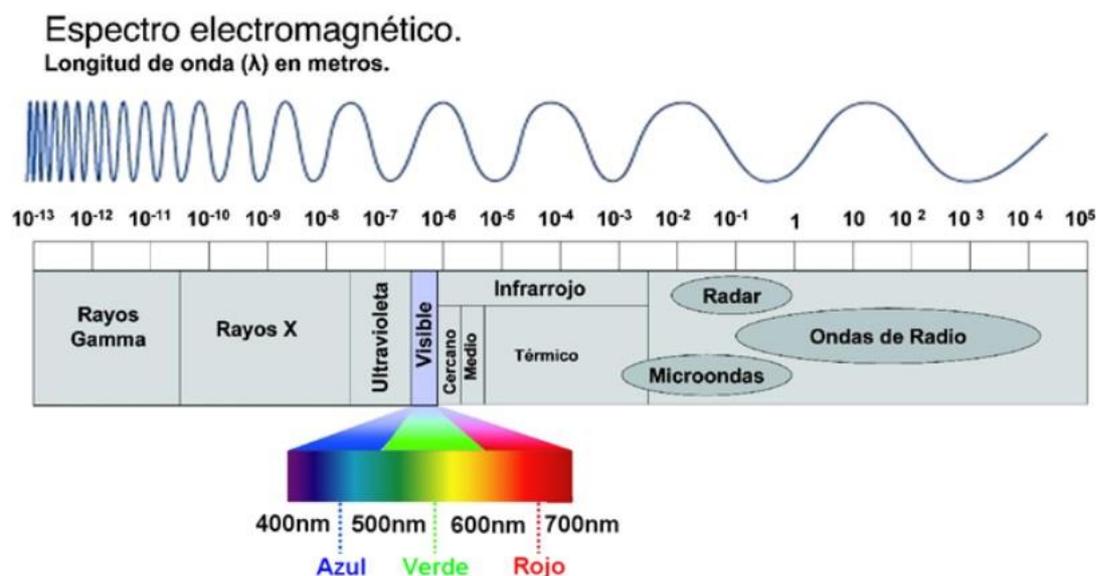


Figura 1. Espectro electromagnético. [1]

El Sol se considera un foco térmico a 5777 K que hace llegar cualquier punto exterior a la atmósfera 1367 W/m^2 de irradiancia, esta cifra es la considerada constante solar (G_{cs}) que no es otra que la radiación solar extraterrestre incidente en una superficie normal a la dirección de la radiación a la distancia media Tierra-Sol.

La irradiancia (G) es una magnitud que describe la potencia incidente proveniente de radiación electromagnética por unidad de área. A partir de esta magnitud se puede cuantificar qué potencia electromagnética incide en la Tierra, dato que será de mucha utilidad para la realización del presente trabajo. Por otro lado tenemos la Irradiación (I) [Wh/m^2] que es la energía derivada de la radiación solar incidente por unidad de superficie en un intervalo de tiempo dado. Se calcula integrando la irradiancia solar en el periodo de tiempo considerado. Se representa por H en base diaria e I en base horaria. El subíndice indica el tipo de irradiación.

Otro factor a tener en cuenta es la atmósfera, este conglomerado de gases que envuelve a la Tierra es indispensable para la vida. Los gases que la componen hacen posible que los seres vivos que habitan en la Tierra

se nutran de ellos, su composición hace posible reducir el gradiente de temperatura entre el día y la noche, y la absorción de radiación ultravioleta por parte de la capa de ozono supone una atenuación de la radiación necesaria para que se den unas condiciones de habitabilidad óptimas.

El fenómeno conocido como atenuación atmosférica modifica la magnitud y la dirección de la radiación solar extraterrestre, este fenómeno lo conforman la dispersión, que modifica la magnitud y la dirección y la absorción que solo modifica la magnitud de radiación.

La dispersión de la radiación solar se debe a la interacción de la radiación con las moléculas de aire, vapor de agua y partículas de polvo, mientras que la absorción se debe fundamentalmente al ozono (O_3) en la zona del ultravioleta, y al vapor de agua (H_2O) y dióxido de carbono (CO_2) en la zona del infrarrojo.

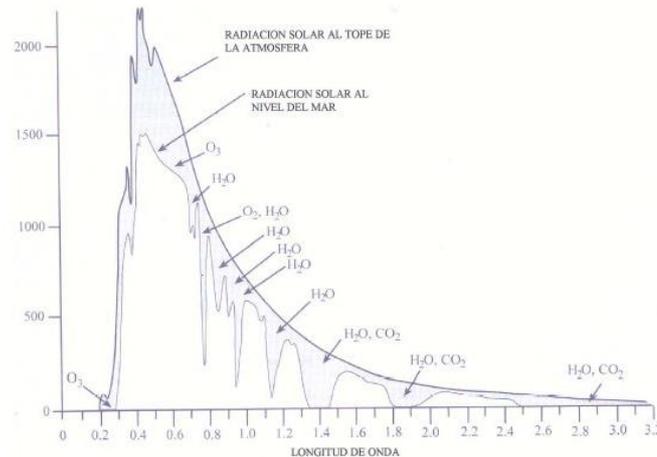


Figura 2. Atenuación atmosférica de la radiación solar. [2]

A partir de estas consideraciones se llega a las siguientes definiciones, que servirán para cuantificar el recurso solar de la mejor forma posible.

DNI (Irradiancia Directa Normal): radiación que atraviesa la atmósfera sin sufrir alteración y se recibe en la superficie perpendicular a la dirección de los rayos solares. Se toma un ángulo de abertura de 0.5° (anchura angular del sol vista desde la tierra). Esta radiación es usada por las centrales solares de concentración.

DHI (Irradiancia Difusa Horizontal): radiación que se recibe en una superficie horizontal no procedente directamente del sol sino que es dispersada por la atmósfera y finalmente se recibe en la superficie terrestre.

GHI (Irradiancia Horizontal Global): es la radiación global recibida en una superficie horizontal. Es la suma de las otras dos componentes proyectadas sobre una superficie horizontal (siendo el ángulo cenital solar). Esta radiación es usada por las centrales solares fotovoltaicas.

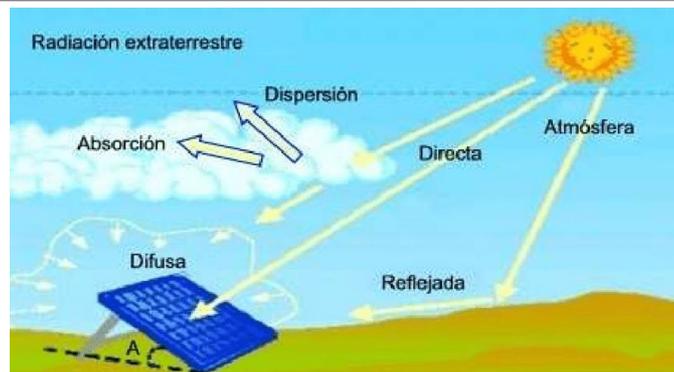


Figura 3. Componentes de la radiación solar. [3]

3.2 Variabilidad de la irradiancia solar incidente.

Como se ha mencionado anteriormente la radiación solar que incide sobre una determinada superficie no es constante con respecto al tiempo. Su variabilidad viene dada por 3 procesos específicos que pueden generar incertidumbre a la hora de predecir la energía proveniente del Sol. Estos fenómenos están asociados al movimiento de la Tierra y a la atenuación por parte de la atmósfera.

Traslación de la Tierra

Es el movimiento por el cual la Tierra describe una vuelta completa alrededor del Sol, es decir, una órbita completa. El tiempo que tarda la Tierra en llevar a cabo una traslación completa lo denominamos año, aproximadamente 365 días y unas 6 horas.

Como la órbita de la Tierra no es exactamente circular, sino elíptica, en ella no se puede definir un radio, sino dos ejes, uno mayor y otro menor, de tal manera que dos veces al año la Tierra pasa por los extremos del eje mayor, y otras dos veces por los del eje menor. La excentricidad de la órbita terrestre hace variar la distancia entre la Tierra y el Sol en el transcurso de un año. Los puntos en los que la Tierra pasa por los ejes mayor y menor de la órbita son llamados solsticios y equinoccios.

El solsticio de verano (en el hemisferio norte) es el día que tiene la noche más corta del año, y el de invierno el que tiene la noche más larga del año debido a que el eje de la Tierra está inclinado 23° con respecto a la órbita terrestre. Los equinoccios son los días del año en los que el día y la noche duran lo mismo. Desde el equinoccio de primavera hasta el solsticio de verano la duración de la noche es cada vez menor, y hay cada vez más horas de luz. A partir Del solsticio de verano las horas de luz se van reduciendo, hasta que en el equinoccio de otoño se igualan las horas de luz y de oscuridad, y en el solsticio de invierno se alcanza el máximo de horas de oscuridad.

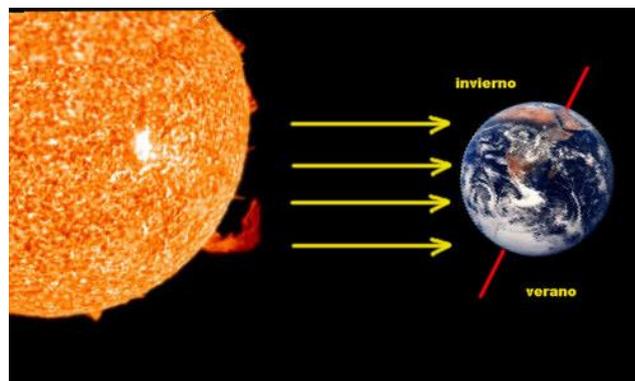


Figura 4. Inclinación del eje terrestre. [4]

Rotación de la Tierra.

La rotación es el movimiento de la Tierra alrededor de su eje, una línea imaginaria que atraviesa a la Tierra desde el polo Norte hasta el polo Sur. El tiempo que tarda la Tierra en completar una rotación es lo que llamamos un día, y dura 24 horas.

La Tierra presenta siempre una cara iluminada por el Sol en la que es de día, y la cara opuesta oscurecida en la que es de noche. El Sol sale por el este y se pone por el oeste, lo que implica que la Tierra rota en sentido contrario a las agujas de un reloj si la miramos desde el Polo Norte, es decir, rota hacia el este.

La duración relativa del día y la noche depende de la situación de la Tierra a lo largo de su órbita, por lo que estos dos fenómenos afectarán conjuntamente a la variabilidad del recurso solar.

Atenuación atmosférica

Una vez que la radiación solar llega a la atmósfera sufre alteraciones debido a que este no es un sistema homogéneo, la existencia de nubes en la atmósfera hace que la radiación no llegue al suelo con la misma magnitud en todos los puntos. La nubosidad es cambiante con respecto a la orografía y a las condiciones climáticas por lo que es un factor difícilmente predecible a largo plazo. Las nubes absorben gran parte de la radiación solar que pasa por la atmósfera pudiendo hacer incluso que llegue a valores nulos.

Por tanto, la variabilidad de la irradiancia incidente en una superficie dada estará condicionada por estos tres fenómenos, lo que hace que sea difícilmente cuantificable si no se dispone de una gran cantidad de datos para su análisis.

3.3 Aparatos de medida

Cada uno de los sistemas de energía mencionados anteriormente basa su funcionamiento en distintas componentes de la irradiancia solar. Aquellos sistemas que basan la producción de la energía en la concentración de la misma aprovechan la componente directa de la irradiancia mientras que la fotovoltaica convencional hace uso de la componente global de la misma. Esto hace que cada una de las tecnologías se sirva de diferentes aparatos de medida para la obtención de datos que determinarán una buena planificación de las mismas ante la posibilidad de su puesta en marcha.

Para la cuantificación del recurso solar se utilizan varios elementos que miden la irradiancia solar incidente. Entre ellos, los piranómetros, más orientados a la medición de la irradiancia global y difusa, y los pirheliómetros que se centran en obtener datos de la irradiancia directa normal.

Piranómetro

Este dispositivo es un instrumento meteorológico que está diseñado para medir la irradiancia en una superficie plana receptora, el piranómetro se basa en un radiómetro que valora el flujo radiante con longitudes de onda en un rango de entre 0,3 y 3 micrómetros.

Las partes constituyentes del piranómetro son una cúpula de cristal, la termopila que cuenta con bandas negras para la absorción de la radiación, un cuerpo metálico y el cableado para la salida de datos.

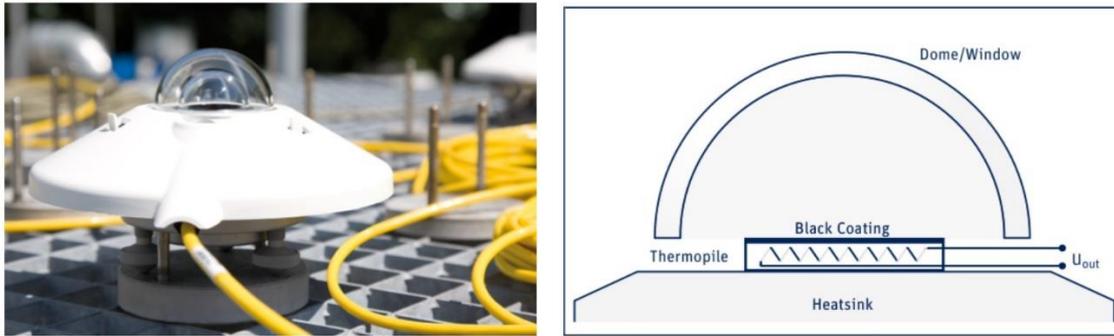


Figura 5. Piranómetro. [3]

La cúpula de cristal proporciona un campo de visión de 180° , limitando la respuesta del piranómetro al rango de 300 y 2800 nm. Esto asegura que capturemos la irradiancia proveniente del sol en todo su espectro y en todo su rango al cubrir los 180° en un plano paralelo a la superficie terrestre. Otra de las funciones de esta cúpula es mitigar las acciones climáticas del viento, la lluvia o las pérdidas térmicas por la radiación del terreno.

La termopila recubierta por una banda negra de pintura no selectiva espectralmente hace posible la absorción de la radiación actuando como cuerpo negro, el gradiente de temperatura captado por la termopila a través de la resistencia térmica se convierte en una diferencia de potencial que se relaciona linealmente con la irradiancia solar absorbida.

Existen otros tipos de piranómetros llamados fotovoltaicos. Estos dispositivos no basan su funcionamiento en el gradiente térmico como los anteriores sino en el efecto fotoeléctrico. La radiación incide sobre un fotodiodo que diferencia la radiación por la frecuencia de la onda electromagnética, posteriormente se produce un voltaje derivado de este efecto fotoeléctrico que permite recabar los datos de irradiancia. Estos piranómetros son más sensibles a los pequeños cambios en la irradiancia, además de esto, no cuentan con la inercia térmica que se puede apreciar en los térmicos.

Normalmente se utilizan los piranómetros para medir la irradiancia global horizontal, aunque si queremos conocer la componente difusa de la radiación se le añaden elementos como bolas o una banda de sombra. Estos elementos tapan el disco solar, lo que evita que se registre la componente directa de la radiación, por lo que obtenemos la componente difusa de la misma.



Figura 6. Piranómetro con banda de sombra. [5]

Los piranómetros con esferas o bandas de sombra necesitan de sistema de seguimiento para la calibración de la posición del Sol instantánea, esto supone un inconveniente en muchos casos ya que necesita de mantenimiento, por otro lado, son los aparatos más precisos para medir la irradiancia.

Pirheliómetro

Los pirheliómetros son aparatos constituidos para la medición de la irradiancia normal directa, mientras que los piranómetros captan la irradiancia global, éstos se enfocan en la irradiancia normal directa pudiendo así desgranar las componentes del recurso solar.

Su funcionamiento es muy parecido al del piranómetro, también se basa en la diferencia de temperatura en la termopila para crear una señal eléctrica que posteriormente se traduce en datos de irradiancia. La principal diferencia con el piranómetro es que solo abarca $2,5^\circ$ de semiángulo medidos desde el centro del sol, por lo que necesita de un sistema de seguimiento al captar la luz por una ventana orientada hacia el disco solar.

Su uso está más justificado si se quieren aplicar los datos obtenidos a sistemas termosolares en los que aprovechamos la componente directa de la radiación.



Figura 7. Pirheliómetro. [6]

A partir de la combinación de los elementos descritos se puede conformar una estación de medición para observar con detalle el recurso solar. Estas estaciones de seguimiento solar se utilizan comúnmente para evaluar una posible instalación de sistemas fotovoltaicos o termosolares.

Disponer de datos fiables y de buena calidad sobre la radiación resulta sumamente importante para todas las actividades del sector de la energía solar. La medición de forma precisa y en tiempo real de la irradiancia ayuda a supervisar el rendimiento del sistema. Las estaciones de seguimiento solar suelen utilizarse para evaluar el recurso solar con el propósito de realizar un posible proyecto fotovoltaico, de modo que los inversores puedan comprobar la viabilidad económica de la instalación. Estas proporcionan datos para la investigación tecnológica, el control de calidad, la selección del tipo de sistema, la planificación del mantenimiento, la supervisión de la eficiencia operativa y la previsión de la producción.

4 ESTADO DEL ARTE

La investigación del recurso solar ha sido ampliamente estudiada durante toda la historia debido a la gran importancia del Sol en la vida en la Tierra. Numerosos estudios han capacitado al ser humano a saber predecir los movimientos efectuados por la Tierra con respecto a su eje y al Sol, lo que ha permitido cuantificar de manera general la cantidad de energía aprovechable proveniente del astro solar. Por otro lado, el impacto de los componentes atmosféricos en la radiación incidente es difícil de caracterizar actualmente ya que presenta en la mayoría de los casos dependencia a la localización del lugar estudiado.

La variabilidad del recurso solar es un factor a tener en cuenta en la gestión de la electricidad derivada de generadores fotovoltaicos. El efecto del paso de las nubes produce rampas en la electricidad generada y su integración en el sistema hace que muchas veces los operadores de red tengan que compensar debido a la mala calidad de la electricidad que produce cambios en el voltaje y la frecuencia de la misma.

Para una mejor operación de la energía y una buena planificación de instalaciones solares fotovoltaicas es necesario tener constancia de la variabilidad de la irradiancia solar en cualquier emplazamiento dado.

A lo largo del siglo XX se ha ido incrementando el interés de los investigadores para caracterizar la energía proveniente del Sol, esto ha derivado en la proposición de índices de variabilidad que intentan establecer valores que midan la variabilidad del recurso solar en un determinado emplazamiento.

En los años 60 algunos investigadores como Liu y Jordan establecieron relaciones entre la irradiancia medida y la irradiancia extraterrestre, este es el factor k_t o el índice de claridad [13]. Más tarde se definirían índices como el de fracción difusa o su variante para la irradiancia normal directa. Estos índices solo establecían una visión sobre la transmisividad de la atmósfera terrestre a partir de la energía que se contabilizaba con respecto al máximo disponible y eran postulados como relaciones entre medias mensuales con respecto a los parámetros máximos disponibles. Una vez han ido pasando los años estos índices han ido evolucionando hasta lo que hoy se llaman índices de variabilidad.

A través de una extensa revisión bibliográfica se han podido recopilar diferentes índices de variabilidad propuestos por estudiosos en el tema. En este punto se hará mención a los índices revisados en orden cronológico, posteriormente, se estudiarán al detalle algunos de ellos.

En primer lugar, nos encontramos con el número de frentes (Fr) definido por Tomsom (2010) [29] que consiste en la valoración de incrementos inestables o estables en función de un umbral definido.

Más tarde, Paulescu y Badescu (2010) [18] proponen el número de estabilidad solar (SSSN), este índice basa su funcionamiento en el conteo de veces en las que el Sol aparece en el cielo.

El autor van Haaren establece otro índice llamado tasa de rampa agregada diaria (DARR) (2012) [22] en el que se efectúa un sumatorio de las variaciones de la irradiancia medida.

También en el año 2012 Stein define el índice de variabilidad (VI) (2012) [19], este índice hace una relación entre las variaciones de irradiancia tomadas por la estación meteorológica con respecto a los incrementos generados por el modelo de cielo despejado.

En 2013 surge la variabilidad nominal (NV) definida por Lave et al. (2013) [14] en la que se le aplica la raíz cuadrada de la varianza a los incrementos de irradiancia medidos.

El autor Lave propone también las puntuaciones de variabilidad (VS_{dist} y VS_{cdf}) (2015) [21] que aplican la probabilidad de que la tasa de rampa sea mayor que un valor estipulado.

Una variante del número de frentes es el índice de estabilidad (SI) Lucaciu et al. (2016) [16], que también divide los incrementos de irradiancia en estables o inestables.

El coeficiente de variación (CV) lo define Gutierrez et al. (2017) [25] como un ratio entre la desviación estándar y la media de los valores medidos de la irradiancia.

Robert Blaga y Marius Paulescu introducen la función de distribución acumulativa integrada (I) (2018) [8] que contabiliza la variabilidad a partir de la integral de la función CDF.

Los más nuevos son el índice de variabilidad normalizado (VI') S. Moreno-Tejera (2020) [12], el cual introduce el concepto de irradiancia de máxima variabilidad en el índice de variabilidad, y la puntuación de calidad (QS) A. Castillejo-Cuberos et al. (2020) [2] que combina el VS_{cdf} y el índice de claridad.

De entre los revisados se ha hecho una selección atendiendo a la evolución de los índices a lo largo del tiempo y la información de la que se nutre cada uno para su composición. Se han escogido índices en todo el rango temporal disponible que conjugan diferentes elementos para trazar la variabilidad. Los seleccionados para el estudio serán la DARR, el SI, el SSSN, el VI, el VI', la NV y el CV. En el capítulo siguiente serán definidos de manera más específica.

En el presente trabajo se intentará caracterizar la variabilidad del recurso solar de la forma más óptima posible, teniendo en cuenta las variaciones intradiarias derivadas de la atenuación de la radiación en su paso a través de la atmósfera. A través de los distintos índices se realizará una valoración de los tipos de días que pueden darse en nuestro emplazamiento, proporcionando una información muy útil para la inversión en la construcción de plantas fotovoltaicas.

5 DESCRIPCIÓN ÍNDICES DE VARIABILIDAD

En esta sección se definen los índices que se valoran en el documento. Estos índices serán aplicados a la base de datos proporcionada por el GTER y se realizará una comparación de los resultados esclarecidos por los mismos.

5.1 Índices de claridad atmosférica

Para una buena comprensión del recurso solar se definen 4 índices muy utilizados en la literatura, como son el Índice de claridad (k_t), el índice de claridad de cielo despejado (k_{tcs}), el índice de claridad en su variante para la irradiancia directa normal (k_b) y el índice de claridad para el modelo de cielo despejado en función de la irradiancia directa normal (k_{bcs}).

El índice de claridad es definido por Liu y Jordan [13] como la relación entre la irradiación global sobre una superficie horizontal situada en la Tierra y la irradiación sobre una superficie horizontal situada fuera de la atmósfera, se entiende como un parámetro de medida de la transparencia de la atmósfera terrestre. Viene dado por la siguiente ecuación:

$$k_t = \frac{GHI}{I_0}$$

Estudios posteriores [26] determinan que el índice de claridad puede ser mejorado si se utiliza en su denominador la irradiancia global horizontal de cielo despejado. Es el denominado índice de claridad de cielo despejado (k_{tcs}). Este índice es preferible ya que elimina más eficazmente efectos de la geometría solar en elevaciones solares bajas. Definimos el índice de claridad de cielo despejado como:

$$k_{tcs} = \frac{GHI}{I_{g0_{cs}}}$$

Por otro lado, el índice de claridad también puede ser utilizado en relación a la irradiancia normal directa (k_b). Este índice se define como la relación entre la irradiancia normal directa (DNI) y la irradiancia máxima disponible en la parte superior de la atmósfera en la dirección normal (I_{bn}), siendo:

$$k_b = \frac{DNI}{I_{bn}}$$

Aplicando la ecuación que determina el modelo de cielo despejado para la irradiancia normal directa ($I_{bn_{cs}}$) se llega a una ecuación similar:

$$k_{bcs} = \frac{DNI}{I_{bn_{cs}}}$$

5.2 Índices de variabilidad diarios

A lo largo de la literatura algunos autores han propuesto diversos cuantificadores para el estudio de la variabilidad de la radiación solar, en esta sección se definen algunos de ellos que nos servirán para caracterizar de la mejor manera posible el recurso solar.

