Centro de Estudios de Postgrado
Máster en Energías Renovables

UNIVERSIDAD DE JAÉN
Centro de Estudios de Postgrado

Trabajo Fin de Máster

ANÁLISIS DE LA PRODUCCIÓN DE ENERGÍA FOTOVOLTAICA EN GRANDES REDES ELÉCTRICAS MEDIANTE SIMULACIÓN CON PVGIS.

Alumno/a: Martos Ramírez, José Antonio

Tutor/a: Prof. D. Francisco Baena Villodres
Dpto: Ingeniería Electrónica y Automática

Diciembre, 2021

TRABAJO FIN DE MÁSTER

TÍTULO DEL TFM: ANÁLISIS DE LA PRODUCCIÓN DE ENERGÍA FOTOVOLTAICA EN GRANDES REDES ELÉCTRICAS MEDIANTE SIMULACIÓN CON PVGIS.

INSTITUCIÓN: CENTRO DE ESTUDIOS DE POSTGRADO (UNIVERSIDAD DE JAÉN).

MÁSTER: MÁSTER UNIVERSITARIO EN ENERGÍAS RENOVABLES.

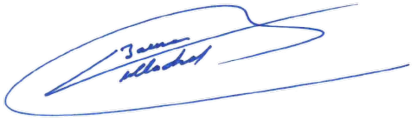
ALUNMO: JOSÉ ANTONIO MARTOS RAMÍREZ.

TUTOR: PROF. D. FRANCISCO BAENA VILLODRES.

DEPARTAMENTO: INGENIERÍA ELECTRÓNICA Y AUTOMÁTICA.

FIRMA AUTOR: **FIRMA TUTOR:**





ÍNDICE

RESUMEN. 6

1. OBJETIVOS. 8

2. INTRODUCCIÓN. 9

2.1. Plan Nacional Integrado de Energía y Clima 2021-2030 (PNIEC) 9

2.1.1. Electrificación y descarbonización del sistema energético. 10

2.2. Radiación generada y potencia obtenida. 13

2.3. Instalaciones solares fotovoltaicas conectadas a red. 14

2.3.1. instalaciones fotovoltaicas conectadas a red a gran escala. 15

3. METODOLOGÍA 17

3.1. Programa (PVGIS). 17

3.1.1. Introducción 17

3.1.2. Uso de la información del horizonte. 19

3.1.3. Elección de la base de datos de radiación solar. 19

3.1.4. Cálculo del rendimiento del sistema fotovoltaico conectado a red. 21

3.1.5. Radiación solar por hora y datos fotovoltaicos. 24

3.2. Programa “EXCEL” 25

3.2.1. Introducción 25

3.2.2. Operaciones aritméticas. 26

3.2.3. Funciones de EXCEL. 26

3.2.4. Datos tabulares. 26

3.2.5. Gráficos en EXCEL. 27

3.2.6. Procesamiento de datos de PVGIS a EXCEL. 27

3.2.7. Análisis de los datos obtenidos: cálculo de gráficas, fórmulas y filtros. 29

4. REDES DE PLANTAS FOTOVOLTAICAS A GRAN ESCALA. 31

4.1. Red de plantas a nivel de Andalucía. 31

4.1.1. Plantas de Andalucía (individual) 33

4.1.2. Conjunto de plantas de Andalucía. 64

4.2. Red de plantas a nivel de España. 68

4.2.1. Plantas de España (individual) 69
4.2.2. Conjunto de plantas de España. 99
4.3. Red de plantas a nivel de Europa. 101
4.3.1 Plantas de Europa (individual) 103
4.3.2. Conjunto de plantas de Europa. 135
4.3.3. Horario (UTC) en PVGIS. 137
5. RESULTADOS. 141
5.1 Red de Andalucía. 141
5.2 Red de España. 150
5.3 Red de Europa. 159
6. CONCLUSIONES 168
7. REFERENCIAS 169
8. ANEXOS A LA MEMORIA 170
8.1. Anexo 1: Red de Andalucía. 170
8.1.1. Datos primarios de PVGIS. Pérdidas por el sombreado del horizonte (Sevilla). 170
8.1.2. Pérdidas por el sombreado del horizonte (red de Andalucía) 171
8.1.3. Datos primarios de PVGIS. Potencia, temperatura y energía para Sevilla. 175
8.1.4. Potencias horarias para los 4 días más significativos (red de Andalucía).. 176
8.1.5. Potencia horaria anual (red de Andalucía) 180
8.1.6. Energía diaria anual (red de Andalucía) 184
8.2. Anexo 2: Red de España 188
8.2.1. Datos primarios de PVGIS. Pérdidas por el sombreado del horizonte (Madrid). 188
8.2.2. Pérdidas por el sombreado del horizonte (red de España). 189
8.2.3. Datos primarios de PVGIS. Potencia, temperatura y energía para Madrid. 193
8.2.4. Potencias horarias para los 4 días más significativos (red de España) 194
8.2.5. Potencia horaria anual (red de España) 198
8.2.6. Energía diaria anual (red de España) 202
8.3. Red de Europa 206

8.3.1. Datos primarios de PVGIS. Pérdidas por el sombreado del horizonte (Malta). 206
8.3.2. Pérdidas por el sombreado del horizonte (red de Europa). 207
8.3.3. Datos primarios de PVGIS. Potencia, temperatura y energía para Malta. . 210
8.3.4. Potencias horarias para los cuatro días más significativos (red de Europa) 211
8.3.5. Potencia horaria anual (red de Europa) 214
8.3.6. Energía diaria anual (red de Europa) 217

RESUMEN.

En el presente TFM se va analizar la producción de energía fotovoltaica en 44 plantas a gran escala, concretamente de 100MW cada una de ellas y formarán 3 redes ubicadas en territorio andaluz, en territorio nacional y en territorio europeo, concretamente 16 de las 44 instalaciones van a estar ubicadas en Andalucía, otras 16 instalaciones lo estarán en España y las 12 instalaciones restantes estarán integradas en el continente europeo.

Este reparto para la distribución de las plantas se ha llevado a cabo siguiendo una sería de criterios impuestos para cada zona como se verá más adelante. Una vez instaladas las plantas, se estudiará las pérdidas por el sombreado del horizonte para así tener la certeza de que estas plantas están instaladas en sitios correctos. La potencia de las plantas se ha sacado a través del PVGIS de forma horaria, por lo que a través de estos datos y otros más, se ha obtenido los parámetros más importantes para poder caracterizar las curvas de salida de todas estas plantas. En estas curvas se representará la potencia horaria de 4 días más significativos (2 equinoccios y 2 solsticios), la potencia horaria anual y la energía diaria anual.

Otro aspecto muy importante que se tratará, es el diseño de una serie de limitaciones de potencia para todas las plantas que forman las redes y se explicarán con mas detenimiento a lo largo de este proyecto.

ABSTRACT

In this TFM, the production of photovoltaic energy in 44 large-scale plants will be analyzed, specifically 100MW each one of them and will form 3 networks located in Andalusian territory, in national territory and in European territory, specifically 16 of the 44 facilities will to be located in Andalusia, another 16 facilities will be in Spain and the remaining 12 facilities will be integrated into the European continent.

This distribution for the distribution of the plants has been carried out following a series of criteria imposed for each zone as will be seen later. Once the plants are installed, the losses due to the shading of the horizon will be studied in order to be sure that these plants are installed in the correct places. The power of the plants has been obtained through the PVGIS on an hourly basis, so through these data and others, the most important parameters have been obtained to be able to characterize the output curves of all these plants. These curves will represent the hourly power of 4 most significant days (2 equinoxes and 2 solstices), the annual hourly power and the annual daily energy.

Another very important aspect that will be discussed is the design of a series of power limitations for all the plants that make up the networks and will be explained in more detail throughout this project.

1. OBJETIVOS.

El objetivo principal de este proyecto es parametrizar y analizar las curvas de salida de la potencia para cada red. Una vez obtenido este análisis se puede comparar y valorar los resultados para las diferentes redes establecidas (Andalucía, España y Europa). Estos puntos más característicos son los siguientes:

- Curva diaria (4 días significativos, es decir solsticios y equinoccios):
  -Número de horas de generación máximo diario anual.
  -Número de horas de generación mínimo diario anual.
  -Hora de máxima potencia (curva típica anual)

- Curva anual:
  -Número de horas de generación.
  -Potencia máxima anual.
  -Potencia media anual.
  -Periodos de potencia máxima.
  -Periodos valores valle.
  -Energía anual.

Se valorará cuanta potencia y energía es inyectada a la red para cada planta que variará más entre las plantas europeas y las españolas, así como también se analizará la potencia inyectada a red y la potencia excedente a red para cada una de las limitaciones impuestas en el inversor, siendo más estrictos por ejemplo cuando se aplica una limitación del 20% que en este caso habrá gran cantidad de excedente, obteniendo en este caso capacidad de control de la planta y la posibilidad de almacenar esta energía excedente. Las limitaciones que se diseñarán en el inversor son del 20%, 40%, 60% y 80%.

2. INTRODUCCIÓN.

La Energía proveniente del sol es una oportunidad energética, lo cual significa una defensa muy importante para el planeta. El sol es una fuente muy importante, inagotable y limpia para la producción eléctrica, en el siglo XXI, la energía solar fotovoltaica está teniendo un progreso muy importante a nivel tecnológico y económico. [1]

Esta energía procedente del sol es transformada en energía eléctrica gracias al "efecto fotoeléctrico". El efecto fotovoltaico se define como el proceso por el cual se genera una diferencia de potencial entre dos puntos de un material cuando sobre él incide la radiación electromagnética. Debido a este hecho producido, se puede decir que en cierta manera el material semiconductor se transforma en un pequeño generador eléctrico.

2.1. Plan Nacional Integrado de Energía y Clima 2021-2030 (PNIEC)

El Plan Nacional Integrado de Energía y Clima (PNIEC) 2021-2030: define los objetivos de reducción de emisiones de gases de efecto invernadero, de penetración de energías renovables y de eficiencia energética. Fue aprobado el 22 de febrero de 2019 por el Consejo de Ministros y enviado el 20 de marzo de 2020 a la Comisión Europea. En dicho PNIEC se contempla una serie de medidas que permitirán conseguir los siguientes resultados para España en 2030: [2]

- **23%** de reducción de emisiones de gases de efecto invernadero (GEI) respecto a 1990. [2]
- **42%** de renovables sobre el uso final de la energía. [2]
- **74%** de energía renovable en la generación eléctrica. (39% en 2019). [2]

2.1.1. Electrificación y descarbonización del sistema energético.

Tres de cada cuatro toneladas de GEI se originan en el sistema energético, por lo que su descarbonización es la asignatura pendiente para alcanzar los objetivos del PNIEC. Una opción para empezar a contribuir en esta descarbonización son los métodos de obtención de energía que se presentan en este proyecto, es decir, la creación de grandes plantas solares fotovoltaicas que generen una energía limpia, renovable y sana para el medio ambiente. [2]

Como consecuencia de las medidas contempladas en este Plan, cuya finalidad es la de reducir en la medida de lo posible los combustibles fósiles por la implantación de fuentes de energía renovables en los tres usos de la energía: transporte, calefacción y refrigeración y electricidad, es que las fuentes de energías renovables pretendan alcanzar para 2030 el 42% del uso final de la energía. [2]

En la figura 1 se presenta la aportación de las energías renovables sobre el consumo final de energía.

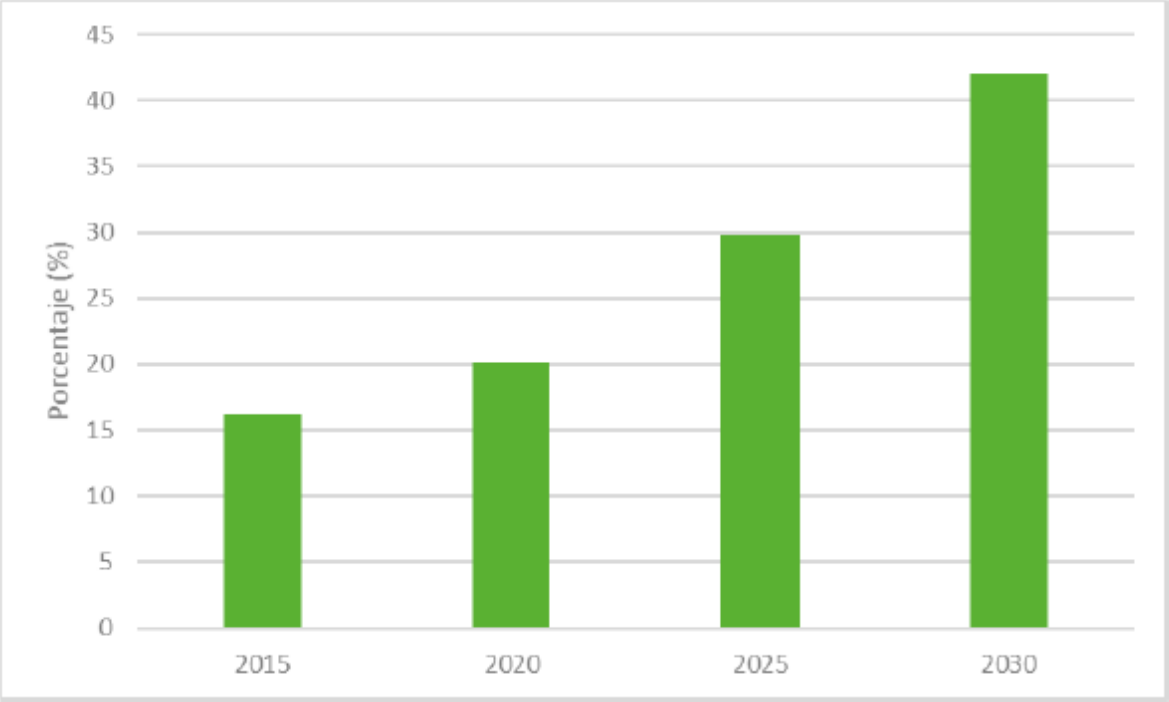


Figura 1: Aportación de las energías renovables sobre el consumo final de energía con el conjunto de medidas previstas. Fuente: Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico, 2019.

- Transporte: como resultado de las medidas impuestas en el PNIEC se alcanza el 28% de energías renovables en el transporte vía electrificación y biocarburantes, por encima del 14% exigido por la UE en 2030. Los principales ejes de descarbonización en el sector del transporte son el cambio modal, el despliegue de la movilidad eléctrica y el impulso a la fabricación y uso de biocarburamtes avanzados. [2]

- Calefacción y refrigeración: Electrificación y crecimiento del uso de renovables térmicas. Se espera un avance tecnológico, pero aparte también que surjan nuevos actores y modelos de inversión que impulsen la descarbonización. [2]

- Generación eléctrica: Es evidente que para que se produzca la transición hacia un sistema eléctrico descarbonizado, implica una incorporación importante y sostenida de fuentes renovables. Esta acción lleva consiguo una estrategia en tres caminos: impulso de grandes proyectos de generación, despliegue del autoconsumo y generación distribuida y medidas de integración de las energías renovables en el sistema y el mercado eléctrico. [2]

Las figuras 2 y figura 3, que se encuentran relacionadas entre si, representan la potencia instalada de cada una de las tecnologías de energía renovables entre el año 2015 y 2030, como se puede ver la tecnología solar fotovoltaica, junto con la eólica, son las fuentes de energía renovables que más crecen de cara al año 2030.

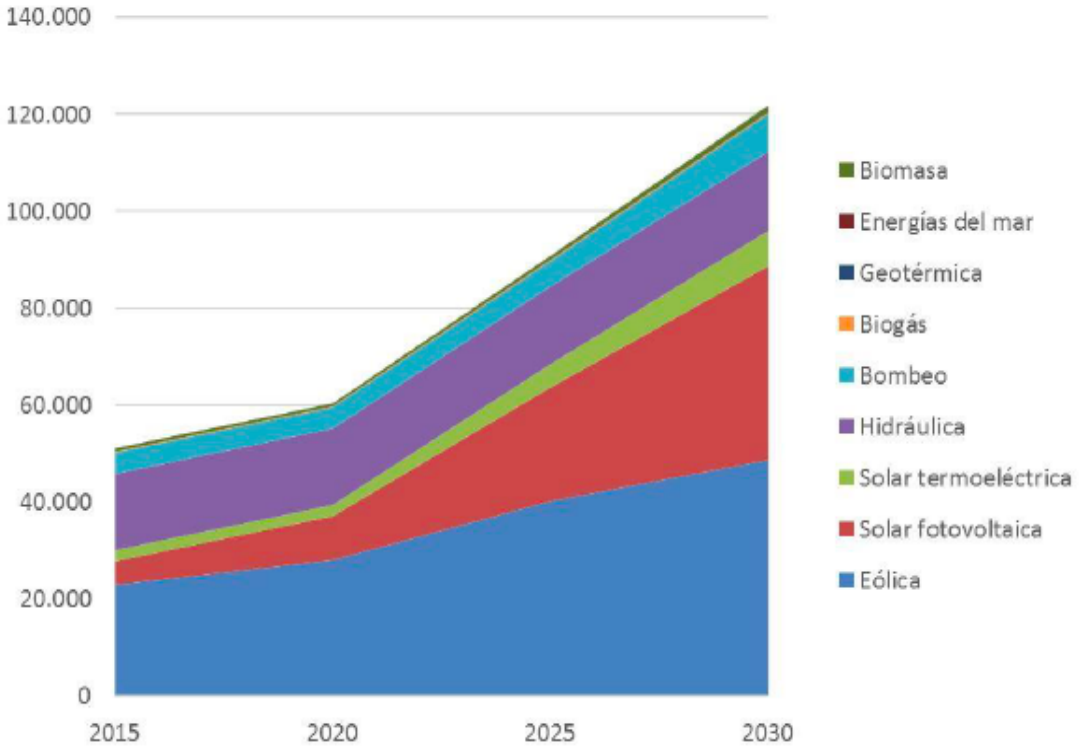


Figura 2: capacidad instalada de tecnologías renovables (MW)

Fuente: Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico, 2019.

Parque de generación del Escenario Objetivo (MW)				
Año	**2015**	**2020***	**2025***	**2030***
Eólica (terrestre y marítima)	22.925	28.033	40.633	50.333
Solar fotovoltaica	4.854	9.071	21.713	39.181
Solar termoeléctrica	2.300	2.303	4.803	7.303
Hidráulica	14.104	14.109	14.359	14.609
Bombeo Mixto	2.687	2.687	2.687	2.687
Bombeo Puro	3.337	3.337	4.212	6.837
Biogás	223	211	241	241
Otras renovables	0	0	40	80
Biomasa	677	613	815	1.408
Carbón	11.311	7.897	2.165	0
Ciclo combinado	26.612	26.612	26.612	26.612
Cogeneración	6.143	5.239	4.373	3.670
Fuel y Fuel/Gas (Territorios No Peninsulares)	3.708	3.708	2.781	1.854
Residuos y otros	893	610	470	341
Nuclear	7.399	7.399	7.399	3.181
Almacenamiento	0	0	500	2.500
Total	**107.173**	**111.829**	**133.802**	**160.837**

*Los datos de 2020, 2025 y 2030 son estimaciones del Escenario Objetivo del PNIEC.

Figura 3: Evolución de la potencia instalada de energía eléctrica (MW)

Fuente: Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico, 2019

2.2. Radiación generada y potencia obtenida.

Prácticamente en todos los datos obtenidos en los diferentes procesos de cálculo y de diseño de las plantas fotovoltaicas a nivel andaluz, a nivel nacional y a nivel europeo se obtienen datos de irradiancia y potencia.

La irradiancia, es la potencia de la radiación solar por unidad de área y se mide en (W/m^2), por otro lado, la potencia es la proporción por unidad de tiempo, con la cual la energía eléctrica es transferida por un circuito eléctrico, es decir, la cantidad de energía eléctrica entregada o absorbida por un elemento en un momento determinado, se mide en (W). [3]

Para relacionar estas dos magnitudes se establece la siguiente ecuación, la cual ha sido sacada del temario del máster. [4] la cual se usa interpretando y relacionando cada uno de sus parámetros que a continuación se explicarán con más detalle.

- $P_{GFV} = P_{GFV,M,STC} \cdot \frac{G}{G_{STC}} \cdot [1 - \gamma \cdot (T_C - Tc_{STC})$. (1)

En la ecuación 1 se puede calcular la potencia que el generador fotovoltaico puede dar en unas condiciones determinadas de irradiancia y temperaturas.

siendo:

- $P_{GFV,M,STC}$ (Wp): Potencia máxima de un generador FV a CEM (condición estándar de medida) o potencia nominal de un generador FV.
- G (W/m^2): Irradiancia incidente
- G_{STC} (G/m^2): Irradiancia incidente a CEM (1000 W/m^2)
- γ: Coeficiente de variación de la potencia con la temperatura de operación de la célula.
- Tc_{STC}: temperatura de la célula en CEM (25ºC)
- Tc: temperatura de la célula

Para el cálculo de la temperatura de la célula se establece la siguiente fórmula, sacada de la misma fuente que se ha obtenido la ecuación 1. [4].

- $T_C = T_a + G \cdot \frac{T_{ONC} - T_{a\,TONC}}{G_{TONC}}$ (2)

siendo:

- Ta: temperatura ambiente
- T_{ONC}: temperatura de operación de la célula
- Ta TONC: temperatura ambiente de operación de la célula (20ºC)
- G_{TONC}: Irradiancia de operación de la célula (800W/m^2)

2.3. Instalaciones solares fotovoltaicas conectadas a red.

En este tipo de sistemas FV toda la energía generada se inyecta en la red de la compañía eléctrica. De hecho, la empresa asume la función de un enorme almacén de energía, en los países desarrollados, la mayoría de sistemas FV están conectados a la red. En principio, este punto hace que los SFVCAR sean más simples que los SAFV principalmente porque no es necesario almacenar energía. [5]

El sistema se compone de los siguientes elementos:

- Módulos FV, normalmente llamados generador FV (algunos módulos FV conectados en serie o en paralelo en una estructura de soporte). [5]

- Inversor (un aparato en estado sólido que convierte la electricidad de CC de los módulos en electricidad de CA con las mismas características que las que suministra la red). [5]

- Dispositivo medidor destinado a medir la electricidad vendida a la red. [5]

- Dispositivo medidor destinado a medir la electricidad comprada a la red. [5]

- Cargas de CA de aparatos eléctricos. [5].

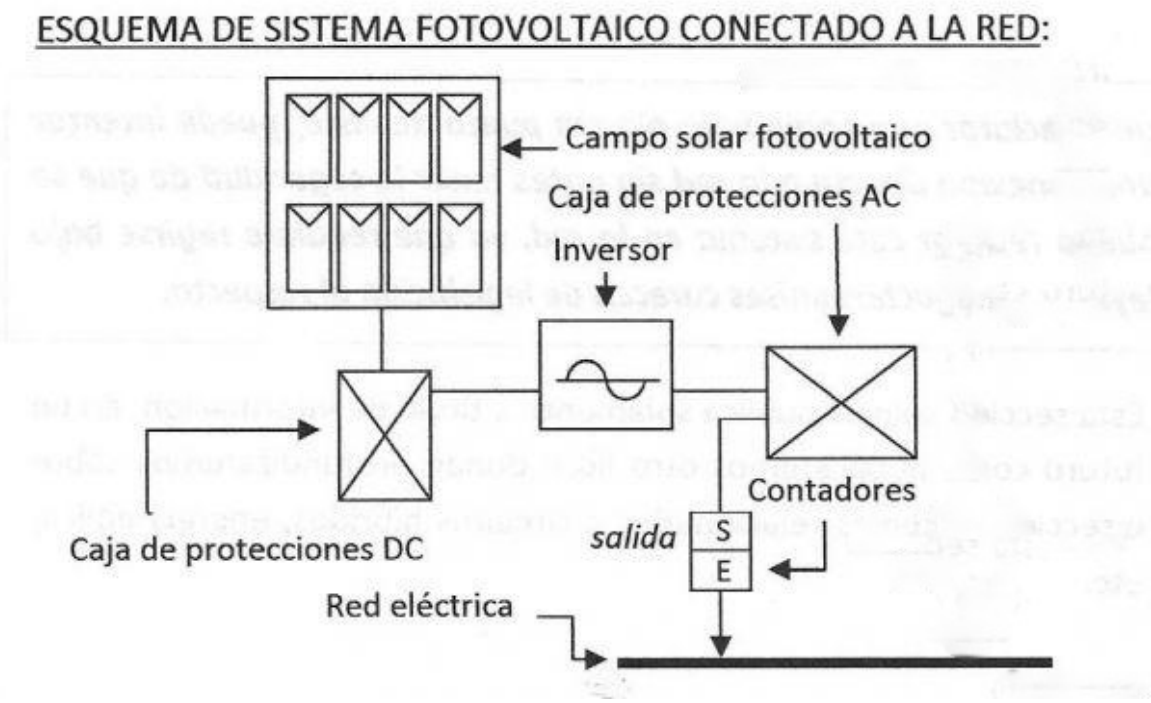


Figura 4: Esquema de un sistema fotovoltaico conectado a red.
Fuente: aulafacil.com

2.3.1. instalaciones fotovoltaicas conectadas a red a gran escala.

El proyecto fotovoltaico de una planta solar a gran escala, sobre terreno, puede estar inspirado en sistemas fotovoltaicos tradicionales o de concentración.

Tradicionalmente los sistemas fotovoltaicos convencionales son los más abundantes en el mercado, por el contrario, los sistemas fotovoltaicos de concentración utilizan lentes y espejos para enfocar en ellos la radiación del sol y así aumentar la temperatura, estos sistemas fotovoltaicos de concentración dan lugar a un ahorro significativo en las células solares por tener un área requerida más reducida en los materiales fotovoltaicos. Debido a este hecho se tiene la necesidad de realizar una mayor inversión en los costes de los materiales (lentes, espejos, seguidores, etc) y es el motivo por lo que las instalaciones de concentración son menos comunes que las tradicionales. [6]

Otro hecho significativo de las instalaciones fotovoltaicas a gran escala es que la energía que se genera se inyecta a red en tu totalidad, vendiendo esta energía a los mayoristas y no a los consumidores finales. [6]

Un proyecto de planta solar fotovoltaica a gran escala es en la mayoría de los casos un proyecto ambicioso donde entran en juego muchas partes diferentes, por ejemplo: los dueños de grandes expansiones de terreno ya que para una instalación de esta envergadura es necesario muchas hectáreas de terreno, promotores, operarios, servicios públicos, entre otros. [6]

Los objetivos de un proyecto fotovoltaico a gran escala son:

- Equilibrio entre la gestión de riesgos y crisis. [6]
- Ejecución de plantas eléctricas de larga vida con un alto rendimiento y disponibilidad. [6]
- Funcionamiento correcto y seguro cumpliendo los requisitos correspondientes. [6]
- Bajo coste con alto rendimiento de la inversión [6]



Figura 5: Planta fotovoltaica conectada a red a gran escala.
Fuente: Acciona

3. METODOLOGÍA

Para el estudio de la metodología, principalmente este proyecto se ha basado en el uso de la aplicación informática PVGIS que ha sido la piedra filosofal para el diseño de las instalaciones fotovoltaicas, también una vez que se han ubicado todas las plantas mediante simulación con PVGIS, se ha diseñado y se ha obtenido la información correspondiente de estas plantas, esta información final se ha traspasado a documentos Excel, donde posteriormente se han calculado varios parámetros y gráficas de interés para la realización de este TFM que posteriormente se detallará con más detenimiento.