Haremos una división de los mismos en dos conjuntos, tal como indica el estudio de Castillejo-Cuberos et al. (2019) [11]. Estos conjuntos pueden ser clasificados como: deterministas y estadísticos.

5.2.1 Índices deterministas

Este grupo de índices basan sus resultados en mediciones deterministas de la irradiancia. Esto hace que los resultados de los mismos dependan directamente de la irradiancia medida y no de otros elementos relacionados con la estadística o la probabilidad.

Tasa de rampa. RR

El primer cuantificador analizado será la tasa de rampa [23]. Este índice es introducido en numerosos estudios centrados en la variabilidad del recurso solar y puede definirse como la tasa de cambio entre dos mediciones concretas. En su definición, se centra en la diferencia de irradiancias entre dos instantes de tiempo, dividida entre el paso temporal considerado. Su aplicación es directa ya que solo necesitamos tener mediciones de irradiancia para el cálculo del índice.

$$RR_{\Delta t}^{GHI} = \frac{1}{\Delta t} \left(\sum_t^{t+\Delta t} GHI - \sum_{t-\Delta t}^t GHI \right)$$

En la literatura encontramos una variación de este índice, en la que se introduce el término de índice de claridad (k_t) en lugar de la irradiancia medida. Estos índices están muy relacionados ya que el término k_t es el cociente entre la irradiancia global horizontal medida y la irradiancia global extraterrestre.

$$RR_{\Delta t}^{k_t} = \frac{1}{\Delta t} \left(\sum_t^{t+\Delta t} k_t - \sum_{t-\Delta t}^t k_t \right)$$

También podemos definir este índice en función del índice de claridad del modelo de cielo despejado. Esto, nos permite una mayor precisión del mismo a raíz de la mejoría del índice k_{tcs} frente a k_t .

$$RR_{\Delta t}^{k_{cs}} = \frac{1}{\Delta t} \left(\sum_t^{t+\Delta t} k_{tcs} - \sum_{t-\Delta t}^t k_{tcs} \right)$$

Asimismo estos índices pueden ser definidos en función de la irradiancia directa normal y el modelo de cielo despejado.

$$RR_{\Delta t}^{DNI} = \frac{1}{\Delta t} \left(\sum_t^{t+\Delta t} DNI - \sum_{t-\Delta t}^t DNI \right)$$

$$RR_{\Delta t}^{k_{bcs}} = \frac{1}{\Delta t} \left(\sum_t^{t+\Delta t} k_b - \sum_{t-\Delta t}^t k_b \right)$$

$$RR_{\Delta t}^{k_{bcs}} = \frac{1}{\Delta t} \left(\sum_t^{t+\Delta t} k_{bcs} - \sum_{t-\Delta t}^t k_{bcs} \right)$$

La tasa de rampa (RR) y sus variaciones dan información dependiendo de la frecuencia de recabación de los datos sobre la variabilidad. Al no acumular los valores medidos no se puede llegar a conformar un índice que los aglutine y poder aplicarlos a intervalos de tiempo mayores como podrían ser días, meses o años.

Este cuantificador es herramienta que posteriormente se utilizará para conformar índices que nos proporcionen información más útil sobre la irradiancia solar.

En primer lugar, la tasa de rampa en función de la irradiancia proporciona datos brutos sobre la misma. Es el índice más fácil de componer ya que solo se necesitan mediciones de irradiancia global horizontal o de directa normal. Por otro lado, con la introducción de los términos k_i , k_{ics} , k_b y k_{bcs} depuramos los valores obtenidos introduciendo los términos generados sintéticamente de la irradiancia que llega a la atmósfera y de la irradiancia del modelo de cielo despejado.

La irradiancia de cielo despejado es un término que mejora a la irradiancia global extraterrestre que obtenemos a partir de las ecuaciones solares. Decimos que “mejora” a esta última ya que elimina los efectos de la geometría solar a elevaciones bajas, generando datos más precisos y por tanto más útiles para el estudio del recurso solar.

Tasa de rampa agregada diaria. DARR

La tasa de rampa agregada diaria definida por van Haaren et al. (2012) [22], es un índice que, basándose en la tasa de rampa detallada anteriormente, da nociones sobre la variabilidad diaria de la irradiación solar en un emplazamiento dado.

La novedad de este índice con respecto a la tasa de rampa es que propone un sumatorio de los valores absolutos de las diferencias de irradiancia. Con esto, se podrán cuantificar los cambios en la irradiancia medida durante un día y componer un índice fiable para estudiar la variabilidad diaria. En su definición el autor van Haaren propone la división del sumatorio del valor absoluto de las diferencias de irradiancias medidas por una constante $C=1000$ W/m^2 considerada como la variación máxima posible.

$$DARR = \frac{\sum_{i=1}^N |GHI_i - GHI_{i-1}|}{C}$$

Con esta definición no se podría aplicar este índice a la irradiación directa normal, debido a que la constante C determina la máxima variación posible entre dos mediciones de irradiancia global horizontal, no de la directa. Aunque no se ha determinado en el presente trabajo, se podría definir este índice en función de la irradiancia directa normal si se determina la constante C en función de la misma.

La tasa de rampa agregada diaria (DARR) como índice es la forma que tenemos de aplicar la tasa de rampa para generar valores cuantificables a lo largo de un intervalo de tiempo propuesto. El índice muestra la acumulación de las diferencias entre las irradiancias mediadas a lo largo de un día divididas por una constante. En principio es un índice claro y conciso, que da una buena visión sobre la variabilidad, pero el uso de esa constante C hace que sea únicamente aplicable a la irradiancia global horizontal por lo que no se podrá emplear este índice a la irradiancia directa normal. Otro inconveniente de la definición propuesta por van Haaren et al. [22] es que no introduce los términos de índice de claridad ni de índice de claridad de cielo despejado, si fuera formulada en

función de estos índices nos podría proporcionar información más pulida.

Índice de estabilidad. SI

Otro de los cuantificadores a tener en cuenta es el índice de estabilidad definido por Lucaciu et al. (2016) [16], que cuantifica la variabilidad del índice de claridad a partir de los incrementos acumulados en valor absoluto en un intervalo de tiempo.

$$dk_{\Delta t} = \sum_{i=1}^N |dk_{t,i}|$$

Se considera inestable un intervalo de tiempo caracterizado por el incremento dk si este es mayor que un umbral k_c . Se toma un umbral para los incrementos en la serie temporal de la irradiación siendo $k_c=0,025$ según el análisis de Tomson and Tamm (2006) [17]. Esto puede ser extendido a incrementos acumulados fácilmente multiplicándolo por el número de incrementos.

$$k_{c,\Delta t} = N * k_c$$

El índice de estabilidad mide porcentualmente el grado de inestabilidad diario a partir del conteo de elementos inestables y se define de la siguiente forma:

$$SI = N(dk_{\Delta t} > k_{c,\Delta t})/N$$

Siendo N el número de casos estudiados.

El índice de estabilidad puede ser aplicable a la irradiancia normal directa pero para hacerlo efectivo se tendrá que modificar el umbral que determina si los elementos son estables o inestables. Se puede realizar esto a partir de una correlación que relaciona los términos de k_t y k_b .

A partir de datos simultáneos de irradiancia normal directa y global horizontal se ha realizado una correlación que nos permite obtener valores de k_b en función del k_t . Aplicando dicha correlación se obtiene el valor umbral k_{cb} para determinar el índice de estabilidad en función de la irradiancia normal directa. Este ajuste es válido en la parte inicial de la curva (valores 0-1 eje X, 0-0,85 eje Y), que son los considerados válidos para las medidas de irradiancia.

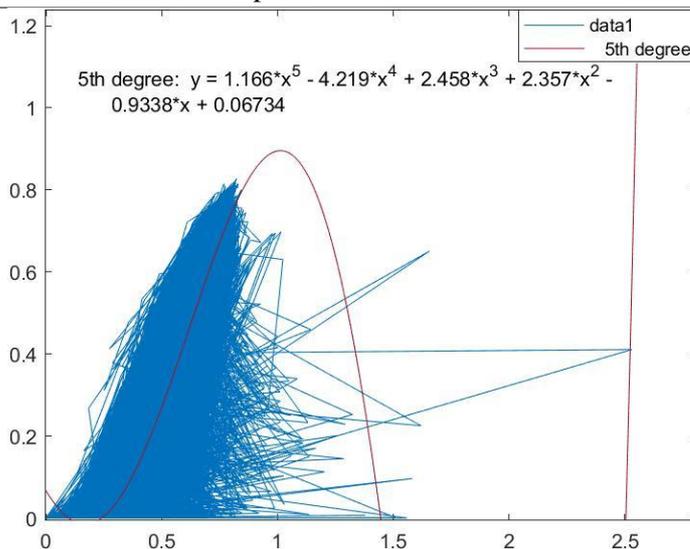


Figura 8. Generación correlación kt-kb

$$k_{cb} = 0.06734 - 0.9338 * k_c + 2.357 * k_c^2 + 2.458 * k_c^3 - 4.219 * k_c^4 + 1.166 * k_c^5$$

K_{cb} resulta un valor de 0.0455 Por lo que la fórmula general para la irradiancia normal directa quedaría:

$$SI_{DNI} = N(dk_b > k_{cb})/N$$

El índice de estabilidad (SI) cuenta con el término de índice de claridad en su definición. Analiza los incrementos de k_t y k_b y los compara con el umbral propuesto por Tomson and Tamm [17] para discernir si los mismos son estables o inestables.

Aunque es un índice útil, podría llevar a controversia, ya que analistas podrían proponer un umbral diferente de elementos dejando sin validez este cuantificador. Otra de sus desventajas es que en su definición no contempla la introducción del índice de claridad de cielo despejado, para que este índice tuviera más fiabilidad habría que reformular tanto el umbral como la misma definición del cuantificador. Por último, para aplicarlo a la irradiancia directa normal también cuenta con dificultades ya que se ha necesitado del uso de una correlación para trasladar el valor del umbral actual, que está en términos de irradiancia global, a irradiancia directa normal. Esto supone una incertidumbre adicional que podría llevar a errores en los resultados del índice.

Número de estabilidad solar. SSSN

El número de estabilidad Solar es definido por Paulescu y Badescu (2010) [18] como una medida de la frecuencia con la que el Sol aparece en el cielo en un determinado intervalo de tiempo. Para trabajar con este cuantificador se utiliza la definición del número solar, que es también una variable binaria que se basa en el criterio de insolación de la Organización Mundial Meteorológica (OMM) y establece que el Sol brilla en el momento t si la irradiancia solar directa supera los 120 W/m^2 .

$$SSN(t) = \begin{cases} 1 & \text{si } \frac{GHI_t - GDI_t}{\text{sen } h} > 120 \text{ W/m}^2 \\ 0 & \text{En otro caso} \end{cases}$$

El número de estabilidad solar nos da una visión directa de la variabilidad de la irradiancia solar apoyándose en una variable binaria aleatoria (SSSN) que se comporta de la siguiente manera:

$$SSSN_{\Delta t}(t) = \begin{cases} 1 & \text{si } SSN(t) \neq SSN(t-1) \\ 0 & \text{En otro caso} \end{cases}$$

Por lo tanto, SSSN (t) define los cambios producidos al aparecer el Sol o no en cielo en un determinado intervalo de tiempo. Mientras el sumatorio de los valores de SSSN en un periodo nos dará una visión sobre la variabilidad de la irradiancia solar en el mismo.

$$SSSN_{\Delta t} = \sum_{i=1}^N SSSN(t)_i$$

El número de estabilidad solar (SSSN) es un índice que muestra el número de variaciones en la aparición del Sol en el cielo. Este índice cuenta con un criterio ampliamente reconocido que determina que el Sol brille en el cielo, por contra, para su ejecución se necesitan de medidas de la irradiancia global horizontal y de la difusa lo que lo hace menos práctico. Al igual que el DARR se contempla que no introduce los índices de claridad por lo que lo consideramos menos preciso. Por último, se comprueba que no es de aplicación en la irradiancia normal directa ya que en la definición del criterio de insolación de la OMM no aparece este término.

Índice de variabilidad. VI

También se estudia el índice de variabilidad (VI), definido por Stein et al. (2012) [19] para identificar periodos y localizaciones con una alta variabilidad. Este cuantificador compara los perfiles de GHI con los perfiles correspondientes al modelo de cielo despejado. El índice de variabilidad puede medirse tanto para la GHI como para la DNI, así como para diferentes resoluciones temporales.

$$VI_{GHI} = \frac{\sum_{k=2}^n \sqrt{(GHI_k - GHI_{k-1})^2 + \Delta t^2}}{\sum_{k=2}^n \sqrt{(I_{g0cs_k} - I_{g0cs_{k-1}})^2 + \Delta t^2}}$$

$$VI_{DNI} = \frac{\sum_{k=2}^n \sqrt{(DNI_k - DNI_{k-1})^2 + \Delta t^2}}{\sum_{k=2}^n \sqrt{(I_{ncs_k} - I_{ncs_{k-1}})^2 + \Delta t^2}}$$

Los componentes de dichas ecuaciones son; GHI: irradiancia global horizontal medida; I_{g0cs} : irradiancia global horizontal de cielo claro; DNI: irradiancia directa normal medida; I_{ncs} : irradiancia directa normal de cielo claro.

El índice de variabilidad (VI) muestra una buena visión de la variabilidad sin tener que recurrir al índice de claridad. Emplea las variaciones de irradiancia global horizontal o normal directa directamente y las divide por la diferencia entre las irradiancias generadas a partir del modelo de cielo claro. Por tanto, aunque no esté formulado en función de los índices de claridad su definición se constata que sí que tiene en cuenta la irradiancia máxima que podría darse en el emplazamiento. Al emplear estos términos se considera este índice uno de los más fiables de entre los analizados hasta ahora.

Índice de variabilidad normalizado. VI'

Una mejora del índice propuesto por Stein et al. (2012) [19] es el definido por S. Moreno-Tejera (2020) [12] como el índice de variabilidad normalizado (VI'). Con este cuantificador se intentan eliminar las dependencias

asociadas a la situación geográfica, escala temporal o día del año estudiado, mediante una normalización del mismo.

$$VI'_{GHI} = \frac{\sum_{k=2}^n \sqrt{(GHI_k - GHI_{k-1})^2 + \Delta t^2}}{\sum_{k=2}^n \sqrt{(I_{max_k} - I_{max_{k-1}})^2 + \Delta t^2}}$$

$$VI'_{DNI} = \frac{\sum_{k=2}^n \sqrt{(DNI_k - DNI_{k-1})^2 + \Delta t^2}}{\sum_{k=2}^n \sqrt{(I_{max_k} - I_{max_{k-1}})^2 + \Delta t^2}}$$

Las ecuaciones del VI' se rigen por los mismos componentes que las del VI menos en el término del denominador donde se utiliza I_{max_k} en vez de los términos correspondientes al VI. I_{max_k} es la máxima variabilidad de la curva diaria de DNI/GHI para un instante k, lo que supone una normalización del término.

El índice de variabilidad normalizado (VI') se plantea de forma muy parecida al índice de variabilidad pero consta de un nuevo elemento en detrimento de la irradiancia de cielo despejado. Este elemento es la irradiancia de máxima variabilidad, que se trata de una modificación de la irradiancia generada con el modelo de cielo claro. Con la irradiancia generada sintéticamente imponemos que cada dos pasos de tiempo el valor de la irradiancia sea cero, con esto obtenemos la curva de máxima variabilidad diaria. Esta técnica nos hace normalizar el valor del cuantificador e intentar eliminar las dependencias geográficas y temporales del mismo.

5.2.2 Índices estadísticos

Estos índices en su definición se apoyan en elementos estadísticos como la varianza, la media o la desviación estándar, por lo que se determinan como índices estadísticos.

Variabilidad nominal. NV

La variabilidad nominal es posiblemente el índice más utilizado hasta ahora, encontramos su definición en numerosos estudios y recientemente reconocido en el documento informativo del National Renewable Energy Laboratory (NREL) [24]. Este cuantificador se define como la raíz cuadrada de la varianza de la tasa de rampa en función de k_{cs} que es el cociente entre la irradiancia medida y la generada según el modelo de irradiancia de cielo claro.

$$NV_{k_{cs}} = \sqrt{Var(\Delta k_{cs})}$$

Asimismo es de aplicación para medidas de irradiancia directa normal, basando sus cálculos en incrementos de k_{bcs} .

$$NV_{k_{bcs}} = \sqrt{Var(\Delta k_{bcs})}$$

La Variabilidad nominal (NV) es un índice que contempla las variaciones de los índices de claridad de cielo despejado a las que a su vez les realiza la raíz cuadrada de la desviación estándar. Por lo tanto, se tiene en primer lugar buenas mediciones al utilizar el índice de claridad de cielo despejado y como depuración de los datos la introducción de la raíz cuadrada de la desviación estándar de los mismos. Se considera este índice como uno de los más fiables ya que combina mediciones deterministas con la técnica estadística. Además se recomienda su uso en el documento propulsado por el NREL "Best Practices Handbook for the Collection and Use of Solar

Resource Data for Solar Energy Applications”, lo que asegura una gran aceptación dentro de la comunidad científica.

Coefficiente de variación. CV

En la literatura se encuentra otro cuantificador estadístico llamado coeficiente de variación. Definido por Gutiérrez et al. (2017) [25] como el cociente entre la desviación estándar de los elementos analizados y la media de los mismos. Puede ser fácilmente aplicable tanto a la irradiancia global horizontal como a la irradiancia directa normal.

$$CV_{GHI} = \frac{\sigma_{GHI}}{\mu_{GHI}}$$

$$CV_{DNI} = \frac{\sigma_{DNI}}{\mu_{DNI}}$$

El coeficiente de variación (CV) realiza un cociente entre la desviación estándar y la media de los datos medidos diariamente. En el análisis de este cuantificador, aunque utilizado por algunos autores en sus estudios, se llega a la conclusión de que no nos proporciona información útil para el estudio realizado ya que no tiene en cuenta las variaciones intradiarias de la irradiancia, solamente realiza la desviación estándar y la media a los valores de irradiancia totales del día. En este caso, se podrían dar casos en los que se obtengan valores muy altos días en los que la irradiancia haya sido baja sin importar si esta ha variado significativamente durante el día y valores bajos en los que haya habido muchos cambios en la irradiancia pero los valores medidos totales sean altos.

6 DESCRIPCIÓN DE LA BASE DE DATOS

Para la aplicación de los distintos índices se cuenta con las mediciones de irradiancia obtenidas gracias a la estación meteorológica del Grupo de Termodinámica y Energías Renovables (GTER) perteneciente a la Universidad de Sevilla.

Los datos proporcionados por el GTER cuentan con mediciones de irradiancia global horizontal, normal directa y difusa con una frecuencia de monitorización de cinco segundos. Esto implica una buena precisión para la caracterización del recurso solar. La estación meteorológica se sitúa en la ciudad de Sevilla con una latitud de 37,41° Norte, una longitud de 6,01° Oeste y una elevación con respecto del nivel del mar de 12 metros.

Para realizar las mediciones se dispone de diferentes dispositivos que miden la irradiancia solar. Estos son: un piranómetro calibrado de la marca Kipp & Zonen modelo CMP21 que cuenta con una banda de sombra y una bola de sombreado modelo CMP10+, otro piranómetro Kipp y Zonen CMP21 y un pirheliómetro Kipp & Zonen CPH1 Eppley NIP. Gracias al primer piranómetro y a los elementos adicionales de sombra se pueden hacer mediciones sobre la irradiancia difusa, el segundo piranómetro se encarga de obtener mediciones de la irradiancia global horizontal y será el pirheliómetro el que determine la irradiancia normal directa.

La base de datos del GTER cuenta con mediciones desde el año 2000 a la actualidad, en nuestro caso, se han usado valores desde el año 2011 al 2019 debido a la no homogeneidad en el formato de la base de datos en años anteriores. Con esto, se contempla una muestra perfectamente homogénea que presenta datos cada 5 segundos en un intervalo temporal de 9 años.

Se han tenido que hacer algunas correcciones a la base de datos proporcionada, ya que al presentar mediciones en W/m^2 algunos de los datos medidos tenían valor negativo debido a la tolerancia de los aparatos. También se han encontrado pequeños tramos en los que las mediciones se salían fuera de rango, para corregir estas mediciones erróneas se ha aplicado un filtro de datos que establece los máximos registrados sin incidencias de las medidas de irradiancia global horizontal ($1583 W/m^2$) y de la irradiancia normal directa ($1083 W/m^2$). Por último, se ha optado por obviar los valores asociados a mediciones en las que la altura solar es menor a 5° debido a la falta de precisión de los aparatos de medida cuando la luz incidente llega tan oblicua a la estación de medida.

Aún con estas correcciones, se puede verificar que la base de datos es bastante fiable al realizar mediciones con una gran precisión durante todo el intervalo estudiado.

Contar con una base de datos con una frecuencia tan alta como la del GTER hace que nuestro estudio pueda ser calificado como muy fiable, ya que al analizar tal número de datos se ha podido precisar notablemente en las variaciones del recurso solar.

En la gráfica generada del día 1 de enero de 2019 se reflejan tres variables: las mediciones obtenidas por la estación meteorológica de GHI, la curva correspondiente a la irradiancia global extraterrestre (I_0) y la curva obtenida mediante la generación de la irradiancia del modelo de cielo claro (I_{g0_cs}). Los valores de I_0 e I_{g0_cs} son generados sintéticamente a partir de las ecuaciones solares y la localización del emplazamiento. La irradiancia solar extraterrestre se define como la cantidad de energía proveniente del Sol por unidad de área que recibe un punto situado por encima de la atmósfera, gracias a esta definición, se afirma que estos valores son los máximos teóricos que se podrían dar en este emplazamiento si la irradiancia no se atenuara por el efecto de la atmósfera. Con la irradiancia generada por el modelo de cielo claro se obtienen los valores máximos teóricos una vez se atraviesa la atmósfera. Como bien dice su nombre, la irradiancia de cielo claro establece los valores que se darían teóricamente en un emplazamiento durante un día despejado.

Se puede observar como las tres gráficas siguen una distribución de campana de Gauss, en la que si bien las curvas generadas sintéticas tienen una evolución constante, las mediciones obtenidas descienden en los momentos en los que la irradiancia solar se ve obstruida por los fenómenos meteorológicos tales como nubes o partículas en la atmósfera. Las curvas siguen la misma tendencia llegando a los valores máximos en las horas centrales del día, cuando el Sol está en su cénit, y valores mínimos en el orto y el ocaso.

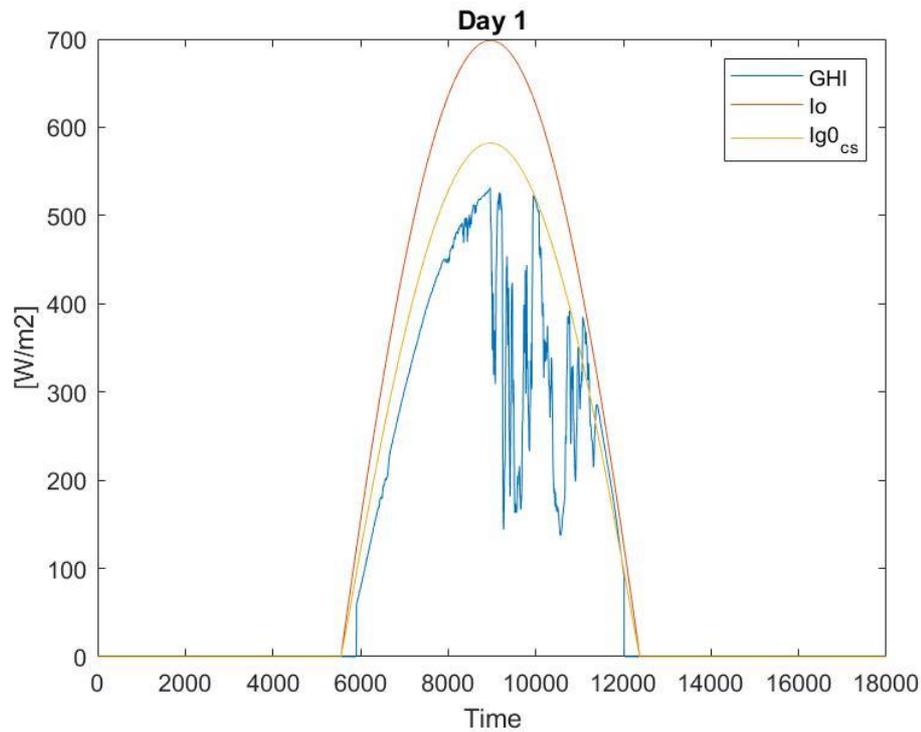


Figura 9. GHI, Io e Ig0_cs día 1 de 2019.

En la siguiente gráfica se muestran los valores medidos por la estación meteorológica en año 2019, previamente corregidos como se indicó anteriormente. Se constata un aumento de los valores máximos en los meses centrales del año debido a la inclinación del eje de la Tierra, llegando a picos en torno a los 1400 W/m². Durante los meses invernales se llegan a valores de unos 500 W/m² aumentando conforme las medidas se alejan de estos meses más fríos.

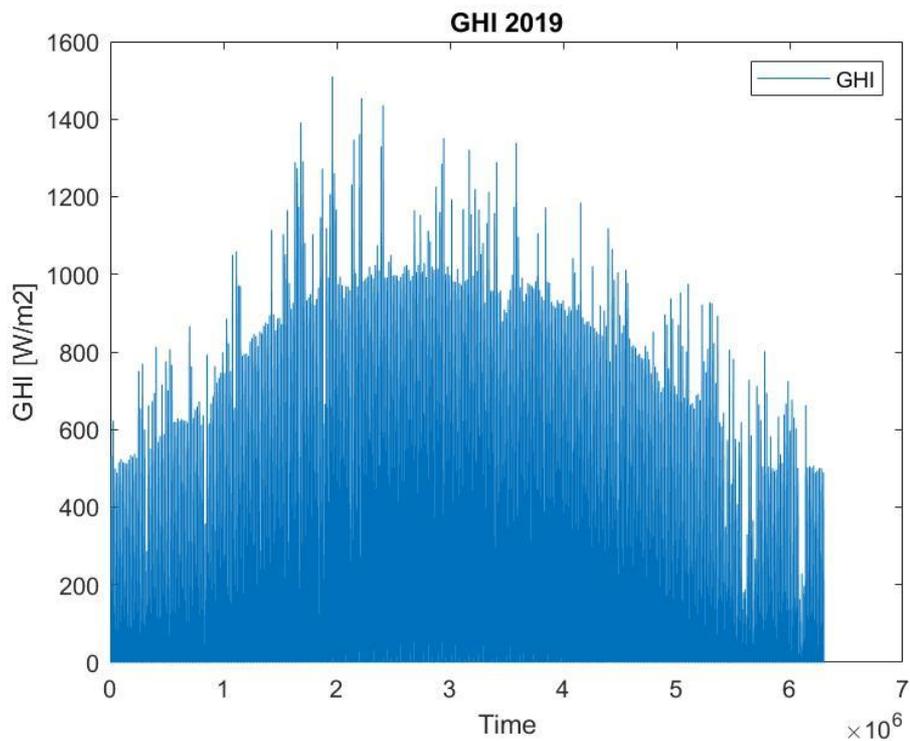


Figura 10. GHI anual 2019.

En la figura 20 se contemplan las mediciones de la DNI y la irradiancia normal directa generada por el modelo de cielo claro ($I_{bn_{cs}}$) para el día 1 de Enero de 2019. Se observan diferencias con respecto a los valores de irradiancia global horizontal. La irradiancia normal directa llega a valores más altos durante el día estudiado, situándose su máximo en unos 900 W/m^2 . Por otro lado, la curva tiene una mayor pendiente en el orto y el ocaso lo que hace que se alcancen valores elevados a horas tempranas y tardías del día. La curva generada por el modelo de cielo claro se ajusta mucho a los valores medidos donde no se ha sufrido una atenuación derivada por el paso de las nubes muy notable.

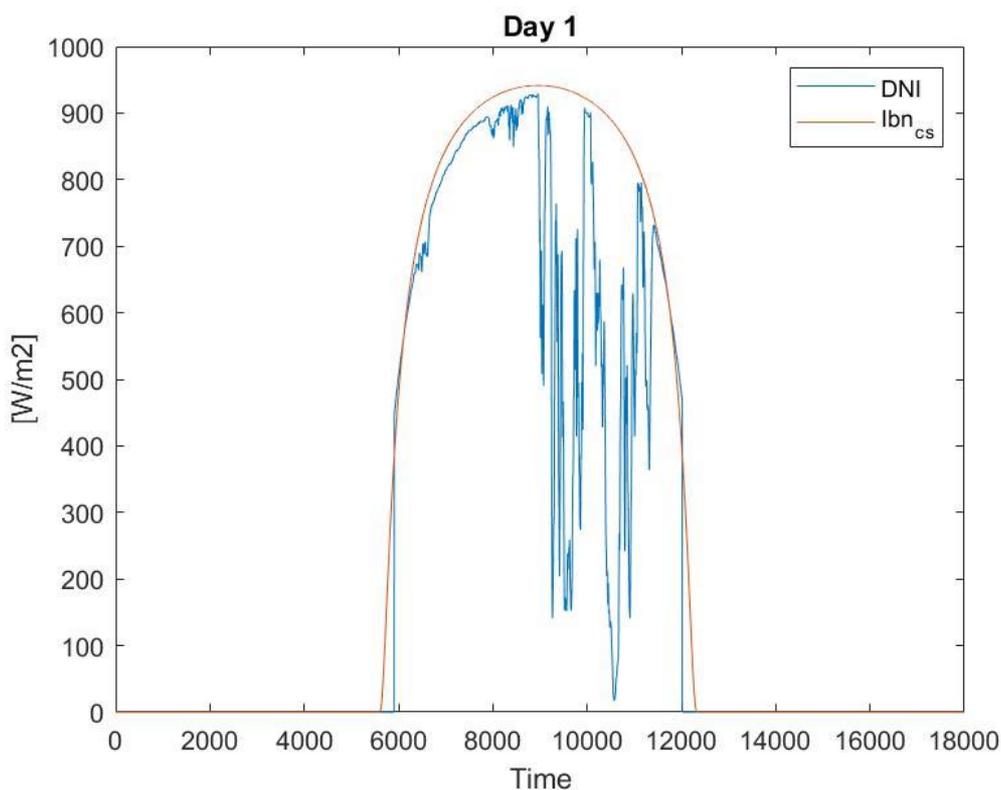


Figura 11. DNI e $I_{bn_{cs}}$ día 1 2019.

La curva anual también presenta diferencias con respecto a la de la global horizontal. Se puede observar rápidamente que sus valores máximos no cambian sustancialmente a lo largo del año, por lo que la irradiancia normal directa puede ser igualmente aprovechable en cualquier estación anual. Si bien, se dan valores más bajos que la GHI en los meses estivales.

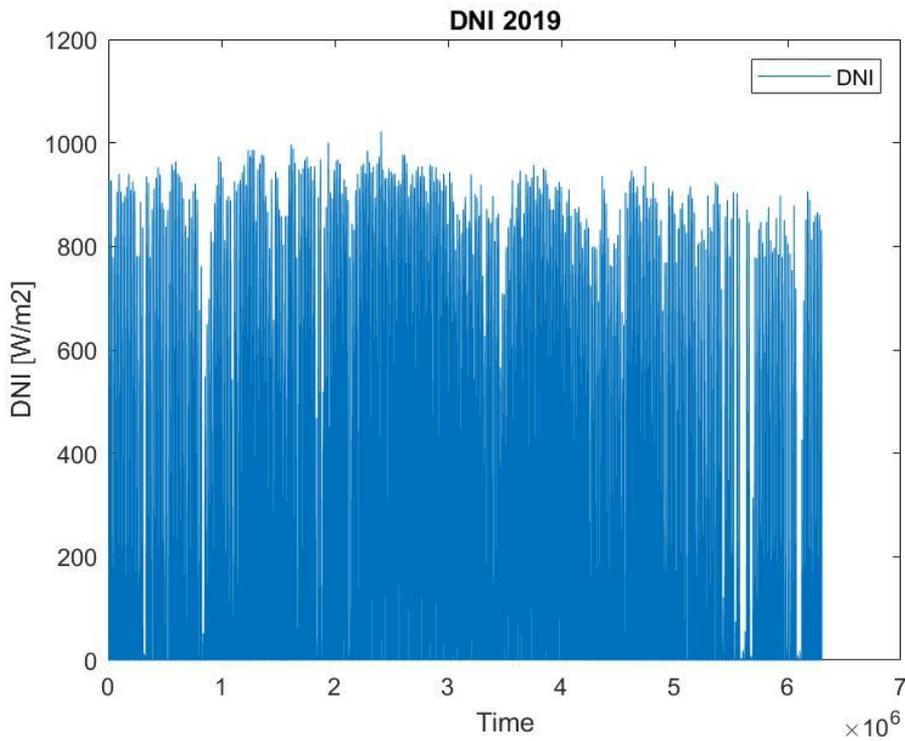


Figura 12. DNI anual 2019.

Estas diferencias sustanciales entre la DNI y la GHI hacen que los sistemas de generación solar renovable sigan dos patrones: la energía solar fotovoltaica, que produce energía a partir de la irradiancia global, generará una mayor cantidad de energía en los meses de verano para las localizaciones del hemisferio norte, mientras que los sistemas de energía solar térmica, que basan su funcionamiento en la irradiancia normal directa, generarán energía de manera más constante a lo largo del año.

Al graficar el total de los datos obtenidos por la estación meteorológica del GTER se obtienen las Figuras 13 y 14 que se corresponden con los valores de GHI y DNI medidos entre los años 2011 y 2019. Se observan las distribuciones mencionadas anteriormente en los dos casos y un tramo correspondiente con las medidas de la irradiancia global de 2012 en el que se dan valores iguales a 0 durante un gran intervalo de tiempo. Se pueden atribuir esas medidas a fallos en la estación meteorológica ya que suponen una diferencia con respecto al total de los datos registrados.

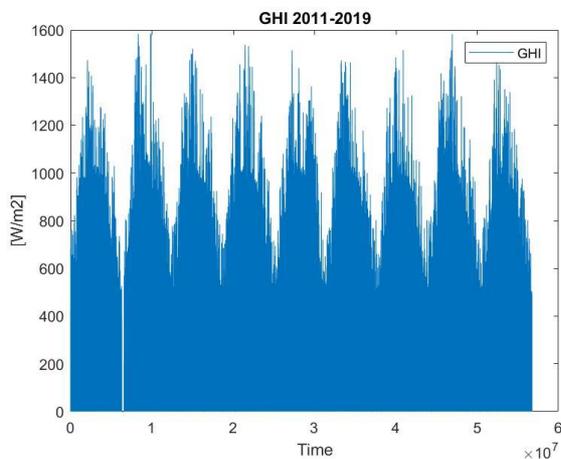


Figura 13. GHI 2011-2019

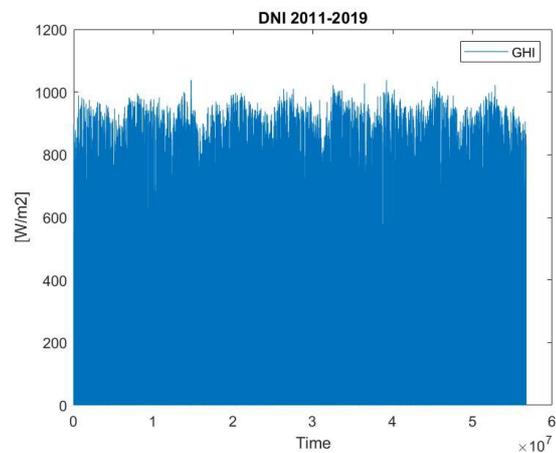


Figura 14. DNI 2011-2019

7 METODOLOGÍA

7.1 Aplicación de los índices a la base de datos seleccionada

En esta sección se aplicarán los diferentes índices a la base de datos del GTER, obteniendo resultados diarios para cada uno de ellos.

Se comenzará representando los índices para el año 2019, lo que proporcionará una visión representativa de como evolucionan los mismos a lo largo de un año. Tal como están definidos los índices no se podrán comparar entre ellos debido a que tienen su propia escala en cada caso. Para solventar este problema se ha realizado una estandarización de los índices que permite ver como actúan en cada día estudiado. Se propone la estandarización según el artículo de R.Blaga et al. (2018) [6], donde a cada resultado revelado por cada índice se le resta la media de los valores y se divide todo entre la desviación estándar. Siendo:

$$\tilde{A} = (A - \mu) / \sigma$$

Donde \tilde{A} es el valor del índice estandarizado, A el valor del índice al aplicar su fórmula, μ su media y σ su desviación estándar.

Atendiendo a los resultados obtenidos entre índices, su facilidad para la implementación y la calidad teórica de los mismos se tendrán suficientes elementos para concretar el índice de variabilidad que nos proporcione una mayor fiabilidad y, por tanto, el más útil para utilizar en estudios posteriores.

La herramienta para el modelado de datos escogida ha sido el programa matemático *Matlab* del que se ha obtenido la licencia gracias al convenio establecido con la Universidad de Sevilla. A partir del programa se han creado diferentes códigos de programación que aplican los índices a la base de datos escogida. Modificando los datos de entrada se pueden representar los índices para todos los años.

Se comenzará por los índices instantáneos, que, aunque no nos proporcionan información a primera vista sobre cada día estudiado, sí constituyen las bases para determinar los índices diarios que se irán calculando.

Índices instantáneos:

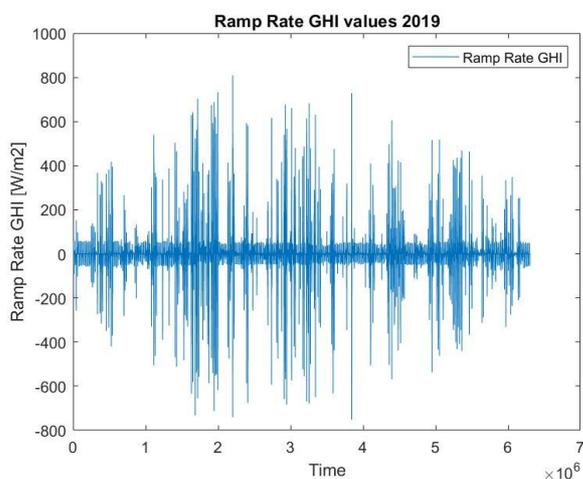


Figura 15. Tasa de rampa GHI 2019.

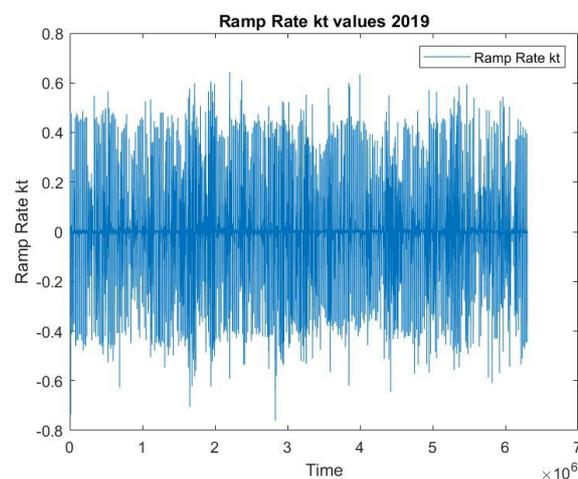


Figura 16. Tasa de rampa k_t 2019.

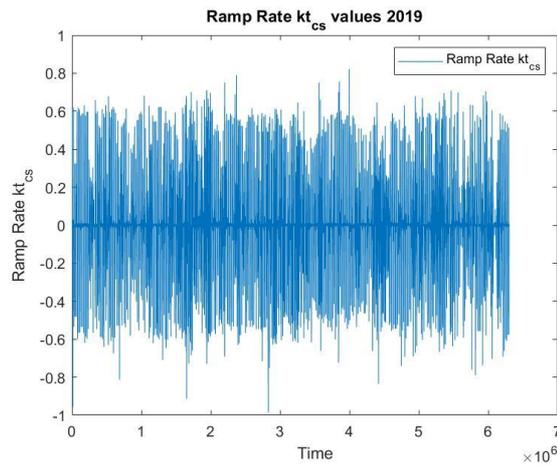


Figura 17. Tasa de rampa k_{tcs} 2019.

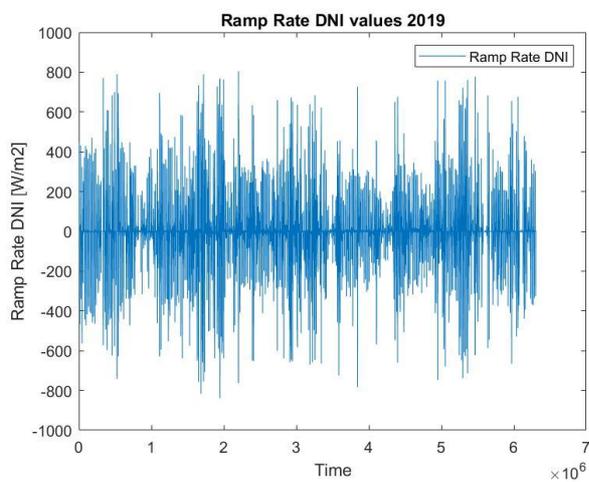


Figura 18. Tasa de rampa DNI 2019.

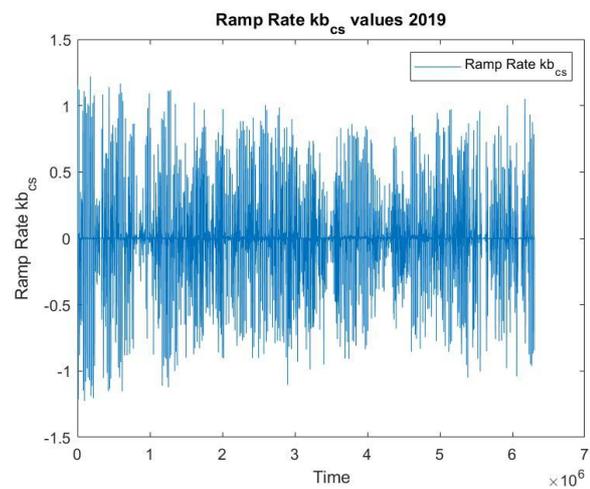


Figura 19. Tasa de rampa k_{bcs} 2019.

Estas gráficas representan las tasas de rampa (RR) del año 2019. La primera muestra las variaciones de la GHI medida. Se puede observar como en los meses estivales se producen variaciones de mayor magnitud, lo que tiene sentido al tener la irradiancia global horizontal máximos más altos en estos días. Se producen fluctuaciones de hasta 800 W/m^2 .

Las figuras 16 y 17 muestran las variaciones del índice de claridad en función de la irradiancia extraterrestre y de la irradiancia generada en el modelo de cielo claro. Se puede observar que muestran un comportamiento similar ya que solo se diferencian en su denominador. Sus valores más altos se postulan cercanos a 0,6 tanto negativos como positivos.

La figura 18 analiza los cambios en la irradiancia directa normal. La principal diferencia con la figura 15 es que estas variaciones son más constantes a lo largo del año, también dándose máximos y mínimos alrededor de los 800 W/m^2 .

Por último se representa la tasa de rampa en función del índice de claridad en función de la DNI para el modelo de cielo despejado. Se comprueba que hay valores mayores que 1 y menores que -1, esto se da debido a que existen valores medidos de la irradiancia directa normal que eventualmente son mayores la curva de la irradiancia directa normal generada. También es de especial mención que los valores más bajos se dan en los meses de verano aunque las medidas de la DNI sean más o menos constantes durante todo el año.

Índices diarios aplicados a la irradiancia global horizontal

Se aplican los índices diarios al año 2019 de la base de datos del GTER con lo que se obtienen las siguientes

gráficas que determinan la variabilidad diaria en función de los parámetros con los que cuenta cada índice.

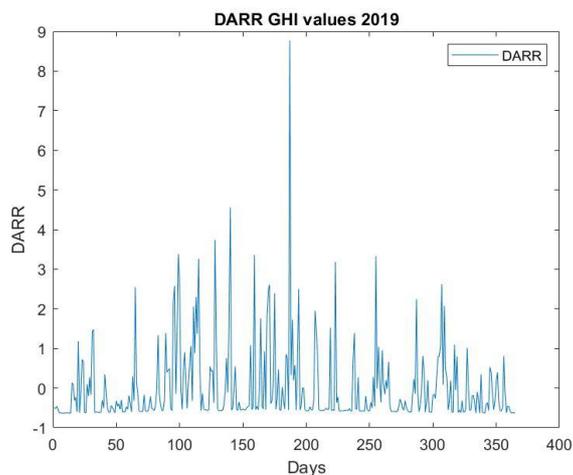


Figura 20. Índice DARR en función de GHI 2019.

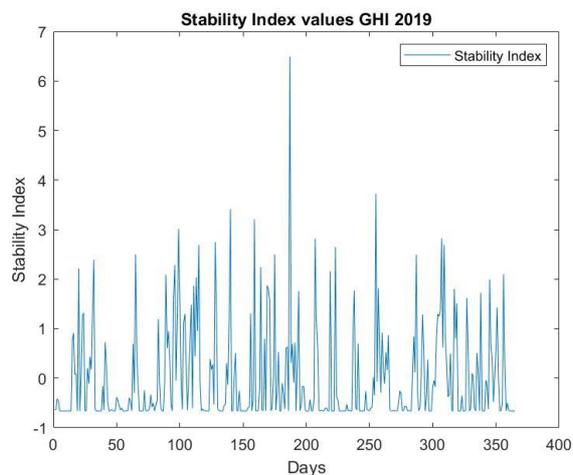


Figura 21. Índice SI en función de GHI 2019

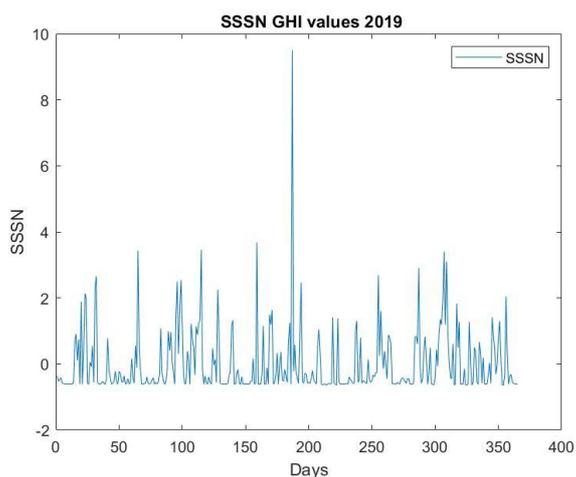


Figura 22. Índice SSSN en función de GHI 2019.