3.1. Programa (PVGIS).

PVGIS es una aplicación web que permite al usuario obtener datos sobre la radiación solar de cualquier lugar, en la mayor parte del mundo, y partiendo de estos datos permite calcular la producción de energía de un sistema fotovoltaico, instalado en ese lugar, para diferentes tipos de sistemas. [7]

3.1.1. Introducción

PVGIS permite obtener, de forma gratis, la evaluación de:

- El potencial fotovoltaico para diferentes tecnologías y configuraciones de sistemas conectados a la red e independientes (sistemas aislados). [7]
- La radiación solar y temperatura, como promedios mensuales o perfiles diarios.[7]
- La serie de tiempo completo de valores horarios de radiación solar y rendimiento fotovoltaico. [7]
- Los datos típicos del año meteorológico para nueve variables climáticas. [7]
- Los mapas, por país o región, de recursos solares y potencial fotovoltaico. [7]

La mayoría de las herramientas en PVGIS requieren alguna entrada al usuario, esto se maneja con formularios web normales, donde el usuario hace clic en opciones o ingresa información, como por ejemplo el tamaño de un sistema fotovoltaico. Antes de ingresar los datos para el cálculo, el usuario debe seleccionar una ubicación geográfica para la cual realizar el cálculo, esto se realiza haciendo clic en la ubicación deseada en el mapa que proporciona PVGIS. [7]

PVGIS permite al usuario obtener los resultados de diferentes formas:

- Como números y gráficos que se muestran en el navegador web. Todos los gráficos también se pueden guardar en un archivo. [7]

- Como información en formato de texto (CSV). Los formatos de salida se describen por separado. [7]

- Como documento PDF, disponible después de que el usuario haya hecho clic para mostrar los resultados en el navegador. [7]

- Utilizando los servicios web PVGIS no interactivos. [7]

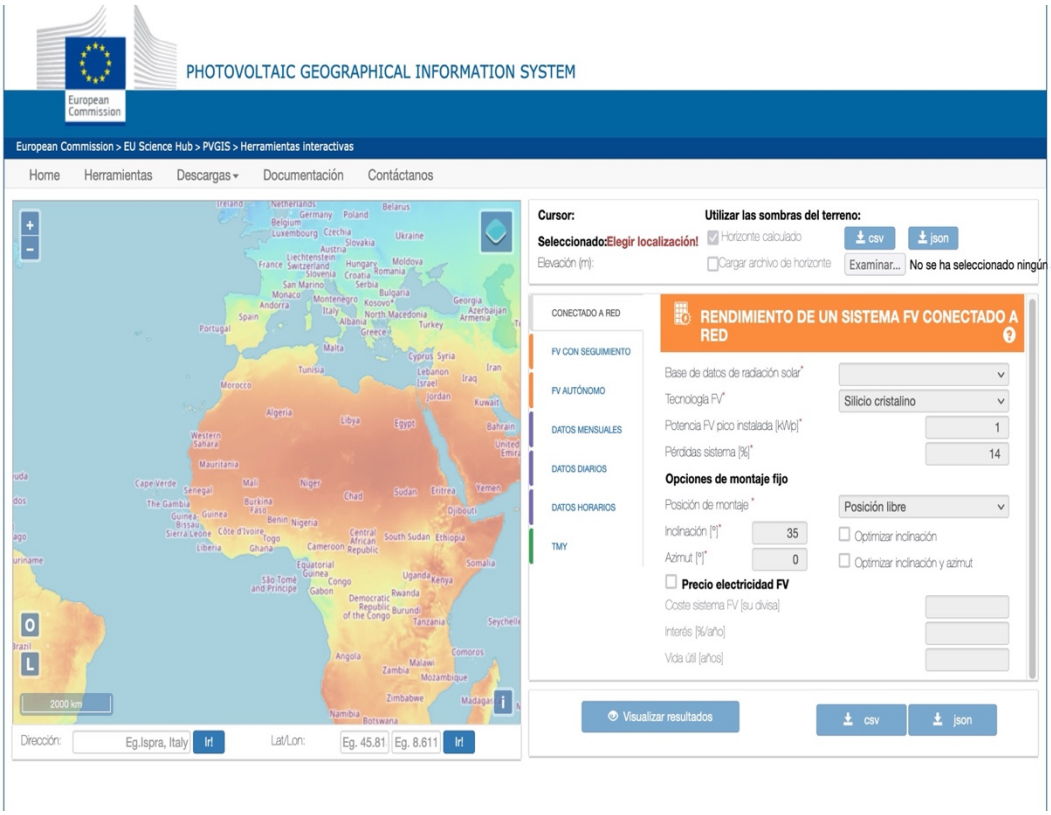


Figura 6: Interfaz principal de PVGIS

Fuente: Manual de usuario de PVGIS

3.1.2. Uso de la información del horizonte.

El cálculo de la radiación solar y/o el rendimiento fotovoltaico en PVGIS puede utilizar información sobre el horizonte local para estimar los efectos de las sombras de colinas o montañas cercanas. Para el cálculo del horizonte el usuario de PVGIS tiene dos formas de obtenerlo que se detallan a continuación: [7]

- Utilizando la información de horizonte incorporada en PVGIS, simplemente habría que hacer clic en la opción que pone “horizonte calculado” (figura 6).

- Cargando la propia información sobre la altura del horizonte, es decir, el horizonte calculado, se obtendrá un archivo de datos con extensión .csv o txt que posteriormente se transformará en un archivo Excel con texto en columnas y los datos separados por comas. Este ha sido el método que se ha usado en este TFM para obtener los horizontes de cada una de las plantas que componen el trabajo.

3.1.3. Elección de la base de datos de radiación solar.

La mayoría de los datos de radiación solar utilizados por PVGIS se han calculado a partir de imágenes de satélite. Existen varios métodos diferentes para hacer esto, según los satélites que se utilicen. Las opciones que están disponibles en PVGIS en la actualidad son: [7]

- PVGIS-SARAH: Este conjunto de datos ha sido calculado con CM SAF y el equipo de PVGIS. Estos datos cubren Europa, África, la mayor parte de Asia y partes de América del sur. Esta será la base de datos que se utilice para el cálculo de todas las plantas de este proyecto. [7]

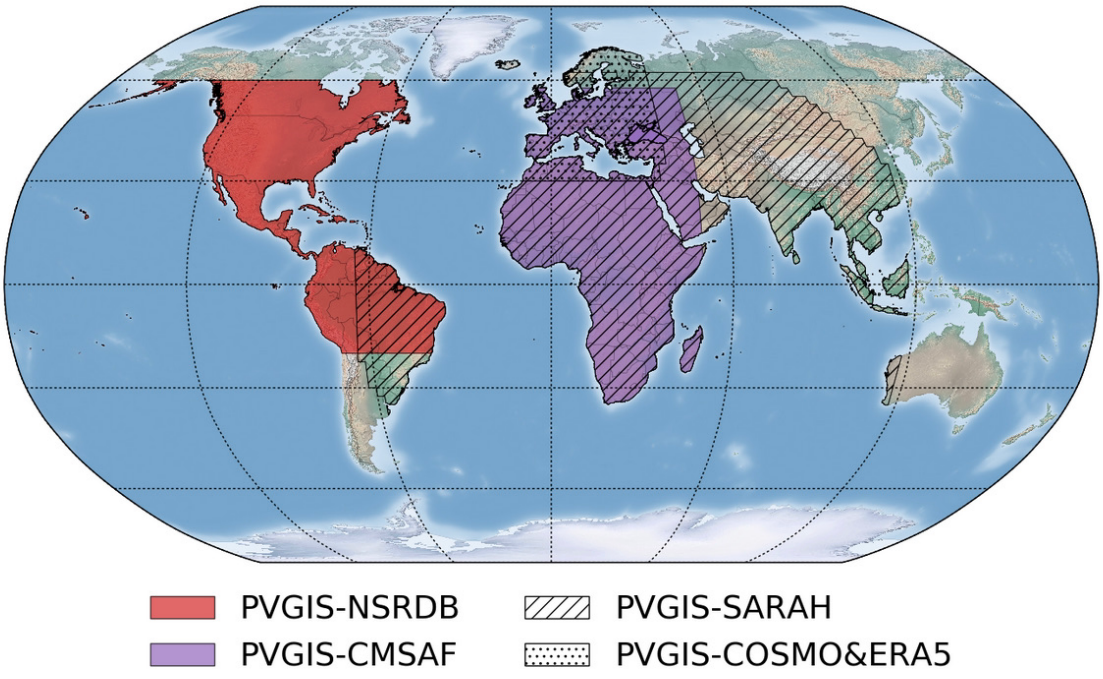
- PVGIS-NSRDB: Este conjunto de datos ha sido proporcionado por el Laboratorio Nacional de Energía Renovable (NREL) y es parte de la base de datos nacional de radiación. [7]

- PVGIS-CMSAF: Este conjunto de datos ha sido calculado por la colaboración CN SAF para el área que cubre Europa y África, así como partes de América del sur. Los datos cubren el período 2007-2016. [7]

Algunas áreas no están cubiertas por los datos de satélite, este es especialmente el caso de las áreas de alta latitud. Por lo tanto, se ha introducido dos bases de datos adicionales de radiación solar para Europa, que incluyen latitudes septentrionales: [7]

- PVGIS-ERAS: Este es el nuevo producto de reanálisis de ECMWF. La cobertura es mundial con una resolución horaria y una resolución espacial de 0,28º lat / lon. Actualmente, en PVGIS se está poniendo esta base de datos a disposición de Europa. [7]

- PVGIS-COSMO: COSMO-REA6 es un producto de reanálisis regional que cubre Europa con una resolución horaria y una resolución espacial de aproximadamente 6 km (se usa 3´lat / lon en PVGIS). [7]



Geographical extent of the solar radiation data sets in PVGIS

©PVGIS © European Communities, 2001-2017

Figura 7: Representación en mapa de las bases de datos de PVGIS.
Fuente: Manual de usuario de PVGIS

En base a los diferentes estudios de validación realizados, las bases de datos recomendadas para cada ubicación son las siguientes:

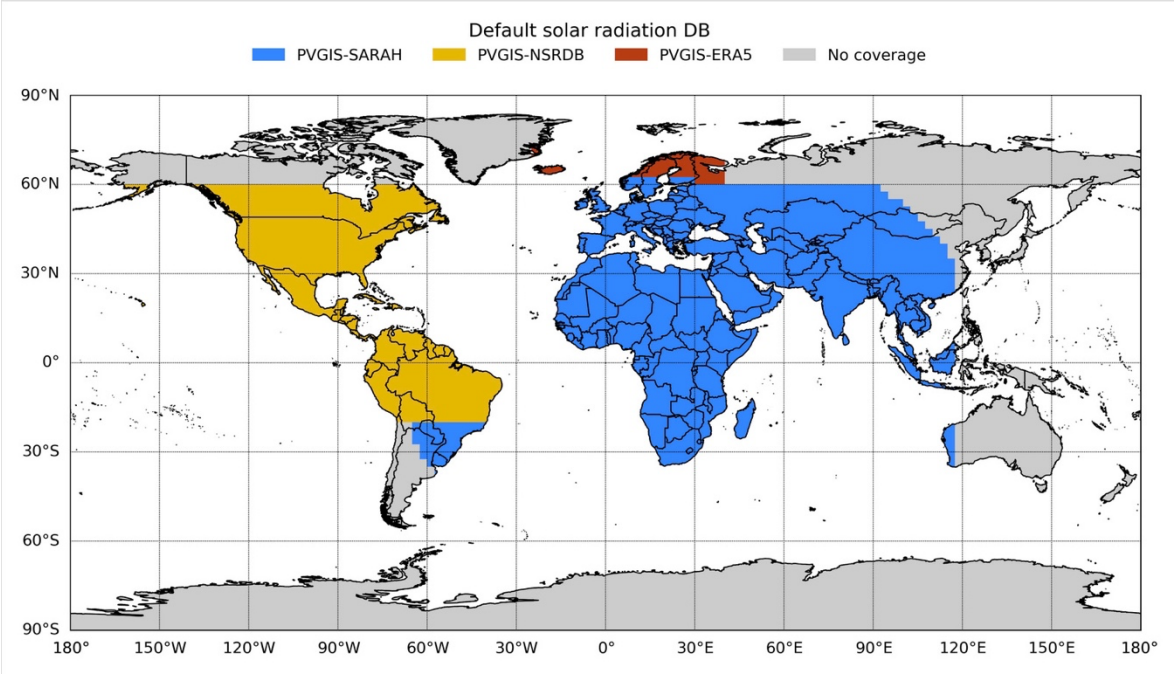


Figura 8: Bases de datos recomendadas por los estudios realizados.
Fuente: Manual de usuario de PVGIS

3.1.4. Cálculo del rendimiento del sistema fotovoltaico conectado a red.

Los sistemas fotovoltaicos convierten la energía de la luz solar en energía eléctrica. Aunque los módulos fotovoltaicos producen electricidad de corriente continua (CC), a menudo los módulos están conectados a un inversor que convierte la electricidad en CA, que luego se puede usar localmente o enviar a la red eléctrica. Este tipo de sistema fotovoltaico se denomina fotovoltaica conectada a red. El cálculo de la producción de energía asume que toda la energía que no se utiliza localmente se puede enviar a la red. [7]

PVGIS necesita cierta información del usuario para realizar un cálculo de la producción de energía fotovoltaica. Estas entradas se describen a continuación:

- Tecnología fotovoltaica: El rendimiento de los módulos fotovoltaicos depende de la temperatura y de la irradiancia solar, pero la dependencia exacta varía entre los diferentes tipos de módulos fotovoltaicos. Las pérdidas por efecto de la

temperatura e irradiancia se pueden estimar para los siguientes tipos de módulos: celdas de silicio cristalino, módulos de película delgada hechos de CIS o CIGS y módulos de película delgada hechos de telururo de cadmio (CdTe). En este proyecto el tipo de módulo que se ha utilizado para el diseño de las plantas ha sido módulos de celdas de silicio cristalino. [7]

- Potencia pico instalada: Esta es la potencia que el fabricante declara que la matriz fotovoltaica puede producir bajo condiciones de prueba estándar, que son 1000W constantes de irradiación solar por metro cuadrado en el plano de la matriz, a una temperatura de la matriz de 25ºC. La potencia pico debe ingresarse en kilovatios-pico (Kwp). En este proyecto la potencia pico instalada en cada una de las plantas fotovoltaicas ha sido 100.000 kwp. [7]

- Pérdidas del sistema: Las pérdidas del sistema estimadas son todas las pérdidas en el sistema, que hacen que la energía realmente entregada a la red eléctrica sea menor que la energía producida por los módulos fotovoltaicos. Hay varias causas para esta pérdida, como pérdidas en cables, inversores de potencia, suciedad en los módulos, etc. Con los años, los módulos también tienden a perder un poco de su potencia, por lo que la producción anual promedio durante la vida útil del sistema será un nuevo porcentaje más bajo que la producción en los primeros años. El valor que PVGIS establece de forma predeterminada para las pérdidas totales es de un 14%, por lo que en este proyecto se ha considerado utilizar ese valor. [7]

- Posición del montaje: En PVGIS existe dos posibilidades independientes de realizar el montaje, la primera forma es de montar los módulos en un bastidor con aire fluyendo libremente detrás de los módulos o integrado en el edificio, lo que significa que los módulos están completamente integrados en la estructura de la pared o el techo de un edificio, sin movimiento de aire detrás de los módulos. En este proyecto la posición del montaje de los módulos se ha establecido libremente. [7]

- Pendiente y azimut de los módulos fotovoltaicos: La pendiente es el ángulo de los módulos fotovoltaicos desde el plano horizontal, para un montaje fijo (sin seguimiento), por otro lado, el azimut es el ángulo de los módulos fotovoltaicos en relación con la dirección sur. -90º es el este, 0º es el sur y 90º es el oeste. Para algunas aplicaciones, los ángulos de pendiente y azimut ya se conocerán, por ejemplo, los módulos fotovoltaicos se deben construir en un techo existente. Sin embargo, si tiene la posibilidad de elegir la pendiente o el azimut, PVGIS también puede calcular los valores óptimos para la pendiente y el azimut (asumiendo ángulos fijos para todo el año). En este proyecto se optimizará el ángulo de inclinación y el azimut. [7].

Todos los puntos anteriores se pueden ver reflejados en la figura 9:

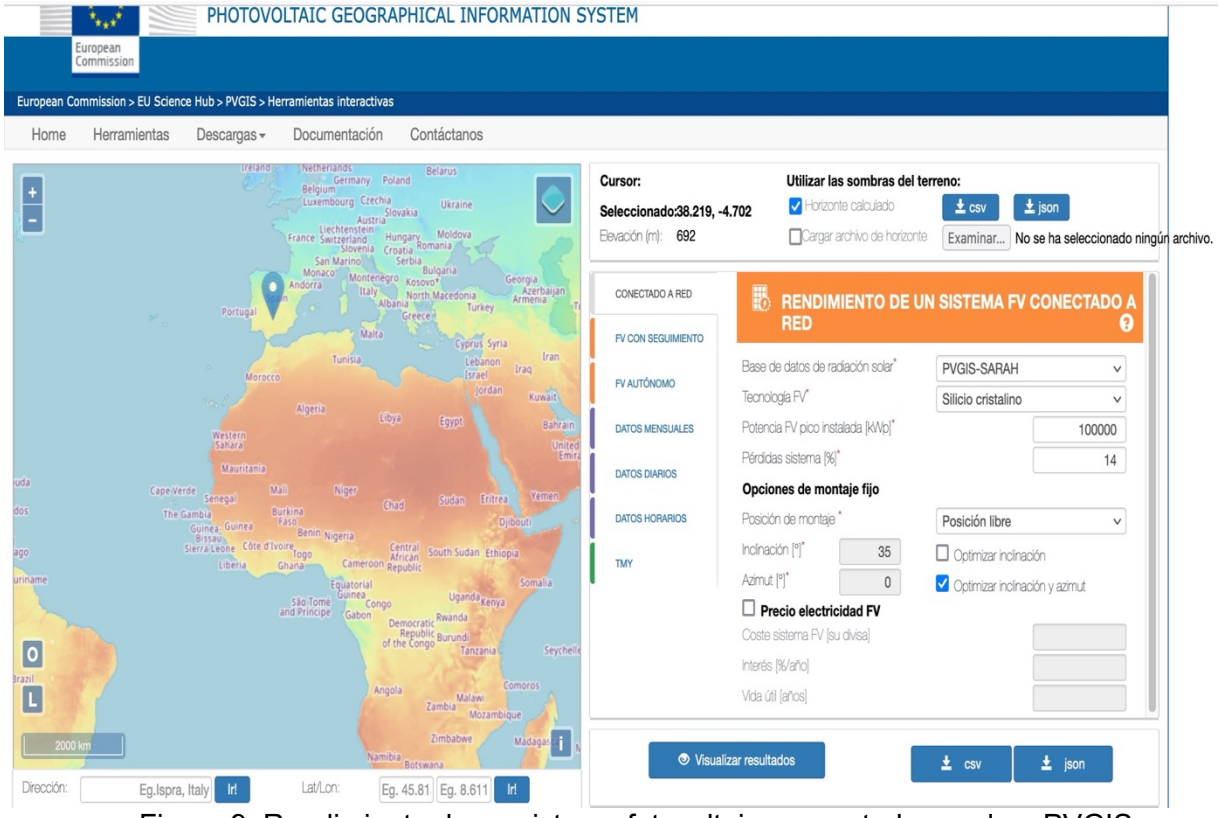


Figura 9: Rendimiento de un sistema fotovoltaico conectado a red en PVGIS. Fuente: manual de usuario de PVGIS.

3.1.5. Radiación solar por hora y datos fotovoltaicos.

A través de PVGIS se puede obtener la radiación solar mensual y diaria, pero dado que en este proyecto se ha utilizado los datos de radiación solar por hora se profundizará más dentro de este tipo de radiación.

Los datos de radiación solar utilizados por PVGIS consisten en un valor por cada hora durante un período de varios años. En este proyecto se llevará a cabo solamente para el año 2015. A través de esta opción dentro del PVGIS de datos horarios, se podrá obtener datos horarios de potencia, irradiancia, temperatura, etc durante todo el año 2015, conservando los datos fotovoltaicos ya impuestos para el estudio preliminar del sistema.

En la figura 10 se podrá visualizar esta pestaña del PVGIS con más detalle. [7]

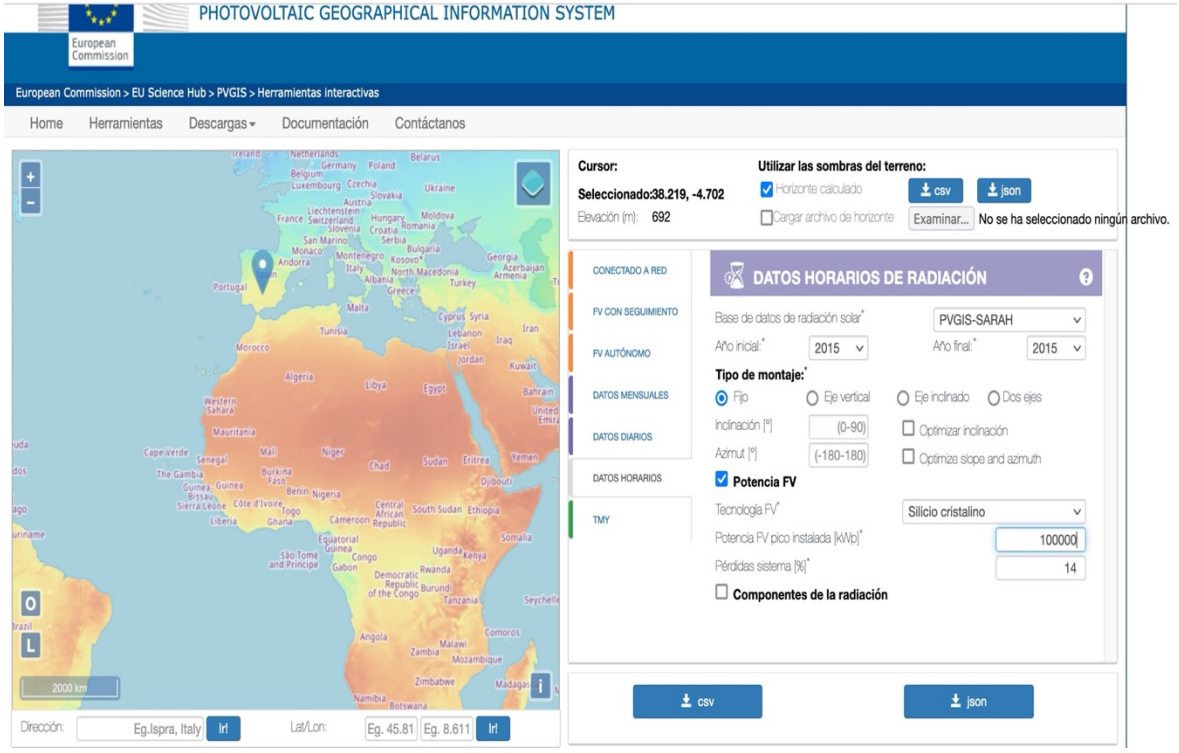


Figura 10: Datos horarios en PVGIS.
Fuente: Manual de usuario de PVGIS

3.2. Programa “EXCEL”

Excel es un programa informático desarrollado por Microsoft y forma parte de Office que incluye otros programas como Word y Powerpoint. Excel permite al usuario trabajar con datos numéricos

3.2.1. Introducción

A diferencia de un procesador de palabras, en Excel los datos se encuentran distribuidos en columnas y filas las cuales darán como resultado las celdas donde se introducirán los datos de los que se esté trabajando. Con los números almacenados en las celdas de Excel se podrá realizar cálculos aritméticos básicos y también se puede aplicar funciones matemáticas de mayor dificultad, o utilizar funciones estadísticas. De esta manera, el proceso de trabajar con números se facilita en mayor parte ya que Excel permite analizar los datos con facilidad y proporcionar ayudas con herramientas como gráficas y tablas dinámicas. [8]

En la figura 11 se representa la interfaz principal del programa Excel.

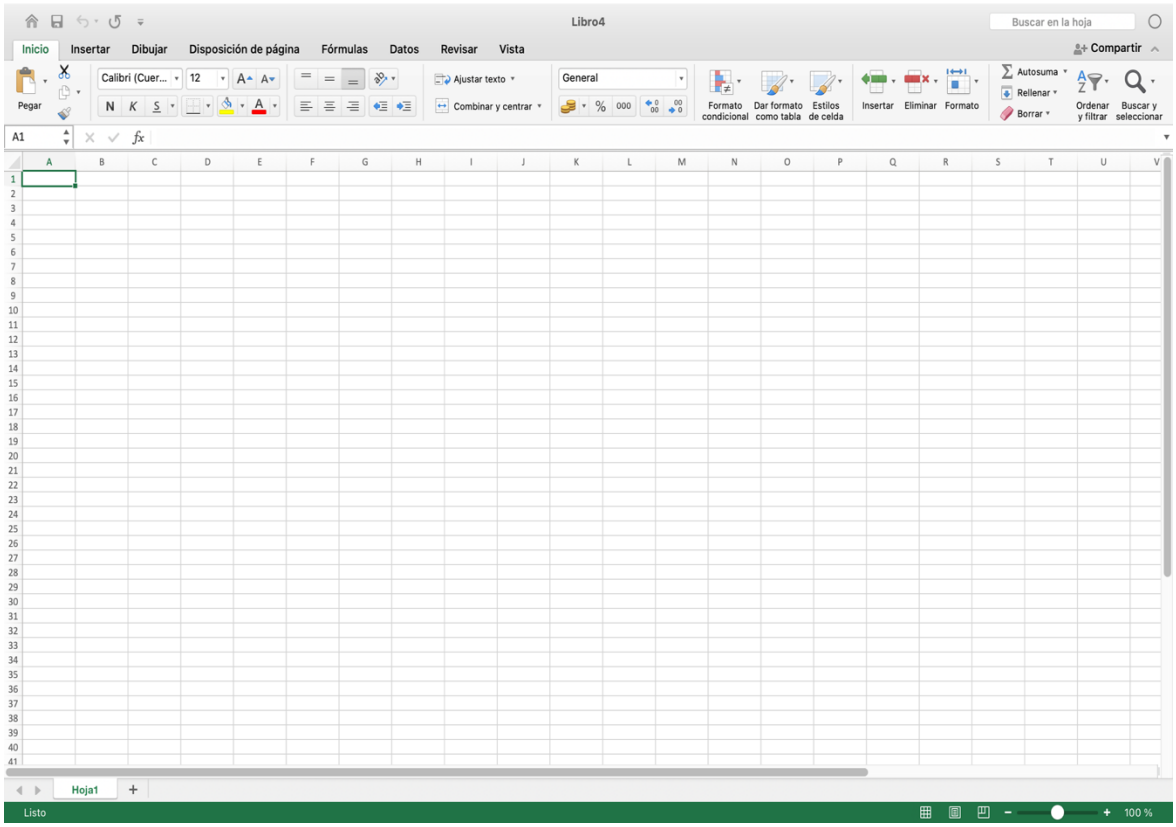


Figura 11: Interfaz principal de EXCEL

Fuente: Programa EXCEL

3.2.2. Operaciones aritméticas.

El programa Excel permite realizar cálculos aritméticos con datos numéricos como la suma (+), la resta (-), la multiplicación (*) y la división (/). La única norma que se debe seguir es la obligación de colocar el símbolo igual (=) antecediendo a la fórmula que se desea calcular. En el programa Excel se puede escribir fórmulas tan extensas como sea necesario, respetando el máximo de caracteres en una celda que es de 32,767. Una peculiaridad que tiene Excel bastante útil, es que en el momento de escribir fórmulas en este programa se puede hacer referencia a otras celdas para incluir sus valores dentro de los cálculos. A ese enlace realizado entre celdas se conoce como una referencia. [8]

3.2.3. Funciones de EXCEL.

Por un lado, en Excel se puede utilizar las operaciones aritméticas para la realización de diversos cálculos, y por otro lado también se puede utilizar las funciones de Excel las cuales son procedimientos imprescindibles que facilitan los cálculos sobre los datos que se están trabajando. Las funciones de Excel están catalogadas por su funcionalidad y algunas de esas categorías son las funciones de búsqueda y referencia, las funciones lógicas, las funciones de texto, las funciones de fecha y hora, etc. [8]

3.2.4. Datos tabulares.

Excel es utilizado en diferentes campos donde se necesitan datos tabulares. La gran cantidad de celdas que tiene disponible Excel facilita la coordinación de los datos tabulares. Excel proporciona una gran cantidad de herramientas para dar formato a los datos, ya sea insertando una tabla de Excel, o aplicando un formato condicional o algún tipo de celda. Excel es una herramienta ampliamente utilizada para trabajar con datos tabulares y la ventaja que tiene es que se pueden ordenar, filtrar, realizar una búsqueda sobre ellos o utilizar herramientas avanzadas para analizar dicha información. [8]

3.2.5. Gráficos en EXCEL.

El hecho de tener una herramienta visual facilita mucho la compresión e interpretación de la información. Excel trae consigo diferentes tipos de gráficos y elementos de visualización donde se puede dar un toque más interactivo al uso de la información y de los datos que se introducen en este programa. Algunos de los tipos de gráficos que existen dentro del programa son gráficos lineales, gráficos de barras, gráficos de dispersión, gráficos circulares, entre otros. [8].

3.2.6. Procesamiento de datos de PVGIS a EXCEL.

Tras configurar todos los parámetros característicos en el programa PVGIS, descrito en el punto anterior, se hará una translación de datos al programa Excel. Dentro del programa Excel, se convertirán los archivos de texto (csv) obtenidos en el programa PVGIS, a archivos en formato columnas. Este procedimiento consiste en abrir el archivo de texto (csv) en Excel y posteriormente, se selecciona la opción de Excel que aparece en la barra de herramientas llamada “Texto en columnas (figura 12).

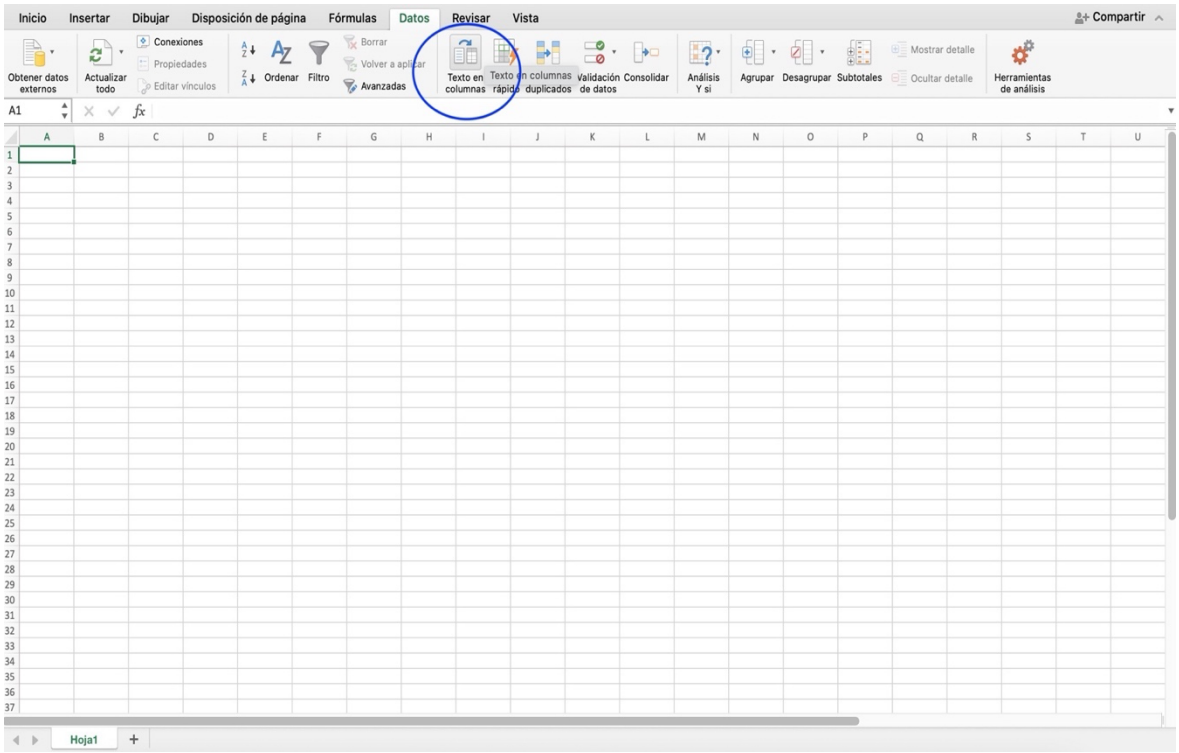


Figura 12: Procesamiento de datos en EXCEL

Fuente: Elaboración propia.