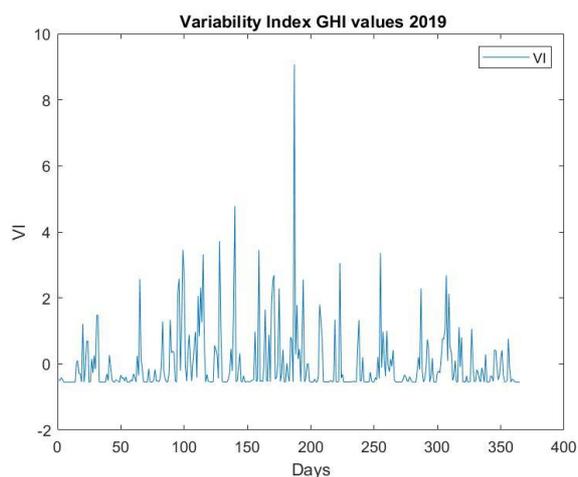


Figura 23. Índice VI en función de GHI 2019.

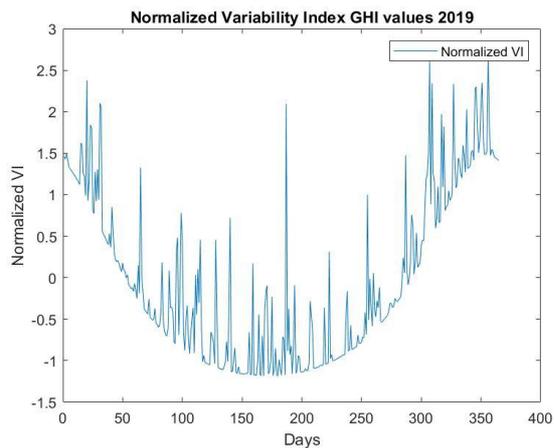


Figura 24. Índice VI' en función de GHI 2019.

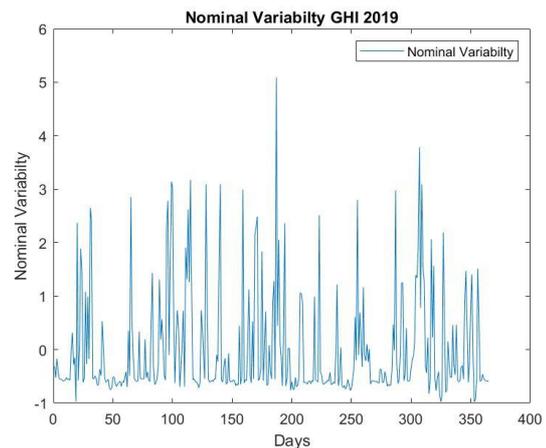


Figura 25. Índice NV en función de GHI 2019.

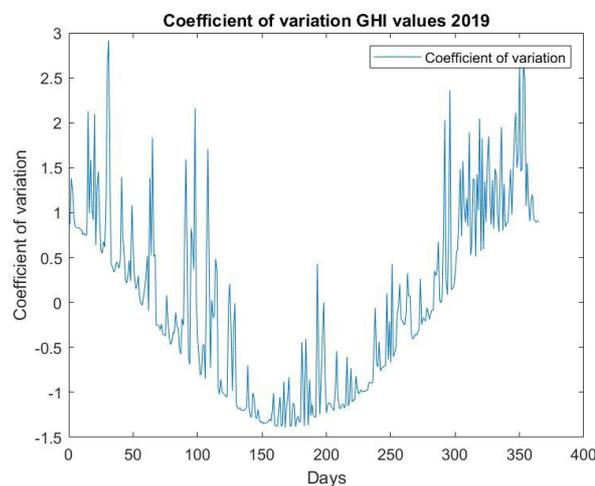


Figura 26. Índice CV en función de GHI 2019.

Comparando las gráficas obtenidas se observa que existen 2 distribuciones diferenciadas. La que siguen los índices DARR, SI, SSSN, VI y NV y la que sigue el VI' y el CV.

La tasa de rampa agregada diaria (DARR) obtiene sus valores más altos en los meses de primavera y otoño donde se puede presuponer que se fueran a dar los días con una mayor variabilidad. En esta grafica se observa un día en la que la variabilidad está muy por encima de los demás valores, siendo casi el triple que los días registrados como los más variables del año.

La figura 21 representa los valores obtenidos del índice de estabilidad (SI). Se observa una distribución parecida a la de la DARR aunque con algunas diferencias. En primer lugar, el valor máximo (día 187) no es tan alto como en la figura 20 teniendo este un valor en torno a 6 puntos y por tanto una menor diferencia con los otros resultados diarios. Como segundo punto diferencial se ve que los valores de los meses invernales no son tan pequeños como en la DARR, lo que supone un matiz que se podrá considerar como que la cuantía de la irradiancia global horizontal medida no es tan importante como la variación en sí. Esto ocurre debido a que este índice basa su funcionamiento en el índice de claridad en vez de en la irradiancia medida.

El número de estabilidad solar (SSSN) presenta valores parecidos a los mencionados anteriormente. Como se comentó en su definición este índice se apoya en la diferencia entre la irradiancia global horizontal y la irradiancia difusa. Al igual que en el caso del SI los valores resultantes son más constantes a lo largo del año.

El índice de variabilidad (VI) proporciona valores muy parecidos a los que marca la DARR. Este índice también

contiene en su fórmula la diferencia entre valores de GHI medidos, aunque introduce en el denominador la diferencia de irradiancias globales horizontales generadas por el modelo de cielo claro.

Por otro lado, la gráfica del índice de variabilidad normalizado (VI') marca valores totalmente diferentes. En la definición de este índice aparece en el denominador el término de los incrementos de la irradiancia de máxima variabilidad. Esto hace que la gráfica generada tenga forma de curva convexa con valores mínimos en los meses de verano (cuando la irradiancia incidente es máxima) y valores más altos en los meses invernales donde la irradiancia es menor. Este factor tiene un efecto determinante en los resultados generados ya que tiene en cuenta la irradiancia total disponible y no tanto la diferencia entre incrementos de la misma. Por lo tanto, el índice de variabilidad normalizado medirá la variabilidad del recurso solar afectándolos notablemente tanto el tramo anual considerado.

En cuanto a la distribución de la variabilidad nominal (NV), se puede ver como existe una diferencia mucho menor entre valores con respecto al primer grupo de índices. La variabilidad nominal utiliza el término de la raíz cuadrada de la varianza de los valores registrados de tasa de rampa en función del índice de claridad generado a partir del modelo de cielo claro. Este término hace que se considere la variabilidad nominal como un índice estadístico y conlleva a una menor diferencia entre los valores diarios de variabilidad. Se observa en su representación valores más constantes que en los otros índices estudiados.

Por último, se representa el coeficiente de variación (CV). Este índice es también de los denominados estadísticos ya que trabaja con la media y la desviación estándar. Su gráfica generada sigue una curva convexa en la que los valores mínimos se dan en verano y en la que existe una gran diferencia entre los resultados estivales e invernales. Al igual que en el índice de variabilidad normalizado extraña observar que en un día en el que existe una variabilidad muy alta (coincidiendo todos los índices), obtengamos un valor tan bajo del CV con respecto a los máximos anuales.

Índices diarios aplicados a la irradiancia normal directa

Al hacer el estudio para las medidas de irradiancia normal directa se aplican solo 5 índices de los 7 estudiados anteriormente, estos son el SI, el VI el VI', el NV y el CV.

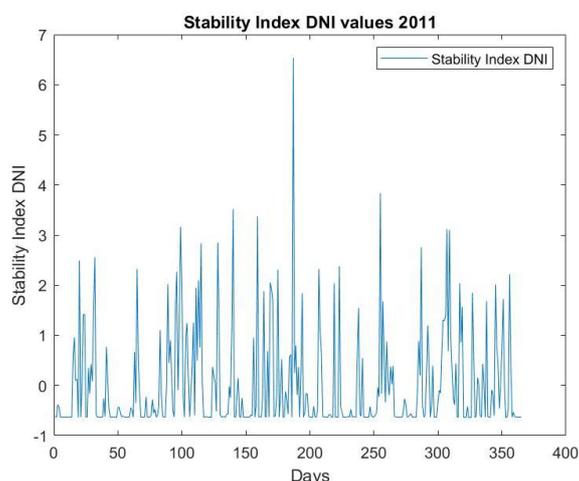


Figura 27. Índice SI en función de DNI 2019.

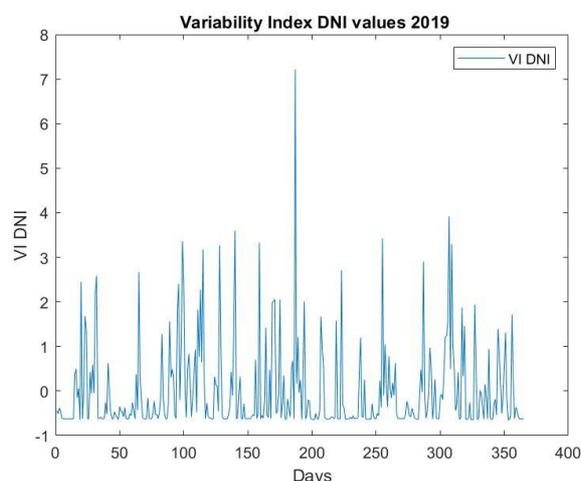


Figura 28. Índice VI en función de DNI 2019.

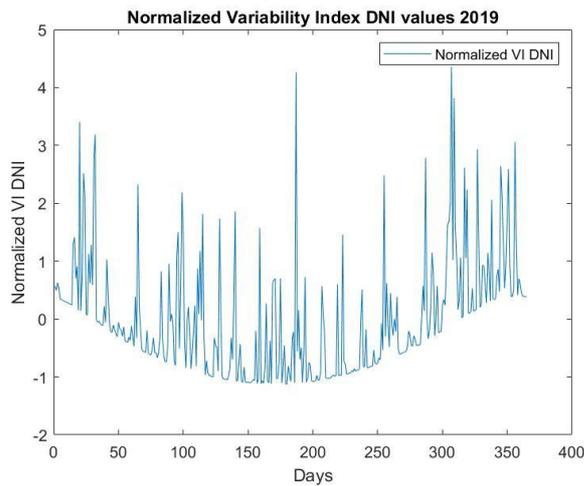


Figura 29. Índice NV en función de DNI 2019.

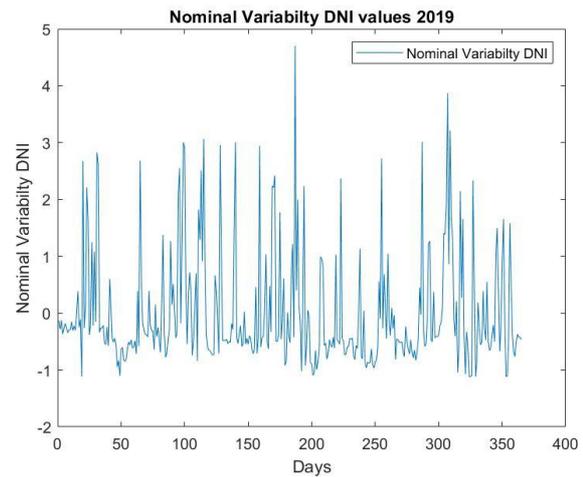


Figura 30. Índice NV en función de DNI 2019.

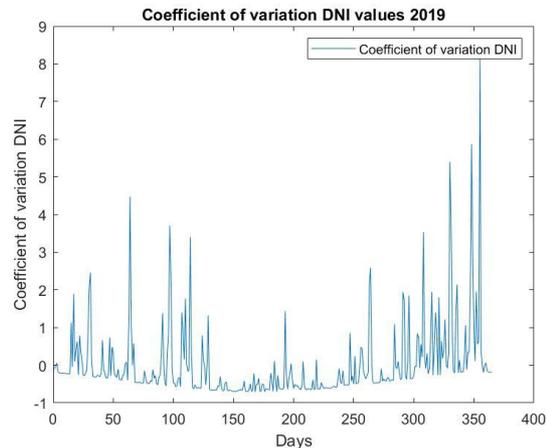


Figura 31. Índice CV en función de DNI 2019.

En la aplicación de los índices a las medidas proporcionadas por el pirheliómetro se obtienen resultados mayoritariamente parecidos a los obtenidos en función de la irradiancia global horizontal.

En este caso, concuerdan las gráficas generadas por el índice de estabilidad y el índice de variabilidad. Se concluye que los resultados obtenidos son bastante parejos aún sin que los índices dependan de los mismos factores. El índice de estabilidad se basa en las diferencias del índice de claridad mientras que el índice de variabilidad en las diferencias entre mediciones de irradiancia normal directa. Hay que tener especial cuidado con la formulación del índice de estabilidad en función de la DNI, ya que para su formulación el valor del umbral de los denominados incrementos inestables se ha calculado a través de una correlación entre las dos variantes del índice de claridad. Esto puede reducir su validez ya que se ha obtenido esta correlación de forma empírica y con un número limitado de datos.

El índice de variabilidad normalizado presenta una curva convexa menos pronunciada que su homóloga en función de la GHI, en la que los valores estivales presentan los valores mínimos anuales aún sin tener tanta diferencia con respecto a los resultados medidos en invierno.

Los resultados de la variabilidad nominal son bastante parejos a los obtenidos con la irradiancia global horizontal, a primera vista se puede ver que no existen muchas diferencias en los resultados a lo largo del año.

Los resultados obtenidos por el coeficiente de variación son los más dispares en cuanto a los recabados en función de la irradiancia global horizontal. Los valores se disparan en los meses más cercanos al invierno y

De la aplicación de los índices en función de las dos medidas obtenidas se vislumbra una concordancia entre resultados. En la siguiente sección se hará una comparativa más detallada de los valores obtenidos por cada índice y se determinará que índice es el más válido para su aplicación en un determinado emplazamiento.

8 RESULTADOS Y ANÁLISIS

8.1 Análisis de los índices en función de la irradiancia global horizontal.

En esta sección se validarán los resultados obtenidos a partir de la aplicación de los índices. Se hará este ejercicio a partir de la comparación de los valores reflejados por los índices y las mediciones de la estación de medida. Para validar la funcionalidad de los índices se realiza una hipótesis en la que se consideran 5 de los días del año con una mayor o menor variabilidad a partir de la interpretación de sus gráficas diarias. Los días escogidos y sus variabilidades asociadas serán: el día 53 considerado muy poco variable, el día 105 como poco variable, los días 187 y 255 serán muy variables y, por último, el día 346 considerado como variable.

Se han seleccionado estos días para tener una buena visión de la irradiancia a lo largo del año. En la validación de los índices se aplicarán los mismos en función tanto de la irradiancia directa normal como de la irradiancia global horizontal para ver cual de los índices podría ser usado con más fiabilidad.

Para categorizar los días en función de los resultados obtenidos por los índices de variabilidad se diferencian cuatro tipos de días dependiendo de los valores que resulten de la aplicación de los índices. Se ha realizado esta diferenciación al comprobar empíricamente que los límites establecidos se corresponden con los tipos de días escogidos en la mayoría de índices.

Se han considerado 4 tipos de días: muy poco variable, poco variable, variable y muy variable.

$$\text{Tipo de día en función del índice estudiado} \left\{ \begin{array}{ll} \tilde{A} \leq -0,5 & \text{Muy poco variable} \\ -0,5 > \tilde{A} \leq 0,5 & \text{Poco variable} \\ 0,5 > \tilde{A} \leq 1,5 & \text{Variable} \\ \tilde{A} \geq 1,5 & \text{Muy variable} \end{array} \right.$$

Siendo \tilde{A} el valor del índice diario estandarizado.

Categorizar los días en función de los valores de los índices tiene dos funciones fundamentales, una la de comprobar la validez de éstos y otra la de proporcionar una visión general sobre la variabilidad en el emplazamiento estudiado.

Las siguientes gráficas muestran la irradiancia global horizontal medida por la estación meteorológica del GTER para los días seleccionados. Una mayor variación en las medidas recabadas implica una mayor variabilidad.

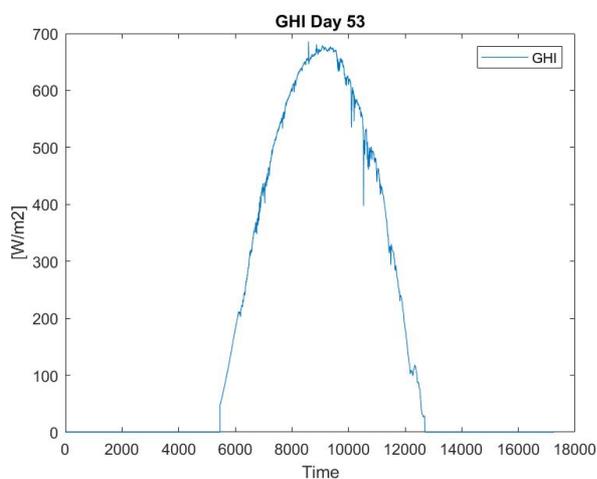


Figura 32. GHI día 53 de 2019.

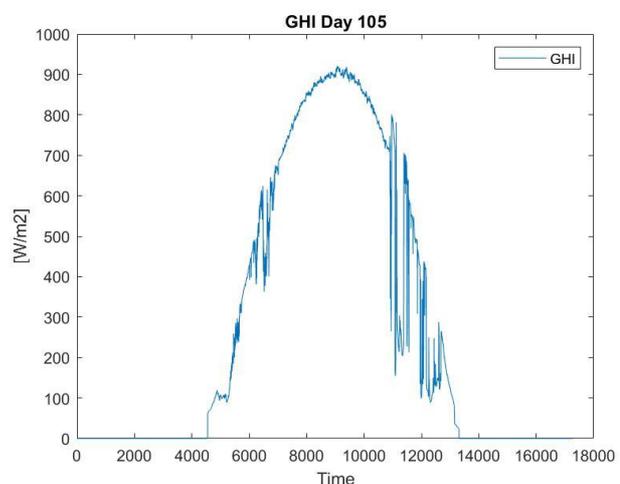


Figura 33. GHI día 105 de 2019.

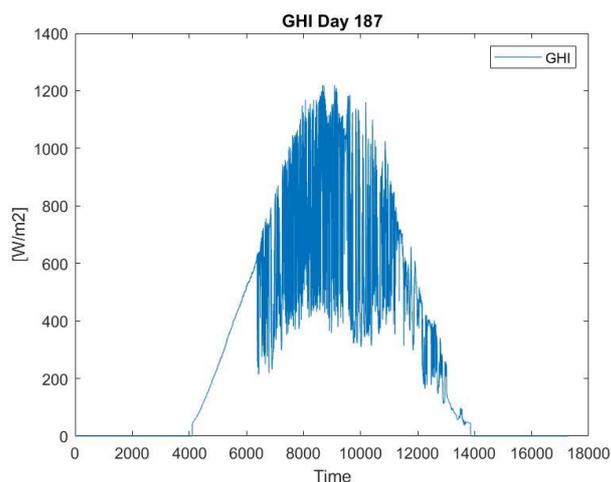


Figura 34. GHI día 187 de 2019.

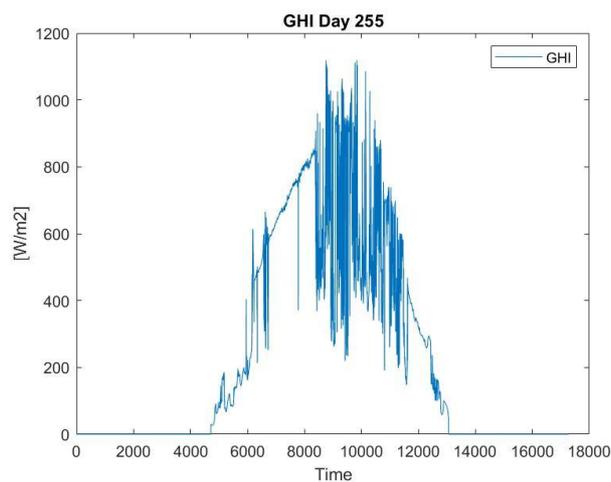


Figura 35. GHI día 255 de 2019.

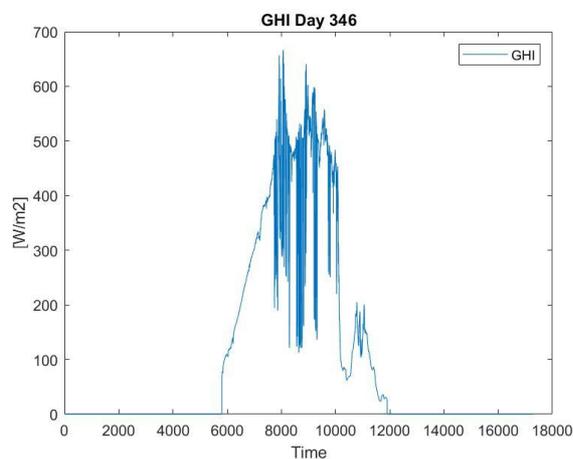


Figura 36. GHI día 346 de 2019.

Al aplicar los índices a estos días se obtienen los resultados que se contemplan en la siguiente tabla. Para una mejor comprensión de la misma se ha plasmado la categorización del tipo de día que considera cada índice. Se representan los tipos de días en 4 colores: muy poco variables de color verde, poco variables amarillo, variables naranja y muy variables de color rojo.

| | DARR | SI | SSSN | VI | VI' | NV | CV |
|---------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|
| DÍA 53 | -0,536 | -0,644 | -0,557 | -0,520 | -0,016 | -0,690 | 0,174 |
| DÍA 105 | 0,077 | 0,277 | 0,108 | 0,012 | -0,694 | 0,410 | -0,469 |
| DÍA 187 | 8,767 | 6,491 | 9,502 | 9,062 | 2,095 | 5,084 | -0,859 |
| DÍA 255 | 3,332 | 3,725 | 2,685 | 3,364 | 1,003 | 2,798 | -0,134 |
| DÍA 346 | 0,402 | 0,666 | 0,884 | 0,417 | 2,299 | 1,473 | 1,885 |

Tabla 1. Valores resultantes de los índices en función de GHI en los días analizados.

Ante los resultados obtenidos se llega a las siguientes conclusiones en función de cada índice de variabilidad. Se realiza un análisis de los mismos a partir de los valores arrojados, la información en que se basa cada índice y su facilidad de implementación.

La tasa de rampa agregada diaria (DARR) se comporta de manera correcta ante los días 53, 105, 187 y 255. En los días de muy poca variabilidad y de poca variabilidad se obtienen resultados satisfactorios. En los días considerados como muy variables (187 y 255) se observa demasiada diferencia entre los resultados, siendo más del doble entre el del día 187 y el 255. En el caso del día 346 se esperaría que diese un resultado más elevado ya que se ha impuesto la condición de día variable con valores del índice entre 0,5 y 1,5.

Para su cálculo solo necesitaríamos valores de irradiancia global horizontal mediante el uso de un piranómetro, por lo que se puede obtener de una forma más fácil y directa. En general se puede constatar que este índice es de buena aplicación para días poco variables pero no funciona tan bien para variabilidades intermedias o muy altas.

El índice de estabilidad (SI) nos refleja los datos esperados en función de los tipos de días que se han considerado en nuestra hipótesis. El día 53 muestra un resultado muy bajo, lo que es de esperar al no haber casi variabilidad en las medidas. En el día 105 se obtiene un valor correcto al no variar demasiado la irradiancia. Los días 187 y 255 también ofrecen resultados esperables ya que son valores altos aunque no tan diferenciados como en otros casos. Por último, para el día 346 se podría esperar un resultado mayor, ya que al examinar la gráfica y compararla con la del día 105 se comprueba que hay bastante diferencia de variabilidad entre las irradiancias medidas.