Tras este paso se hará una selección aplicando la opción: (Delimitados – Coma – General) o (Delimitados – Tabulación – General) (figuras 13,14 y 15)

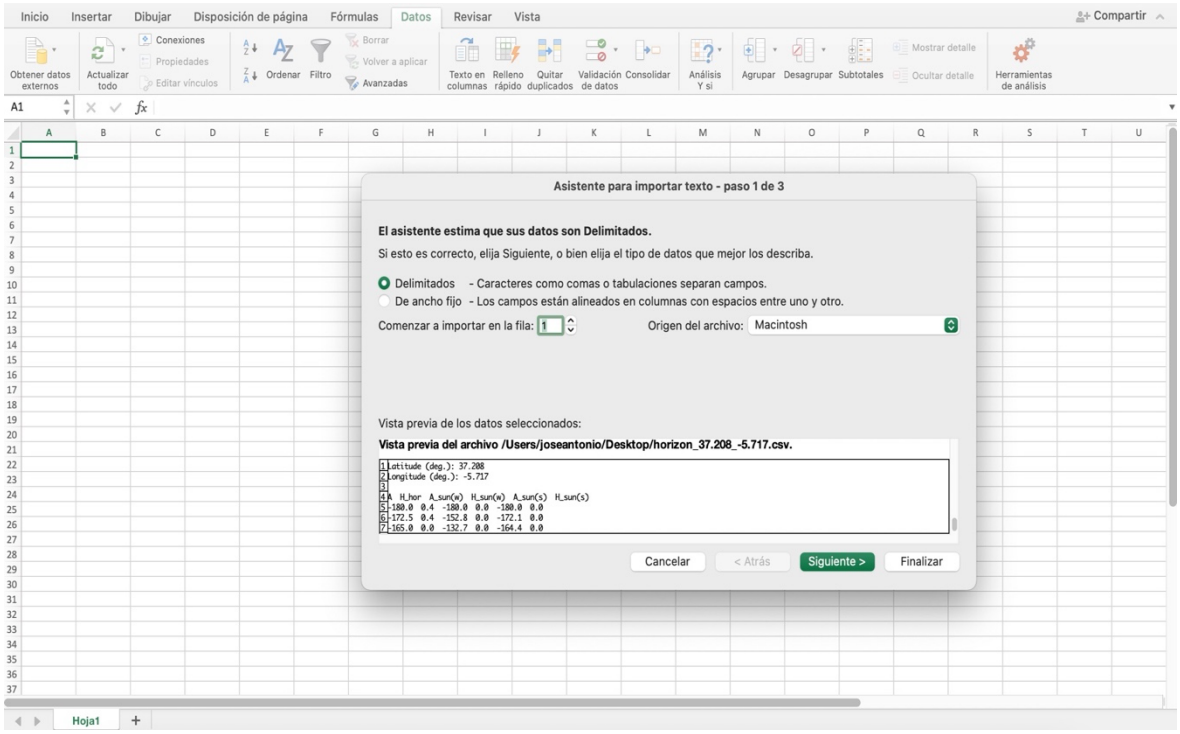


Figura 13: Procesamiento de datos en EXCEL

Fuente: Elaboración propia

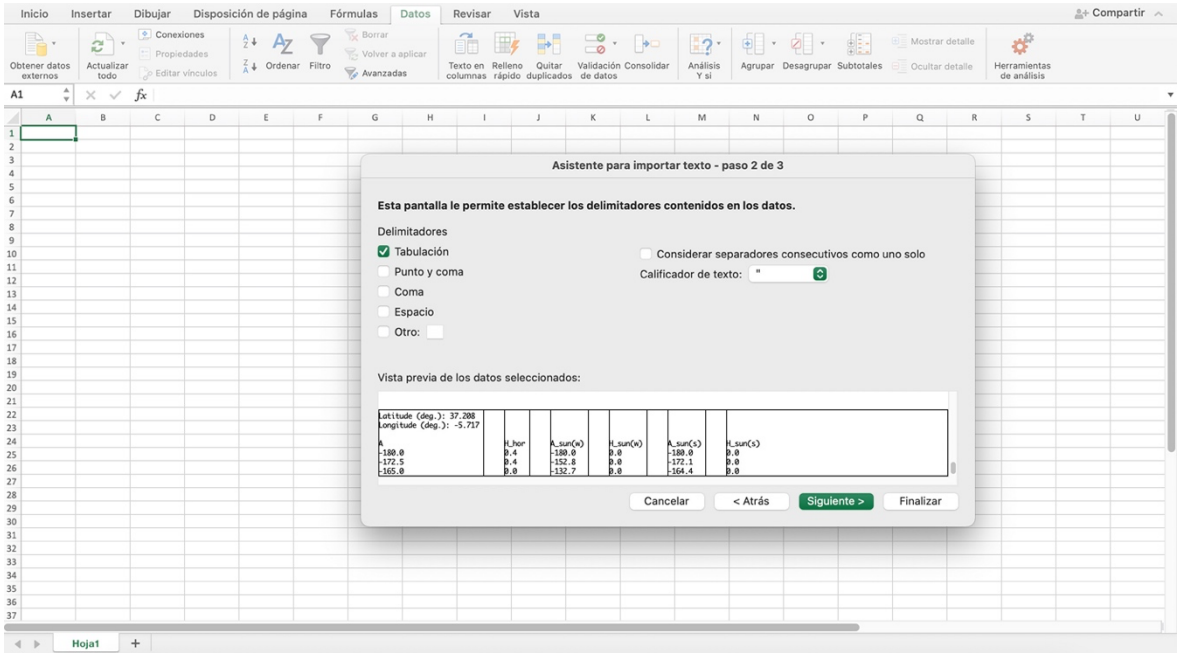


Figura 14: Procesamiento de datos en EXCEL

Fuente: Elaboración propia

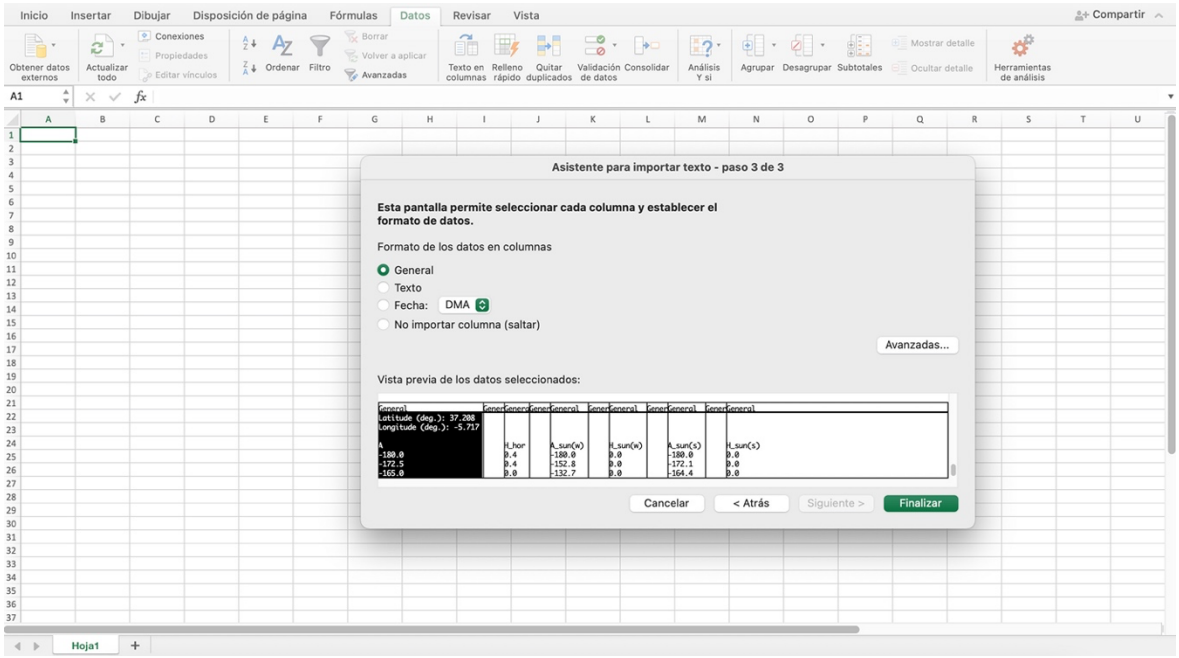


Figura 15: Procesamiento de datos en EXCEL

Fuente: Elaboración propia

3.2.7. Análisis de los datos obtenidos: cálculo de gráficas, fórmulas y filtros.

Una vez que se han obtenido los datos en formato de columnas, se realizarán una selección de gráficos con los datos primarios de PVGIS para cada una de las plantas, es importante aclarar que estos datos primarios de PVGIS son un total de 8760 valores dados de forma horaria para cada uno de los días del año. Se obtienen por tanto las gráficas del sombreado por el horizonte, gráficas de potencias y temperaturas y gráficas de energías, así como los diferentes gráficos de limitaciones: potencia inyectada a red, potencia excedente a red, energía inyectada a red y energía excedente a red. Todas estas gráficas se explicarán con más detalle en los próximos puntos de este proyecto.

Estas gráficas se han diseñado, aplicando en el caso que se ha requerido una serie de filtros en los datos primarios de PVGIS y de esta manera se han escogido los datos que eran necesarios para aplicar cada una de las fórmulas que se detallarán más adelante.

Para realizar las diferentes gráficas y así obtener los parámetros más característicos de cada una de ellas, ha sido necesario la realización de diferentes cálculos matemáticos, como por ejemplo ha sido el cálculo de sumatorias de un conjunto

de datos, promedios de un conjunto de datos y la aplicación de la función (max). De esta manera y mediante la aplicación de estas series de cálculos, se han obtenido una serie de parámetros característicos para cada una de las gráficas, sin embargo, para la obtención de otros parámetros característicos, directamente se han podido obtener mediante la información que se traducía a través de las gráficas.

En el caso de las gráficas de las limitaciones impuestas al inversor (20%, 40%, 60% y 80%), para cada una de estas gráficas y según la limitación impuesta, se ha llevado a cabo una serie de cálculos a través de Excel utilizando fórmulas condicionales, que se explicarán más adelante, a través de estas fórmulas condicionales, se ha hecho una selección de estos datos según la limitación impuesta, ya que no se ha trabajado directamente con los 8760 datos que se obtiene de PVGIS para cada una de las plantas.

Se ha representado también las gráficas del conjunto de plantas para cada una de las redes, en donde directamente, para obtener estas gráficas se ha ido calculando las sumatorias de datos para cada hora y para cada una de las plantas y así obtener la gráfica del conjunto de potencias y energías, así como las gráficas del conjunto de limitaciones.

Finalmente, todos estos datos numéricos finales se han recogido en diferentes cuadros resúmenes, elaborados en Excel, donde se ha hace una recopilación de datos finales obtenidos para cada una de las plantas y para la red en su conjunto, se ha realizado un cuadro resumen de los diferentes parámetros más característicos de las gráficas, un cuadro resumen de las limitaciones impuestas al inversor y un cuadro resumen con los porcentajes de pérdidas por el sombreado del horizonte. Toda esta información explicada en este punto será desarrollada con más detalle en los siguientes apartados del proyecto.

4. REDES DE PLANTAS FOTOVOLTAICAS A GRAN ESCALA.

Las redes de las plantas fotovoltaicas a gran escala, consiste en la creación de tres grandes redes ubicadas en (Andalucía, España y Europa), estos territorios se han escogido desde espacios más pequeños como es el caso de Andalucía, donde las distancias entre las plantas son relativamente cortas, a territorios un poco más grandes como es el caso de España donde las plantas siguen teniendo una distancia de separación entre ellas relativamente pequeña y por último territorios más grandes aún que los anteriores, donde las distancias entre las plantas, en este caso ya si es mas considerable como ocurre para la red de Europa, el territorio abarca gran cantidad de espacio, por este motivo las plantas europeas se encuentran separadas entre ellas con una distancia más larga que para en el caso de Andalucía y España, esta distancia ronda los 1.500km.

Estas 3 redes formarán un conjunto de instalaciones de 100MW cada una, donde la energía captada por medio de los módulos fotovoltaicos será inyectada a red. Para su localización e instalación se ha llevado a cabo una serie de criterios dependiendo de la zona a tratar que se explicarán a continuación. En estas redes de plantas se estudiará todos y cada uno de los parámetros más característicos de las curvas obtenidas analizándolos y relacionándolos cada uno de ellos.

4.1. Red de plantas a nivel de Andalucía.

La red de plantas andaluzas está formada por un total de 16 plantas ubicadas en toda la comunidad, el emplazamiento de cada una de las plantas se ha llevado a cabo siguiendo el criterio de la población, es decir, en las ciudades donde más densidad de población hay se ha considerado montar la instalación, ya que en estas zonas hay más demanda de energía y por consiguiente al ubicar las plantas en estas zonas tan cercanas a los grandes núcleos urbanos (grandes consumidores), a penas existen pérdidas de energía por el transporte y la distribución. Una de las ventajas de poder instalar una planta de esta envergadura cerca de grandes núcleos urbanos es que la energía solar fotovoltaica, es una energía limpia, libre de contaminación y de emisiones de gases nocivos a la atmósfera. Los emplazamientos siguiendo este criterio han sido los siguientes:

- Sevilla
- Écija
- Huelva
- Lepe
- Almería
- El Ejido
- Jaén
- Linares
- Granada
- Motril
- Málaga
- Antequera
- Cádiz
- Jerez de la Frontera
- Córdoba
- Lucena

En algunas provincias, la cuidad que se ha escogido ha sido la cuidad más grande de tamaño de dicha provincia como puede ser el caso de Cádiz y Jerez, Granada y Motril, pero en otras si embargo como es el caso de Sevilla se ha escogido Écija en vez de Dos Hermanas, que es la cuidad más grande de la provincia sevillana, ya que ésta última al estar tan cerca de la ciudad de Sevilla saldría información muy parecida al esta tan próxima una con otra, por esta razón se ha escogido una cuidad más alejada de Sevilla.

En el siguiente gráfico están representadas cada una de las ciudades nombradas anteriormente, las capitales de la provincia se encuentran representabas con el puntero rojo, mientras que las ciudades de cada provincia se encuentran representadas en color azul.

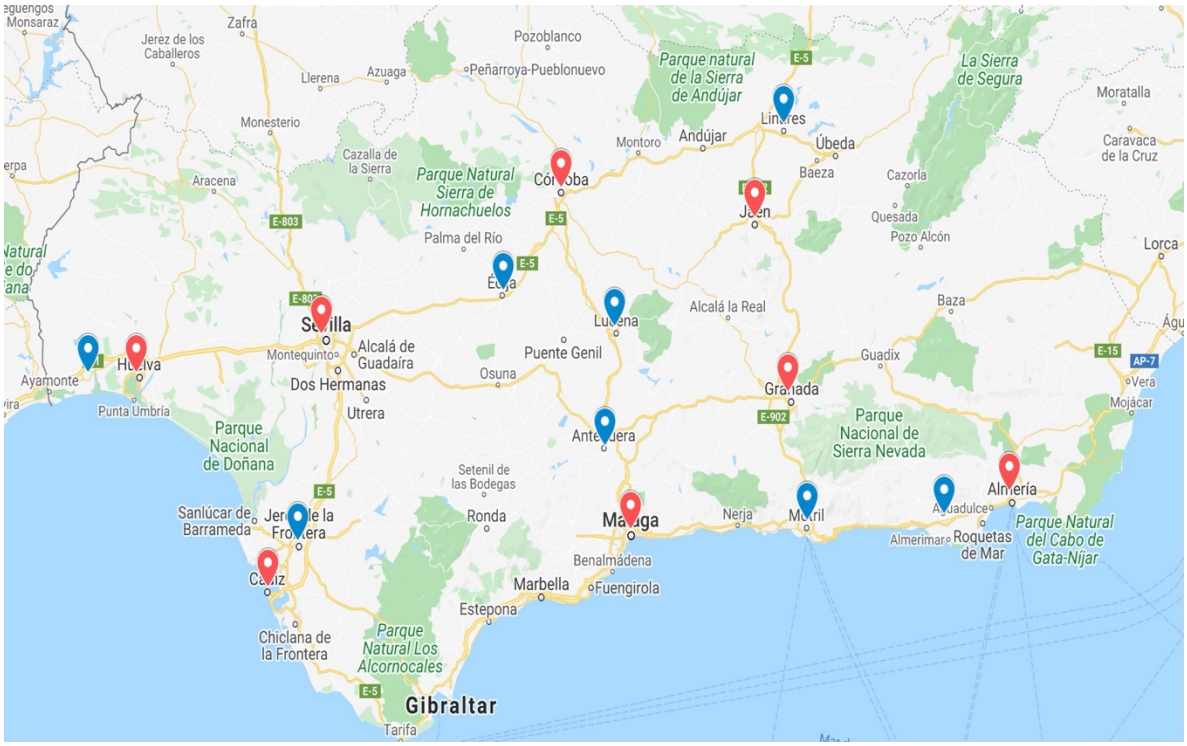


Figura 16: Red de plantas solares fotovoltaicas a nivel de Andalucía.
Fuente: Elaboración propia

4.1.1. Plantas de Andalucía (individual)

Para facilitar la explicación de las plantas al detalle, dada la gran cantidad de instalaciones que existen en la red andaluza, se va a tomar como ejemplo Sevilla, se dará una explicación más detallada de la misma, teniendo en cuenta que el procedimiento del diseño es igual para todas las plantas de Andalucía, así como para todas las plantas de España y de Europa. A continuación, se explicará con detalle el caso de la planta de Sevilla.

- Pérdidas por el sombreado del horizonte

Primeramente, una vez que se han convertido todos los archivos de texto (csv) proporcionados por el programa PVGIS, en archivos Excel bien estructurados en formato columnas, se procede al cálculo del porcentaje de pérdidas por el sombreado del horizonte que se obtiene en el emplazamiento que se ha escogido para la instalación de Sevilla. Se tiene que tener en cuenta que este horizonte calculado en PVGIS afecta solamente a la orografía, es decir, aquellos elementos lejanos como pueden ser montañas, colinas, entre otros. Por este motivo el horizonte que se obtiene es independiente del sombreado que puede dar por causa de por ejemplo grandes estructuras o edificios ubicados en la ciudad. Por lo general, la orografía de Sevilla es bastante plana, es decir, no tiene montañas ni ningún obstáculo en el horizonte que pueda dar problemas de sombreado en este caso.

Hay que tener en cuenta que el tanto por ciento en pérdidas que se obtenga por el cálculo del sombreado del horizonte no debe ser superior al 10%, ya que en este caso existirían muchas pérdidas por lo que se debería de cambiar el emplazamiento de la instalación a otra zona donde el porcentaje de pérdidas por sombreado del horizonte sea inferior al 10%. El rango de porcentaje de pérdidas admisibles para el cálculo del sombreado por el horizonte estaría entre el 2% y el 10% y si se encontrara por debajo del 2%, las pérdidas serían prácticamente despreciables.

El cálculo del porcentaje de pérdidas por el sombreado del horizonte se ha realizado a través de la ecuación (3) relacionada con la figura (17). [9]

$$\text{Pérdidas por el sombreado del horizonte } (S_{hor})(\%) = \frac{\sum_a^b H_{hor} + \sum_c^d H_{hor}}{\sum_a^d H_{sun(s)} - \sum_b^c H_{sun(w)}} \cdot 100 \qquad (3)$$

Se calculan la sumatorias: $\sum_a^b H_{hor} + \sum_c^d H_{hor}$, en los intervalos a-b y c-d, que se definen como aquellos donde se cumple: $H_{sun(w)} = 0$ y $H_{sun(s)} \neq 0$, esto último se aplica utilizando un filtro en las columnas de $H_{sun(w)}$ y $H_{sun(s)}$ en la figura del apartado 8.1.1 del anexo 1.

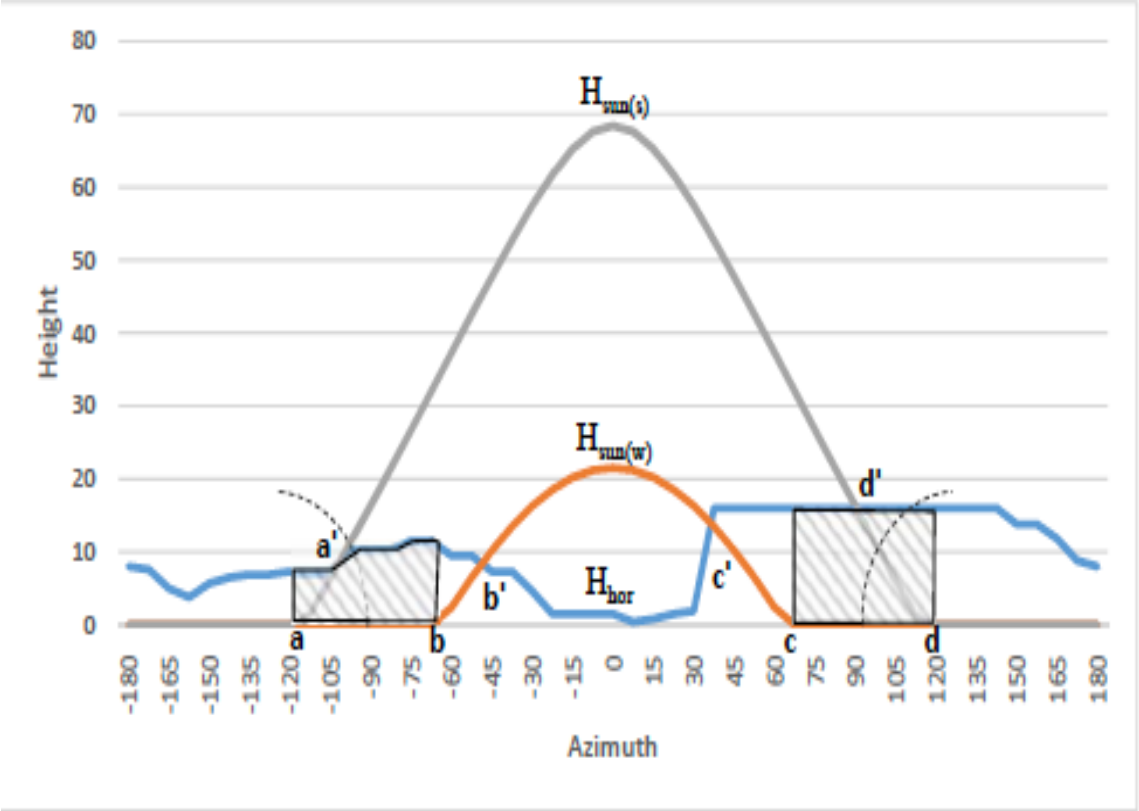


Figura 17: Determinación del porcentaje en el que el horizonte obstaculiza la trayectoria del sol durante un año, partiendo de los datos de PVGIS. Fuente: Pérdidas debidas al horizonte en una planta FV (ficha técnica).

Para el caso de estudio que se está tratando, que en este caso es Sevilla, a través del programa Excel se han representado en una gráfica los datos del horizonte, obtenidos a través del programa PVGIS y posteriormente se ha procedido a calcular el porcentaje de pérdidas por el sombreado del horizonte por medio de la ecuación (4) y la figura 18.

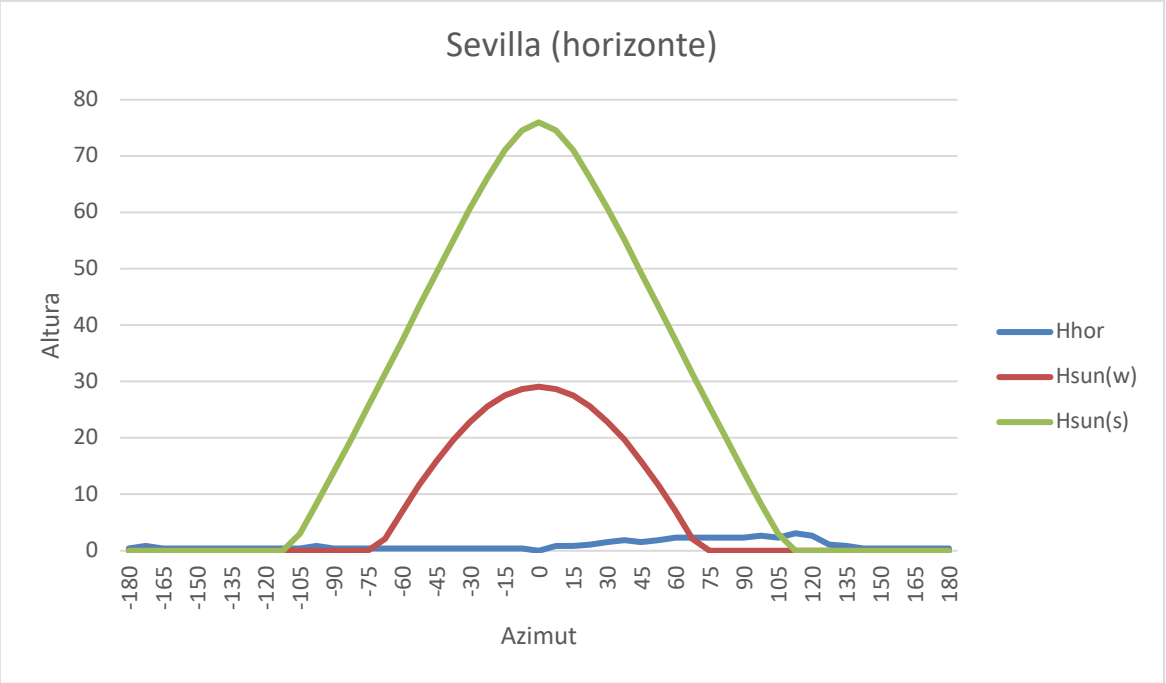


Figura 18: Gráfica del horizonte de Sevilla

Fuente: Elaboración propia

Aplicando la ecuación (3):

$$\text{Pérdidas por el sombreado del horizonte } (S_{hor})(\%) = \frac{14,3}{1195-351,1} \cdot 100 = 1,69 \qquad (4)$$

Como resultado se obtiene unas pérdidas por el sombreado del horizonte de 1,69%, al estar por debajo del 2% se consideran prácticamente despreciables las pérdidas por horizonte. El porcentaje de perdidas por el sombreado del horizonte no es sinónimo de perdidas por energía, son pérdidas del sombreado con respecto a la trayectoria total de horas de sol, es decir, son las pérdidas que se producen con respecto al total en el tiempo que se encuentra el sol dando luz, que sería el espacio que existe entre la curva verde que es la altura del sol en el verano y la curva roja que en este caso es la altura del sol en invierno (figura 18). (Datos primarios de PVGIS del horizonte para Sevilla, véase en el punto 8.1.1 del anexo 1). El cálculo del porcentaje de las pérdidas por el sombreado del horizonte se ha realizado para cada una de las plantas andaluzas, como se puede apreciar en la figura 87 dentro del apartado de resultados, que recoge todos los porcentajes de pérdidas por sombreado del horizonte para cada una de las plantas que forman la red de Andalucía. En el punto 8.1.2 del anexo 1, se hace una recopilación de cada una de las gráficas de las pérdidas por el sombreado del horizonte que se obtienen para las diferentes plantas que forman la red.

- Potencias y energía

Una vez que se han calculado las pérdidas del sombreado por el horizonte y se ha comprobado que se ajustan perfectamente al rango definido que tienen que tener, el siguiente paso es graficar los valores de potencia, temperatura, energía, así como la obtención de cada uno de los parámetros más significativos a nivel diario y a nivel anual.