Como se mencionó al presentarlo, este índice tiene una premisa que puede introducir a controversia y es el umbral que determina si un incremento es inestable o no. Aún con esto, es un índice que no tiene dificultad para su cálculo ya que solo depende de las medidas de irradiancia global valiéndose de un piranómetro para la recogida de datos. Como punto en contra podemos constatar que necesitaríamos realizar el modelo de irradiancia global extraterrestre para la obtención del parámetro k_t sobre el que se apoya, siendo este menos preciso que k_{ics} que se determina con el modelo de cielo despejado. En general se contempla como un índice útil para medir la variabilidad de la irradiancia global horizontal.

El número de estabilidad solar (SSSN) también nos muestra valores coherentes con las hipótesis realizadas. Funciona de manera muy correcta ante todos los días analizados aunque el resultado del día 187 es demasiado elevado con respecto al del día 255. Otro punto a tener en cuenta es que para determinarlo necesitamos un piranómetro con una banda de sombra ya que se basa en la diferencia entre irradiancia global e irradiancia difusa, una vez solventado este problema su cálculo es rápido y sencillo. Se concluye que es un índice preciso y de fácil aplicación.

El índice de variabilidad (VI) se comporta de manera precisa en los días en los que hay muy poca o poca variabilidad, en cambio, en un día variable como el 346 el resultado generado por el índice es muy bajo con respecto al esperado. Para los días de muy alta variabilidad, si bien, los identifica correctamente, existe mucha diferencia entre dos días de los cuales se podrían esperar resultados más cercanos entre sí. Para su aplicación se necesita de un piranómetro con el que obtener datos de la GHI y el modelado de la irradiancia global de cielo claro. Se deduce que no es un índice totalmente preciso para concretar variabilidades medias o altas.

El índice de variabilidad normalizado (VI') no puede ser considerado un buen índice en su variante de la irradiancia global horizontal a partir de las hipótesis que se han considerado. Al representarse anualmente como una curva cóncava, en la que los valores más bajos son los de los meses centrales, los valores obtenidos en los días mas cercanos al invierno son muy elevados para la poca variabilidad que se puede constatar en sus graficas de irradiancia. Con este índice se introduce una dificultad añadida con respecto al índice de variabilidad y es el concepto de irradiancia de máxima variabilidad, si bien una vez tenemos el modelo de cielo claro no es complicado su cálculo. Ante los resultados obtenidos no se puede concluir que sea un índice valido para el estudio realizado.

La variabilidad nominal (NV) sí que representa a la perfección los resultados previstos ante la formulación de

las hipótesis. Los valores obtenidos tienen total coherencia con lo previsto, siendo las diferencias entre ellos las previsible dadas sus curvas de irradiancia global horizontal. Se puede ver como no tiene una gran dependencia con la estacionalidad de cuando se realizan las medidas, y determina de una buena forma la variabilidad diaria en un emplazamiento. Esto hace que sea el idóneo para analizar de la mejor manera el recurso solar. Para su cálculo se necesitan de mediciones obtenidas a través de un piranómetro, el modelo de cielo claro y realizarle la raíz cuadrada de la varianza a los incrementos de k_{tcs} obtenidos. La problemática de este índice ha sido el tiempo de procesamiento necesario para su obtención, llegando a sobrepasar en 10 veces el tiempo empleado para el cálculo de otros índices. Hasta ahora puede ser considerado como el mejor índice de entre los analizados.

El coeficiente de variación (CV) no aporta información correcta sobre la variabilidad en esta variante. Al igual que el índice de variabilidad normalizado el aumento de los valores en los meses de invierno proporciona resultados incoherentes con lo previsto. Para su cálculo solo necesitaríamos hacer la desviación estándar de los valores intradiarios de la irradiancia global horizontal y dividirlos por su media por lo que determinarlo es relativamente sencillo. Aún con esta facilidad en su implementación y el uso de elementos estadísticos no se puede considerar fiable para determinar la variabilidad de un emplazamiento en su variante en función de la GHI.

Una vez analizados los índices a través su validación en días concretos se realiza un proceso en el que se determina la cantidad de cada tipo de día considerado en función de cada índice. Como se ha explicado anteriormente se categorizan los días en cuatro tipos: tipo 1: muy poco variable; tipo 2: poco variable; tipo 3: variable y tipo 4: muy variable. Este ejercicio permite conocer el porcentaje anual de cada tipo de día que arroja cada índice. Al igual que en la sección anterior, se realiza esta técnica para los valores de 2019 que posteriormente se compararán con los valores resultantes de aplicar los índices a toda la base de datos proporcionada.

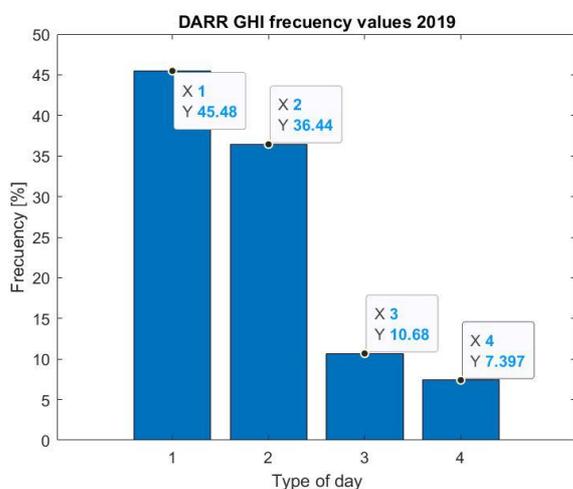


Figura 37. Valor porcentual de cada tipo de día según DARR en función de GHI 2019.

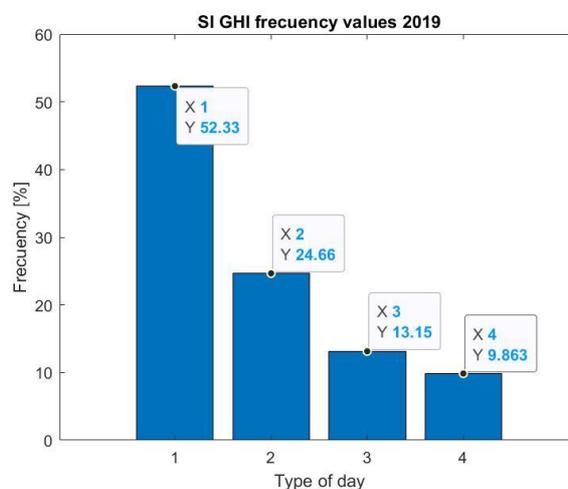


Figura 38. Valor porcentual de cada tipo de día según SI en función de GHI 2019.

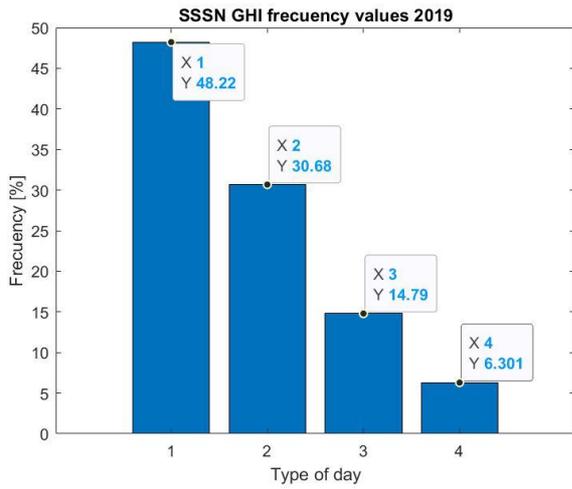


Figura 39. Valor porcentual de cada tipo de día según SSSN en función de GHI 2019.

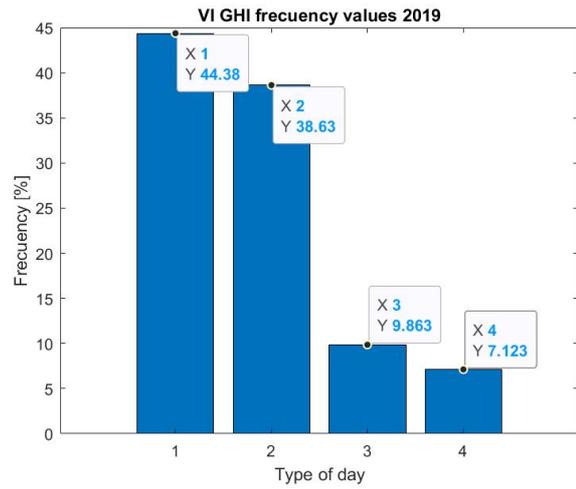


Figura 40. Valor porcentual de cada tipo de días según VI en función de GHI 2019.

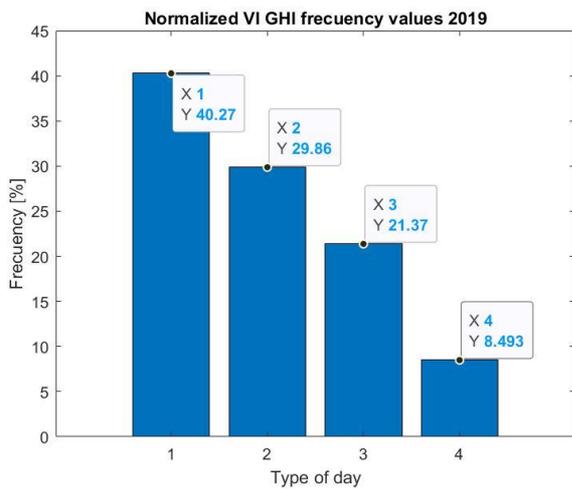


Figura 41. Valor porcentual de cada tipo de día según VI en función de GHI 2019.

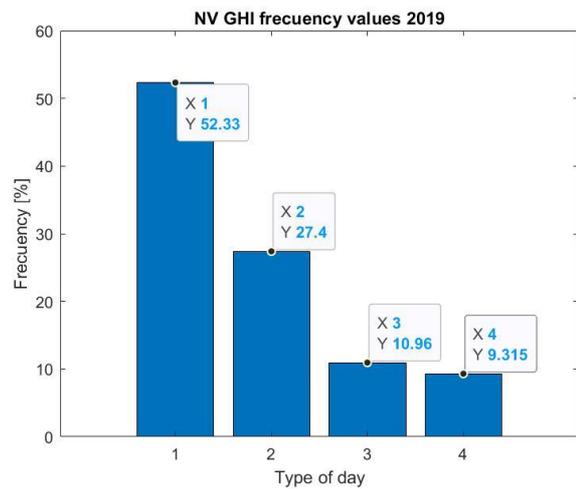


Figura 42. Valor porcentual de cada tipo de día según VI' en función de GHI 2019.

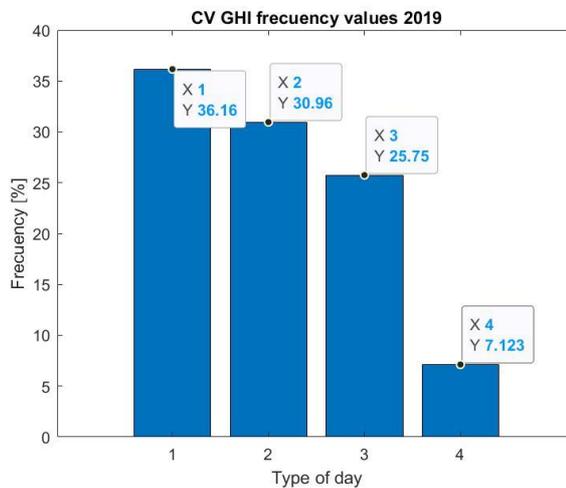


Figura 43. Valor porcentual de cada tipo de día según CV en función de GHI 2019.

Si se atiende a los índices considerados con un buen comportamiento ante el análisis, se observan resultados parejos en cada tipo de día estudiado. Los índices SI, SSSN y NV obtienen alrededor de un 50 % de días muy poco variables, un 25 % de días poco variables y un 10 % de días variables y muy variables. Esto verifica el análisis de los índices en función de la hipótesis escogida.

Los demás índices que se han calificado de competentes (DARR y VI) no están muy lejos de los resultados de los otros, aunque con una mayor cantidad de días poco variables en detrimento de los muy poco variables.

Los índices VI' y CV aún sin mostrar resultados disparatados en este sentido, no se pueden considerar fiables al aplicarlos a la irradiancia global horizontal.

Para observar el número de días que hay de cada tipo en el año 2019 en función de cada índice, se proporciona la siguiente tabla comparativa.

| | DARR | SI | SSSN | VI | VI' | NV | CV |
|-----|------|-----|------|-----|-----|-----|-----|
| MPV | 166 | 191 | 176 | 162 | 147 | 191 | 132 |
| PV | 133 | 90 | 112 | 141 | 109 | 100 | 113 |
| V | 39 | 48 | 54 | 35 | 78 | 40 | 94 |
| MV | 27 | 36 | 23 | 26 | 31 | 34 | 26 |

Tabla 2. Número de días según índices en función de GHI 2019.

Ante lo expuesto, se concluye que el mejor índice aplicable a la irradiancia global horizontal es la variabilidad nominal (NV). Sus resultados para el año 2019 son un total de 40 días variables y 34 días muy variables, lo que supone un total del 20,3 % entre los dos. Habrá que tener en cuenta estos valores para la implementación de sistemas fotovoltaicos en este emplazamiento.

8.2 Análisis de los índices en función de la irradiancia normal directa.

Se realizará el mismo ejercicio con los índices aplicados a la irradiancia normal directa, escogiendo los mismos 5 días y viendo los resultados que brinda cada índice.

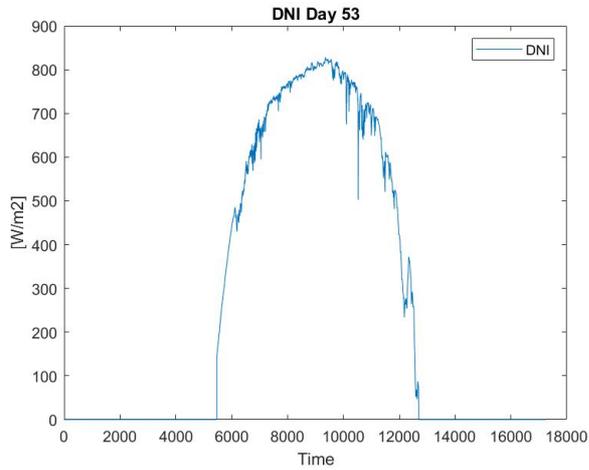


Figura 44. DNI día 53 de 2019.

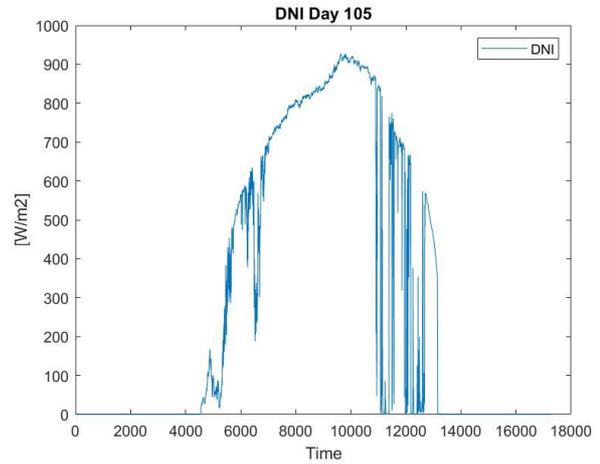


Figura 45. DNI día 53 de 2019.

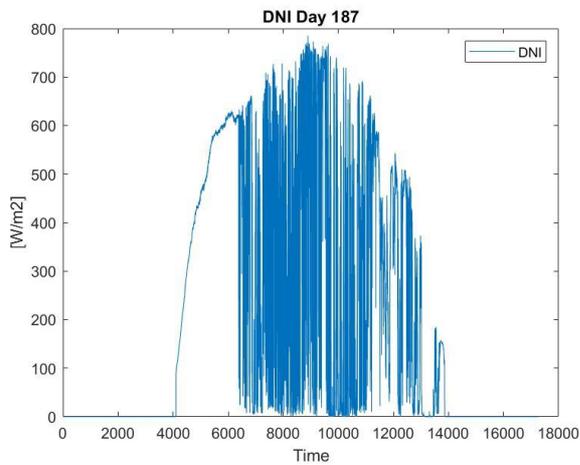


Figura 46. DNI día 187 de 2019.

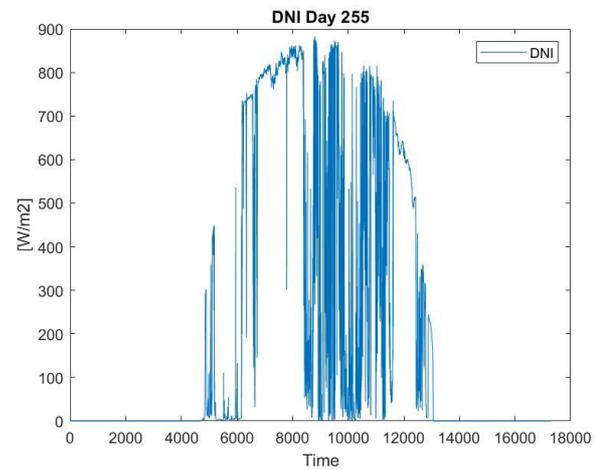


Figura 47. DNI día 255 de 2019

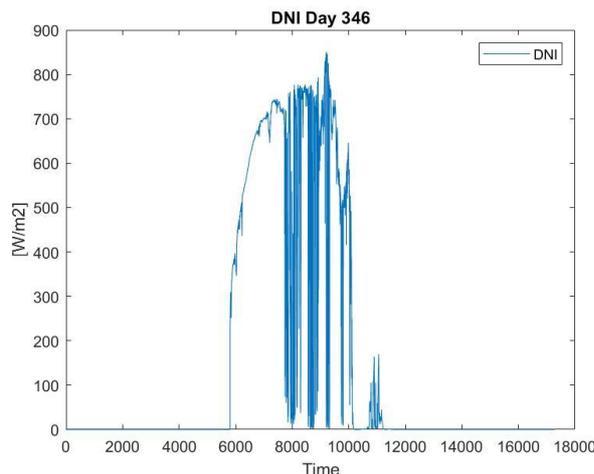


Figura 48. DNI día 346 de 2019

Ante la distribución de la irradiación normal directa medida en los días estudiados se puede vislumbrar la variabilidad de los mismos al igual que se ha hecho anteriormente, siendo: el día 53 muy poco variable, el 105 poco variable, el 187 y el 255 muy variables y el 346 variable.

Se aplican los índices en función de la irradiación normal directa para su validación y el análisis de los mismos.

| | SI | VI | VI' | NV | CV |
|---------|--------|--------|--------|--------|--------|
| DÍA 53 | -0,686 | -0,579 | -0,296 | -0,849 | -0,318 |
| DÍA 105 | 0,207 | 0,189 | -0,281 | 0,388 | -0,322 |
| DÍA 187 | 6,531 | 7,215 | 4,260 | 4,703 | -0,269 |
| DÍA 255 | 3,837 | 3,420 | 2,481 | 2,721 | -0,042 |
| DÍA 346 | 0,737 | 0,937 | 2,141 | 1,499 | 0,340 |

Tabla 3. Valores resultantes de los índices en función de DNI en los días analizados.

Los resultados obtenidos permiten valorar la fiabilidad de cada índice en función de la irradiación normal directa.

El índice de estabilidad (SI) se comporta de una manera muy correcta ante la hipótesis barajada. Concretando el día 53 como muy poco variable, el día 105 como poco variable, los días 187 y 255 como muy variables y el día 346 como variable. Aún con los valores dentro de los rangos estipulados vemos una excesiva cercanía entre los resultados del día 105 y el 346. Para la aplicación de este índice será necesario el uso de un pirheliómetro que mida los datos de la irradiación normal directa, la generación de irradiación normal directa sintética haciendo uso de la irradiación normal extraterrestre y la determinación de una correlación que pueda trasladar el umbral que determina si los incrementos en el índice de fracción de haz son estables o inestables. En el presente trabajo se ha determinado esta correlación haciendo uso de medidas del índice de claridad en función de la GHI y DNI. El valor del umbral, por tanto, dependerá de la calidad de la correlación efectuada por lo que tiene un componente que dependerá de los datos proporcionados con anterioridad.

El índice de variabilidad (VI) también proporciona buenos resultados con respecto a la hipótesis. Categoriza los 5 días como se previó, además mejora los resultados con respecto al SI ya que existe una mayor diferencia entre

los días 105 y 346. Por otro lado, sí que existe una mayor diferencia entre los días de más variabilidad comparándolo con el índice de estabilidad. Para su implementación se necesitará también de un pirheliómetro y de la generación sintética de la irradiancia del modelo de cielo despejado. Se concluye como un buen índice aplicable a la irradiancia normal directa.

El índice de variabilidad normalizado (VI') aunque no obtiene resultados completamente coherentes se posiciona mejor que su homólogo en función de la irradiancia global horizontal. La gran pega de este índice es la dependencia que muestra al día del año al que se aplique debido a contener en su denominador la irradiancia de máxima variabilidad. Debido a este concepto los valores invernales son mayores que los estivales en cualquiera de sus variaciones aunque más si cabe en su variante de la irradiancia global horizontal. No se puede calificar este índice como fiable ya que muestra errores graves en días como el 53 y el 346.

Al igual que en el caso de la irradiancia global horizontal, la variabilidad nominal (NV) proporciona resultados muy satisfactorios. En todos los días estudiados el índice analiza la variabilidad del emplazamiento tal como se ha supuesto, además los resultados no presentan dependencia con la estación escogida ni una gran diferencia entre ellos. Para su aplicación se necesita como en todos los casos un pirheliómetro con el que se obtienen los datos y la generación sintética de la irradiancia normal directa del modelo claro. Este índice, al igual que su homólogo, ha necesitado de un tiempo de procesamiento muy superior a los antes mencionados. Aún con esto, se considera el mejor índice de entre los estudiados en función de la irradiancia normal directa para caracterizar la variabilidad de la irradiancia solar de un emplazamiento.

El último índice que se analiza es el coeficiente de variación (CV) en función de la DNI. Este índice como se puede comprobar no analiza la variabilidad nada satisfactoriamente. Dispone todos los días estudiados como poco variables lo que no tiene sentido al ver sus gráficas de irradiancia. Se concluye que este índice no es competente a la hora de analizar la variabilidad diaria.

Se ha realizado el mismo ejercicio que en el apartado anterior y se muestran los resultados porcentuales de cada tipo de día especificado en función de cada índice para el año 2019. Una vez realizado esto, se comparan los resultados con los obtenidos en función de la irradiancia global horizontal.

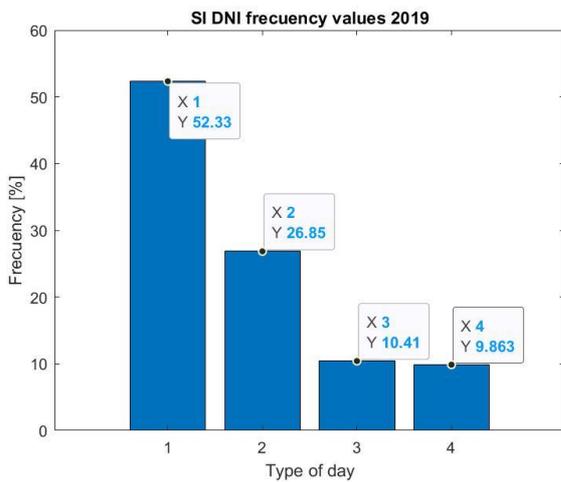


Figura 49. Valor porcentual de cada tipo de día según SI en función de DNI 2019.