Partiendo de los valores horarios del año 2015 obtenidos del programa PVGIS de potencia, irradiancia, temperatura, altura del sol, entre otros (véase los datos primarios de PVGIS para la potencia, temperatura y energía para Sevilla en el punto 8.1.3 del anexo 1), se representa en la figura 19 las curvas de potencia horaria (kw) para 4 días significativos del año para el caso de Sevilla, en el eje horizontal se representa las horas del día, mientras que en el eje vertical se representan las potencias (kw). Estos días que se han elegido han sido los dos solsticios (21 de diciembre y 21 de junio) y los dos equinoccios (21 de septiembre y 22 de marzo), ya que estos días son característicos en relación al movimiento del sol de máxima altura, de mínima altura y los puntos centrales. En los equinoccios, el sol se encuentra justo en el punto central, el momento en que día y noche duran lo mismo, mientras que en los solsticios se alcanza la máxima y mínima altura del sol, es decir, marca el incremento o la disminución de las horas de luz del día. En el punto 8.1.4 del anexo 1, se hace una recopilación de cada una de las gráficas de las potencias horarias de los 4 días más representativos que se obtienen para las diferentes plantas que forman la red.

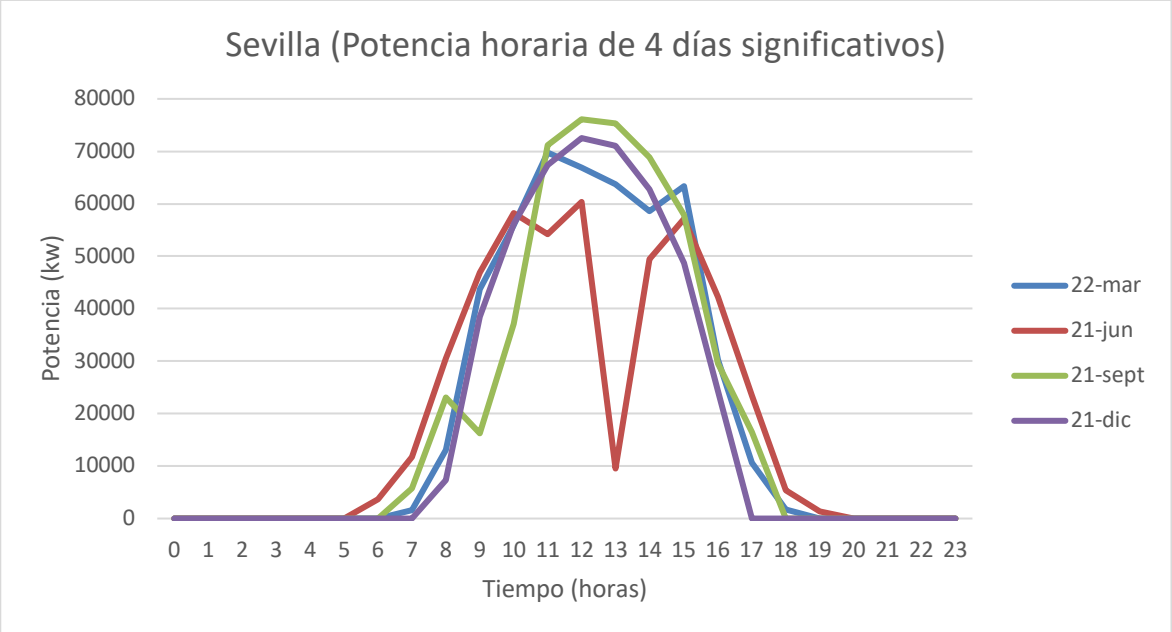


Figura 19: Representación de la potencia horaria de 4 días significativos

Fuente: Elaboración propia.

A través de la figura 19 se pueden obtener unos parámetros característicos diarios (tabla 1), que son los siguientes:

- Número de horas de generación máximo diario anual.
- Número de horas de generación mínimo diario anual.
- Hora de máxima potencia.

Curva diaria	
Nº horas de generación max diario anual	14
Nº horas de generación min diario anual	9
Hora de máxima potencia	12:09h

Tabla 1: Parámetros característicos diarios para Sevilla

Fuente: Elaboración propia

El número de horas de generación máximo diario anual, es decir, el día que más horas de generación hay en un período de un año se ha obtenido observando las horas de generación que se producen en el día más largo del año (21 de junio) y el número de horas de generación mínimo diario anual, es decir, el día que menos horas de generación hay en un período de un año se ha obtenido observando las horas de generación que se producen en el día más corto del año (21 de diciembre). El parámetro de la hora de máxima potencia se ha obtenido calculando el valor medio anual de las potencias , es decir haciendo el promedio de los valores de potencia en cada una de las horas del día para los 365 días del año, con la intención de evitar la presencia de días nublados y así tener la certeza de obtener resultados coherentes con la realidad, por esta razón se ha optado por la realización de estos valores medios y por tanto se ha obtenido la curva típica anual (figura 20), de todas las plantas de la red de Andalucía, de esta manera y a través de esta gráfica se puede sacar la hora de máxima potencia media para un año de cada una de las plantas andaluzas.

Como se observa en la figura 20, en todos los lugares representados de Andalucía el sol sale prácticamente a la misma hora, a las 06:09h y se esconde sobre las 18:09h, es decir existe 12 horas de generación solar (teniendo en cuenta que se representan valores típicos medios anuales), las potencias máximas de las plantas oscilan entre 60.000 y 69.000kw y la potencia media de cada planta coincide con la potencia media anual de la figura 88 para cada planta, que se encuentra dentro del apartado de resultados.

Las ciudades se encuentran separan a poca distancia unas de otras por lo que no hay mucha diferencia horaria ni solar entre ellas, siendo las doce de la tarde, la hora de máxima potencia para cada una de las plantas que forman la red, teniendo en cuenta también, que los valores obtenidos de PVGIS se encuentran en horario UTC (explicación más detallada del horario UTC en el punto 4.3.3).

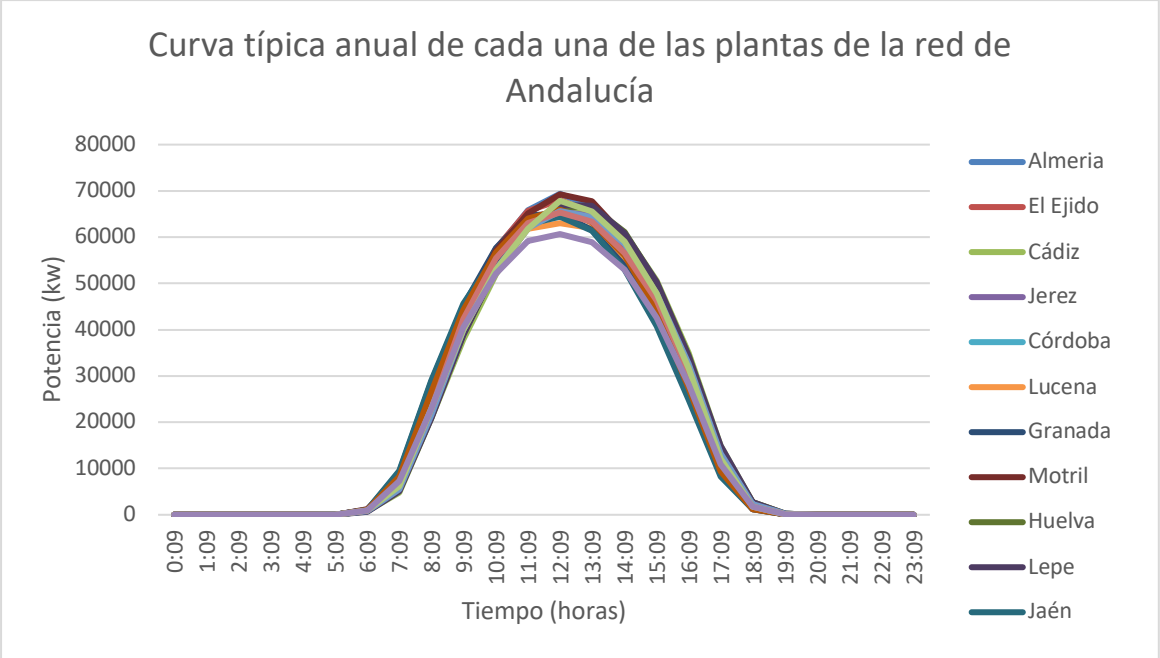


Figura 20: Curva típica de un año. Fuente: Elaboración propia.

A nivel anual y partiendo de los valores horarios del año 2015 obtenidos del programa PVGIS de potencia, irradiancia, temperatura, altura del sol, entre otros, se representa en la figura 21 la potencia horaria anual, la temperatura horaria y la línea de tendencia. En el eje horizontal se representa el tiempo en horas para un periodo de un año y en el eje vertical la potencia(kw).

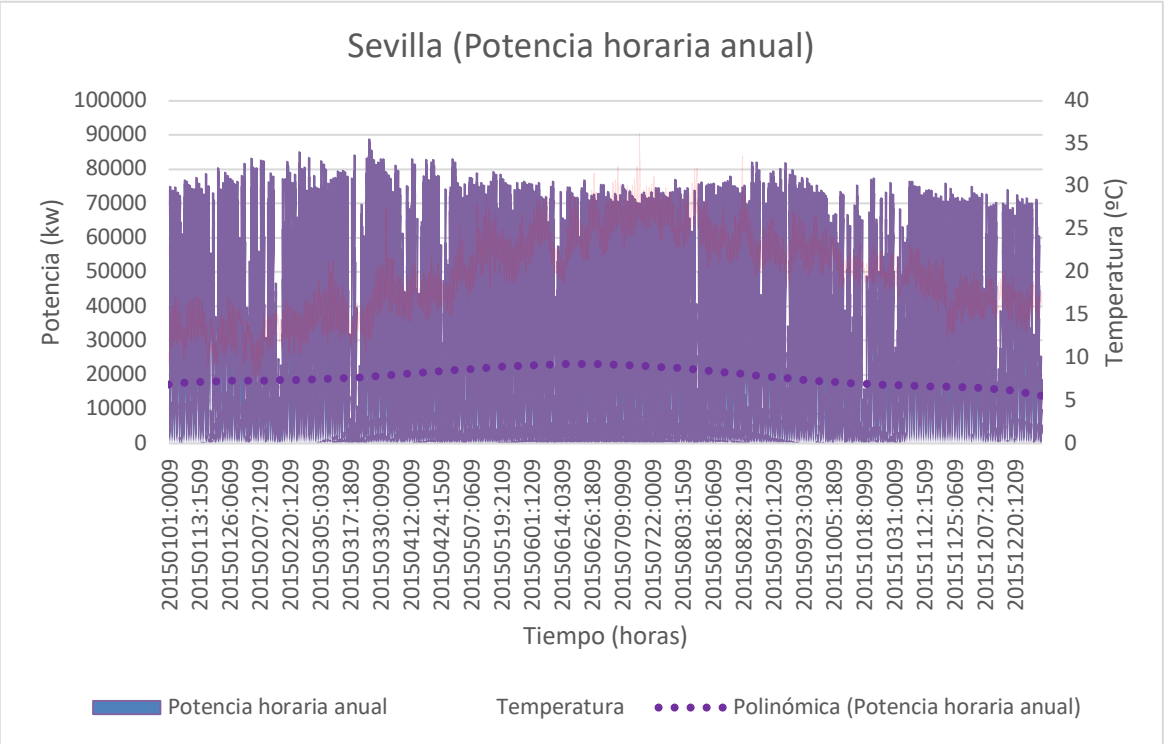


Figura 21: Representación de la potencia anual, temperatura anual y línea de tendencia. Fuente: Elaboración propia

Se puede observar que se producen picos de potencia en torno a los meses de marzo, abril y septiembre coincidiendo con los equinoccios y decae la potencia en torno al mes de junio, julio y agosto aproximadamente, coincidiendo con el solsticio de verano. Este hecho parece contradictorio, porque lógicamente es que en los meses de verano que es cuando hace un tiempo con temperaturas más elevadas, aumente la potencia, pero ocurre todo lo contrario como se aprecia en la figura 21.

Cuando la temperatura disminuye, la potencia aumenta, como se puede observar, este hecho ocurre en los primeros meses del año y a final de año, y cuando la temperatura aumenta la potencia disminuye como ocurre en los meses de verano, debido a este hecho, se produce un equilibrio o zona de estabilidad (zona valle), donde la potencia disminuye cuando la temperatura es máxima. En definitiva, el aumento de temperatura solo produce pérdidas en el sistema y los picos máximos de potencia se van alcanzar en los equinoccios donde la temperatura no es muy elevada y la potencia ya esta siendo bastante alta. En el punto 8.1.5 del anexo 1, se hace una recopilación de cada una de las gráficas de las potencias horarias anuales obtenidas para las diferentes plantas que forman la red.

En la figura 22 se representa la energía diaria anual para Sevilla, esta gráfica no se representa directamente de los datos que nos proporciona PVGIS, como ha ocurrido en los casos anteriores de potencia horaria de los 4 días significativos y potencia horaria anual, sino que en este caso se ha calculado la energía diaria a través de la ecuación 5.

- $Ed = \sum_{1}^{24} P_i \cdot t$ (5)

Siendo:

Ed = energía diaria

P_i = potencias de cada hora del día

i = muestras del día (24 muestras)

t = tiempo (1hora)

Por medio de la ecuación 5, se obtiene la energía para cada día del año como se refleja de forma gráfica en la figura 22. Para Sevilla se ha obtenido una energía anual de 170.642,483MWh. (Véase cada una de las energías anuales obtenidas para cada una de las plantas de la red de Andalucía en la figura 88 del apartado de resultados).

En el punto 8.1.6 del anexo 1, se ha hace una recopilación de cada una de las gráficas de las energías diarias anuales obtenidas para las diferentes plantas que forman la red.

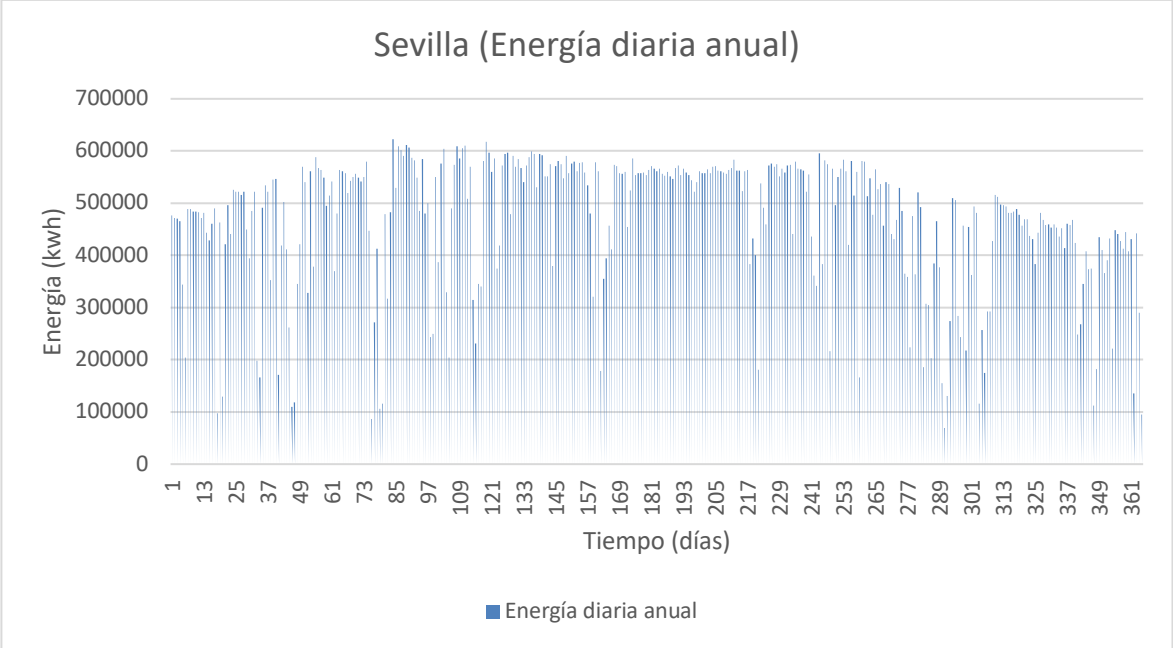


Figura 22: Representación de la energía diaria anual. Fuente: Elaboración propia.

A través de los datos proporcionados por PVGIS y la figura 21 se pueden obtener unos datos característicos anuales (tabla 2) que son los siguientes:

- Número de horas de generación.
- Potencia máxima anual.
- Potencia media anual.
- Periodos de potencia máxima.
- Periodos valores valle.
- Energía anual.

Curva anual	
Nº horas de generación	4224
P anual máx (Kw)	88755
Pmedia (Kw)	19479,7
Periodos Pmáx	marzo, septiembre
Periodos valores valle	junio, julio
Energía anual (Mwh)	170642,483

Tabla 2: Parámetros característicos anuales para Sevilla

Fuente: Elaboración propia.

Los datos de Nº de horas de generación, potencia máxima anual, potencia media anual y energía anual se han sacado directamente de los datos de PVGIS y los períodos de potencia máxima y períodos donde se produce el valle entre la temperatura y la potencia se han sacado a través de la figura 21.

En la figura 88 se recogen los parámetros característicos que se muestran en las tablas 1 y 2, así como todos los parámetros característicos de cada una de las plantas que forman la red de Andalucía.

- Limitaciones impuestas al inversor (20%, 40%, 60% y 80%)

Se va a aplicar una serie de porcentajes para limitar la potencia inyectada a red, este proceso lo realiza el inversor, de tal manera como se ha dicho antes, no toda la energía vaya a la red, es decir, el inversor, según el porcentaje de limitación que se aplique, se va a encargar de inyectar a red toda la energía que llegue hasta la limitación impuesta, creando así un techo máximo de potencia, donde la energía que se encuentre por debajo de este techo será la energía que se inyecte a red , mientras que la energía que se encuentra por encima de este techo de limitación será la energía excedente a red.

La energía sobrante o excedente que va aparecer por consecuencia de las limitaciones impuestas al inversor, se almacenará en unas baterías para poder utilizarla en un futuro. Las limitaciones que se van a diseñar en el inversor para limitar la potencia inyectada a red van a ser del 20%, 40%, 60% y 80% y se representará la limitación de las figuras 19, 21 y 22. Se ha representado todas las limitaciones para la planta de Sevilla, que es la planta que se está explicando al detalle. Para las demás plantas no se expondrán las gráficas de las diferentes limitaciones para así optimizar un poco más el proyecto, aún así hay que puntualizar que estas gráficas están realizadas y como garantía se exponen los cuadros resúmenes de las limitaciones de la red de Andalucía en el punto 5.1 del apartado de los resultados del proyecto.

Sabiendo que cada una de las plantas tiene una potencia de 100MW, el máximo que se va a inyectar en cada una de las limitaciones será de 20, 40, 60 y 80MW de potencia respectivamente para cada una de las limitaciones del 20%, 40%, 60% y 80%.

En la figura 23 se representa la potencia horaria inyectada y la potencia horaria excedente a red al 20%, las 4 curvas representadas hacen referencia a los 4 días significativos de Sevilla. En el eje horizontal se representan las 24 horas del día y en el eje vertical la potencia obtenida para cada hora para los 4 días significativos (22 de marzo, 21 de septiembre, 21 de junio y 21 de diciembre). La potencia horaria para los 4 días más significativos de Sevilla sin la aplicación de ningún tipo de limitación (figura 19), va a ser la figura base para proceder a realizar esta limitación. A través del programa Excel se crea una función condicional donde se expresa matemáticamente esta limitación. La función condicional es la siguiente:

- SI Valor $\leq$ x; valor = valor
- SI valor $\geq$ x; valor = x

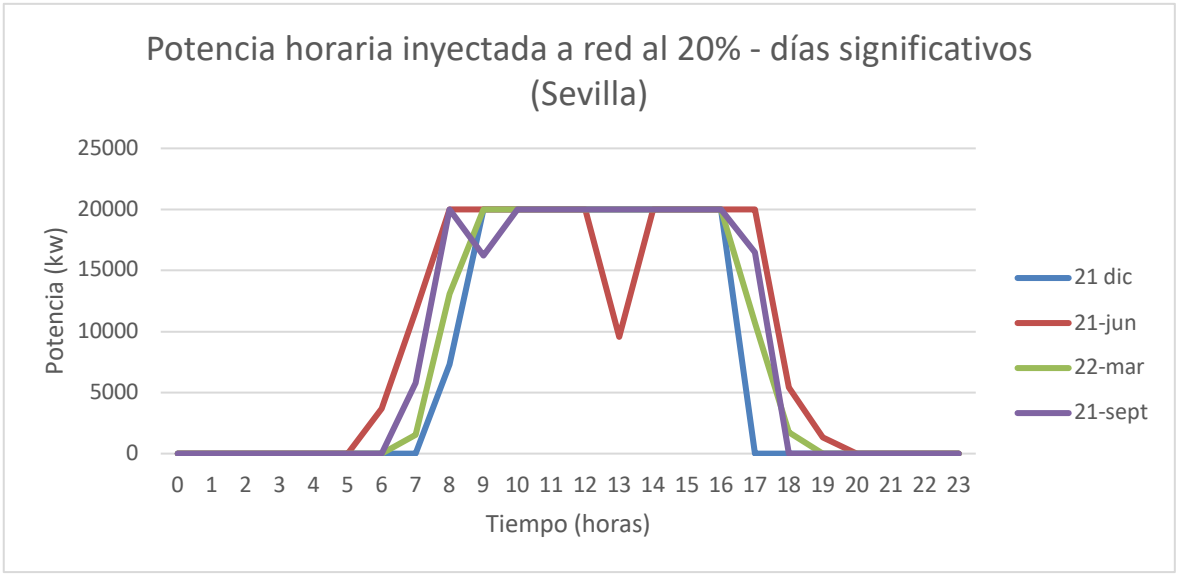
siendo: Valor = dato de PVGIS.
x = 20.000kw

Este condicional significa que si el dato de potencia horaria anual obtenido de PVGIS es más pequeño o igual que el valor que tiene de techo esta limitación, que en este caso es de 20.000kw, el resultado es el dato de potencia horaria anual de PVGIS, sin embargo, si el dato de potencia horaria anual obtenido de PVGIS es más grande o igual que el valor que tiene de techo esta limitación que es de 20.000kw, el resultado es 20.000kw, de esta manera se representaría la potencia horaria inyectada a red al 20% para los 4 días significativos de Sevilla, para el cálculo de la potencia horaria excedente a red al 20% para los cuatro días significativos de Sevilla solo basta con la aplicación de la ecuación 6.

- (Valor > x) – x (6)

siendo:
(Valor >x) = números mayores de 20.000kw
x = 20.000kw

En la gráfica superior de la figura 23, se aprecia claramente la limitación del 20% en la potencia horaria inyectada a red obteniendo una línea plana que corta la gráfica en el valor de 20.000kw y obteniendo por tanto en la gráfica inferior de la figura 23, una potencia horaria excedente a red al 20% para los cuatro días significativos de Sevilla con valores superiores a 50.000kw. Las curvas irregulares que se pueden apreciar en las gráficas de la figura 23, como es el caso del 21 de junio es debido a que ese día ha presentado claramente intervalos nublados y poca radiación solar, por ese motivo la curva es tan irregular, por el contrario, la curva del día 21 de septiembre presenta una trayectoria más o menos regular de subida y bajada, lo que quiere decir que ese día fue un día soleado y sin nubes.



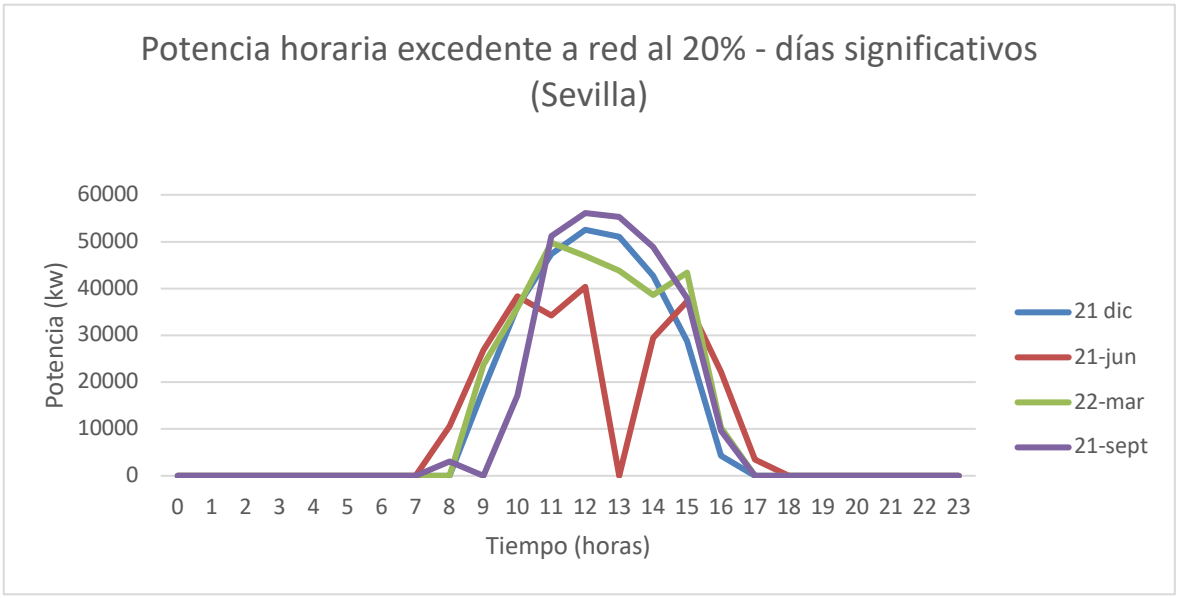


Figura 23: Potencia horaria inyectada y potencia horaria excedente a red al 20% para los días significativos de Sevilla. Fuente: Elaboración propia.

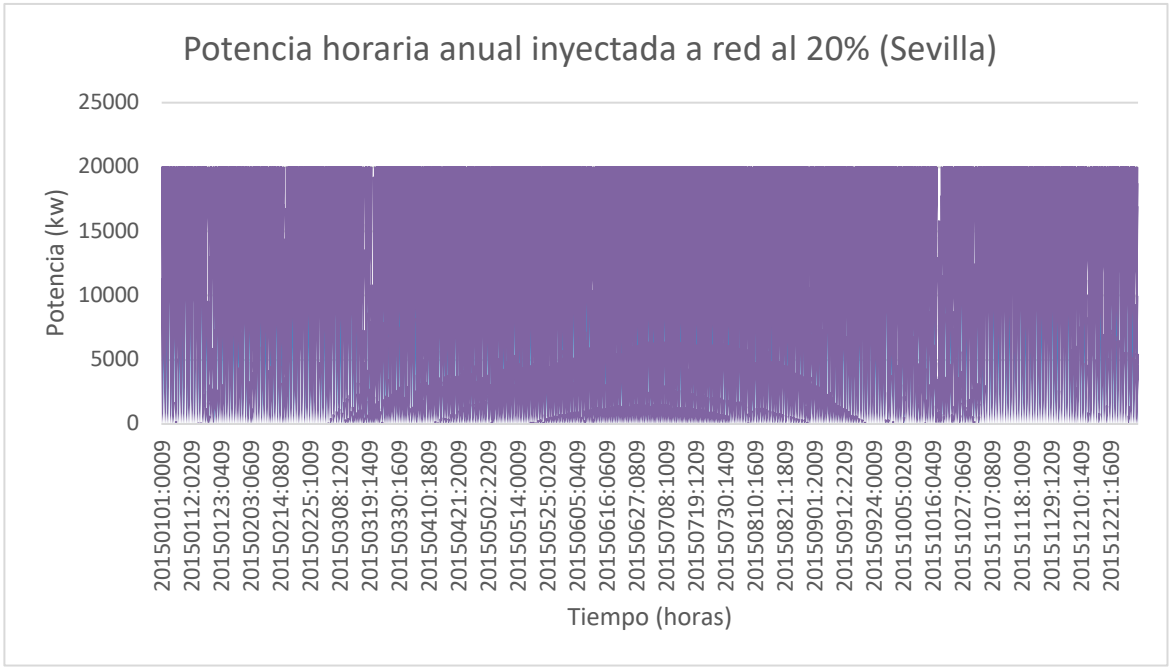
En la figura 24 se representa la potencia horaria anual inyectada y la potencia horaria anual excedente a red al 20%, en el eje horizontal se representa el tiempo en horas para todo el año y en el eje vertical se representa la potencia. La potencia horaria anual de Sevilla sin la aplicación de ningún tipo de limitación (figura 21), va a ser la figura base para proceder a realizar esta limitación. A través del programa Excel se crea una función condicional donde se expresa matemáticamente esta limitación. La función condicional es la siguiente:

- SI Valor $\leq$ x; valor=valor
- SI valor $\geq$ x; valor=x

Siendo:
Valor = dato de PVGIS
x = 20.000kw

Este condicional significa que si el dato de potencia horaria anual obtenido de PVGIS es más pequeño o igual que el valor que tiene de techo esta limitación, que en este caso es de 20.000kw, el resultado es el dato de potencia horaria anual de PVGIS, sin embargo, si el dato de potencia horaria anual obtenido de PVGIS es más grande o igual que el valor que tiene de techo esta limitación que es de 20.000kw, el resultado es 20.000kw, de esta manera se representaría la potencia horaria anual inyectada a red al 20% de Sevilla, para el cálculo de la potencia horaria anual excedente a red al 20% para Sevilla solo basta con aplicar la ecuación (6). En la gráfica superior de la figura 24, se aprecia claramente la limitación del 20% en la potencia horaria anual inyectada a red obteniendo una línea plana que corta la gráfica en el valor de 20.000kw.

En la gráfica superior de la figura 24, se puede apreciar que al ser la limitación tan baja (20%) se puede ver la potencia horaria anual para Sevilla, con valores muy uniformes en su mayoría y casi todos los valores llegan al límite de potencia (20.000kw), por otro lado, en la gráfica inferior de la figura 24, la potencia horaria anual excedente a red al 20% llega a valores altos, superando los 60.000kw en muchas ocasiones, ya que para esta limitación existe gran cantidad de excedentes.



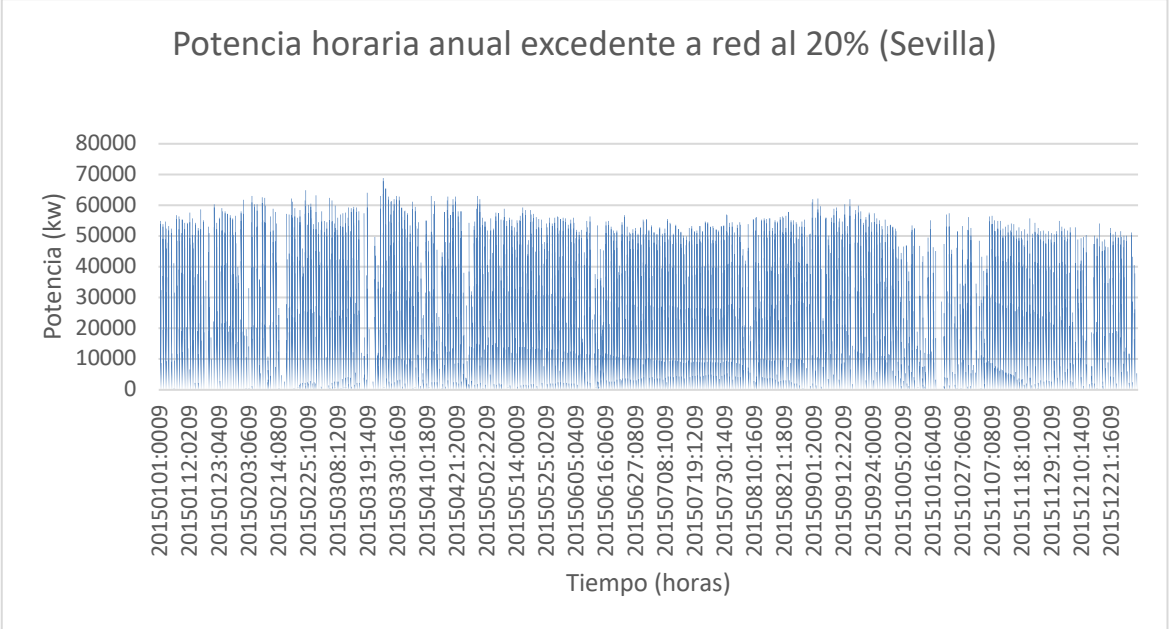


Figura 24: Potencia horaria anual inyectada y potencia horaria anual excedente a red al 20% para Sevilla. Fuente: Elaboración propia.

En la figura 25 se representa la energía diaria anual inyectada y la energía diaria anual excedente a red al 20%, en el eje horizontal se representa el tiempo en días para todo el año y en el eje vertical se representa la energía.

Para el cálculo de la energía diaria anual inyectada y la energía diaria anual excedente a red al 20% solo basta con aplicar la ecuación 5 en los datos de potencia horaria anual inyectada a red al 20% y en los datos de potencia horaria anual excedente a red al 20% que se han utilizado para representar la figura 24.

En la gráfica superior de la figura 25, se obtienen valores de energía diaria anual inyectada a red al 20% superiores a 200.000kwh, mientras que en la gráfica inferior de la figura 25, se obtienen valores de energía diaria anual excedente a red al 20% superando los 350.000kwh en muchas ocasiones.

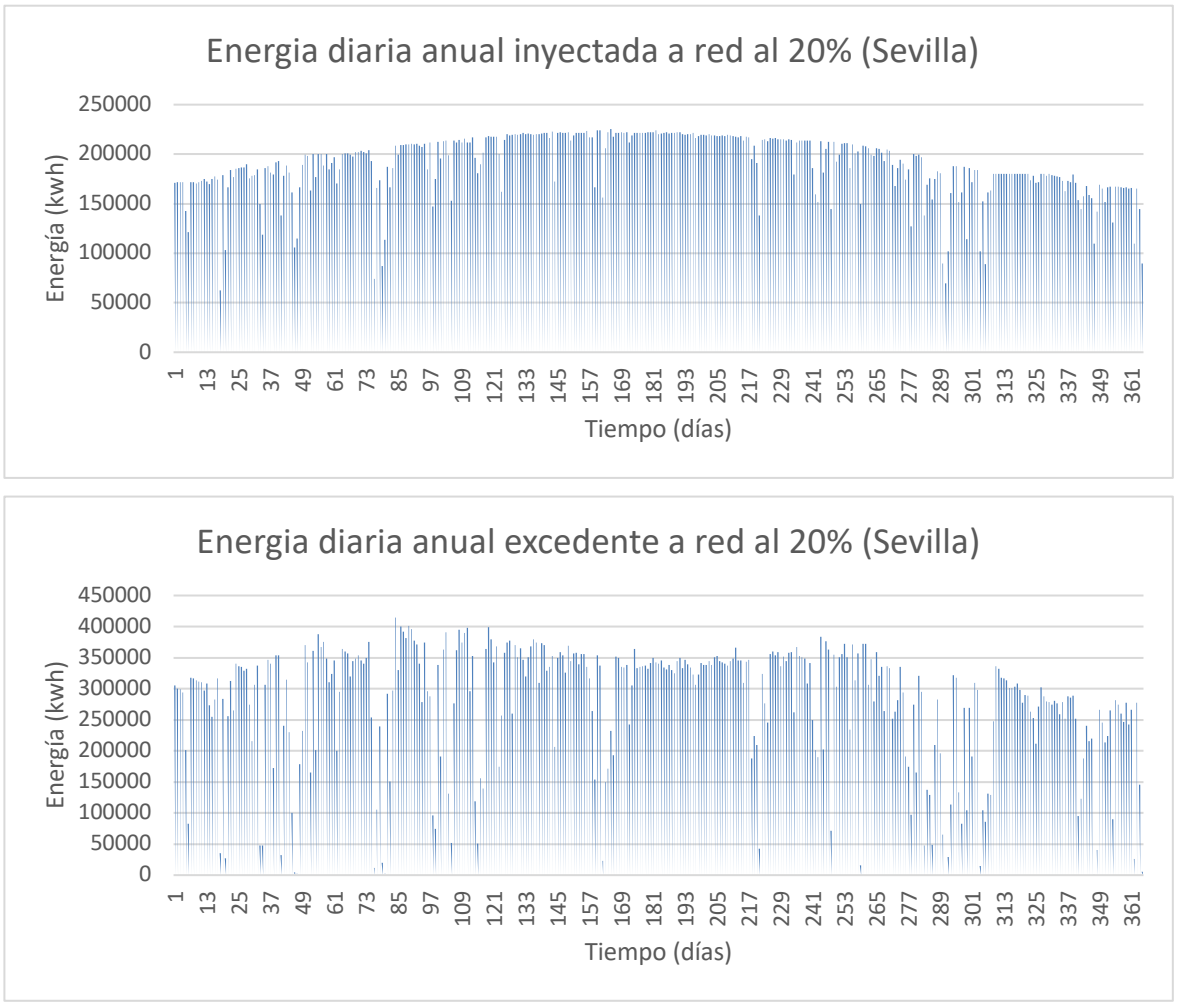


Figura 25: Energía diaria anual inyectada y energía diaria anual excedente a red al 20% para Sevilla. Fuente: Elaboración propia.

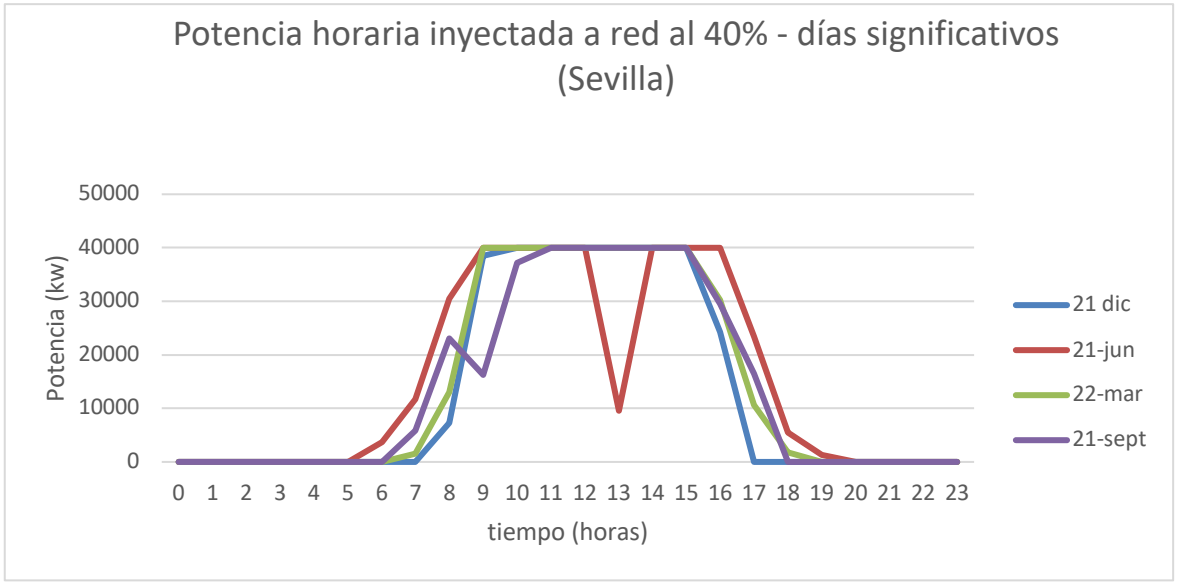
En la figura 26 se representa la potencia horaria inyectada y la potencia horaria excedente a red al 40%, las 4 curvas representadas hacen referencia a los 4 días significativos de Sevilla. En el eje horizontal se representan las 24 horas del día y en el eje vertical la potencia obtenida para cada hora para los cuatro días significativos (22 de marzo, 21 de septiembre, 21 de junio y 21 de diciembre). La potencia horaria para los 4 días más significativos de Sevilla sin la aplicación de ningún tipo de limitación (figura 19), va a ser la figura base para proceder a realizar esta limitación. A través del programa Excel se crea una función condicional donde se expresa matemáticamente esta limitación. La función condicional es la siguiente:

- SI Valor $\leq$ x; valor = valor
- SI valor $\geq$ x; valor = x

Siendo:
Valor = dato de PVGIS
x = 40.000kw

Este condicional significa que si el dato de potencia horaria anual obtenido de PVGIS es más pequeño o igual que el valor que tiene de techo esta limitación, que en este caso es de 40.000kw, el resultado es el dato de potencia horaria anual de PVGIS, sin embargo, si el dato de potencia horaria anual obtenido de PVGIS es más grande o igual que el valor que tiene de techo esta limitación que es de 40.000kw, el resultado es 40.000kw, de esta manera se representaría la potencia horaria inyectada a red al 40% para los 4 días significativos de Sevilla, para el cálculo de la potencia horaria excedente a red al 40% para los 4 días significativos de Sevilla solo basta con aplicar la ecuación (6).

En la gráfica superior de la figura 26, se aprecia claramente la limitación del 40% en la potencia horaria inyectada a red obteniendo una línea plana que corta la gráfica en el valor de 40.000kw y obteniendo por tanto en la gráfica inferior de la figura 26, una potencia horaria excedente a red al 40% para los cuatro días significativos de Sevilla con valores que alcanzan los 35.000kw en algún día.



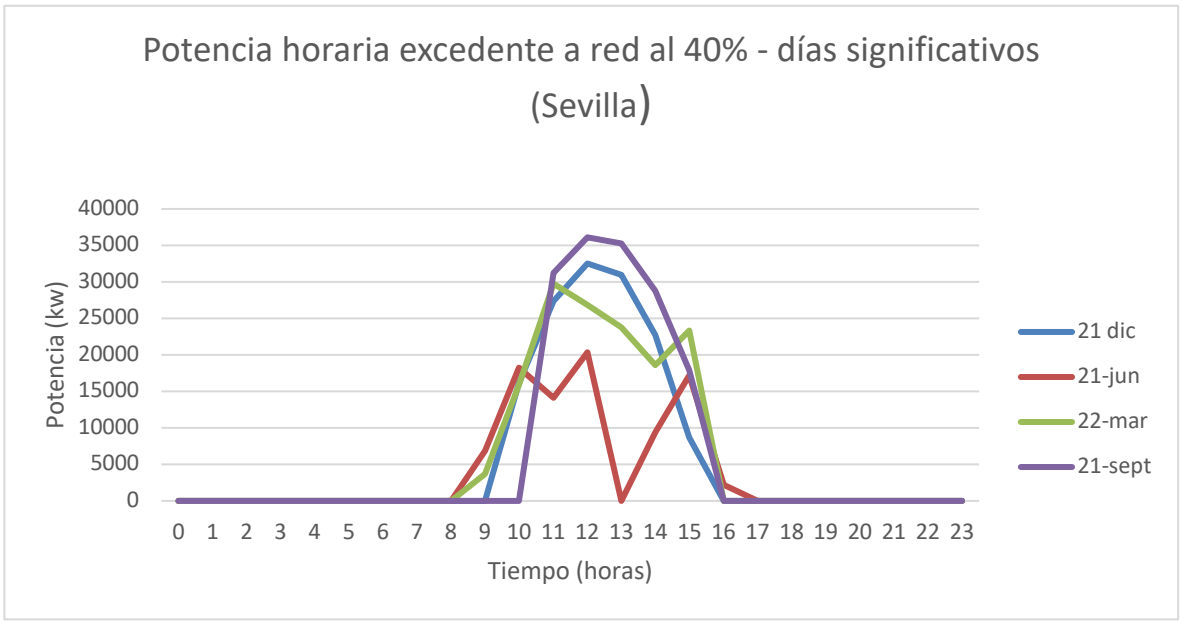


Figura 26: Potencia horaria inyectada y potencia horaria excedente a red al 40% para los días significativos de Sevilla. Fuente: Elaboración propia.

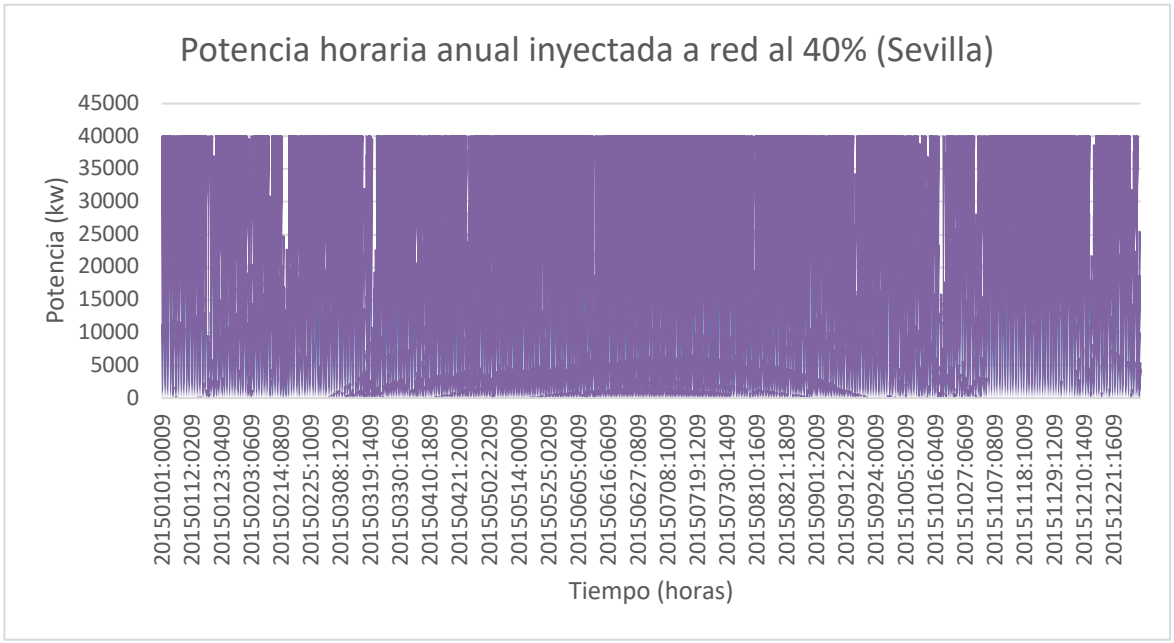
En la figura 27 se representa la potencia horaria anual inyectada y la potencia horaria anual excedente a red al 40%, en el eje horizontal se representa el tiempo en horas para todo el año y en el eje vertical se representa la potencia. La potencia horaria anual de Sevilla sin la aplicación de ningún tipo de limitación (figura 21), va a ser la figura base para proceder a realizar esta limitación. A través del programa Excel se crea una función condicional donde se expresa matemáticamente esta limitación. La función condicional es la siguiente:

- SI Valor $\leq$ x; valor=valor
- SI valor $\geq$ x; valor=x

Siendo:
Valor = dato de PVGIS
x = 40.000kw

Este condicional significa que si el dato de potencia horaria anual obtenido de PVGIS es más pequeño o igual que el valor que tiene de techo esta limitación, que en este caso es de 40.000kw, el resultado es el dato de potencia horaria anual de PVGIS, sin embargo, si el dato de potencia horaria anual obtenido de PVGIS es más grande o igual que el valor que tiene de techo esta limitación que es de 40.000kw, el resultado es 40.000kw, de esta manera se representaría la potencia horaria anual inyectada a red al 40% de Sevilla, para el cálculo de la potencia horaria anual excedente a red al 40% para Sevilla solo basta aplicar la ecuación (6). En la gráfica superior de la figura 27, se aprecia claramente la limitación del 40% en la potencia horaria anual inyectada a red obteniendo una línea plana que corta la gráfica en el valor de 40.000kw.

En esta misma gráfica, se puede apreciar que la limitación asciende un poco más con respecto a la limitación del 20% y se puede ver la potencia horaria anual inyectada a red al 40% para Sevilla todavía presenta valores muy uniformes en su mayoría que ascienden hasta el límite de potencia, por otro lado, en la gráfica inferior de la figura 27, la potencia horaria anual excedente a red al 40% llega a valores altos superando los 40.000kw en muchas ocasiones, pero más bajos que para la limitación del 20%.



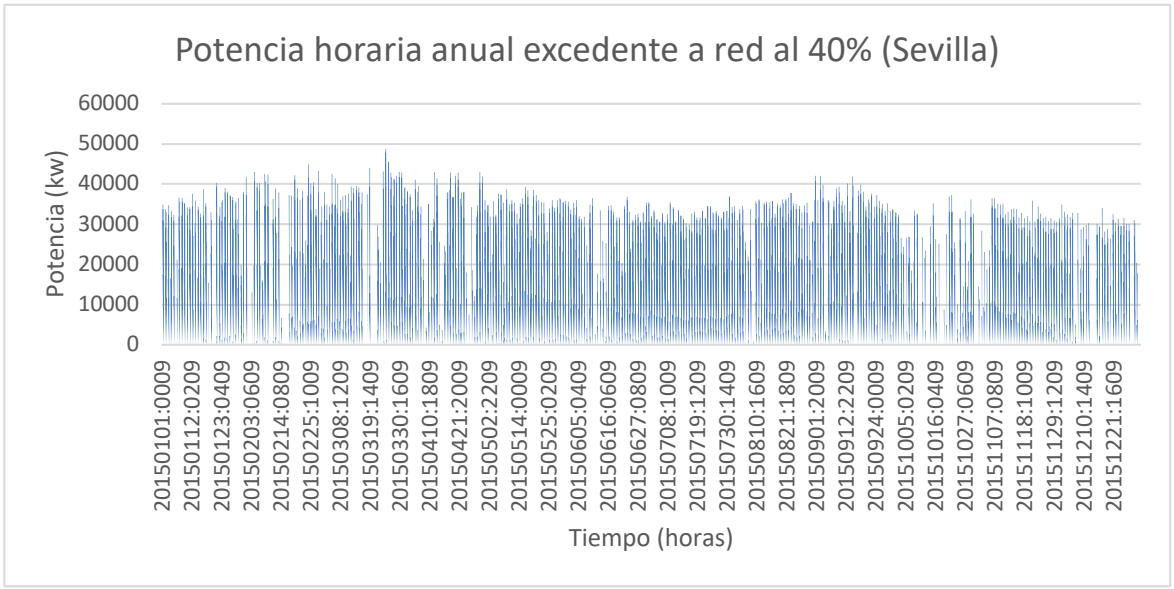


Figura 27: Potencia horaria anual inyectada y potencia horaria anual excedente a red al 40% para Sevilla. Fuente: Elaboración propia.

En la figura 28 se representa la energía diaria anual inyectada y la energía diaria anual excedente a red al 40%, en el eje horizontal se representa el tiempo en días para todo el año y en el eje vertical se representa la energía.

Para el cálculo de la energía diaria anual inyectada y la energía diaria anual excedente a red al 40% solo basta con aplicar la ecuación 5 en los datos de potencia horaria anual inyectada a red al 40% y en los datos de potencia horaria anual excedente a red al 40% que se han utilizado para representar la figura 27.

En la gráfica superior de la figura 28, se obtienen valores de energía diaria anual inyectada a red al 40% superiores a 350.000kwh para muchos días, mientras que en la gráfica inferior de la figura 28, se obtienen valores de energía diaria anual excedente a red al 40% superando los 200.000kwh en numerosas ocasiones.

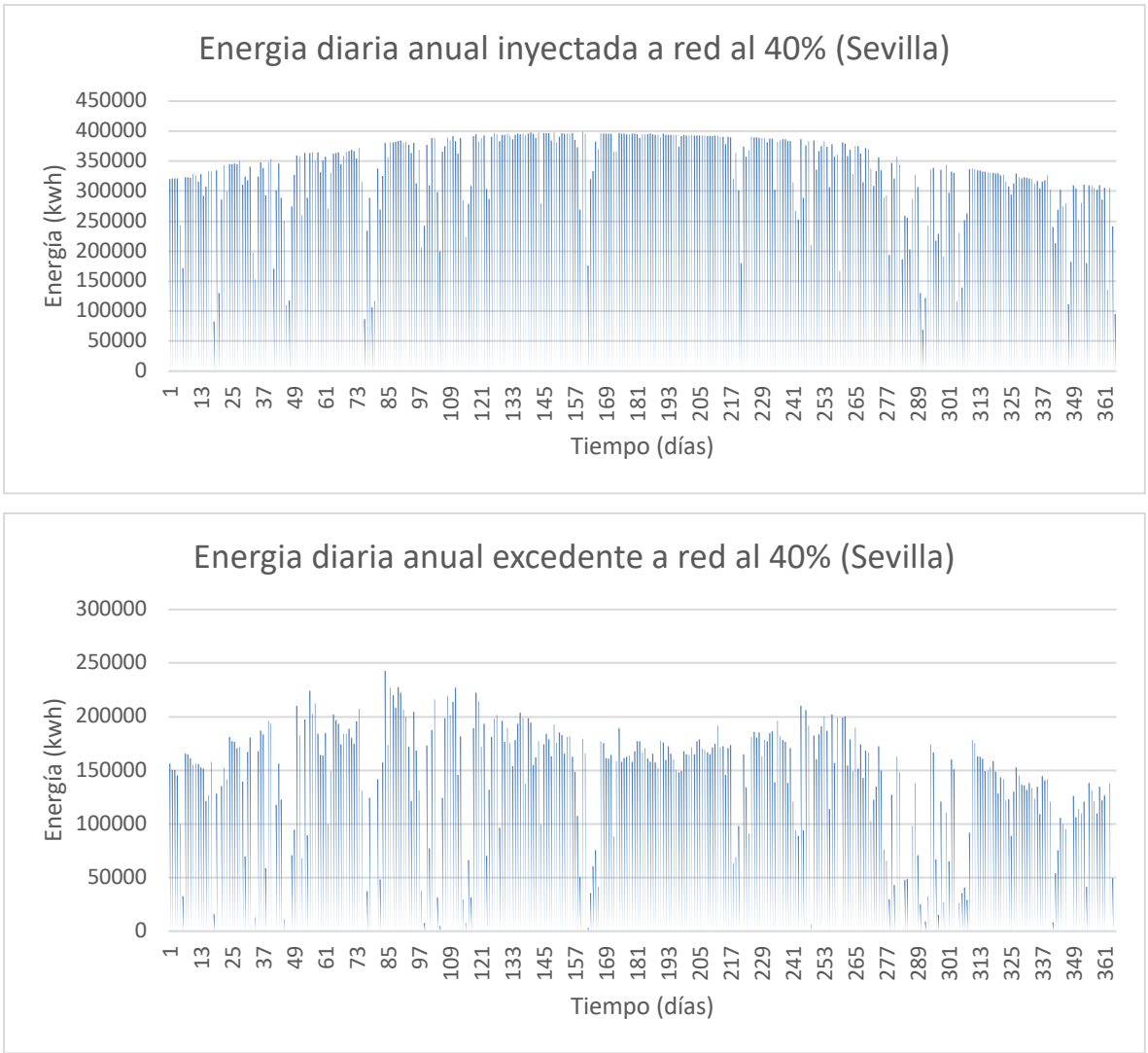


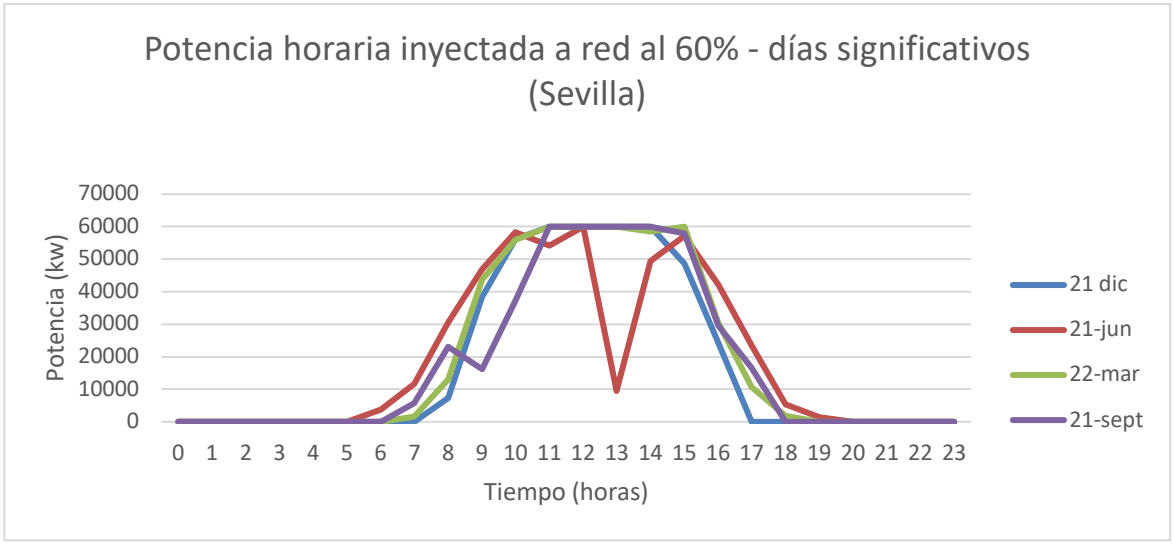
Figura 28: Energía diaria anual inyectada y energía diaria anual excedente a red al 40% para Sevilla. Fuente: Elaboración propia.

En la figura 29 se representa la potencia horaria inyectada y la potencia horaria excedente a red al 60%, las 4 curvas representadas hacen referencia a los 4 días significativos de Sevilla. En el eje horizontal se representan las 24 horas del día y en el eje vertical la potencia obtenida para cada hora para los 4 días significativos (22 de marzo, 21 de septiembre, 21 de junio y 21 de diciembre). La potencia horaria para los 4 días más significativos de Sevilla sin la aplicación de ningún tipo de limitación (figura 19), va a ser la figura base para proceder a realizar esta limitación. A través del programa Excel se crea una función condicional donde se expresa matemáticamente esta limitación. La función condicional es la siguiente:

- SI Valor $\leq$ x; valor = valor
- SI valor $\geq$ x; valor = x

Siendo:
Valor = dato de PVGIS
x = 60.000kw

Este condicional significa que si el dato de potencia horaria anual obtenido de PVGIS es más pequeño o igual que el valor que tiene de techo esta limitación, que en este caso es de 60.000kw, el resultado es el dato de potencia horaria anual de PVGIS, sin embargo, si el dato de potencia horaria anual obtenido de PVGIS es más grande o igual que el valor que tiene de techo esta limitación que es de 60.000kw, el resultado es 60.000kw, de esta manera se representaría la potencia horaria inyectada a red al 60% para los 4 días significativos de Sevilla, para el cálculo de la potencia horaria excedente a red al 60% para los cuatro días significativos de Sevilla solo basta con aplicar la ecuación (6). En la gráfica superior de la figura 29, se aprecia claramente la limitación del 60% en la potencia horaria inyectada a red obteniendo una línea plana que corta la gráfica en el valor de 60.000kw y obteniendo por tanto en la gráfica inferior de la figura 29, una potencia horaria excedente a red al 60% para los 4 días significativos de Sevilla con valores superiores a 14.000kw para algún día.