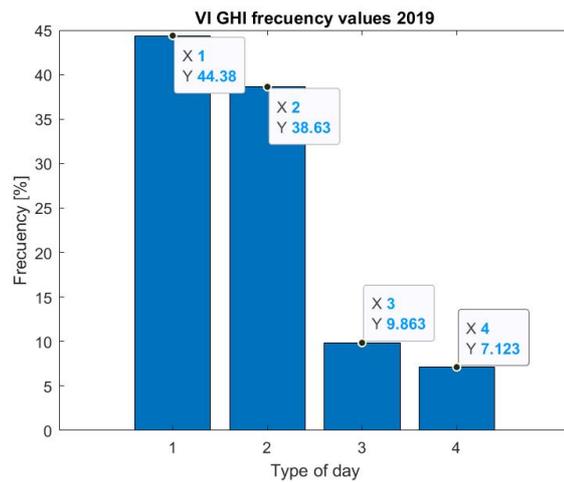


Figura 50. Valor porcentual de cada tipo de día según VI en función de DNI 2019.

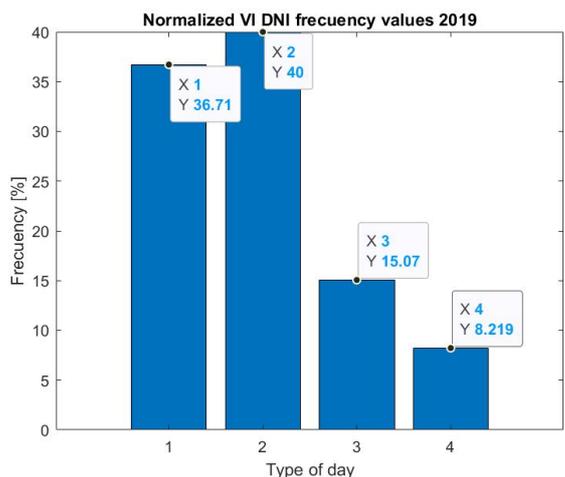


Figura 51. Valor porcentual de cada tipo de día según VI en función de DNI 2019.

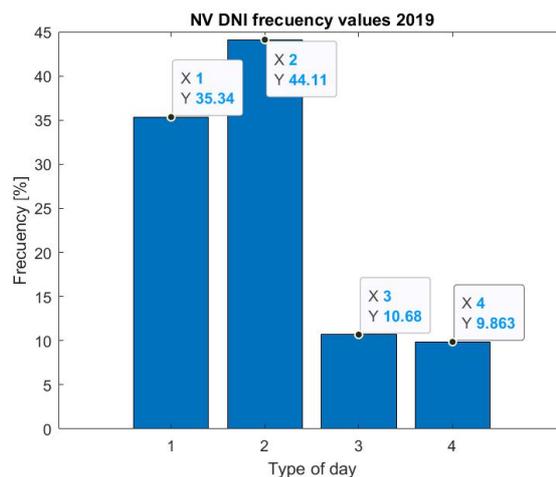


Figura 52. Valor porcentual de cada tipo de día según NV en función de DNI 2019.

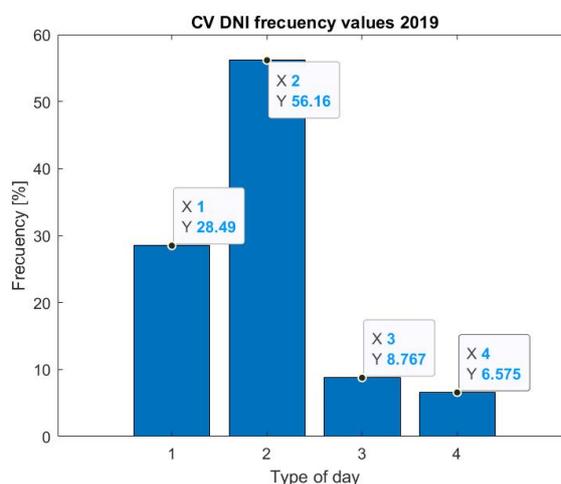


Figura 53. Valor porcentual de cada tipo de día según CV en función de DNI 2019.

De entre los resultados ofrecidos por los índices solo se tendrán en cuenta los que se han valorado con un comportamiento coherente, en este caso son el índice de estabilidad (SI), el índice de variabilidad (VI) y la variabilidad nominal (NV). El índice de estabilidad obtiene un alrededor de 50 % de días muy poco variables, 25% de días poco variables y 10 % de días variables y muy variables. El índice de variabilidad al ser aplicado estipula alrededor del 45 % de días muy poco variables, 35 % de días poco variables, 10 % de días variables y 8 % de días muy variables. Por último la variabilidad nominal muestra un 35 % de días muy poco variables, 45 % de días poco variables y 10 % de días variables y muy variables.

Al igual que en el caso de la irradiancia global horizontal se compondrá una tabla que determina el número de tipo de días que existen en función de cada uno de los índices.

| | SI | VI | VI' | NV | CV |
|-----|-----|-----|-----|-----|-----|
| MPV | 191 | 162 | 134 | 129 | 104 |
| PV | 98 | 141 | 146 | 161 | 205 |
| V | 38 | 36 | 55 | 39 | 32 |
| MV | 36 | 26 | 30 | 36 | 24 |

Tabla 4. Número de días según índices en función de DNI 2019.

Los resultados de los índices aplicados a la irradiancia normal directa para el año 2019 se corresponden en gran medida con los que han resultado aplicando los índices a la irradiancia global horizontal. Debido a esto se concluye que es indiferente analizar la variabilidad de la irradiancia en función de la componente global horizontal o de la normal directa. Atendiendo al análisis expuesto anteriormente se considera la variabilidad nominal como el índice más fiable.

La variabilidad nominal determina 39 días variables y 36 días muy variables suponiendo un total de 75 días, lo que se corresponde casi a la perfección con los valores resultantes de la variabilidad nominal en función de la GHI. Por lo tanto, el estudio realizado determina que para variabilidades medias-altas la variabilidad nominal puede utilizarse tanto en función de la irradiancia global horizontal como de la normal directa.

8.3 Aplicación de los índices al total de la base de datos consultada.

Como colofón a la investigación se representan los índices al total de la base de datos proporcionada por el GTER. Esta aplicación proporcionará una mejor comprensión de la variabilidad de la irradiancia en el emplazamiento dado. Aunque se representan los valores de todos los índices, el estudio se centrará en la aplicación de la variabilidad nominal al ser considerado como el más fiable para determinar la variabilidad.

Una vez se obtengan los resultados de los índices y el porcentaje de tipos de días que se dan a lo largo de los años se compararán con los obtenidos para el año 2019 para intentar dilucidar si con el análisis anual es suficiente para determinar la variabilidad de la irradiancia en un emplazamiento.

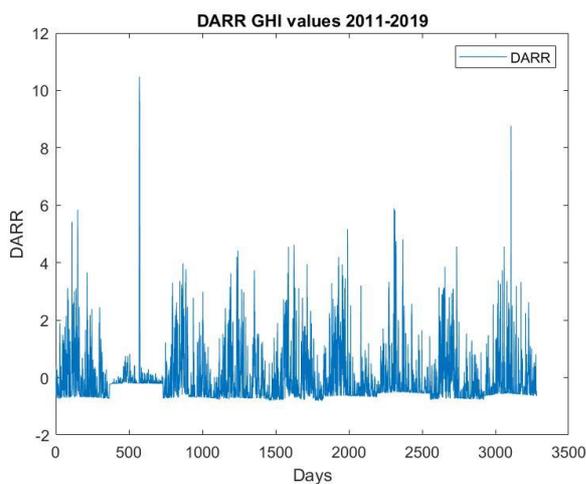


Figura 54. Índice DARR en función de GHI 2011-2019.

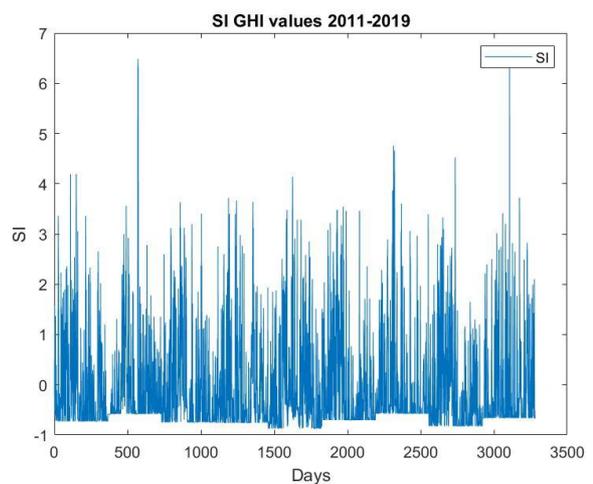


Figura 55. Índice SI en función de GHI 2011-2019.

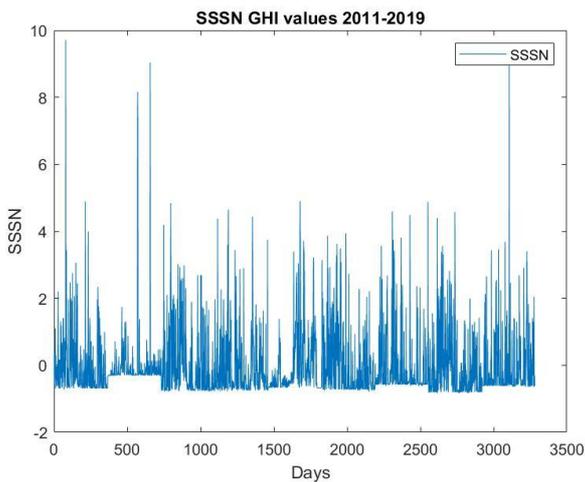


Figura 56. Índice SSSN en función de GHI 2011-2019.

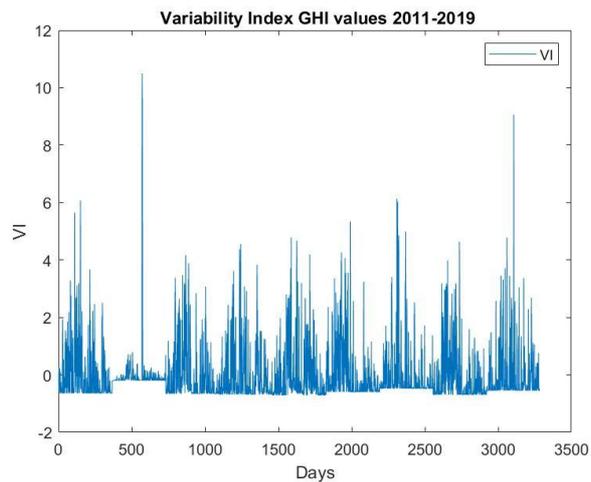


Figura 57. Índice VI en función de GHI 2011-2019.

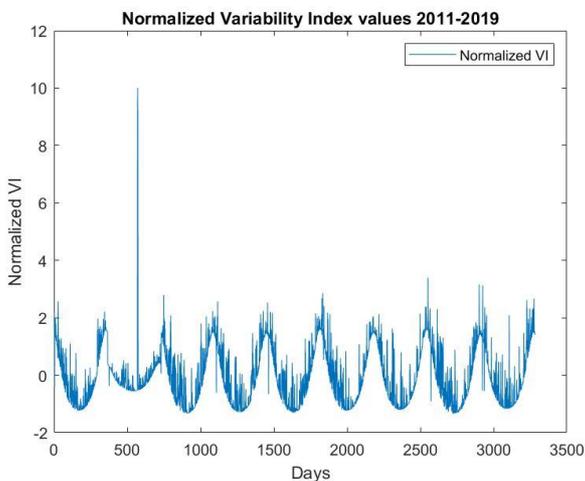


Figura 58. Índice NV en función de GHI 2011-2019.

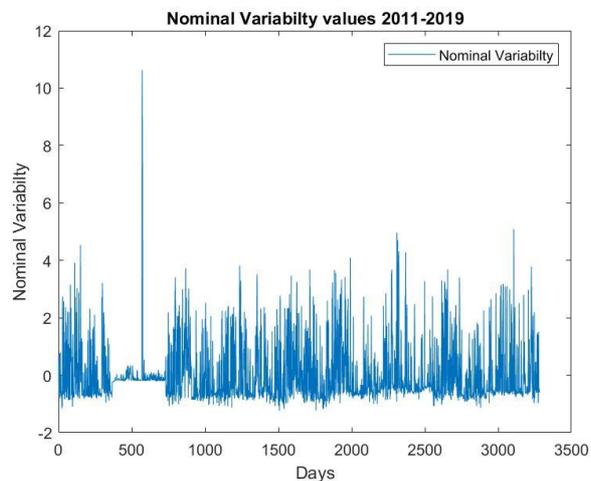


Figura 59. Índice NV en función de GHI 2011-2019.

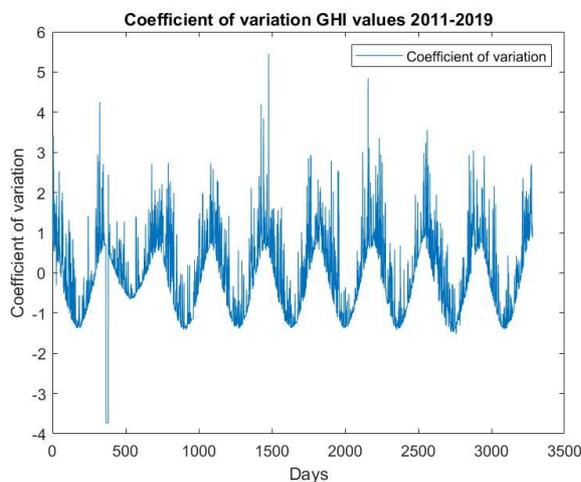


Figura 60. Índice CV en función de GHI 2011-2019.

En las gráficas anteriores se muestran los valores resultantes de los índices en función de la GHI para los años comprendidos entre 2011 y 2019. Se diferencian los años estudiados ya que siguen la misma tendencia que el año anteriormente analizado. Se observa una anomalía en el año 2012 como se recalcó en la sección 6, presuntamente debido a errores en los aparatos de medida. Esto puede suponer errores en la determinación de los tipos de días que se analizan. Al revisar los valores obtenidos llegamos a la conclusión de que aquellos generados en 2012 no son válidos para el estudio debido a que siguen una tendencia demasiado diferente con respecto a los otros. Estos datos suponen un 11 % del total de los analizados.

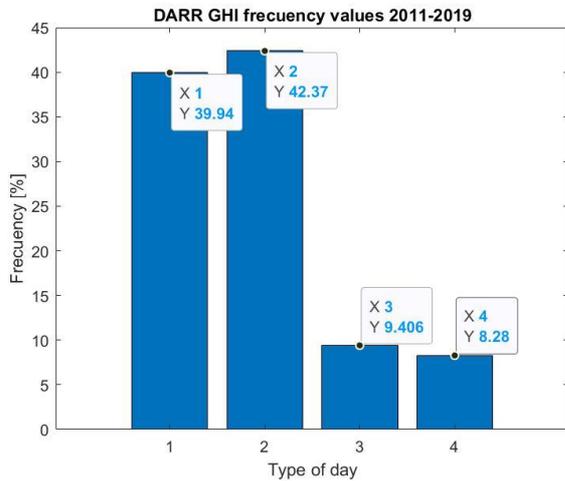


Figura 61. Valor porcentual de cada tipo de día según DARR en función de GHI 2011-2019.

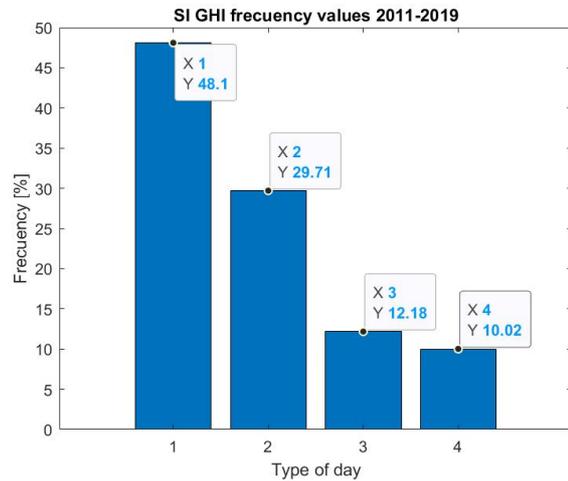


Figura 62. Valor porcentual de cada tipo de día según SI en función de GHI 2011-2019.

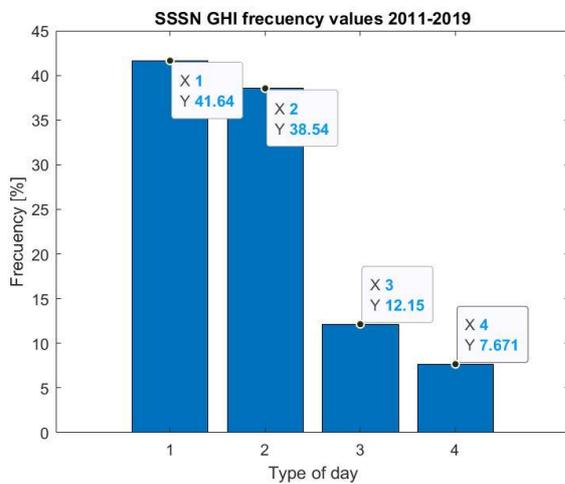


Figura 63. Valor porcentual de cada tipo de día según SSSN en función de GHI 2011-2019.

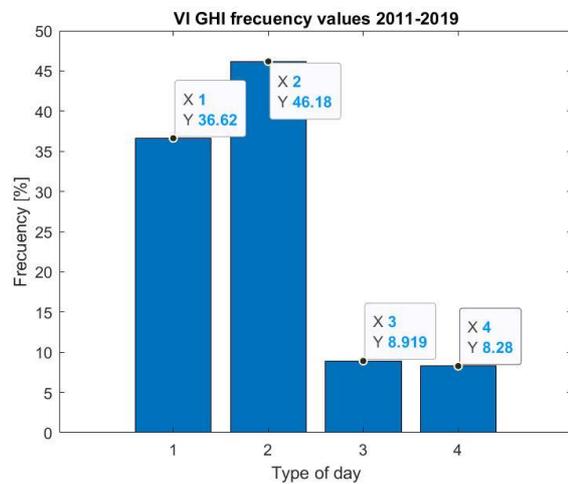


Figura 64. Valor porcentual de cada tipo de día según VI en función de GHI 2011-2019.

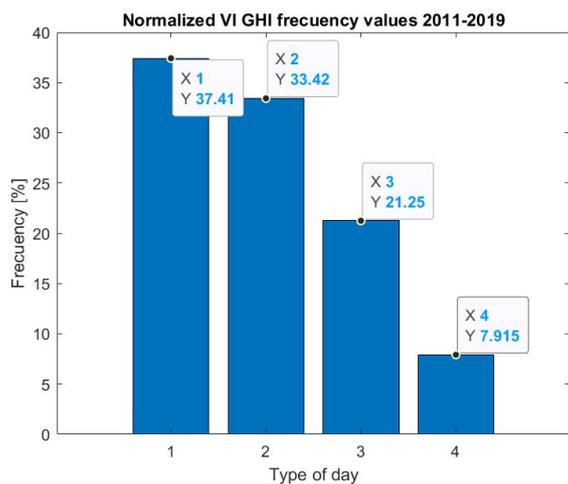


Figura 65. Valor porcentual de cada tipo de día según DARR en función de GHI 2011-2019.

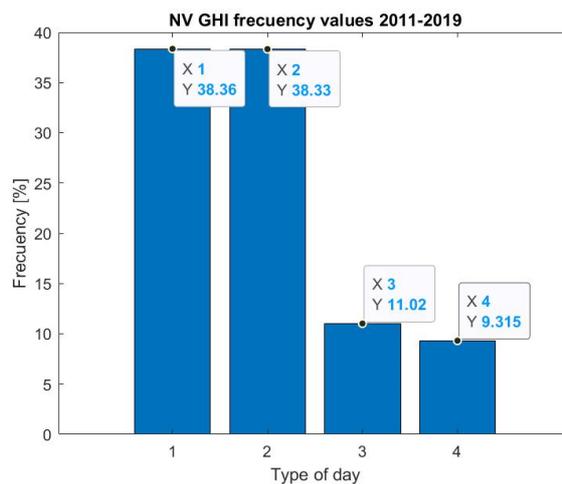


Figura 66. Valor porcentual de cada tipo de día según DARR en función de GHI 2011-2019.

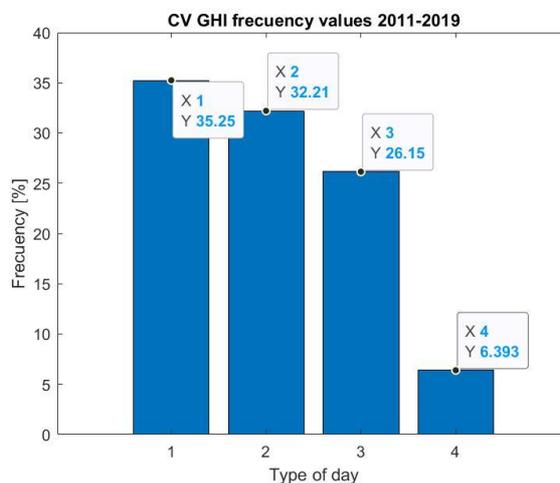


Figura 67. Valor porcentual de cada tipo de día según CV en función de GHI 2011-2019

Al obtener porcentualmente los tipos de días en función de la GHI se harán algunas consideraciones.

La frecuencia anual del año 2012 para la variabilidad nominal que aquí no se representa establece un 99 % de casos en los que los días son del tipo poco variable. Este valor será considerado para representar de mejor forma los tipos de días revelados al aplicar la variabilidad nominal.

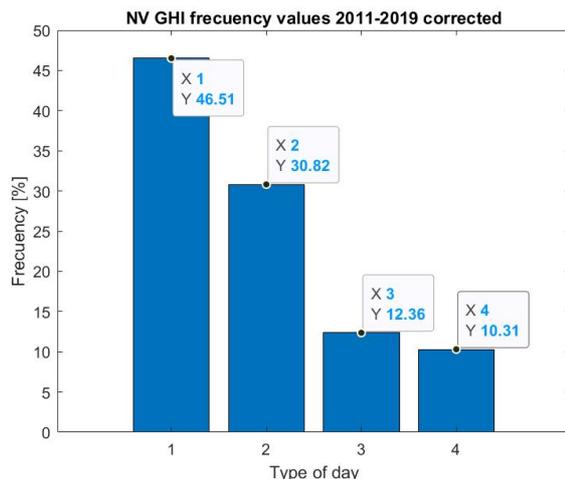


Figura 68. Valor porcentual de cada tipo de día según NV en función de GHI 2011-2019 corregidos.

Se han obviado los valores del año 2012 para establecer la gráfica porcentual de cada tipo de día y que esta sea lo más representativa posible a partir de los datos generados por la variabilidad nominal.

La siguiente tabla muestra el número de días obtenidos en función de la categorización que se ha propuesto para el total de los 9 años estudiados.

| | DARR | SI | SSSN | VI | VI' | NV | CV |
|-----|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|
| MPV | 1.312 | 1.580 | 1.368 | 1.203 | 1.229 | 1.260 | 1.158 |
| PV | 1.392 | 976 | 1.266 | 1.517 | 1.098 | 1.259 | 1.058 |
| V | 309 | 400 | 399 | 293 | 698 | 362 | 859 |
| MV | 272 | 329 | 252 | 272 | 260 | 306 | 210 |

Tabla 5. Número de días según índices en función de GHI 2011-2019.