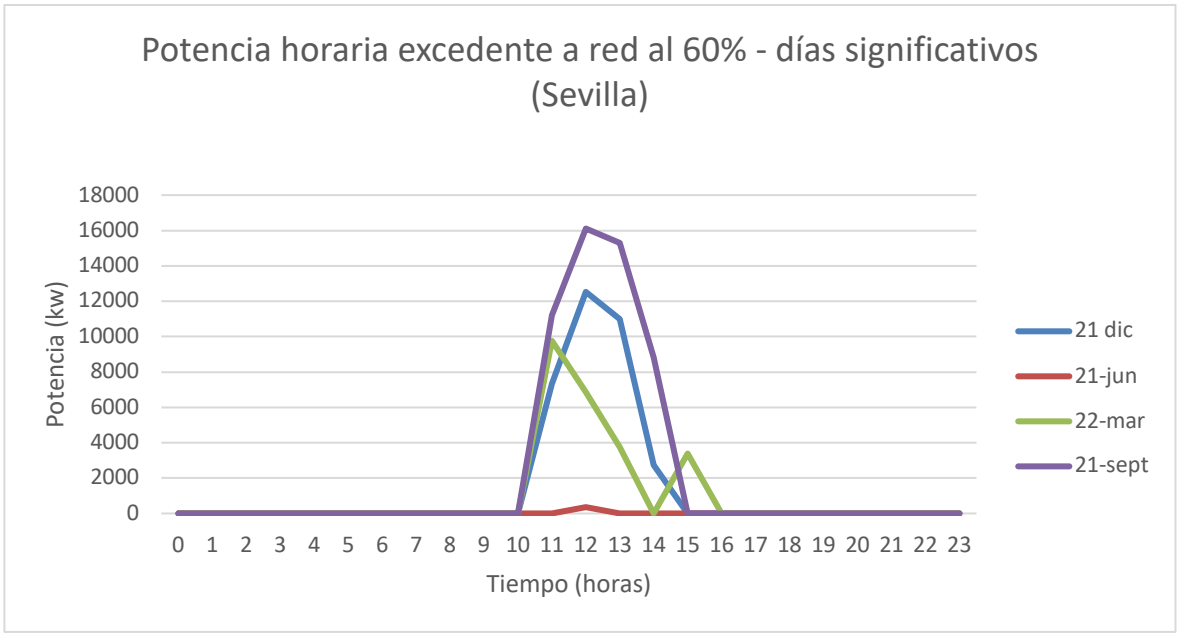


Figura 29: Potencia horaria inyectada y potencia horaria excedente a red al 60% para los días significativos de Sevilla. Fuente: Elaboración propia

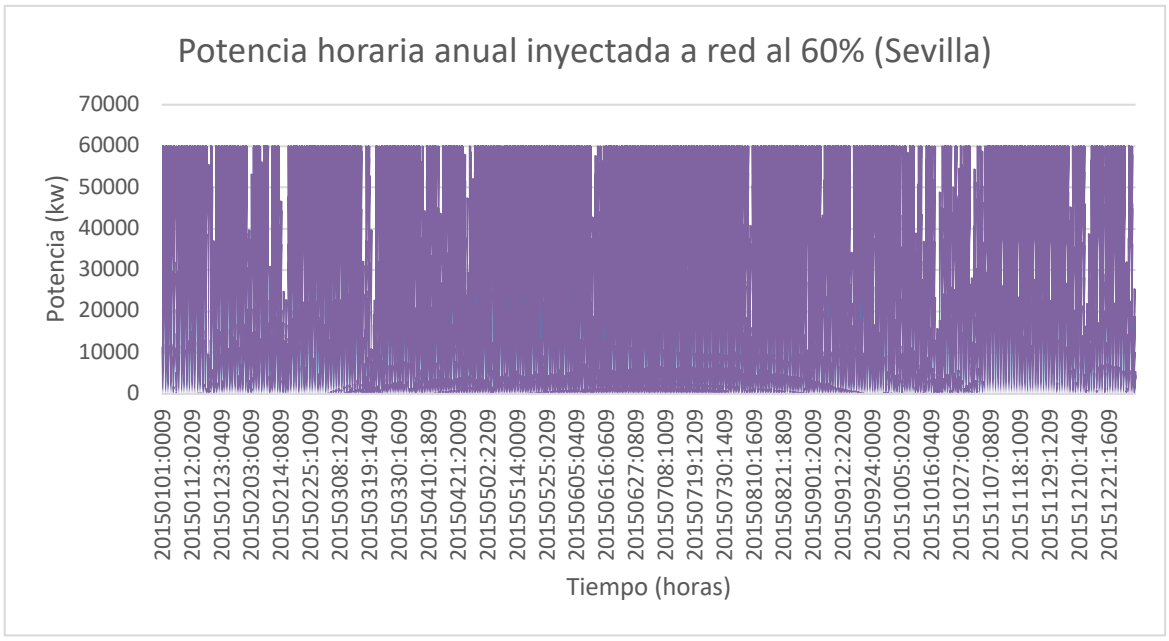
En la figura 30 se representa la potencia horaria anual inyectada y la potencia horaria anual excedente a red al 60%, en el eje horizontal se representa el tiempo en horas para todo el año y en el eje vertical se representa la potencia. La potencia horaria anual de Sevilla sin la aplicación de ningún tipo de limitación (figura 21), va a ser la figura base para proceder a realizar esta limitación. A través del programa Excel se crea una función condicional donde se expresa matemáticamente esta limitación. La función condicional es la siguiente:

- SI Valor $\leq$ x; valor=valor
- SI valor $\geq$ x; valor=x

Siendo:
Valor = dato de PVGIS
x = 60.000kw

Este condicional significa que si el dato de potencia horaria anual obtenido de PVGIS es más pequeño o igual que el valor que tiene de techo esta limitación, que en este caso es de 60.000kw, el resultado es el dato de potencia horaria anual de PVGIS, sin embargo, si el dato de potencia horaria anual obtenido de PVGIS es más grande o igual que el valor que tiene de techo esta limitación que es de 60.000kw, el resultado es 60.000kw, de esta manera se representaría la potencia horaria anual inyectada a red al 60% de Sevilla, para el cálculo de la potencia horaria anual excedente a red al 60% para Sevilla solo basta aplicar la ecuación (6). En la gráfica superior de la figura 30, se aprecia claramente la limitación del 60% en la potencia horaria anual inyectada a red obteniendo una línea plana que corta la gráfica en el valor de 60.000kw.

En esta misma gráfica, se puede apreciar que la limitación asciende un poco más con respecto a la limitación del 40% y se puede ver la potencia horaria anual para Sevilla con valores menos uniformes, muchos de esos valores ya no llegan al límite debido a que se está aplicando una limitación más alta que las anteriores, aunque casi la mayoría aún si llegan al techo máximo de limitación, por otro lado, en la gráfica inferior de la figura 30, la potencia horaria anual excedente a red al 60% ya no llegan a valores tan altos, puesto que el excedente ya va siendo más bajo, llegando a valores superiores a 20.000kw en muchas ocasiones o incluso a los 25.000kw.



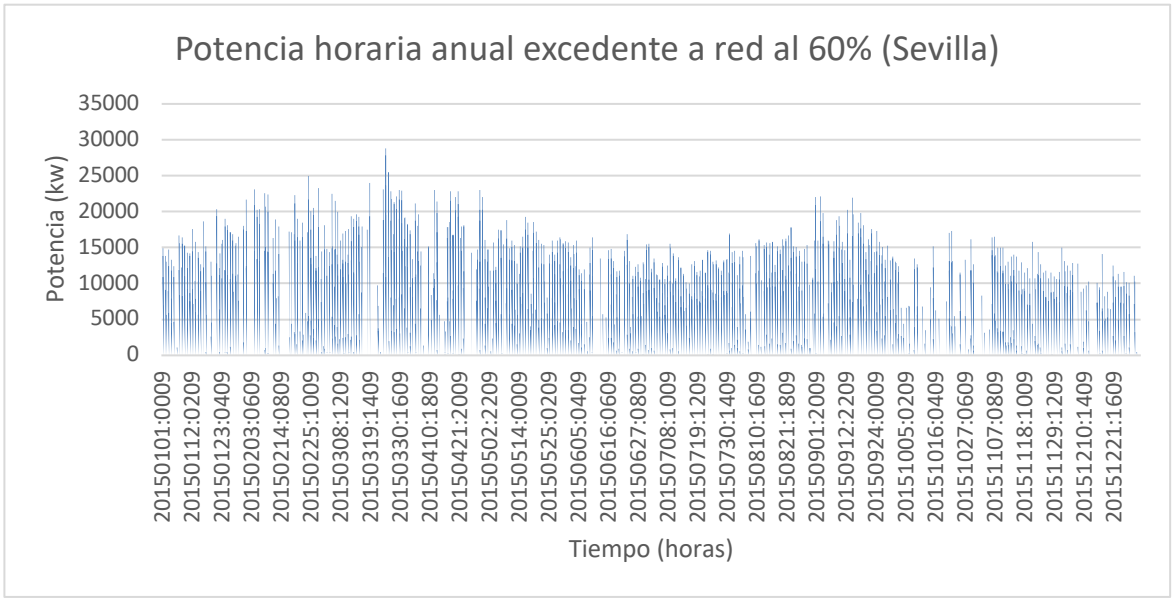


Figura 30: Potencia horaria anual inyectada y potencia horaria anual excedente a red al 60% para Sevilla. Fuente: Elaboración propia.

En la figura 31 se representa la energía diaria anual inyectada y la energía diaria anual excedente a red al 60%, en el eje horizontal se representa el tiempo en días para todo el año y en el eje vertical se representa la energía.

Para el cálculo de la energía diaria anual inyectada y la energía diaria anual excedente a red al 60% solo basta con aplicar la ecuación 5 en los datos de potencia horaria anual inyectada a red al 60% y en los datos de potencia horaria anual excedente a red al 60% que se han utilizado para representar la figura 30.

En la gráfica superior de la figura 30, se obtienen valores de energía diaria anual inyectada a red al 60% superiores a 500.000kwh en muchas ocasiones, mientras que en la gráfica de energía diaria anual excedente a red al 60% se obtienen valores superando los 80.000kwh para algunos días, se puede apreciar como el excedente de energía ya es muy escaso.

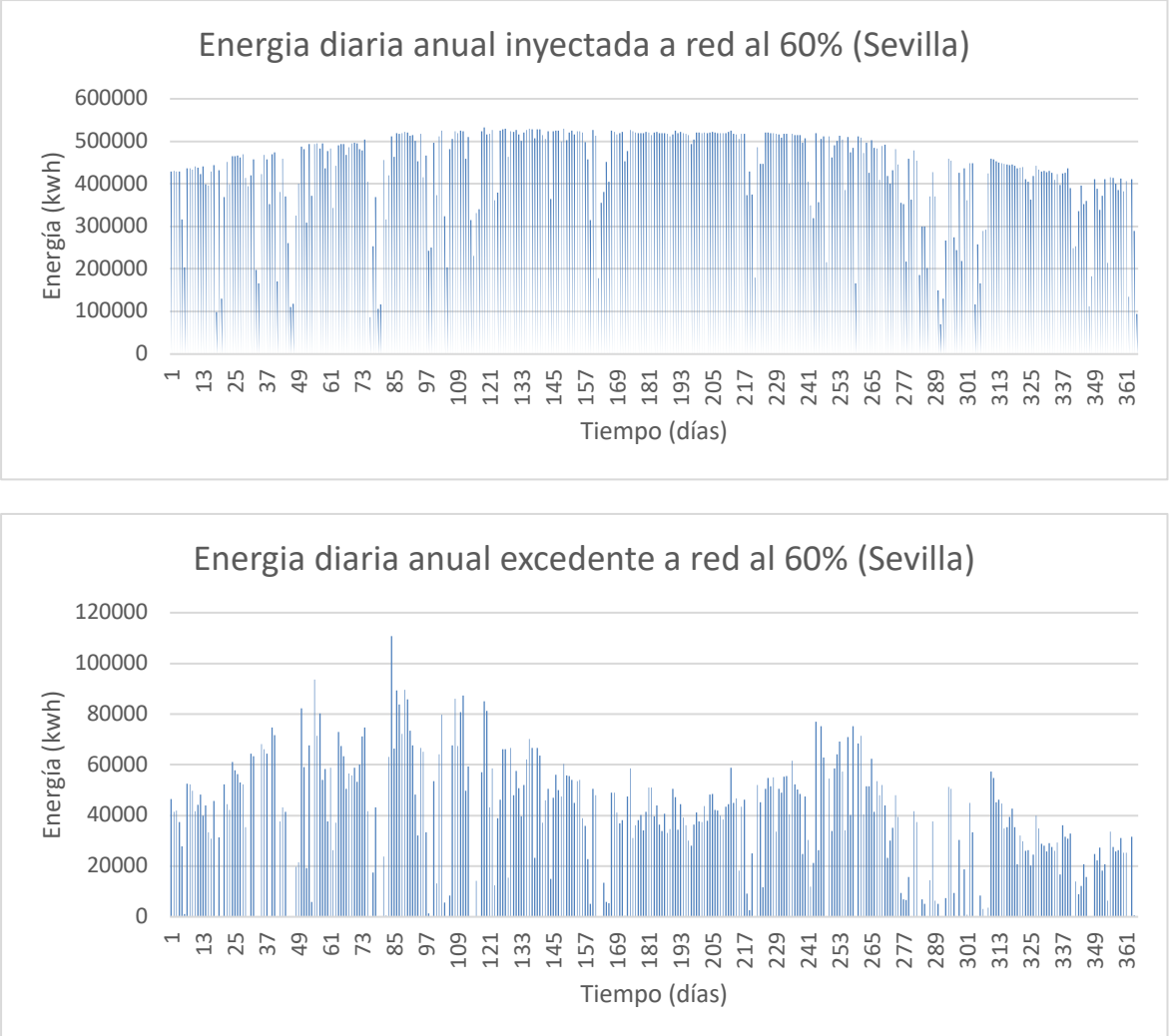


Figura 31: Energía diaria anual inyectada y energía diaria anual excedente a red al 60% para Sevilla. Fuente: Elaboración propia.

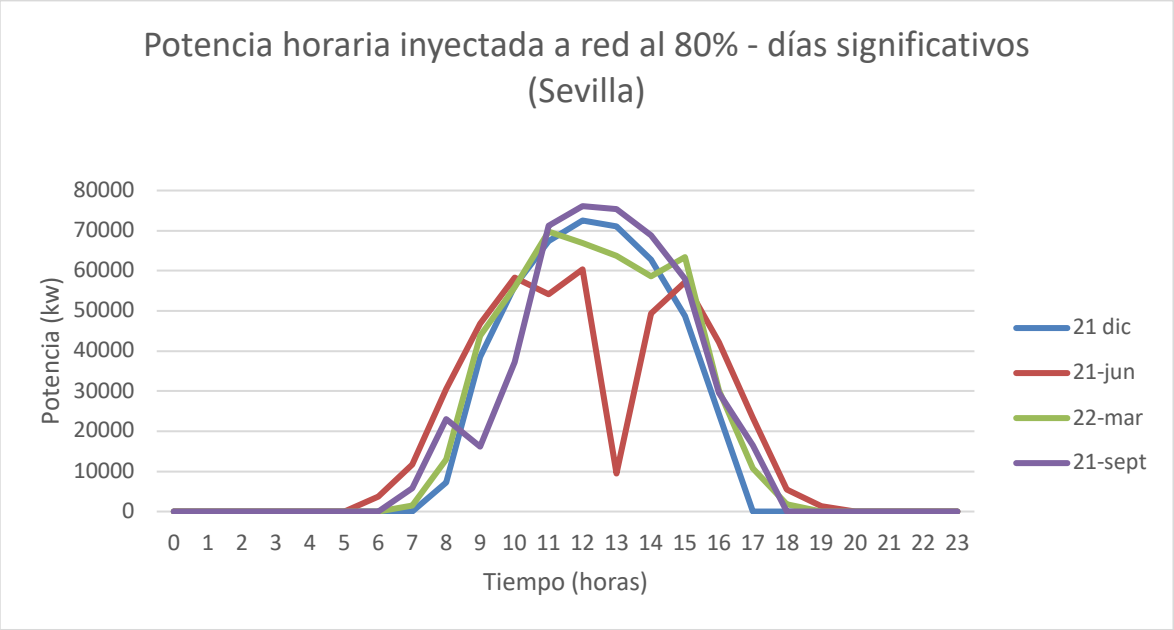
En la figura 32 se representa la potencia horaria inyectada y la potencia horaria excedente a red al 80%, las 4 curvas representadas hacen referencia a los 4 días significativos de Sevilla. En el eje horizontal se representan las 24 horas del día y en el eje vertical la potencia obtenida para cada hora para los 4 días significativos (22 de marzo, 21 de septiembre, 21 de junio y 21 de diciembre). La potencia horaria para los cuatro días más significativos de Sevilla sin la aplicación de ningún tipo de limitación (figura 19), va a ser la figura base para proceder a realizar esta limitación. A través del programa Excel se crea una función condicional donde se expresa matemáticamente esta limitación. La función condicional es la siguiente:

- SI Valor $\leq$ x; valor = valor
- SI valor $\geq$ x; valor = x

Siendo:
Valor = dato de PVGIS
x = 80.000kw

Este condicional significa que si el dato de potencia horaria anual obtenido de PVGIS es más pequeño o igual que el valor que tiene de techo esta limitación, que en este caso es de 80.000kw, el resultado es el dato de potencia horaria anual de PVGIS, sin embargo, si el dato de potencia horaria anual obtenido de PVGIS es más grande o igual que el valor que tiene de techo esta limitación que es de 80.000kw, el resultado es 80.000kw, de esta manera se representaría la potencia horaria inyectada a red al 80% para los 4 días significativos de Sevilla, para el cálculo de la potencia horaria excedente a red al 80% para los 4 días significativos de Sevilla solo basta con aplicar la ecuación (6). En la gráfica superior de la figura 32, a diferencia de las anteriores limitaciones no se aprecia la línea plana de corte de la limitación ya que en este caso los valores de potencia horaria inyectada a red no llegan al techo de la limitación que es de 80.000kw.

Los valores superan los 70.000kw pero no llegan hasta los 80.000kw, por lo tanto no existe potencia excedente como se puede ver en la gráfica inferior de la figura 32



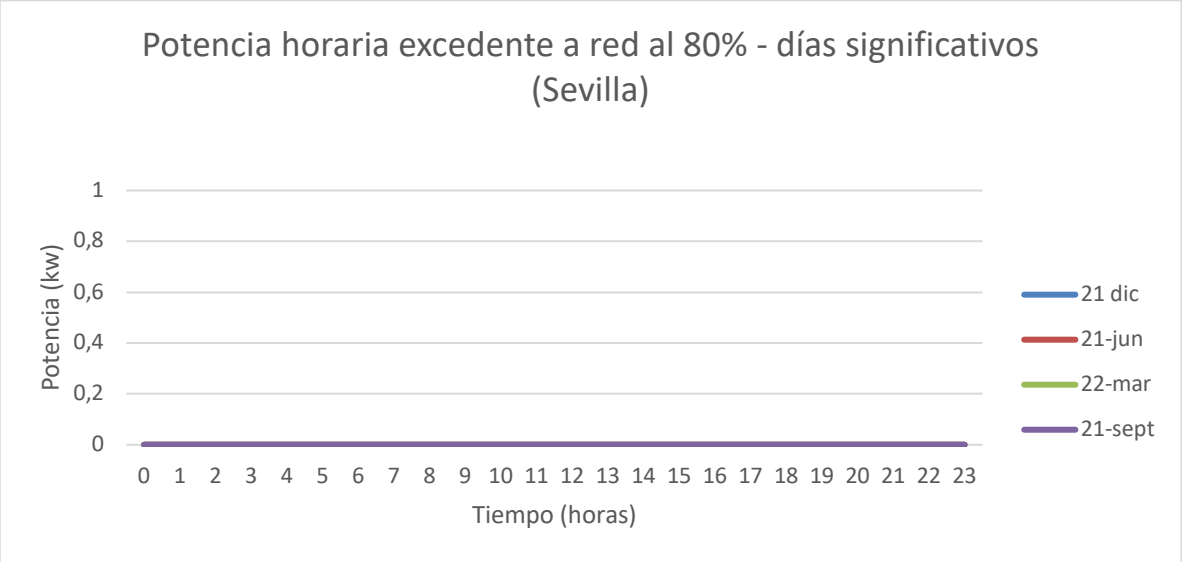


Figura 32: Potencia horaria inyectada y potencia horaria excedente a red al 80% para los días significativos de Sevilla. Fuente: Elaboración propia.

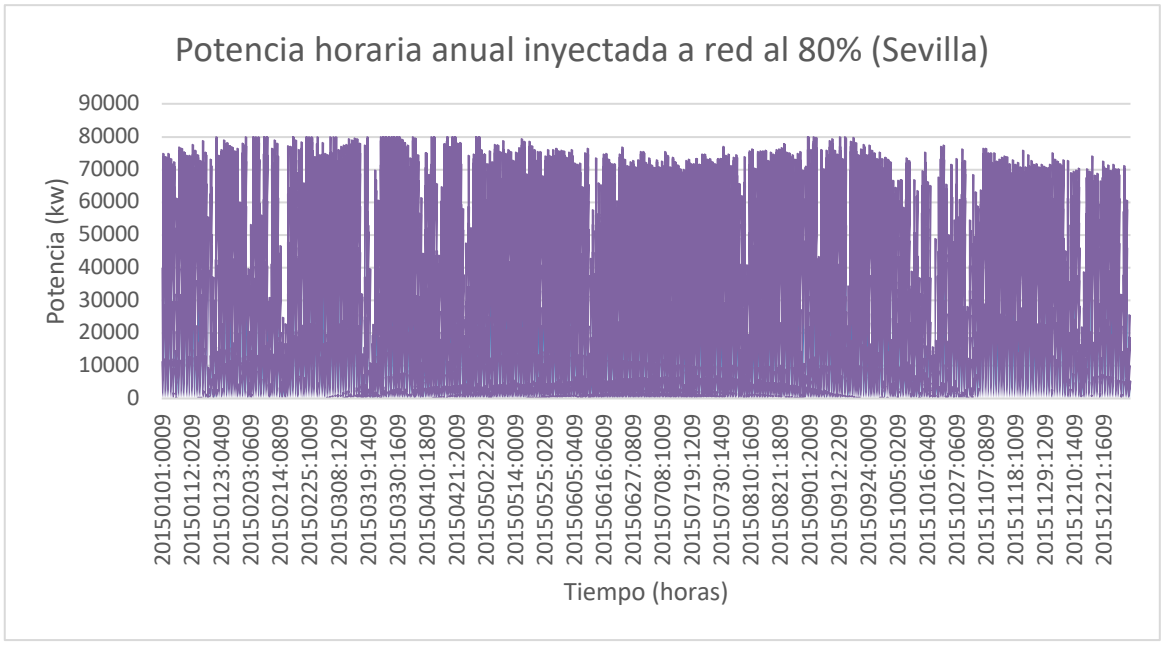
En la figura 33 se representa la potencia horaria anual inyectada y la potencia horaria anual excedente a red al 80%, en el eje horizontal se representa el tiempo en horas para todo el año y en el eje vertical se representa la potencia. La potencia horaria anual de Sevilla sin la aplicación de ningún tipo de limitación (figura 21), va a ser la figura base para proceder a realizar esta limitación. A través del programa Excel se crea una función condicional donde se expresa matemáticamente esta limitación. La función condicional es la siguiente:

- SI Valor $\leq$ x; valor=valor
- SI valor $\geq$ x; valor=x

Siendo:
Valor = dato de PVGIS
x = 80.000kw

Este condicional significa que si el dato de potencia horaria anual obtenido de PVGIS es más pequeño o igual que el valor que tiene de techo esta limitación, que en este caso es de 80.000kw, el resultado es el dato de potencia horaria anual de PVGIS, sin embargo, si el dato de potencia horaria anual obtenido de PVGIS es más grande o igual que el valor que tiene de techo esta limitación que es de 80.000kw, el resultado es 80.000kw, de esta manera se representaría la potencia horaria anual inyectada a red al 80% de Sevilla, para el cálculo de la potencia horaria anual excedente a red al 80% de Sevilla solo basta con aplicar la ecuación (6). En la gráfica superior de la figura 33, ya no se aprecia tan claro la limitación del 80% ya que muchos valores ya no llegan hasta el techo máximo de dicha limitación, estos valores obtenidos para la potencia horaria anual inyectada a red al 80% son los menos uniformes de todas las limitaciones.

En esta misma gráfica se puede apreciar que la limitación asciende un poco más con respecto a la limitación del 60%, por otro lado, la gráfica inferior de la figura 33 de la potencia horaria anual excedente a red al 80% es prácticamente nula, llegando a valores que giran en torno a 3.000kw y en algunas ocasiones llegando a valores más altos pero inferiores a 9.000kw.



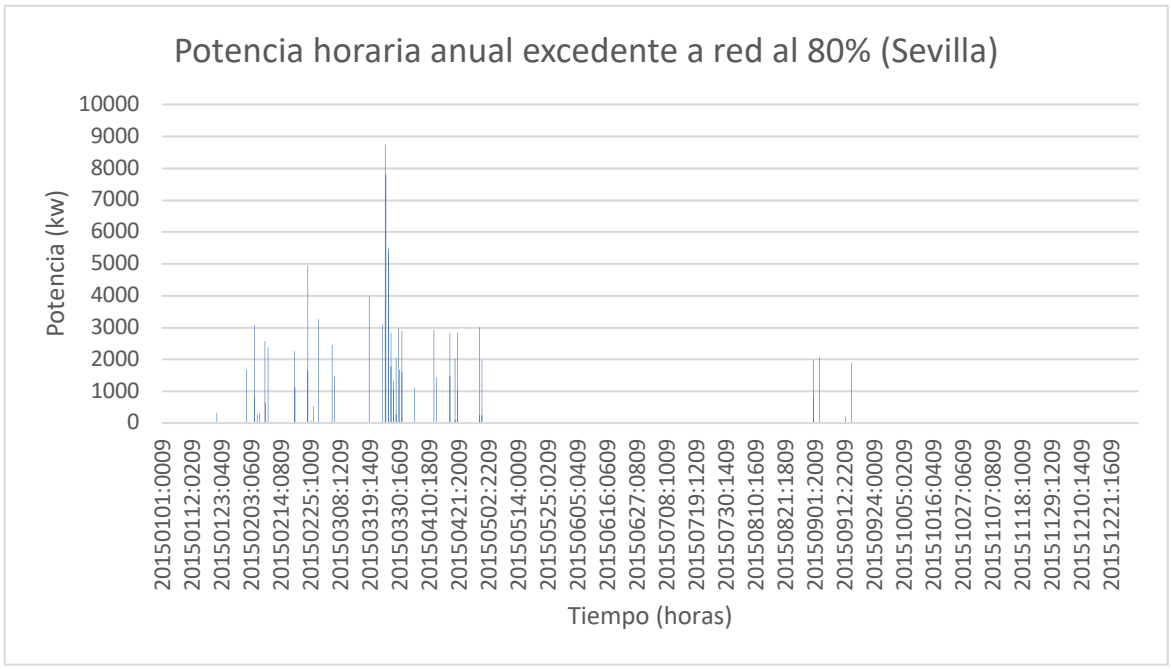


Figura 33: Potencia horaria anual inyectada y potencia horaria anual excedente a red al 80% para Sevilla. Fuente: Elaboración propia.

En la figura 34 se representa la energía diaria anual inyectada y la energía diaria anual excedente a red al 80%, en el eje horizontal se representa el tiempo en días para todo el año y en el eje vertical se representa la energía.

Para el cálculo de la energía diaria anual inyectada y la energía diaria anual excedente a red al 80% solo basta con aplicar la ecuación 5 en los datos de potencia horaria anual inyectada a red al 80% y en los datos de potencia horaria anual excedente a red al 80% que se han utilizado para representar la figura 33.

En la gráfica superior de la figura 34, se obtienen valores de energía diaria anual inyectada a red al 80% superiores a 500.000kwh, mientras que en la gráfica inferior de la figura 34, de energía diaria anual excedente a red al 80% se obtienen valores superando los 15.000kwh para pocos días, la mayoría de los días no superan el valor de 5.000kwh. Se puede apreciar como el excedente de energía al 80% es el más escaso de todas las limitaciones.