* Se han tenido en cuenta el total de los datos analizados incluyendo el año 2012 para todos los índices.

| | MPV | PV | V | MV |
|--------------|-------|-----|-----|-----|
| NV corregido | 1.358 | 900 | 361 | 301 |

Tabla 6. Número de días según NV en función de GHI 2011-2019 corregido.

Esta última tabla se ha compuesto a partir de los valores resultantes de la aplicación de la NV a todos los años menos al 2012. En ella se aprecian 361 días variables y 301 días muy variables, esto supone un 22 % del total de los días analizados.

La distribución porcentual de cada tipo de día mantiene una gran similitud con la analizada para el año 2019, sobre todo con el porcentaje de días variables y muy variables. Esto lleva a conclusión de que no es totalmente necesario realizar un análisis tan exhaustivo de la variabilidad de un emplazamiento para determinarla de forma precisa.

Se han representado también los valores resultantes de la aplicación de los índices a la irradiancia directa normal. En esta representación no se aprecian las anomalías encontradas en las medidas de la irradiancia global horizontal del año 2012. Es de suponer que esos fallos en las medidas solo fueron causados por la desactivación o un problema de calibrado del piranómetro encargado de obtener las medidas de la GHI.

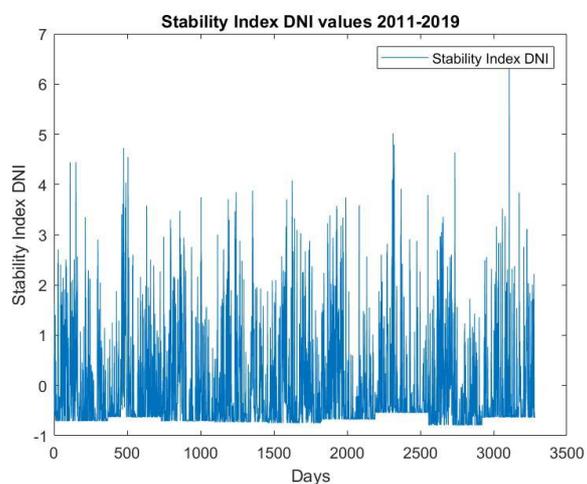


Figura 69. Índice SI en función de DNI 2011-2019.

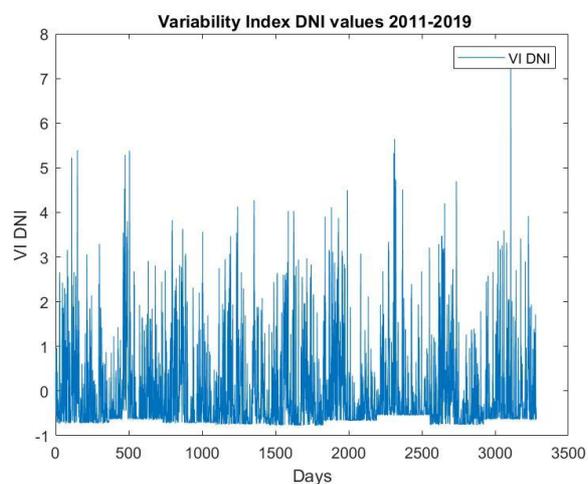


Figura 70. Índice VI en función de DNI 2011-2019.

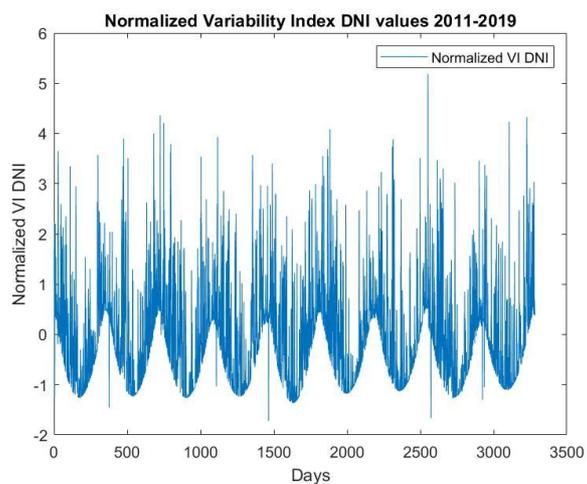


Figura 71. Índice VI' en función de DNI 2011-2019.

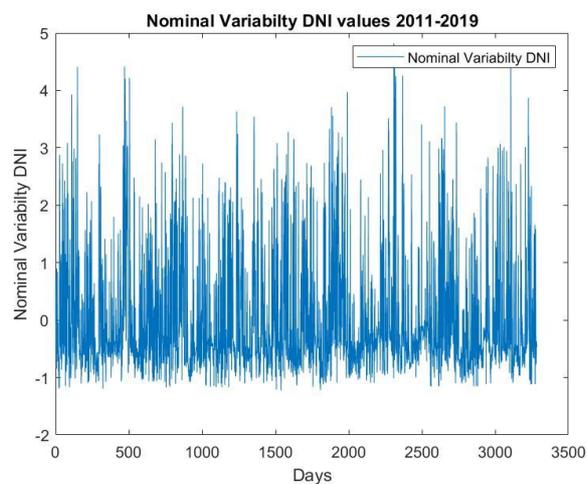


Figura 72. Índice NV en función de DNI 2011-2019.

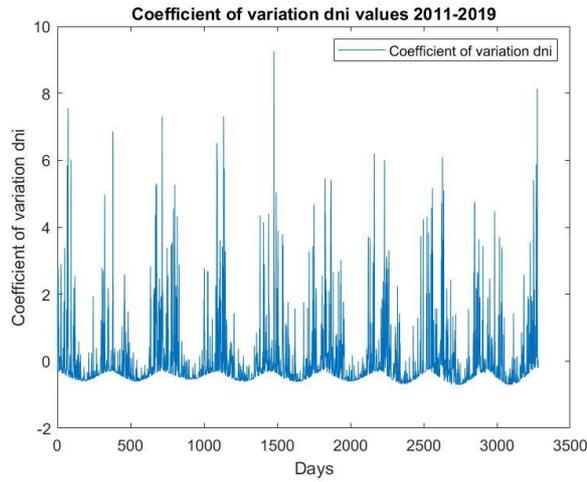


Figura 73. Índice CV en función de DNI 2011-2019.

Por último, se representan los valores porcentuales de cada tipo de día considerado. Atendiendo al NV en función de la DNI se constata que los valores esclarecidos por el índice coinciden en buena medida con los de este índice en función de la GHI y para el año 2019.

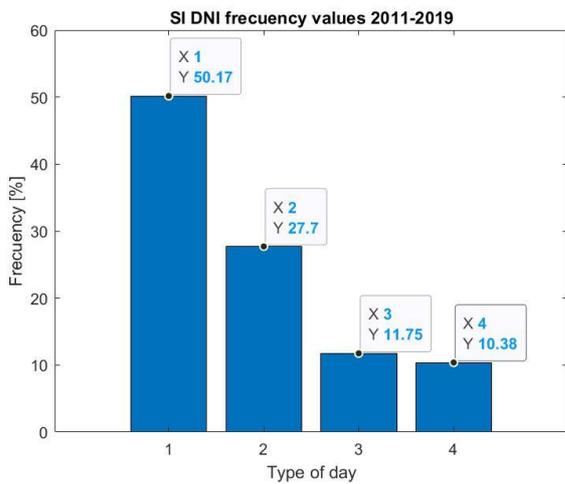


Figura 74. Valor porcentual de cada tipo de día según SI en función de DNI 2011-2019.

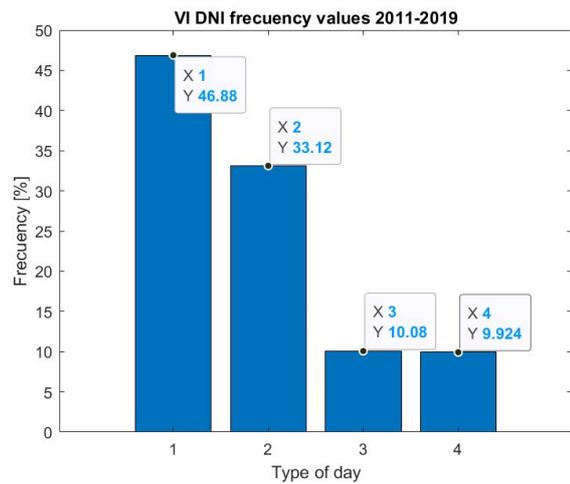


Figura 75. Valor porcentual de cada tipo de día según VI en función de DNI 2011-2019.

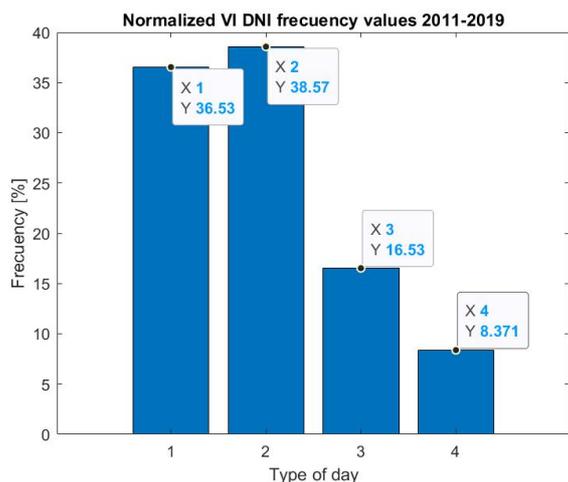


Figura 76. Valor porcentual de cada tipo de día según VI en función de DNI 2011-2019.

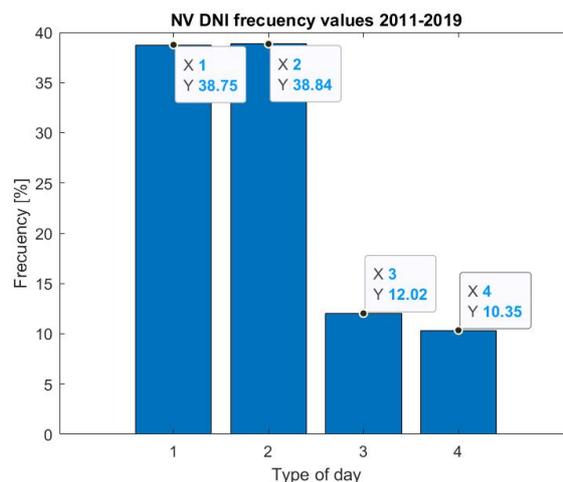


Figura 77. Valor porcentual de cada tipo de día según NV en función de DNI 2011-2019.

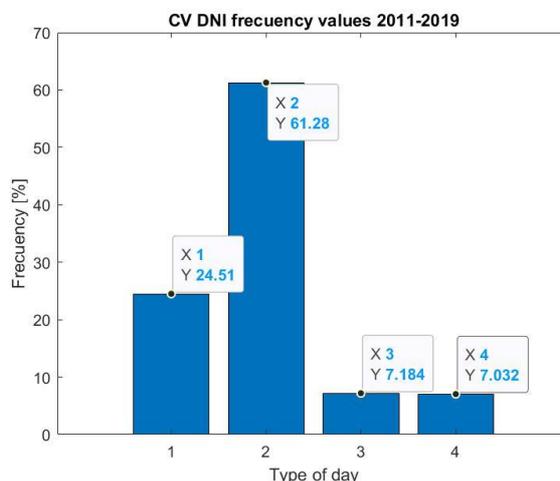


Figura 78. Valor porcentual de cada tipo de día según CV en función de DNI 2011-2019.

Del análisis realizado para la variabilidad nominal se ha llegado a los siguientes resultados porcentuales para cada tipo de día: alrededor del 40 % de días muy poco variables y poco variables, un 12 % de días variables y un 10 % de días muy variables. Como se ha mencionado anteriormente los resultados de días de variabilidad media-alta y alta coinciden entre la aplicación del índice a la DNI y la GHI. También concuerdan con los resultados obtenidos al aplicar los índices a un año concreto.

La siguiente tabla nos muestra el número de días categorizados por cada índice. Es notable que la variabilidad nominal suma un total de 731 días entre variables y muy variables, esto deberá ser especialmente observado por constructores de futuras instalaciones fotovoltaicas y operadores del sistema que gestionan la energía de la red.

| | SI | VI | VI' | NV | CV |
|-----|-------|-------|-------|-------|-------|
| MPV | 1.648 | 1.540 | 1.200 | 1.273 | 805 |
| PV | 910 | 1.088 | 1.267 | 1.276 | 2.013 |
| V | 386 | 331 | 543 | 395 | 234 |
| MV | 341 | 326 | 275 | 340 | 231 |

Tabla 7. Número de días según índices en función de DNI 2011-2019.

8.4 Consecuencias de la variabilidad de la irradiancia solar y propuestas para mitigar sus efectos.

La variabilidad del recurso solar supone un problema para la estabilidad de la red eléctrica. Los cambios en la energía solar incidente producen variaciones en la energía eléctrica generada por los sistemas fotovoltaicos, lo que hace que se observen fluctuaciones en el voltaje, desviación de la frecuencia, problemas de calidad de la energía y distorsión armónica. Evaluar los cambios que se producen en la energía incidente tiene como objetivo una buena planificación en el desarrollo de los sistemas fotovoltaicos, haciendo que éstos cuenten con los dispositivos necesarios para que la energía renovable que se inyecta no suponga un lastre para el control del sistema eléctrico.

El índice de variabilidad nominal aplicado a la irradiancia global horizontal es un buen indicador de la variabilidad de la irradiancia incidente, y por tanto, de la energía suministrada por los sistemas fotovoltaicos. Con la aplicación de este índice en un determinado lugar se tendrá una visión de la calidad de la energía inyectada, dependiendo de si ésta sufre muchas variaciones o si se mantiene más estable. Al desarrollar un proyecto fotovoltaico se tendrá que tener en cuenta los resultados obtenidos a partir del uso del índice propuesto, ya que si éste es demasiado elevado podría no ser factible la construcción de la planta.

En un sistema de potencia, la variación de voltaje está relacionada con el flujo de potencia reactiva, mientras que la variación de frecuencia está determinada por la tasa de cambio en el flujo de potencia activa. El suavizado de las fluctuaciones de voltaje y frecuencia se puede lograr, por lo tanto, mediante el control de la potencia reactiva y la potencia real, respectivamente.

El estudio de R. Yang et al. (2014) [28] constata que una mayor penetración fotovoltaica en la red de distribución aumenta las fluctuaciones del voltaje debido a las variaciones en la energía producida. Al ser la corriente generada superior a la carga son necesarias acciones mediante las cuales el voltaje pueda ser estabilizado. Existen determinadas estrategias para que esto no ocurra, siendo las más utilizadas: el uso de reguladores de voltaje como el transformador de cambio de tomas bajo carga, el control de potencia reactiva usando capacitores y sistemas de almacenamiento que inyecten o absorban potencia en determinados momentos.

La desviación de la frecuencia está intrínsecamente relacionada con la inercia del sistema, en el estudio de X. Liang et al. (2017) [29] se propone el método VSM para el control de la misma. Este método es conjugable con la compensación de reactiva por lo que a partir de estas dos técnicas podríamos llegar a una solución conveniente para controlar la estabilidad de la red.

Actualmente también se utilizan tecnologías de almacenamiento para suavizar fluctuaciones de energía fotovoltaica. Entre estos sistemas de almacenamiento se cuentan con: almacenamiento de hidrógeno, condensadores eléctricos de doble capa, pilas de combustible y unidades híbridas de almacenamiento. Las técnicas de almacenamiento son tremendamente importantes en redes aisladas, con lo que se puede suministrar energía de una manera estable a los consumidores. En grandes redes de distribución, la dispersión de las instalaciones fotovoltaicas supone una mitigación de los problemas asociados al suavizar las fluctuaciones de energía. Como podemos ver en el artículo de M. Lave et al. (2008) [27] para una frecuencia de monitoreo alta, la variabilidad de la producción entre varias plantas fotovoltaicas se reduce si éstas se encuentran dispersas. Esto se produce debido a que las variaciones de la energía producida se compensan entre sí.

9 CONCLUSIONES

En el presente trabajo se ha realizado una descripción del recurso solar y un análisis detallado de diferentes índices que cuantifican la variabilidad del mismo. A partir de una base de datos de alta frecuencia se ha podido hacer una comparativa de los índices de variabilidad más utilizados en la literatura y determinar la asiduidad con la que, en nuestra localización escogida, acontecen días más o menos variables en función de su irradiancia.

En el estudio, se ha evaluado la capacidad de los distintos índices para identificar tipos de días, siendo estos considerados: muy poco variables, poco variables, variables y muy variables. Asimismo, se han aplicado estos índices en función de la irradiancia global horizontal y de la irradiancia directa normal para discernir cual de las dos variantes se comporta mejor en la predicción de la variabilidad, llegando a la conclusión de que es indiferente la aplicación de los índices con buen comportamiento a unas u otras medidas.

Se ha realizado una comparativa entre los valores resultantes de los índices al aplicarlos a un solo año y a un total de 9 años. De esta comparativa resulta que la variabilidad a lo largo del año sigue la misma tendencia durante todos los años para este emplazamiento, por lo que determinar la variabilidad de la irradiancia en una localización específica podría realizarse a partir de una base de datos anual.

A partir de nuestra investigación, se puede constatar que el índice que mejor se comporta ante la variabilidad de la irradiancia es el índice de variabilidad nominal (NV). Su aplicación es en igual medida útil al ser empleado a valores de DNI o GHI. Se concretan un 12 % de días variables y un 10 % de días muy variables a lo largo de los nueve años estudiados, lo que supone casi un cuarto del total de la muestra. Ante esto, habrá que realizar un análisis detallado si se decide emprender la construcción de una planta fotovoltaica a gran escala ya que esta variabilidad del recurso solar puede suponer problemas en el vertido de energía a red.

10

LÍNEAS DE TRABAJO FUTURAS

El presente trabajo intenta cerrar el cerco ante la multitud de índices propuestos por los distintos autores a lo largo de los años. Aun así, se recomienda seguir con la proposición de nuevos índices que mejoren la fiabilidad de la variabilidad nominal. Se recomienda la creación de un índice universal, el cual, con una escala de medida estandarizada, pueda ser aplicado a diferentes localizaciones y comparado entre ellas.

Ya que los resultados obtenidos con respecto a la aplicación de índices en función de la irradiancia directa normal y la irradiancia global horizontal se han observado parejos se insta a la formulación de índices comunes para las dos medidas. Hacemos esta proposición pensando en localizaciones en las que no existan estaciones de medida que cuenten con piranómetros y se pueda realizar un estudio completo contando únicamente con medidas obtenidas a partir de un pirheliómetro.

Se propone la realización de estudios que, a través de datos constatados, conjuguen la calidad de la energía inyectada con la variabilidad del recurso solar, basándose en la variabilidad nominal o futuros índices que se desarrollen. A partir de estos estudios los operadores del sistema tendrán más información con la que hacer un mejor uso de la energía renovable, así como tener la posibilidad de instalar sistemas que mejoren la inyección de energía en red.

11

BIBLIOGRAFÍA

- [1] Jing Huang, Alberto Troccoli, Peter Coppin (2014). *An analytical comparison of four approaches to modelling the daily variability of solar irradiance using meteorological records*. Renewable energy 72: 192-205.
- [2] Armando Castillejo-Cuberos, Rodrigo Escobar (2020). *Detection and characterization of cloud enhancement events for solar irradiance using a model-independent, statistically-driven approach*. Solar Energy 209: 547-567.
- [3] Ioannis Vamvakas, Vasilejos Salamalikism Andreas Kazantzidis (2019). *Evaluation of enhancement events of global horizontal irradiance due to clouds at Patras, South-West Greece*. Renewable energy 151.
- [4] M. Larrañeta, C. Fernández-Peruchena, M.A. Silva-Pérez, I. Lillo-Bravo, A. Grantham, J. Boland (2019). *Generation of synthetic solar datasets for risk analysis*. Solar Energy 187 (3): 212-255.
- [5] Âzeddine Frimane, Ted Soubdhan, Jaime M. Bright, Mohammed Aggour (2019). *Nonparametric Bayesian-based recognition of solar irradiance conditions: Application to the generation of high temporal resolution synthetic solar irradiance data*. Solar Energy 182: 462-469.
- [6] Robert Blaga, Marius Paulescu (2018). *Quantifiers for the solar irradiance variability: A new perspective*. Solar Energy 174: 606-616.
- [7] Francisco J. Rodríguez-Benitez, Clara Arbizu-Barrena, Francisco J. Santos-Alamillos, Joaquín Tovar-Pescador, David Pozo-Vázquez (2018) *Analysis of the intra-day solar resource variability in the Iberian Peninsula*. Solar Energy 171: 374-387.
- [8] Marion Schroedter-Homscheidt, Miriam Kosmale, Sandra Jung and Jan Kleissl (2018). *Classifying ground-measured 1 minute temporal variability within hourly intervals for direct normal irradiances* Meteorologische Zeitschrift 27 (2)
- [9] S. Moreno-Tejera, M. A. Silva-Pérez, L. Ramírez-Santigosa, I. Lillo-Bravo (2017). *Classification of days according to DNI profiles using clustering techniques*. Solar Energy 146: 319-333.
- [10] Eduardo Weide Luiz, Fernando Ramos Martins, André Rodrigues Gonçalves, Enio Bueno Pereira. (2018). *Analysis of intra-day solar irradiance variability in different Brazilian climate zones*. Solar Energy 161: 210-219.
- [11] Armando Castillo- Cuberos, Rodrigo Escobar (2019). *Understanding solar resource variability: An in-depth analysis, using Chile as a case of study*. Renewable and Sustainable Energy Reviews 120: 1-23.
- [12] Sara Moreno-Tejera, Miguel Larrañeta, Isidoro Lillo-Bravo and Manuel Silva-Pérez (2020). *A Normalized Variability Index of Daily Solar Radiation*. AIP Conference Proceedings 2303
- [13] Benjamin Y. H. Liu, Richard C. Jordan. (1960). *The interrelationship and characteristic distribution of direct, diffuse and total solar radiation*. Volumen 4, Número 3 , julio de 1960 , páginas 1-19.