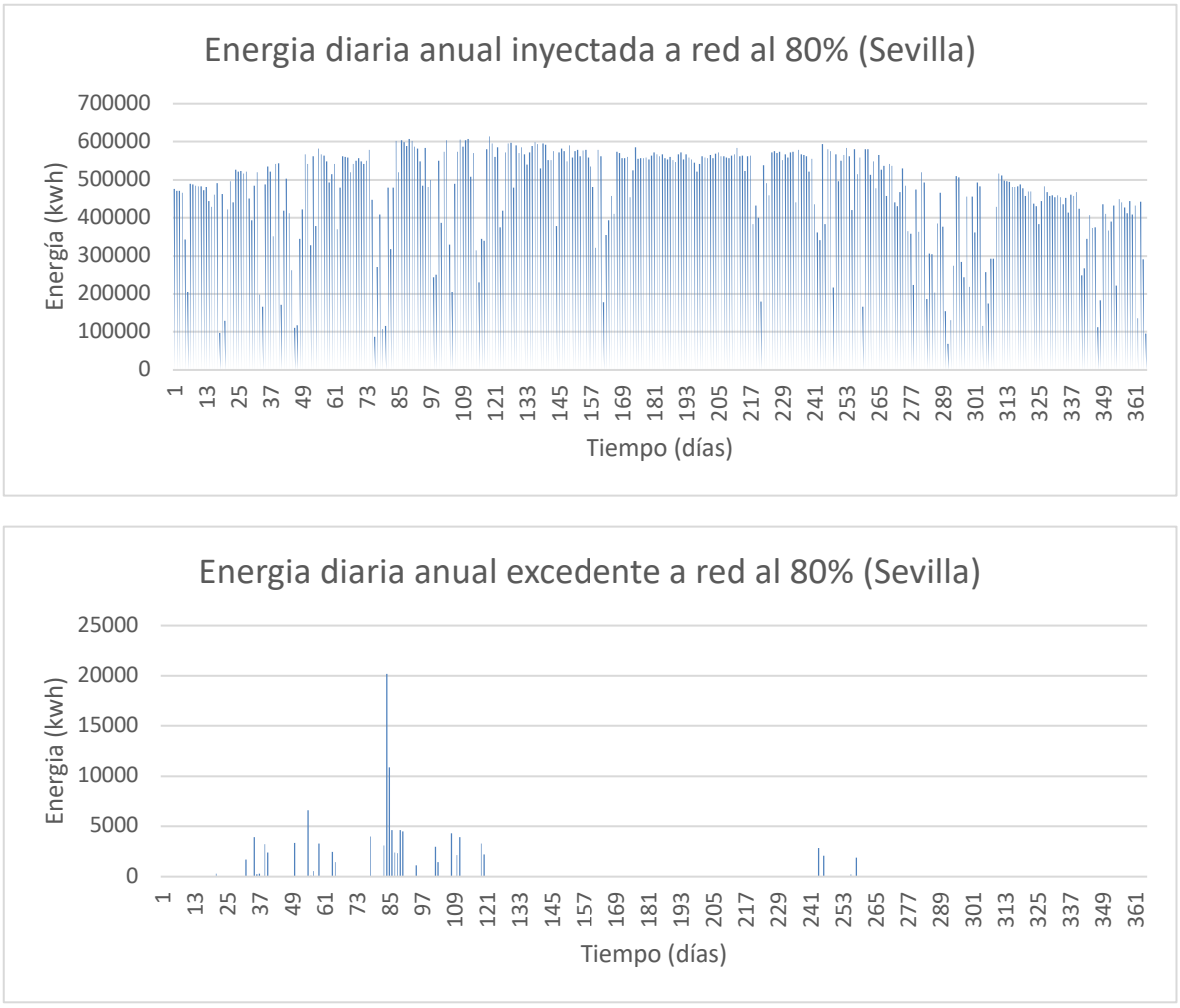


Figura 34: Energía diaria anual inyectada y energía diaria anual excedente a red al 80% para Sevilla. Fuente: Elaboración propia.

4.1.2. Conjunto de plantas de Andalucía.

En el conjunto de plantas andaluzas, se calculan las gráficas siguientes aplicando el sumatorio de todos los datos de cada una de las 16 plantas que forman la red de Andalucía, formando así las gráficas conjunto de todas ellas.

En la figura 35 se representa la gráfica del conjunto de plantas para la potencia horaria de los 4 días significativos. Las características de la gráfica son las mismas que para la gráfica de la figura 19, la diferencia entre esta gráfica y la gráfica de la figura 19 es la forma de obtener los datos, en este caso se ha llevado a cabo a través de la ecuación 7 y estrictamente para los cuatro días más significativos para el conjunto de plantas.

- $P_{htotal} = \sum_{1}^{16} P_i$ (7)

Siendo:

P_{htotal}= potencia horaria del conjunto de la red

P_i = potencia de cada hora para una planta

i = muestras del día (24 muestras)

n= número de plantas (16 plantas)

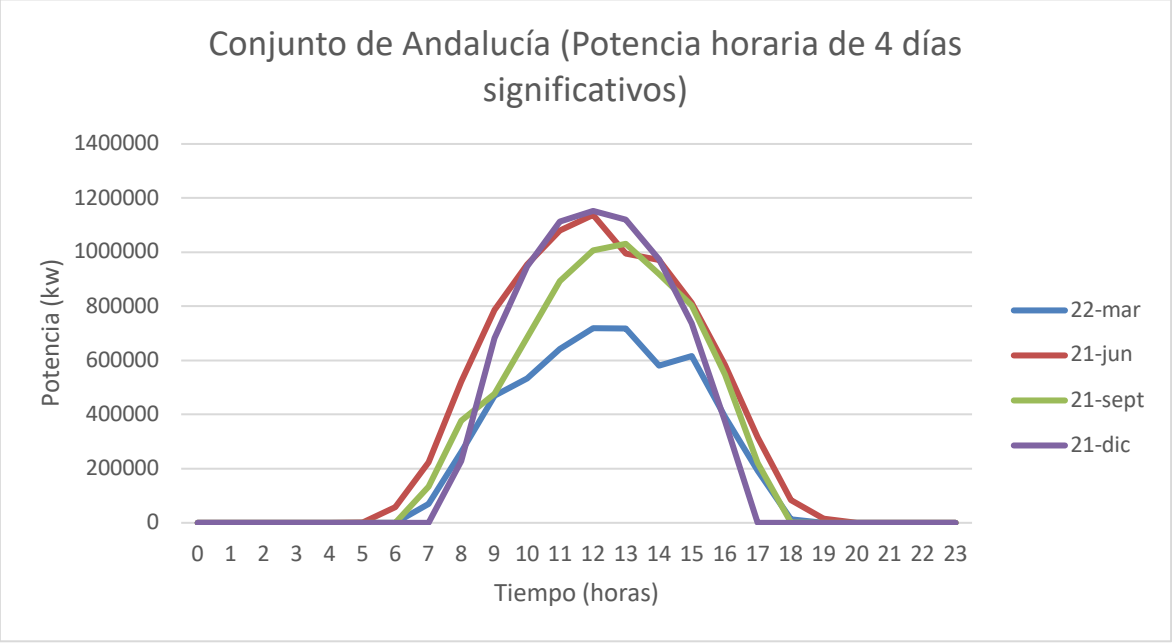


Figura 35: Potencia horaria para el conjunto de los 4 días significativos

Fuente: Elaboración propia.

En la figura 36 se representa la gráfica del conjunto de plantas para la potencia horaria anual. La obtención de los datos, se han llevado a cabo siguiendo la ecuación 7, pero en este caso se ha realizado para los 8760 valores de potencia horaria. Se registran potencias horarias anuales superiores a 1.200MW

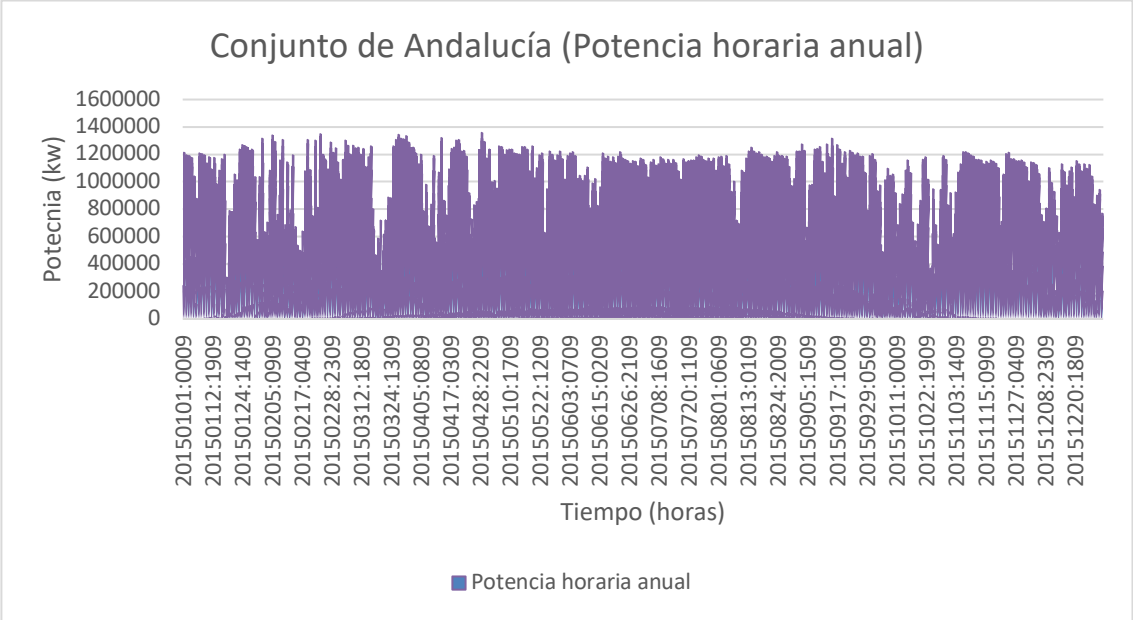


Figura 36: Potencia horaria anual del conjunto de Andalucía.

Fuente: Elaboración propia.

En la figura 37 se representa la gráfica del conjunto de plantas para la energía diaria anual. La obtención de los datos de energía diaria anual, se han llevado a cabo por medio de la ecuación 5, aplicada a los valores de la figura 36, obteniendo estos valores por medio de la ecuación 7. Se registran energías diarias anuales superiores a 8.000Mwh para muchos días

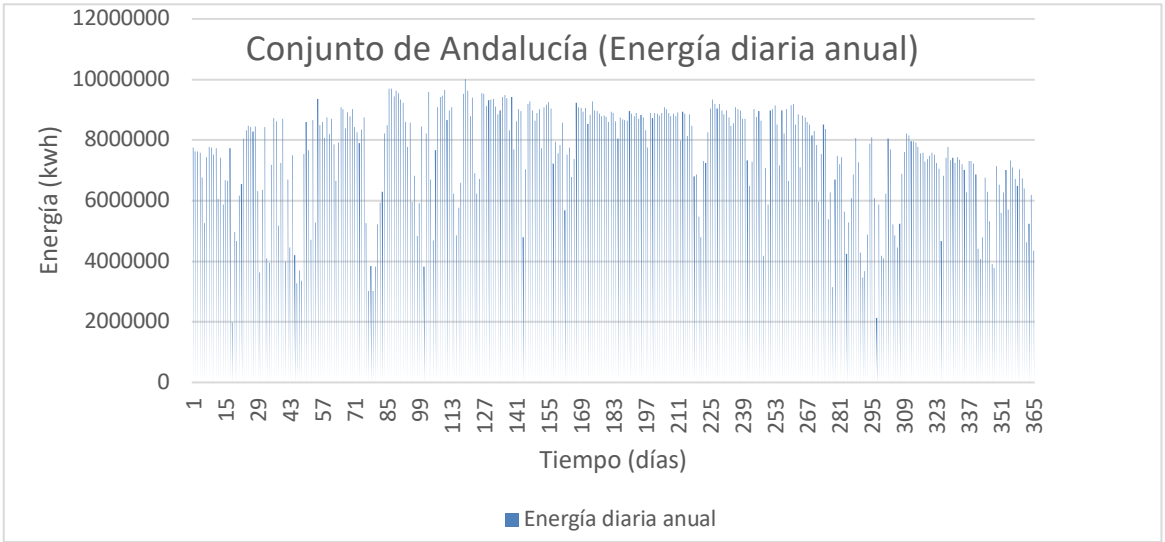


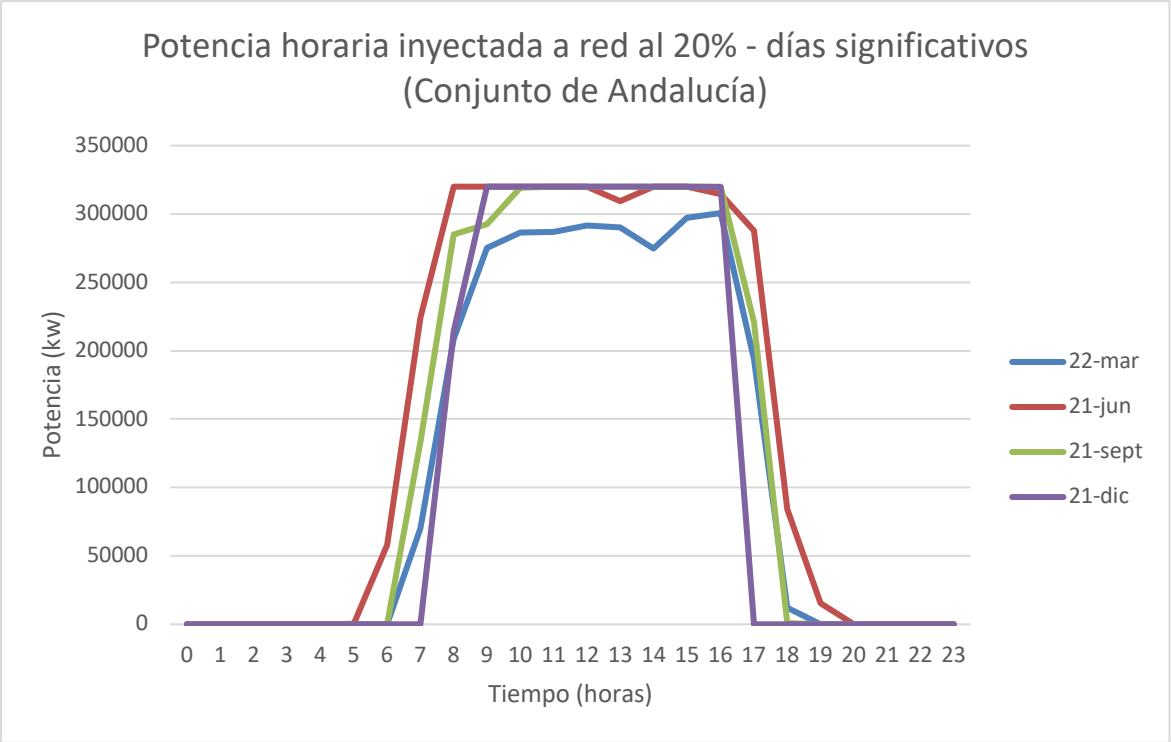
Figura 37: Energía diaria anual del conjunto de Andalucía.

Fuente: Elaboración propia.

En cuanto a las limitaciones para el conjunto de plantas, se tiene que tener en cuenta que, para cada limitación, la potencia máxima inyectada será multiplicada por 16, ya que la red andaluza la forman 16 plantas, quiere decir esto que por ejemplo en la limitación del 20%, que para una planta cualquiera el máximo llegaba a 20.000kw para el conjunto, el máximo inyectado para la limitación del 20% va a tener una cantidad de 320.000kw y así sucesivamente para el resto de limitaciones. Las diferentes gráficas de las limitaciones del conjunto de plantas de la red de Andalucía se han desarrollado aplicando la misma función de condicional que se ha aplicado para las gráficas de las limitaciones de Sevilla. En este caso se va a representar las gráficas de la potencia horaria inyectada a red al 20 % y la potencia horaria excedente a red al 20% para el conjunto de la red para los 4 días más significativos, para comentar una peculiaridad, el desarrollo de todas las gráficas de limitación para el conjunto de la red no se han expuesto en este proyecto para optimizar el trabajo, pero hay que puntualizar que en el punto 5.1 del apartado de resultados se encuentran representados los valores de dichas gráficas para las limitaciones.

La peculiaridad que se aprecia en las gráficas de las limitaciones para el conjunto de plantas a nivel de Andalucía, es que en las gráficas de potencia horaria inyectada y potencia horaria excedente de los días significativos, existe una “anomalía”, se muestra en la figura 38 la limitación del 20% que como se puede apreciar en la potencia horaria inyectada, la línea azul (22 de marzo) no llega al techo máximo de limitación, por lo que no debería haber excedente a red, pero sin embargo se aprecia en la gráfica inferior que si existe excedente de la línea azul.

Esto es debido a que en el caso del conjunto de plantas puede darse la situación en que haya plantas que llegan a su límite y por lo tanto producen excedente y otras que no lleguen a su límite y no produzcan excedente, pero el sumatorio de todas ellas hace que se produzca este tipo de situaciones como ocurre con la línea azul (22 de marzo). Este hecho ocurre para todas las limitaciones del conjunto de la red de Andalucía.



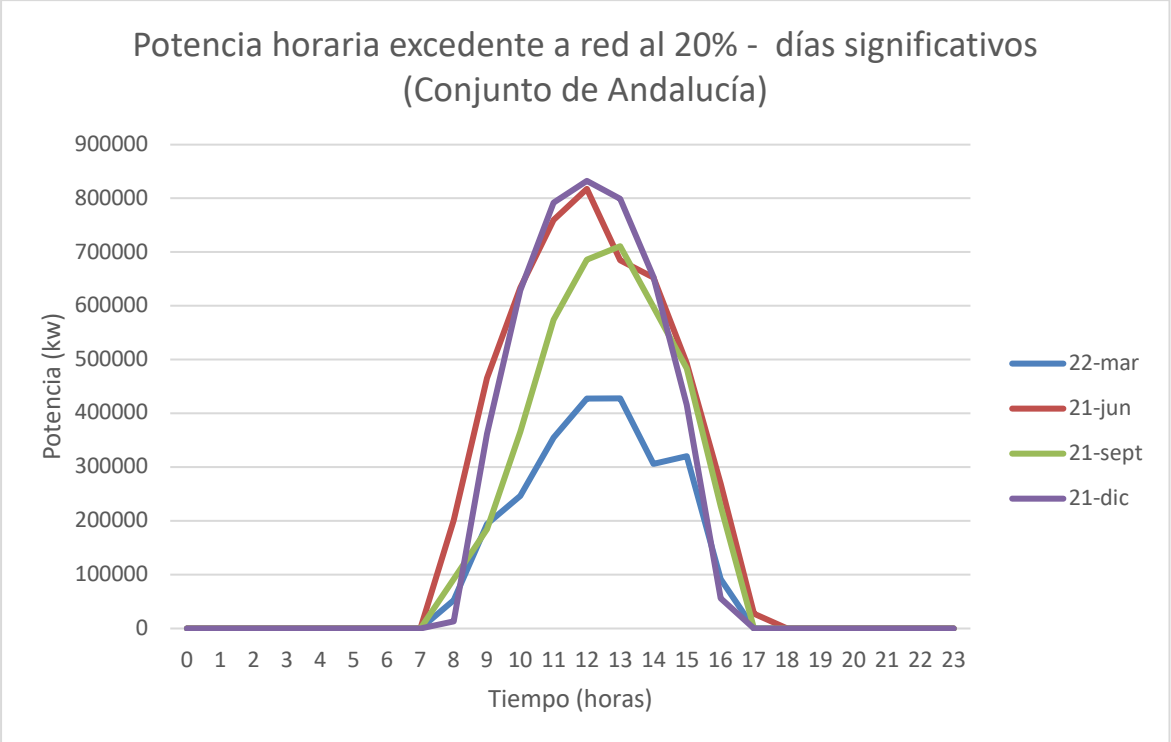


Figura 38: Potencia horaria inyectada y potencia horaria excedente a red al 20% para el conjunto de plantas. Fuente: Elaboración propia

4.2. Red de plantas a nivel de España.

La red de plantas españolas está formada por un total de 16 instalaciones ubicadas en la parte sur de España, el emplazamiento de cada una de las plantas se ha llevado a cabo siguiendo el criterio de la población, que es el mismo criterio que se ha seguido para las plantas de la red de Andalucía, pero a parte se ha incluido un nuevo criterio más, que ha sido el criterio de la radiación, es decir, instalar las plantas en las zonas donde hay más materia prima, en el caso de la tecnología fotovoltaica la materia prima es la luz del sol, es decir, la radiación. Esta distribución, en definitiva, será acorde al mapa de radiación peninsular. [10] Los emplazamientos siguiendo estos dos criterios han sido los siguientes:

- Sevilla
- Huelva
- Almería
- Málaga
- Granada
- Córdoba
- Cartagena
- Badajoz
- Cáceres
- Ciudad Real
- Madrid
- Castellón
- Valencia
- Albacete
- Murcia
- Toledo

En el siguiente gráfico están representadas cada una de las ciudades nombradas anteriormente.



Figura 39: Red de plantas solares fotovoltaicas a nivel de España.
Fuente: Elaboración propia.

Como se puede apreciar en la figura 39, todas las plantas se encuentran ubicadas en la mitad sur de España, ya que en estas regiones existe ciudades donde la radiación es más alta que en la mitad norte de España.

4.2.1. Plantas de España (individual)

Para facilitar la explicación de las plantas al detalle, dada la gran cantidad de instalaciones que existen en la red española, se va a tomar como ejemplo Madrid, se dará una explicación más detallada de la misma, teniendo en cuenta que el procedimiento del diseño es igual para todas las plantas de España, así como para todas las plantas de Andalucía y de Europa. A continuación, se explicará con detalle el caso de la planta de Madrid.

- Pérdidas por el sombreado del horizonte

Primeramente, una vez que se han convertido todos los archivos de texto (csv) proporcionados por el programa PVGIS, en archivos Excel bien estructurados en formato columnas, se procede al cálculo del porcentaje de pérdidas por el sombreado del horizonte que se obtiene en el emplazamiento que se ha escogido para la instalación de Madrid. Se tiene que tener en cuenta que este horizonte calculado en PVGIS afecta solamente a la orografía, es decir, aquellos elementos lejanos como pueden ser montañas, colinas, entre otros. Por este motivo el horizonte que se obtiene es independiente del sombreado que puede dar por causa de por ejemplo grandes estructuras o edificios ubicados en la ciudad.

Hay que tener en cuenta que el tanto por ciento en pérdidas que se obtenga por el cálculo del sombreado del horizonte no debe ser superior al 10%, ya que en este caso existirían muchas pérdidas por lo que se debería de cambiar el emplazamiento de la instalación a otra zona donde el porcentaje de pérdidas por sombreado del horizonte sea inferior al 10%. El rango de porcentaje de pérdidas admisibles para el cálculo del sombreado por el horizonte estaría entre el 2% y el 10% y si se encontrara por debajo del 2%, las pérdidas serían prácticamente despreciables.

Para realizar el cálculo del porcentaje de pérdidas por el sombreado del horizonte se ha realizado a través de la ecuación (3) relacionada con la figura (17). [9]

Para el caso de estudio que se está tratando, que en este caso es Madrid, a través del programa Excel se han representado en una gráfica los datos del horizonte, obtenidos a través del programa PVGIS y posteriormente se ha procedido a calcular el porcentaje de pérdidas por el sombreado del horizonte por medio de la ecuación (8) y la figura 40.

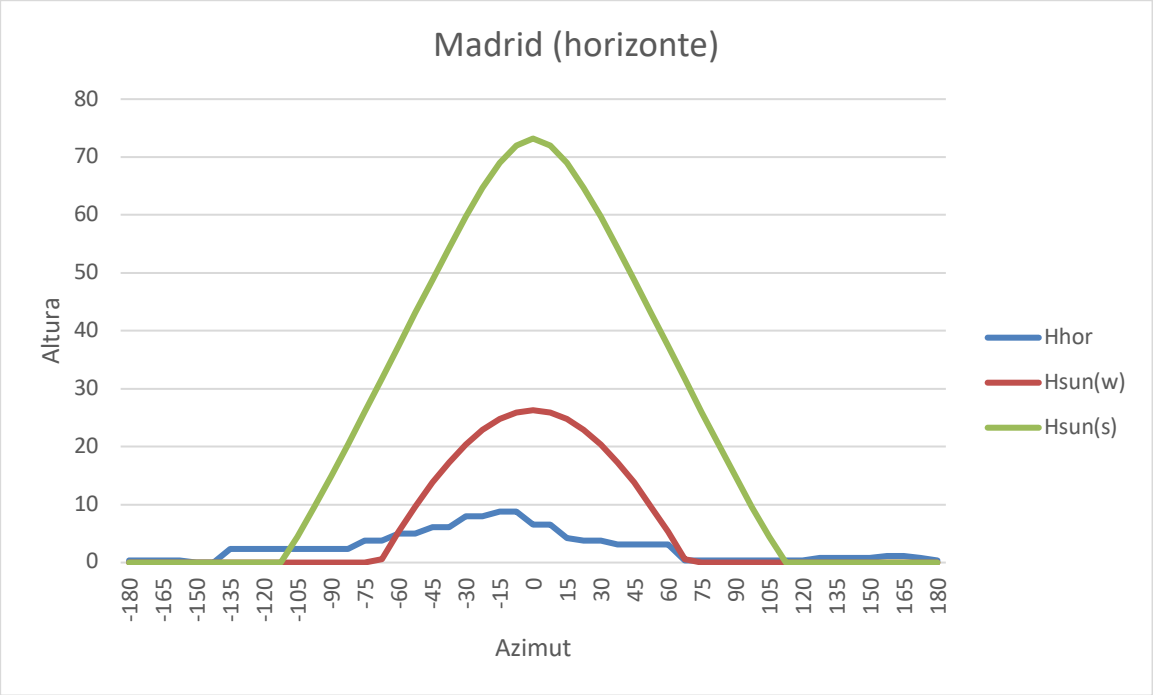


Figura 40: Gráfica del horizonte de Madrid.

Fuente: Elaboración propia.

Aplicando la ecuación (3):

Pérdidas por el sombreado del horizonte (S_{hor})(%) = $\frac{15}{1185-307,7} \cdot 100 = 1,71\%$. (8)

Como resultado se obtiene unas pérdidas por el sombreado del horizonte de 1,71%, al estar por debajo del 2% se consideran prácticamente despreciables las pérdidas por horizonte. El porcentaje de perdidas por el sombreado del horizonte no es sinónimo de perdidas por energía, son pérdidas del sombreado con respecto a la trayectoria total de horas de sol, es decir, son las pérdidas que se producen con respecto al total en el tiempo que se encuentra el sol dando luz, que sería el espacio que existe entre la curva verde que es la altura del sol en el verano y la curva roja que en este caso es la altura del sol en invierno (figura 40). (Datos primarios de PVGIS del horizonte para Madrid, véase en el punto 8.2.1 del anexo 2). El cálculo del porcentaje de las pérdidas por el sombreado del horizonte se ha realizado para cada una de las plantas españolas, como se puede apreciar en la figura 99 dentro del apartado de resultados, que recoge todos los porcentajes de pérdidas por sombreado del horizonte para cada una de las plantas que forman la red de España. En el punto 8.2.2 del anexo 2, se hace una recopilación de cada una de las gráficas de las pérdidas por el sombreado del horizonte que se obtienen para las diferentes plantas que forman la red.

- Potencias y energía

Una vez que se han calculado las pérdidas del sombreado por el horizonte y se ha comprobado que se ajustan perfectamente al rango definido que tienen que tener, el siguiente paso es graficar los valores de potencia, temperatura, energía, así como la obtención de cada uno de los parámetros más significativos a nivel diario y a nivel anual.

Partiendo de los valores horarios del año 2015 obtenidos del programa PVGIS de potencia, irradiancia, temperatura, altura del sol, entre otros (véase los datos primarios de PVGIS para la potencia, temperatura y energía para Madrid en el punto 8.2.3 del anexo 2), se representa en la figura 41 las curvas de potencia horaria (kw) para 4 días significativos del año para el caso de Madrid, en el eje horizontal se representa las horas del día, mientras que en el eje vertical se representan las potencias (kw). Estos días que se han elegido han sido los dos solsticios (21 de diciembre y 21 de junio) y los dos equinoccios (21 de septiembre y 22 de marzo), ya que estos días son característicos en relación al movimiento del sol de máxima altura, de mínima altura y los puntos centrales. En los equinoccios, el sol se encuentra justo en el punto central, el momento en que día y noche duran lo mismo, mientras que en los solsticios se alcanza la máxima y mínima altura del sol, es decir, marca el incremento o la disminución de las horas de luz del día. En el punto 8.2.4 del anexo 2, se hace una recopilación de cada una de las gráficas de las potencias horarias de los 4 días más representativos que se obtienen para las diferentes plantas que forman la red.

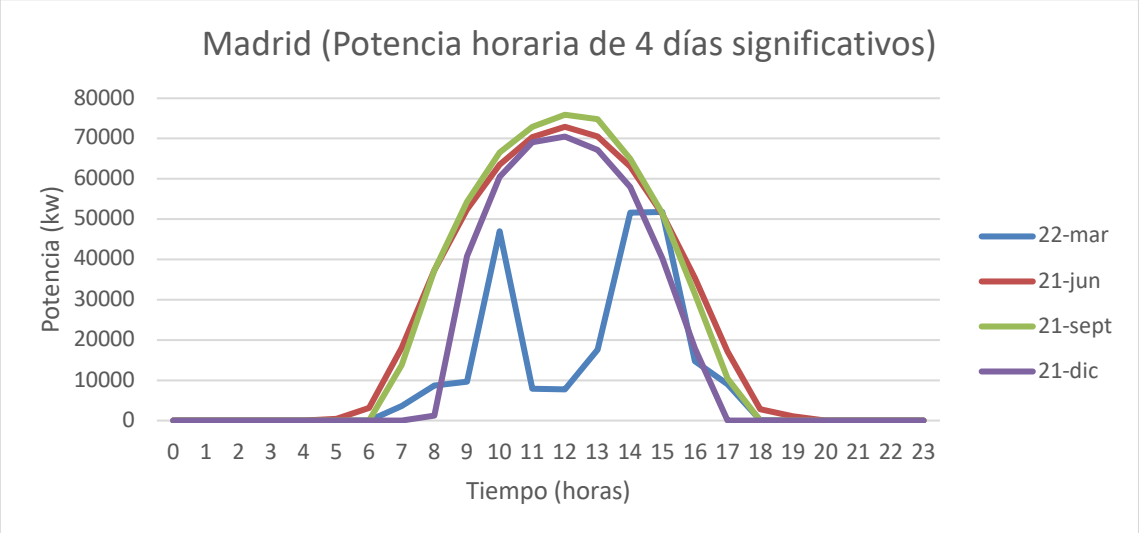


Figura 41: Representación de la potencia horaria de cuatro días significativos
Fuente: Elaboración propia

A través la gráfica 41 se pueden obtener unos parámetros característicos diarios (tabla 3) que son los siguientes:

- Número de horas de generación máximo diario anual.
- Número de horas de generación mínimo diario anual.
- Hora de máxima potencia.