- [14] M. Lave, Jan Kleissl, Joshua Stein (2013). *Chapter 7 - Quantifying and Simulating Solar-Plant Variability Using Irradiance Data*. Solar Forecasting and Resource Assessment Edition: 1.
- [15] V. Badescu, C. A. Gueymard, S. Cheval, C. Oprea, M. Baciú, A. Dumitrescu, F. Iacobescu, I. Milos, C. Rada. (2013). *Accuracy analysis for fifty-four clear-sky solar radiation models using routine hourly global irradiance measurements in Romania*. Renewable Energy 55: 85-103.
- [16] S. Lucaciu, R. Blaga, N. Stefu, M. Paulescu. (2016). *Cuantification of the solar radiative regime variability based on the clearness index*. Annals of West University of Timisoara - Physics 59(1).
- [17] T. Tomsom, G. Tamm (2006). *Short-term variability of solar radiation*. Atmospheric Chemistry and Physics 16(10):6365-6379
- [18] M. Paulescu, V. Badescu. (2010). *New approach to measure the stability of the solar radiative regime*. Climatología teórica y aplicada 103 (3): 459-470
- [19] J. S. Stein, C. W. Hansen, M. J. Reno. (2012). *The Variability Index: A New and Novel Metric for Quantifying Irradiance and PV Output Variability*. Conference: World Renewable Energy Forum
- [20] E. Guilyardi, L. Lescarmonier, R. Matthews, S. Pen Point, A. Bhai Rumjaun, J. Schlüpmann, D. Wilgenbus (2018). *IPPC Special report of global warming 1,5° C Summary for teachers*.
- [21] Matthew Lave, Matthew J. Reno, Robert J. Broderick (2015). *Characterizing local high-frequency solar variability and its impact to distribution studies*. Solar Energy 118: 327-337.
- [22] Rob van Haaren, Mahesh Morjaria, Vasilis Fthenakis (2012). *Empirical assessment of short-term variability from utility-scale solar PV plants*. Progress in Photovoltaics Research and Applications 22(5).
- [23] Jan Kleissl (2013). *Solar energy forecasting and resource assessment*. Elsevier Science.
- [24] Edited by Manajit Sengupta, Aron Habte, Stefan Wilbert, Christian Gueymard and Jan Remund (2021). *Best Practices Handbook for the Collection and Use of Solar Resource Data for Solar Energy Applications: Third Edition*.
- [25] Claudia Gutiérrez, Miguel Ángel Gaertner, Oscar Perpiñán, Clemente Gallardo, Enrique Sánchez (2017). *A multi-step scheme for spatial analysis of solar and photovoltaic production variability and complementarity*. Solar Energy 158: 100-116.
- [26] R. Perez, P. Ineichen, R. Seals, A. Zelenka. (1990). *Making full use of the clearness index for parameterizing hourly insolation conditions*. Solar Energy 45 Número 2: 111-114.
- [27] M. Lave, J. Kleissl, E. Arias-Castro (2012). *High-frequency irradiance fluctuations and geographic smoothing*. Solar Energy 86: 2190-2199.
- [28] R. Yan, B. Marais, T. Kumar Saha. (2014). *Impacts of residential photovoltaic power fluctuation on on-load tap changer operation and a solution using DSTATCOM*. Electric Power Systems Research 111:185-193.
- [29] T. Tomsom. (2010). *Fast dynamic processes of solar radiation*. Solar Energy Volume 84, Issue 2, Pages 318-323.
- [30] C. Raichijk, F. Taddei. (2012). *Comparative study of empirical models for estimating direct hourly solar radiation*. Avances en Energías Renovables y Medio Ambiente Vol. 16.

12

REFERENCIAS

[1] [Enlace 1](#). 10/04/2021 Último acceso 10/09/2021 16:20

[2] [Enlace 2](#) 13/04/2021 Último acceso 10/09/2021 16:40

[3] [Enlace 3](#) 03/05/2021 Último acceso 10/09/2021 17:15

[3] [Enlace 3](#) 10/05/2021 Último acceso 11/09/2021 10:00

[4] [Enlace 4](#) 10/05/2021 Último acceso 11/09/2021 10:30

[5] [Enlace 5](#) 11/05/2021 Último acceso 11/09/2021 12:00

[6] [Enlace 6](#) 11/05/2021 Último acceso 11/09/2021 12:25

13

ANEXOS

Se adjuntan los códigos de programación de Matlab sobre los que se ha trabajado.

13.1 Generación irradiancias sintéticas

```

lat_p=37.41;

long_p=-6.01;

longmc_p=0;

lat=lat_p*pi/180;           %latitude (radian)
long=long_p*pi/180;        %longitude (radian)
longmc=longmc_p*pi/180;    %longitude of the central meridian (radian)

load('Correctos_2019');
HORA=Correctos_2019(:,2);   %hour
MINUTO=Correctos_2019(:,3); %minute
SEGUNDO=Correctos_2019(:,4);
DJ=Correctos_2019(:,1);

[m,n]=size(Correctos_2019);

%Auxiliary vectors definition
TLE=zeros(m,1); %Standard local time
TSV=zeros(m,1); %True solar time
omega=zeros(m,1); %Hour angle (°)
teta=zeros(m,1); %Zenith angle (°)
alfa=zeros(m,1); %Solar altitude (°)
sinacimut=zeros(m,1); %Auxiliary calculation
acimut=zeros(m,1); %Azimut angle (°)
cenit=zeros(m,1); %Zenith angle (rad)
altural7=zeros(m,1); %Solar altitude (rad)
Io17=zeros(m,1); % Extraterrestrial radiation (W/m^2)
gamma=zeros(m,1); %Angle of day (rad)
Eo=zeros(m,1); %Sun-Earth distance
omegat=zeros(m,1); %Auxiliary calculation
Et=zeros(m,1); %Equation of time
delta=zeros(m,1); %Declination angle (°)
Ig0_cs17=zeros(m,1);
Ibn_cs17=zeros(m,1);

%Solar position calculation
for k=1:m
    gamma(k)=2*pi*(DJ(k)-1)/365;

Eo(k)=1.000110+0.034221*cos(gamma(k))+0.001280*sin(gamma(k))+0.000719*cos(2*gamma(k))+
0.000077*sin(2*gamma(k));
    Ics=1367;
    omegat(k)=360/365*(DJ(k)-79.436)*pi/180;
    Et(k)=(1/60)*229.18*(0.000075+0.001868*cos(gamma(k))-
0.032077*sin(gamma(k))-0.014615*cos(2*gamma(k))-0.04089*sin(2*gamma(k)));
    delta(k)=(0.3723+23.2567*sin(omegat(k))-
0.758*cos(omegat(k))+0.1149*sin(2*omegat(k))+0.3656*cos(2*omegat(k))-
0.1712*sin(3*omegat(k))+0.0201*cos(3*omegat(k)))*pi/180;

```

```
TLE(k)=HORA(k)+(MINUTO(k)/60)+(SEGUNDO(k)/3600);
```

```
TSV(k)=(TLE(k)+((long_p-longmc_p)/15)+Et(k)-12);
```

```
omega(k)=(pi/180)*(15*TSV(k));
```

```
teta(k)=acos((sin(delta(k))*sin(lat))+cos(delta(k))*cos(lat)*cos(omega(k)));
alfa(k)=asin(sin(delta(k))*sin(lat)+cos(delta(k))*cos(lat)*cos(omega(k)));
sinacimut(k)=cos(delta(k))*sin(omega(k))/cos(alfa(k));
```

```
if sinacimut(k)>0
    acimut(k)=(180/pi)*acos(((cos(delta(k))*sin(lat))*cos(omega(k))-
sin(delta(k))*cos(lat))/cos(alfa(k)));
```

```
else
    acimut(k)=-(180/pi)*acos(((cos(delta(k))*sin(lat))*cos(omega(k))-
sin(delta(k))*cos(lat))/cos(alfa(k)));
end
```

```
cenit(k)=teta(k)*180/pi;
altura17(k)=90.-(teta(k)*180/pi);
Io17(k)=Ics*Eo(k)*cos(teta(k));
```

```
if Io17(k)<0
    Io17(k)=0;
end
```

```
if sin(alfa(k))>0
    Ig0_cs17(k)=Ics*Eo(k)*0.8600*(sin(alfa(k))^1.0441);
else
    Ig0_cs17(k)=0;
end
```

```
if altura17(k)>(5*pi/180)
    Ibn_cs17(k)=Ics*Eo(k)*0.8060*exp(-0.0946/cos((pi/2)-alfa(k)));
```

```
else
    Ibn_cs17(k)=0;
end
```

```
end
```

13.2 Corrección datos por elevaciones solares bajas

```
%Corrección por altura
X=[altura19,Correctos_2019(:,6)];
k=length(X);
for i=1:k
    if altura19(i)<5
        X(i,2)=0;
    end
end
GHI19=X(:,2);

Z=[altura19,Correctos_2019(:,7)];
k=length(Z);
for i=1:k
    if altura19(i)<5
        Z(i,2)=0;
    end
end
DNI19=Z(:,2);
```

13.3 Corrección datos y generación de índices de claridad

```

%Generación índices de claridad
k=length(GHI19);

for i=1:k

    if GHI19(i)<0
        GHI19(i)=0;
    end
    if GHI19(i)>=1583
        GHI19(i)=1583;
    end
    kt19(i)=GHI19(i)/Io19(i);
    if kt19(i)==Inf
        kt19(i)=0;
    end
    kt_cs19(i)=GHI19(i)/Ig0_cs19(i);
    if kt_cs19(i)==Inf
        kt_cs19(i)=0;
    end

    if DNI19(i)<0
        DNI19(i)=0;
    end
    if DNI19(i)>1038
        DNI19(i)=1038;
    end
    kb_cs19(i)=DNI19(i)/Ibn_cs19(i);
    if kb_cs19(i)==Inf
        kb_cs19(i)=0;
    end
end
kt_cs19(isnan(kt_cs19))=0;
kt19(isnan(kt19))=0;
kb_cs19(isnan(kb_cs19))=0;

```

13.4 Generación tasas de rampa

```

%Generación tasa de rampa GHI
m=length(Correctos_2019);

for i=1:m

    if i==1
        RR_GHI(i)=0;
    else
        RR_GHI(i)=GHI19(i)-GHI19(i-1);
    end

end
plot(RR_GHI)
xlabel('Time');
ylabel('Ramp Rate GHI [W/m2]');
legend('Ramp Rate GHI');
title('Ramp Rate GHI values 2019');
%Generación tasa de rampa kt
m=length(Correctos_2019);

for i=1:m

```

```

        if i==1
            RR_kt(i)=0;
        else
            RR_kt(i)=(kt19(i)-kt19(i-1));
        end
    end
end
plot(RR_kt)
xlabel('Time');
ylabel('Ramp Rate kt');
legend('Ramp Rate kt');
title('Ramp Rate kt values 2019');

```

```

%Generación tasa de rampa ktcs
m=length(Correctos_2019);

for i=1:m

    if i==1
        RR_ktcs(i)=0;
    else
        RR_ktcs(i)=(kt_cs19(i)-kt_cs19(i-1));
    end
end
plot(RR_ktcs)
xlabel('Time');
ylabel('Ramp Rate kt_c_s');
legend('Ramp Rate kt_c_s');
title('Ramp Rate kt_c_s values 2019');

```

```

%Generación tasa de rampa DNI
m=length(Correctos_2019);

for i=1:m

    if i==1
        RR_DNI(i)=0;
    else
        RR_DNI(i)=DNI19(i)-DNI19(i-1);
    end
end
plot(RR_DNI)
xlabel('Time');
ylabel('Ramp Rate DNI [W/m2]');
legend('Ramp Rate DNI');
title('Ramp Rate DNI values 2019');

```

```

%Generación tasa de rampa kbcs
m=length(Correctos_2019);

for i=1:m

    if i==1

```

```

        RR_kb(i)=0;
    else
        RR_kb(i)=(kb_cs19(i)-kb_cs19(i-1));
    end
end
end
plot(RR_kb)
xlabel('Time');
ylabel('Ramp Rate kb_c_s');
legend('Ramp Rate kb_c_s');
title('Ramp Rate kb_c_s values 2019');

```

13.5 Índices de variabilidad de la irradiancia global horizontal

```

%Índice DARR
m=length(GHI19);           %Carga valores GHI%
C=1000;                   %Variable auxiliar
D=0;
DELTA_GHI=zeros(m,1);
DARR=zeros(365,1);

for j=1:365                %Bucle general anual%
    s= find(Correctos_2019==j,1);
    k= find(Correctos_2019==j+1,1); %Variables acotación diaria%

    for i=s:k-1            %Bucle diario%

        if i==1
            DELTA_GHI(i)=0;
        else
            DELTA_GHI(i)=abs(GHI19(i)-GHI19(i-1));
            D=D+DELTA_GHI(i);
        end                %Fórmula general
    end
    DARR(j)=D/C;
    D=0;
end
for j=1:365
    DARRN19(j)=((DARR(j)-mean(DARR))/std(DARR)); %Estandarización del índice
end
plot(DARRN19)
xlabel('Days');
ylabel('DARR');
legend('DARR');
title('DARR GHI values 2019');

```

```

%Índice de Estabilidad SI 2019%
E=0;                       %Variable auxiliar%
kc=0.025;
for j=1:365                %Bucle general anual%
    s= find(Correctos_2019==j,1);
    k= find(Correctos_2019==j+1,1); %Variables acotación diaria%

    for i=s:k-1            %Bucle diario%

```

```

        if i==1
            dkt(i)=0;

        else

            dkt(i)=abs(kt19(i)-kt19(i-1)); %Generación incrementos%

            if dkt(i)>kc
                E=E+1; %Fórmula General
            end

        end
    end
    SIndex(j)=E/(k-s);
    E=0;
end
for j=1:365
    SINorm19(j)=(SIndex(j)-mean(SIndex))/std(SIndex); %Estandarización del índice
end
plot(SINorm19)
xlabel('Days');
ylabel('Stability Index');
legend('Stability Index');
title('Stability Index values GHI 2019');

```

```

%Número de Estabilidad solar SSSN 2019%

IrrDif=Correctos_2019(:,5); %Carga valores Difusa%
L=0;

for j=1:365 %Bucle general anual%
    s=find(Correctos_2019==j,1); %Variables acotación diaria%
    k=find(Correctos_2019==j+1,1);

        for i=s:k-1 %Bucle diario%
            if IrrDif(i)<0 %Correccion medidas radiacion
                IrrDif(i)=0;
            end
            if i==1
                SSN(i)=0;
                SSSN(i)=0;
            else
                if (GHI19(i)-IrrDif(i))/(sin(altura19(i)*(pi/180)))>120 %Condición
                    brillo sol%
                        SSN(i)=1;
                    else
                        SSN(i)=0;
                    end
                if SSN(i)~=SSN(i-1)
                    SSSN(i)=1;
                else %Fórmula general%
                    SSSN(i)=0;
                end
                L=L+SSSN(i);
            end
        end

        SSSNu(j)=L;
        L=0;
    end
end
for j=1:365

```

```

SSSNNorm19(j)=(SSSNu(j)-mean(SSSNu))/std(SSSNu); %Estandarización del índice
end
plot(SSSNNorm19)
xlabel('Days');
ylabel('SSSN');

legend('SSSN');

title(' SSSN GHI values 2019');

```

```

%Índice de variabilidad VI 2019%

T=0;
Y=0;
for j=1:365 %Bucle general anual%
    s= find(Correctos_2019==j,1);
    k=find(Correctos_2019==j+1,1); %Variables acotación diaria%

    for i=s:k-1 %Bucle diario%
        st=(TLE(i+1)-TLE(i))*3600; %incremento de tiempo

        if i==1
            VI1=0;
            VI2=0;
        else

            VI11(i)=(GHI19(i)-GHI19(i-1)); %Elementos fórmula%
            VI1=sqrt(VI11(i)^2+(st^2));

            VI22(i)=(Ig0_cs19(i)-Ig0_cs19(i-1));
            VI2=sqrt(VI22(i)^2+(st^2));

            VIn(i)=VI1;
            VId(i)=VI2;

            T=T+VIn(i);
            Y=Y+VId(i);
            st=0;
        end
    end

    VIndex19(j)=T/Y; %Fórmula general%
    T=0;
    Y=0;

end
for j=1:365
    VINorm19(j)=(VIndex19(j)-mean(VIndex19))/std(VIndex19); %Estandarización del índice
end
plot(VINorm19)
xlabel('Days');
ylabel('VI');
legend('VI');
title(' Variability Index GHI values 2019');

```

```

%Índice de variabilidad Normalizado VI' 2019%

TN=0;
YN=0;
m=length(Ig0_cs19);
Imax=Ig0_cs19;

```

```

for i=1:2:m
    Imax(i)=0; %Generacion max variabilidad
end
for j=1:365 %Bucle general anual%
    s= find(Correctos_2019==j,1);
    k=find(Correctos_2019==j+1,1); %Variables acotacion diaria%

    for i=s:k-1 %Bucle diario%
        st=(TLE(i+1)-TLE(i))*3600; %incremento de tiempo

        if i==1
            VI1N=0;
            VI2N=0;
        else
            VI11N(i)=(GHI19(i)-GHI19(i-1)); %Elementos formula%
            VI1N=sqrt(VI11N(i)^2+(st^2));

            VI22N(i)=(Imax(i)-Imax(i-1));
            VI2N=sqrt(VI22N(i)^2+(st^2));

            VINn(i)=VI1N;
            VINd(i)=VI2N;

            TN=TN+VINn(i);
            YN=YN+VINd(i);
            st=0;
        end
    end

    VIndexNorm(j)=TN/YN; %Formula General
    TN=0;
    YN=0;
end
for j=1:365
    VINDEXNorm19(j)=(VIndexNorm(j)-mean(VIndexNorm))/std(VIndexNorm); %Estandarizacion
del indice
end
plot(VINDEXNorm19)
xlabel('Days');
ylabel('Normalized VI');
legend('Normalized VI');
title('Normalized Variability Index GHI values 2019');

```

```

%Variabilidad Nominal NV GHI 2019%

m=length(GHI19); %Carga valores GHI%
R=0; %Variable auxiliar
RR=zeros(m,1);
RRate19=zeros(365,1);

for j=1:365 %Bucle general anual%
    s= find(Correctos_2019==j,1);
    k=find(Correctos_2019==j+1,1); %Variables acotación diaria%

    for i=s:k-1 %Bucle diario%

        if i==1
            RR(i)=0;
        else
            RR(i)=(kt_cs19(i)-kt_cs19(i-1));
            %Formula General%
        end
    end
    R=sqrt(var(RR(s:k)));

```

```

                end

            end
            RRate(j)=R;
            R=0;
        end
        for j=1:365
            NVNorm19(j)=(RRate(j)-mean(RRate))/std(RRate);    %Estandarización del índice
        end
        plot(NVNorm19)
        xlabel('Days');
        ylabel('Nominal Variabilty');
        legend('Nominal Variabilty');
        title('Nominal Variabilty GHI 2019');
    end
end

```

```

%Coeficiente de variación CV GHI 2019%

for j=1:365                                %Bucle general anual%
    s= find(Correctos_2019==j,1);
    k=find(Correctos_2019==j+1,1);        %Variables acotacion diaria%

    sigma(j)=std(GHI19(s:k));
    mu(j)=mean(GHI19(s:k));
    CV(j)=sigma(j)/mu(j);

end
for j=1:365
    CVN19(j)=(CV(j)-mean(CV))/std(CV);
end
plot(CVN19)
xlabel('Days');
ylabel('Coefficient of variation');
legend('Coefficient of variation');
title('Coefficient of variation GHI values 2019');
end

```

13.6 Índices de variabilidad de la irradiancia directa normal

```

%SI DNI 2019
E=0;                                        %Variable auxiliar%
kc=0.025;
kcb=0.06734-0.9338*kc+2.357*kc^2+2.458*kc^3-4.219*kc^4+1.166*kc^5;

for j=1:365                                %Bucle general anual%
    s= find(Correctos_2019==j,1);
    k=find(Correctos_2019==j+1,1);        %Variables acotación diaria%

    for i=s:k-1                              %Bucle diario%

        if i==1
            dkb(i)=0;
        else

            dkb(i)=abs(kb_cs19(i)-kb_cs19(i-1)); %Generación incrementos%

            if dkb(i)>kcb
                E=E+1;                        %Fórmula General
            end
        end
    end
end

```

```

        end
    end
        SIndex(j)=E/(k-s);
        E=0;
end
for j=1:365
    SINormDNI19(j)=(SIndex(j)-mean(SIndex))/std(SIndex); %Estandarización índice
end
plot(SINormDNI19)

xlabel('Days');

ylabel('Stability Index DNI');
legend('Stability Index DNI');
title('Stability Index DNI values 2019');

```

```

%Índice de variabilidad DNI 2019%

T=0;
Y=0;
for j=1:365 %Bucle general anual%
    s=find(Correctos_2019==j,1); %Variables acotación diaria%
    k=find(Correctos_2019==j+1,1);
        for i=s:k-1 %Bucle diario%
            st=(TLE(i+1)-TLE(i))*3600; %incremento de tiempo

            if i==1
                VI1=0;
                VI2=0;
            else
                VI11(i)=(DNI19(i)-DNI19(i-1)); %Elementos fórmula%
                VI1=sqrt(VI11(i)^2+(st^2));
                VI22(i)=(Ibn_cs19(i)-Ibn_cs19(i-1));
                VI2=sqrt(VI22(i)^2+(st^2));

                VIn(i)=VI1;
                VId(i)=VI2;

                T=T+VIn(i);
                Y=Y+VId(i);
                st=0;
            end
        end

        VIndex(j)=T/Y; %Fórmula general%
        T=0;
        Y=0;
end
for j=1:365
    VINormDNI19(j)=(VIndex(j)-mean(VIndex))/std(VIndex); %Estandarización del índice
end
plot(VINormDNI19)
xlabel('Days');
ylabel('VI DNI');
legend('VI DNI');
title('Variability Index DNI values 2019');

```

```

%Indice de variabilidad Normalizado DNI 2019%

TN=0;
YN=0;
m=length(Ibn_cs19);
Imax=Ibn_cs19;

for i=1:2:m
    Imax(i)=0;                                %Generación max variabilidad
end

for j=1:365                                    %Bucle general anual%
    s= find(Correctos_2019==j,1);
    k=find(Correctos_2019==j+1,1);            %Variables acotaci3n diaria%

    for i=s:k-1                                  %Bucle diario%
        st=(TLE(i+1)-TLE(i))*3600;            %incremento de tiempo

        if i==1
            VI1N=0;
            VI2N=0;
        else

            VI1N(i)=(DNI19(i)-DNI19(i-1));    %Elementos fórmula%
            VI1N=sqrt(VI1N(i)^2+(st^2));

            VI2N(i)=(Imax(i)-Imax(i-1));
            VI2N=sqrt(VI2N(i)^2+(st^2));

            VINn(i)=VI1N;
            VIND(i)=VI2N;

            TN=TN+VINn(i);
            YN=YN+VIND(i);
            st=0;
        end
    end

    VIndexNorm(j)=TN/YN;                      %Formula General
    TN=0;
    YN=0;
end
for j=1:365
    VINormNDNI19(j)=(VIndexNorm(j)-mean(VIndexNorm))/std(VIndexNorm);
%Estandarización índice
end
plot(VINormNDNI19)
xlabel('Days');
ylabel('Normalized VI DNI');
legend('Normalized VI DNI');
title('Normalized Variability Index DNI values 2019');

```

```

%Nominal variability DNI 2019%

m=length(DNI19);
R=0;
RR=zeros(m,1);
RRate=zeros(365,1);

for j=1:365                                    %Bucle general anual%
    s= find(Correctos_2019==j,1);
    k=find(Correctos_2019==j+1,1);            %Variables acotaci3n diaria%

```

```

    for i=s:k-1                                %Bucle diario%
        if i==1
            RR(i)=0;
        else
            RR(i)=(kb_cs19(i)-kb_cs19(i-1));
            %Formula General%
            R=sqrt(var(RR(s:k)));

        end
    end
    RRate(j)=R;

```

```
R=0;
```

```

end
for j=1:365
    NVNormDNI19(j)=(RRate(j)-mean(RRate))/std(RRate); %Estandarización índice
end
plot(NVNormDNI19)
xlabel('Days');
ylabel('Nominal Variabilty DNI');
legend('Nominal Variabilty DNI');
title('Nominal Variabilty DNI values 2019');

```

13.7 Determinación tipos de días a partir del índice SI

```

%Frecuencia SI 2019%

SI19=SINorm19;
MPV1=0;
PV1=0;
V1=0;
MV1=0;

for i=1:365
    if SI19(i)<=-0.5
        MPV1=MPV1+1;
    end
    MPV=(MPV1/365)*100;

    if SI19(i)>-0.5 && SI19(i)<=0.5
        PV1=PV1+1;
    end
    PV=(PV1/365)*100;

    if SI19(i)>0.5 && SI19(i)<=1.5
        V1=V1+1;
    end
    V=(V1/365)*100;

    if SI19(i)>1.5
        MV1=MV1+1;
    end
    MV=(MV1/365)*100;

end
X=[MPV,PV,V,MV];
bar(X);
xlabel('Type of day');
ylabel('Frecuency [%]');

```

```
title('SI GHI frecuency values 2019');
```