Curva diaria	
Nº horas de generación max diario anual	15
Nº horas de generación min diario anual	9
Hora de máxima potencia	12:10h

Tabla 3: Parámetros característicos diarios para Madrid.

Fuente: Elaboración propia.

El número de horas de generación máximo diario anual, es decir, el día que más horas de generación hay en un período de un año se ha obtenido a través de las horas de generación que se producen en el día más largo del año (21 de junio) y el número de horas de generación mínimo diario anual, es decir, el día que menos horas de generación hay en un período de un año se ha obtenido a través de las horas de generación que se producen en el día más corto del año (21 de diciembre).

El parámetro de la hora de máxima potencia se ha obtenido calculando el valor medio anual de las potencias, es decir haciendo el promedio de los valores de potencia en cada una de las horas del día para los 365 días del año, con la intención de evitar la presencia de días nublados y así tener la certeza de obtener resultados coherentes con la realidad, por esta razón se ha optado por la realización de estos valores medios y por tanto se ha obtenido la curva típica anual (figura 42), de todas las plantas de la red de España, de esta manera y a través de esta gráfica se puede sacar la hora de máxima potencia media para un año de cada una de las plantas españolas.

Como se observa en la figura 42, en todos los lugares representados de España el sol sale prácticamente a la misma hora, a las 06:09h y se esconde sobre las 18:09h, es decir existe 12 horas de generación solar (teniendo en cuenta que se representan valores típicos medios anuales), las potencias máximas de cada planta se encuentran entre 61.000 y 70.000kw y la potencia media de cada planta coincide con la potencia media

anual de la figura 100 para cada planta, que se encuentra dentro del apartado de resultados.

Las ciudades se encuentran separan a poca distancia unas de otras por lo que no hay mucha diferencia horaria ni solar entre ellas, siendo las doce de la tarde, la hora de máxima potencia para cada una de las plantas que forman la red, teniendo en cuenta también, que los valores obtenidos de PVGIS se encuentran en horario UTC (explicación más detallada del horario UTC en el punto 4.3.3).

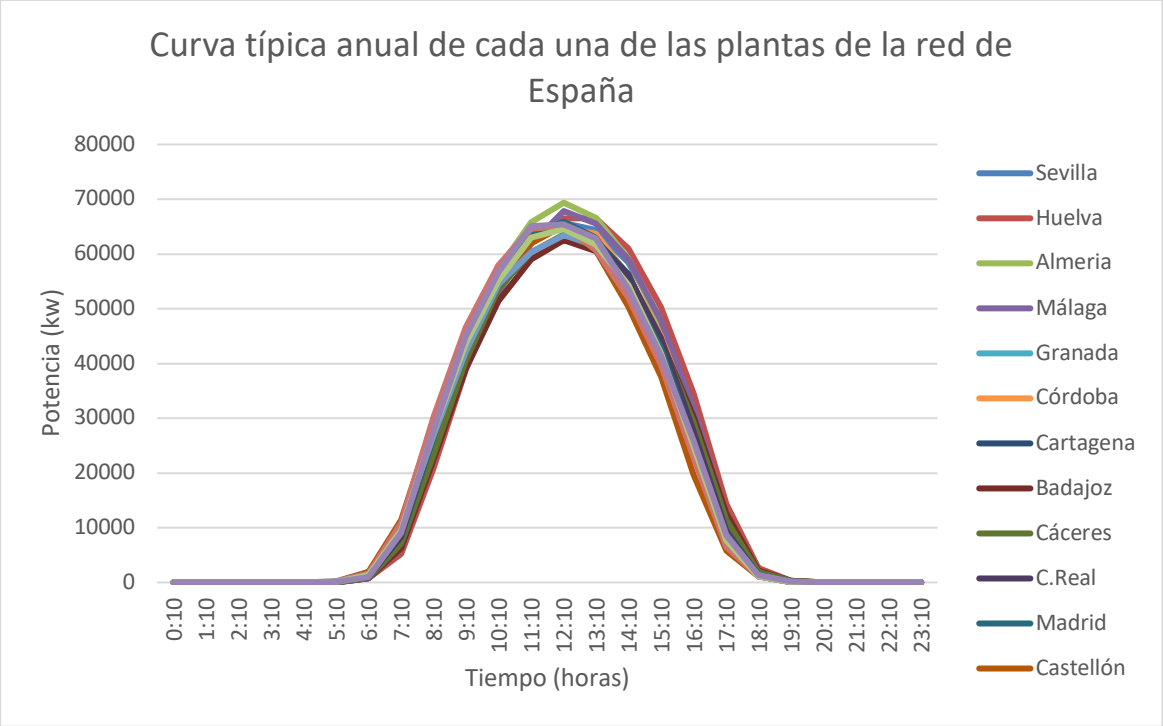


Figura 42: Curva típica de un año.

Fuente: Elaboración propia.

A nivel anual y partiendo de los valores horarios del año 2015 obtenidos del programa PVGIS de potencia, irradiancia, temperatura, altura del sol, entre otros, se representa en la figura 43 la potencia horaria anual, la temperatura horaria y la línea de tendencia para Madrid. En el eje horizontal se representa el tiempo en horas para un periodo de un año y en el eje vertical la potencia (kw).

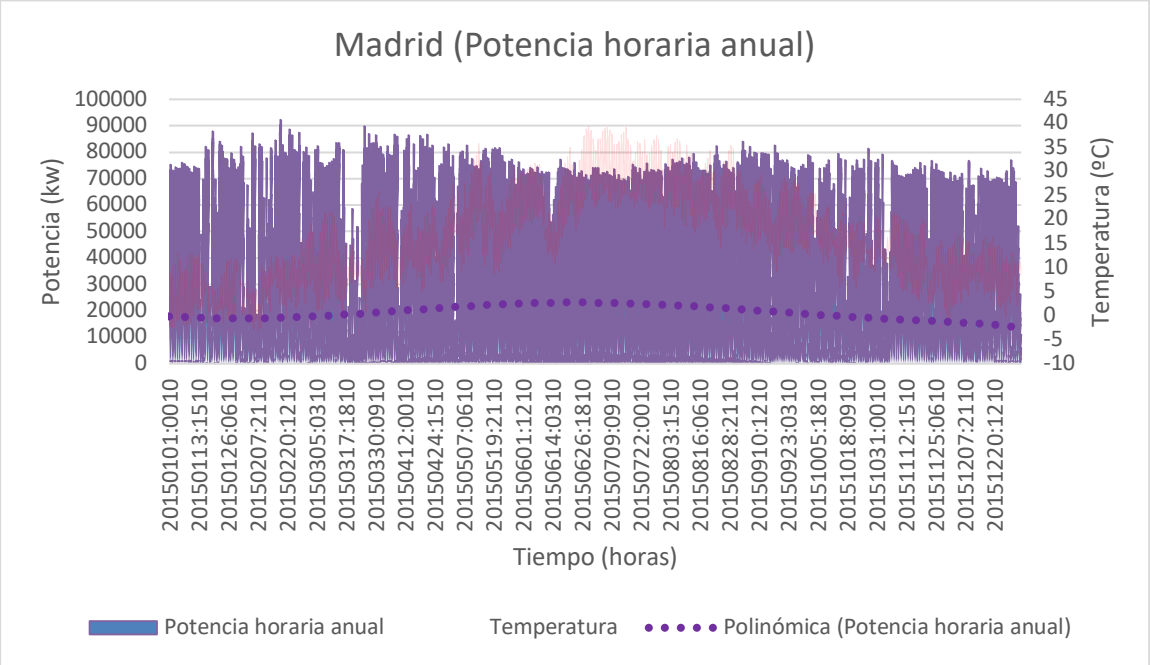


Figura 43: Representación de la potencia anual, temperatura anual y línea de tendencia. Fuente: Elaboración propia.

Se puede observar que se producen picos de potencia en torno a los meses de marzo, abril y septiembre coincidiendo con los equinoccios y decae la potencia en torno al mes de junio, julio y agosto aproximadamente, coincidiendo con el solsticio de verano. Este hecho parece contradictorio, porque lógicamente es que en los meses de verano que es cuando hace un tiempo con temperaturas más elevadas, aumente la potencia, pero ocurre todo lo contrario como se aprecia en la figura 43.

Cuando la temperatura disminuye, la potencia aumenta, como se puede observar, este hecho ocurre en los primeros meses del año y a final de año, y cuando la temperatura aumenta, la potencia disminuye como ocurre en los meses de verano, debido a este hecho, se produce un equilibrio o zona de estabilidad (zona valle), donde la potencia disminuye cuando la temperatura es máxima, en el caso de Madrid, a diferencia con el caso de Sevilla, se aprecia mejor cuando la temperatura alcanza su pico máximo, la gráfica de la temperatura queda más por encima que la gráfica de la potencia, haciendo por tanto que ésta última disminuya (momento valle). En definitiva, el aumento de temperatura solo produce pérdidas en el sistema y los picos máximos de potencia se van alcanzar en los equinoccios donde la temperatura no es muy elevada y la potencia ya esta siendo bastante alta. En el punto 8.2.5 del anexo 2, se hace una recopilación de cada una de las gráficas de las potencias horarias anuales obtenidas para las diferentes plantas que forman la red.

En la figura 44 se representa la energía diaria anual para Madrid, esta gráfica, no se representa directamente de los datos que nos proporciona PVGIS, como ha ocurrido en los casos anteriores de potencia horaria de los 4 días significativos y potencia horaria anual, sino que en este caso se ha calculado la energía diaria a través de la ecuación 5. Por medio de la ecuación 5, se obtiene la energía para cada día del año como se refleja de forma gráfica en la figura 44. Para Madrid se ha obtenido una energía anual de 169.628,526MW. (Véase cada una de las energías anuales obtenidas para cada una de las plantas de la red de España en la figura 100 del apartado de resultados).

En el punto 8.2.6 del anexo 2, se hace una recopilación de cada una de las gráficas de las energías diarias anuales obtenidas para las diferentes plantas que forman la red.

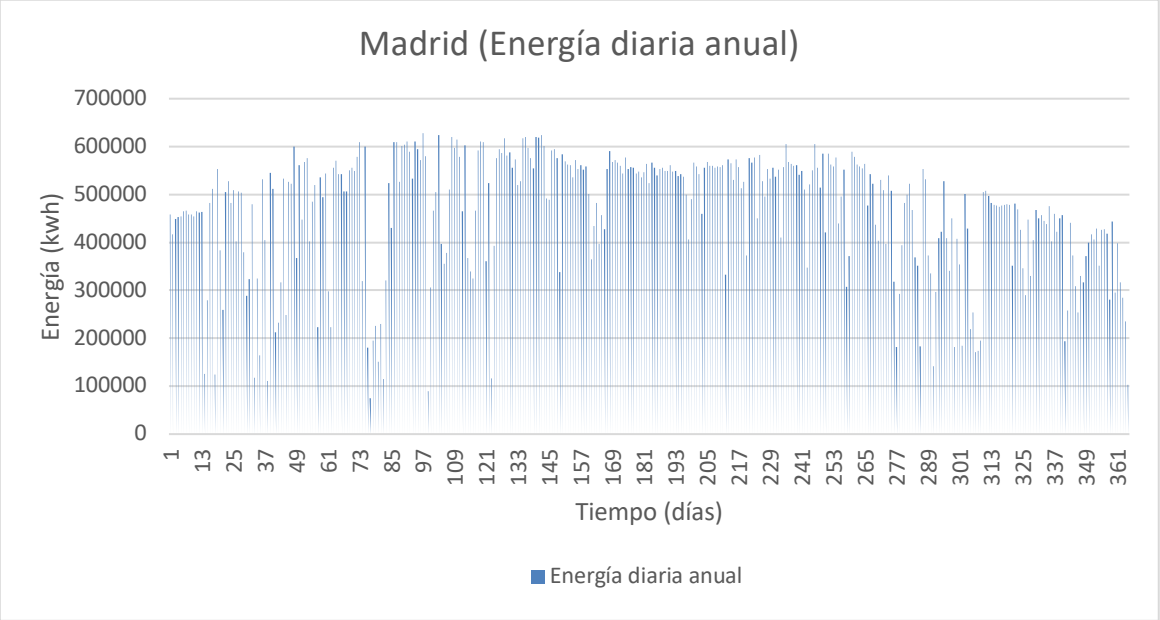


Figura 44: Representación de la energía anual.
Fuente: Elaboración propia.

A través de los datos proporcionados por PVGIS y la figura 43 se pueden obtener unos datos característicos anuales (tabla 4) que son los siguientes:

- Número de horas de generación.
- Potencia máxima anual.
- Potencia media anual.
- Periodos de potencia máxima.
- Periodos valores valle.
- Energía anual.

Curva anual	
Nº horas de generación	4211
P anual máx (Kw)	92315
Pmedia (Kw)	19363,99
Periodos Pmáx	febrero,marzo
Periodos valores valle	julio
Energía anual (Mkw)	169628,526

Tabla 4: Parámetros característicos anuales para Madrid

Fuente: Elaboración propia.

Los datos de Nº de horas de generación, potencia máxima anual, potencia media anual y energía anual se han sacado directamente de los datos de PVGIS, y los períodos de potencia máxima y períodos donde se produce el valle entre la temperatura y la potencia se han sacado a través de la figura 43.

En la figura 100 se recogen los parámetros característicos que se muestran en las tablas 3 y 4, así como todos los parámetros característicos de cada una de las plantas que forman la red de España.

- Limitaciones impuestas al inversor (20%, 40%, 60% y 80%)

Se va a aplicar una serie de porcentajes para limitar la potencia inyectada a red, este proceso lo realiza el inversor, de tal manera como se ha dicho antes, no toda la energía vaya a la red, es decir, el inversor, según el porcentaje de limitación que se aplique, se va a encargar de inyectar a red toda la energía que llegue hasta la limitación impuesta, creando así un techo máximo de potencia, donde la energía que se encuentre por debajo de este techo será la energía que se inyecte a red , mientras que la energía que se encuentra por encima de este techo de limitación será la energía excedente a red.

La energía sobrante o excedente que va aparecer por consecuencia de las limitaciones impuestas al inversor, se almacenará en unas baterías para poder utilizarla en un futuro. Las limitaciones que se van a diseñar en el inversor para limitar la potencia inyectada a red van a ser del 20%, 40%, 60% y 80% y se representará la limitación de las figuras 41, 43 y 44. Se ha representado todas las limitaciones para la planta de Madrid, que es la planta que se está explicando al detalle. Para las demás plantas no se expondrán las gráficas de las diferentes limitaciones para así optimizar un poco más el proyecto, aún así hay que puntualizar que estas gráficas están realizadas y como garantía se exponen los cuadros resúmenes de las limitaciones de la red de España en el punto 5.2 del apartado de los resultados del proyecto.

Sabiendo que cada una de las plantas tiene una potencia de 100MW, el máximo que se va a inyectar en cada una de las limitaciones será de 20, 40, 60 y 80MW de potencia respectivamente para cada una de las limitaciones del 20%, 40%, 60% y 80%.

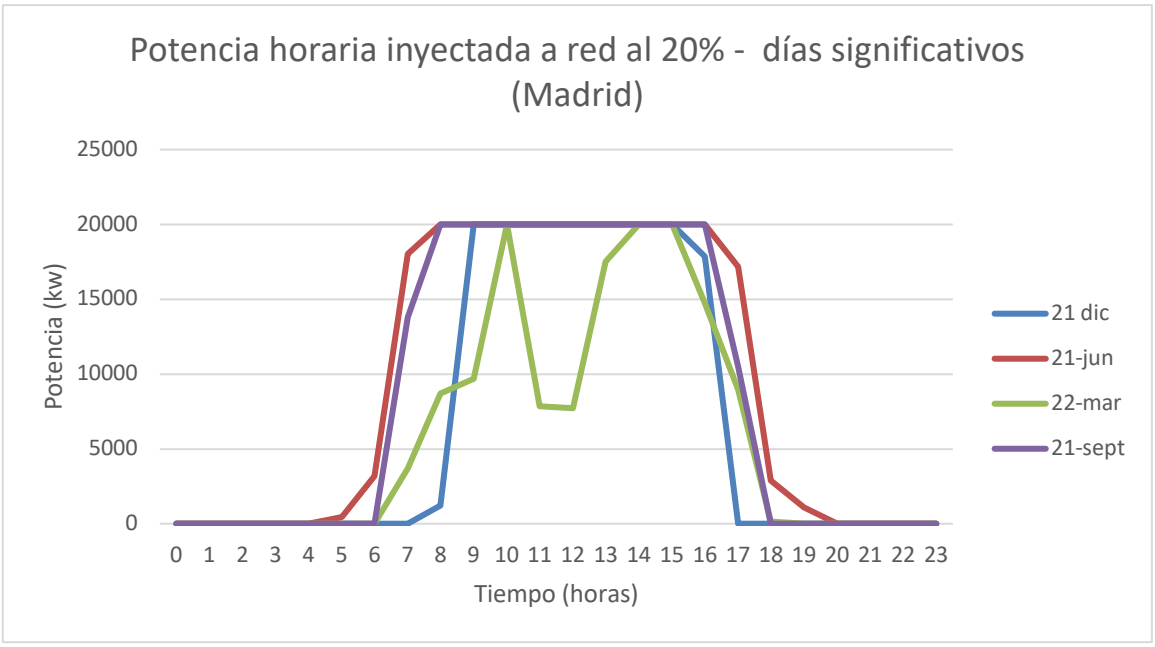
En la figura 45 se representa la potencia horaria inyectada y la potencia horaria excedente a red al 20%, las 4 curvas representadas hacen referencia a los cuatro días significativos de Madrid. En el eje horizontal se representan las 24 horas del día y en el eje vertical la potencia obtenida para cada hora para los 4 días significativos (22 de marzo, 21 de septiembre, 21 de junio y 21 de diciembre). La potencia horaria para los 4 días más significativos de Madrid sin la aplicación de ningún tipo de limitación (figura 41), va a ser la figura base para proceder a realizar esta limitación. A través del programa

Excel se crea una función condicional donde se expresa matemáticamente esta limitación. La función condicional es la siguiente:

- SI Valor $\leq$ x; valor = valor
- SI valor $\geq$ x; valor = x

siendo: Valor = dato de PVGIS.
x = 20.000kw

Este condicional significa que si el dato de potencia horaria anual obtenido de PVGIS es más pequeño o igual que el valor que tiene de techo esta limitación, que en este caso es de 20.000kw, el resultado es el dato de potencia horaria anual de PVGIS, sin embargo, si el dato de potencia horaria anual obtenido de PVGIS es más grande o igual que el valor que tiene de techo esta limitación que es de 20.000kw, el resultado es 20.000kw, de esta manera se representaría la potencia horaria inyectada a red al 20% para los 4 días significativos de Madrid, para el cálculo de la potencia horaria excedente a red al 20% para los cuatro días significativos de Madrid solo basta con aplicar la ecuación 6. En la gráfica superior de la figura 45, se aprecia claramente la limitación del 20% en la potencia horaria inyectada a red obteniendo una línea plana que corta la gráfica en el valor de 20.000kw y obteniendo por tanto en la gráfica inferior de la figura 45, una potencia horaria excedente a red al 20% para los 4 días significativos de Madrid con valores superiores a 50.000kw para algún día. Las curvas irregulares que se pueden apreciar en las gráficas de la figura 45, como es el caso del 22 de marzo es debido a que ese día ha presentado claramente intervalos nublados y poca radiación solar, por ese motivo la curva es tan irregular, por el contrario, la curva del día 21 de diciembre presenta una trayectoria más o menos regular de subida y bajada, lo que quiere decir que ese día fue un día soleado y sin nubes.



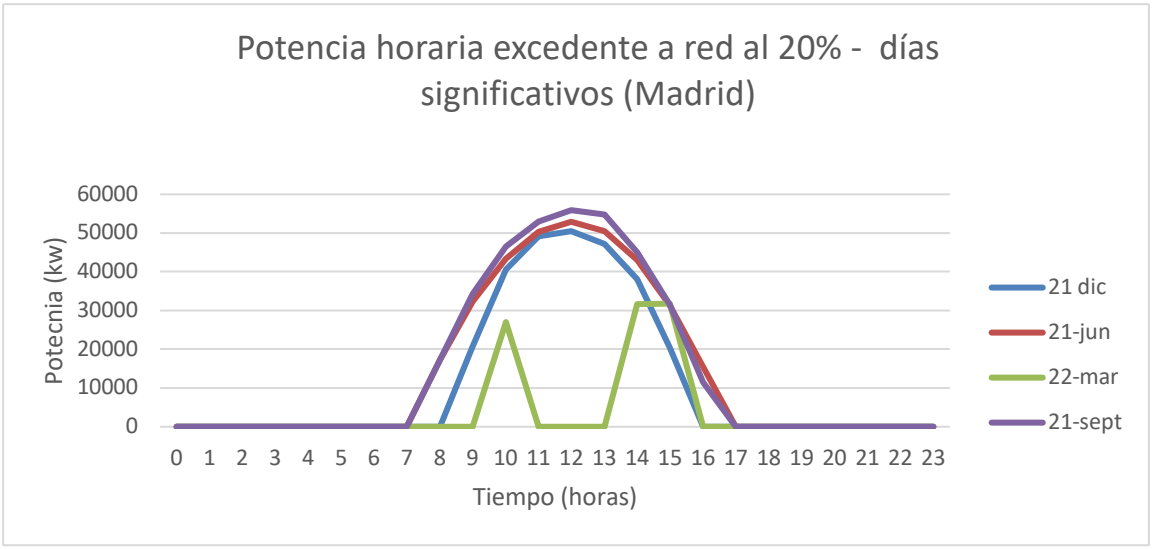


Figura 45: Potencia horaria inyectada y potencia horaria excedente a red al 20% para los días significativos de Madrid. Fuente: Elaboración propia

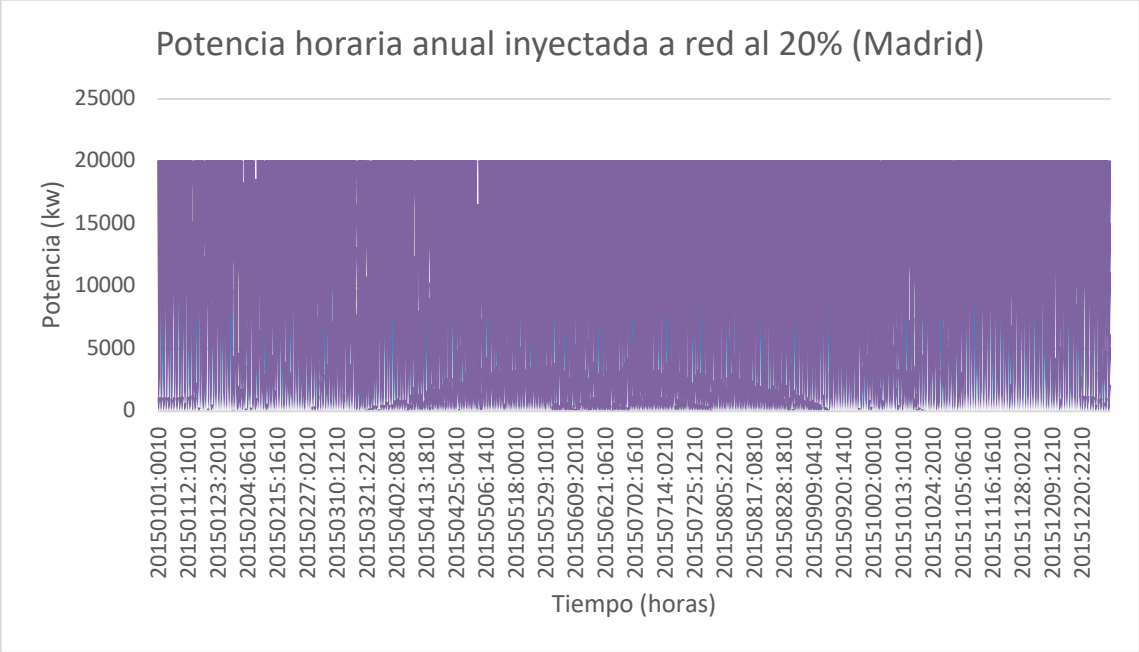
En la figura 46 se representa la potencia horaria anual inyectada y la potencia horaria anual excedente a red al 20%, en el eje horizontal se representa el tiempo en horas para todo el año y en el eje vertical se representa la potencia. La potencia horaria anual de Madrid sin la aplicación de ningún tipo de limitación (figura 43), va a ser la figura base para proceder a realizar esta limitación. A través del programa Excel se crea una función condicional donde se expresa matemáticamente esta limitación. La función condicional es la siguiente:

- SI Valor $\leq$ x; valor=valor
- SI valor $\geq$ x; valor=x

Siendo:
Valor = dato de PVGIS
x = 20.000kw

Este condicional significa que si el dato de potencia horaria anual obtenido de PVGIS es más pequeño o igual que el valor que tiene de techo esta limitación, que en este caso es de 20.000kw, el resultado es el dato de potencia horaria anual de PVGIS, sin embargo, si el dato de potencia horaria anual obtenido de PVGIS es más grande o igual que el valor que tiene de techo esta limitación que es de 20.000kw, el resultado es 20.000kw, de esta manera se representaría la potencia horaria anual inyectada a red al 20% de Madrid, para el cálculo de la potencia horaria anual excedente a red al 20% para Madrid solo basta con aplicar la ecuación (6). En la gráfica superior de la figura 46, se aprecia claramente la limitación del 20% en la potencia horaria anual inyectada a red obteniendo una línea plana que corta la gráfica en el valor de 20.000kw.

En la gráfica superior de la figura 46, se puede apreciar que al ser la limitación tan baja (20%) se puede ver la potencia horaria anual para Madrid, con valores uniformes en su mayoría, llegando casi todos de ellos al límite, aunque existen algunos valores que no llegan hasta el máximo (20.000kw), por otro lado, en la gráfica inferior de la figura 46, la potencia horaria anual excedente a red al 20% llega a valores altos superando los 60.000kw en muchas ocasiones, ya que para esta limitación existe gran cantidad de excedentes.



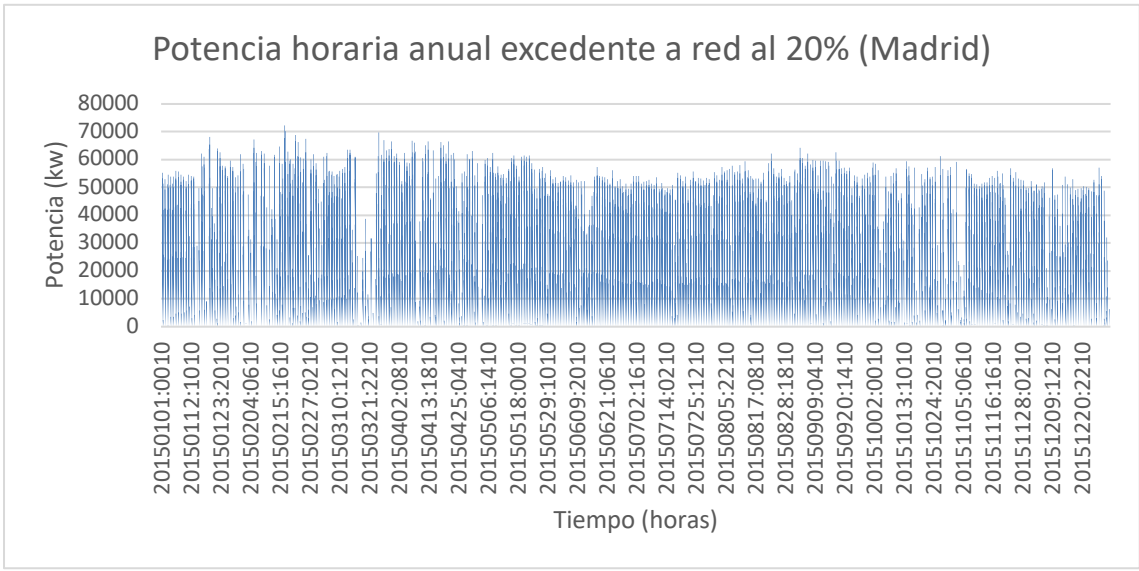


Figura 46: Potencia horaria anual inyectada y potencia horaria anual excedente a red al 20% para Madrid. Fuente: Elaboración propia.

En la figura 47 se representa la energía diaria anual inyectada y la energía diaria anual excedente a red al 20%, en el eje horizontal se representa el tiempo en días para todo el año y en el eje vertical se representa la energía.

Para el cálculo de la energía diaria anual inyectada y la energía diaria anual excedente a red al 20% solo basta con aplicar la ecuación 5 en los datos de potencia horaria anual inyectada a red al 20% y en los datos de potencia horaria anual excedente a red al 20% que se han utilizado para representar la figura 46.

En la gráfica superior de la figura 47, se obtienen valores de energía diaria anual inyectada a red al 20% superiores a 200.000kwh para muchos días, mientras que en la gráfica inferior de la figura 47, se obtienen valores de energía diaria anual excedente a red al 20% superando los 350.000kwh para muchos días y en ocasiones se supera los 400.000kwh

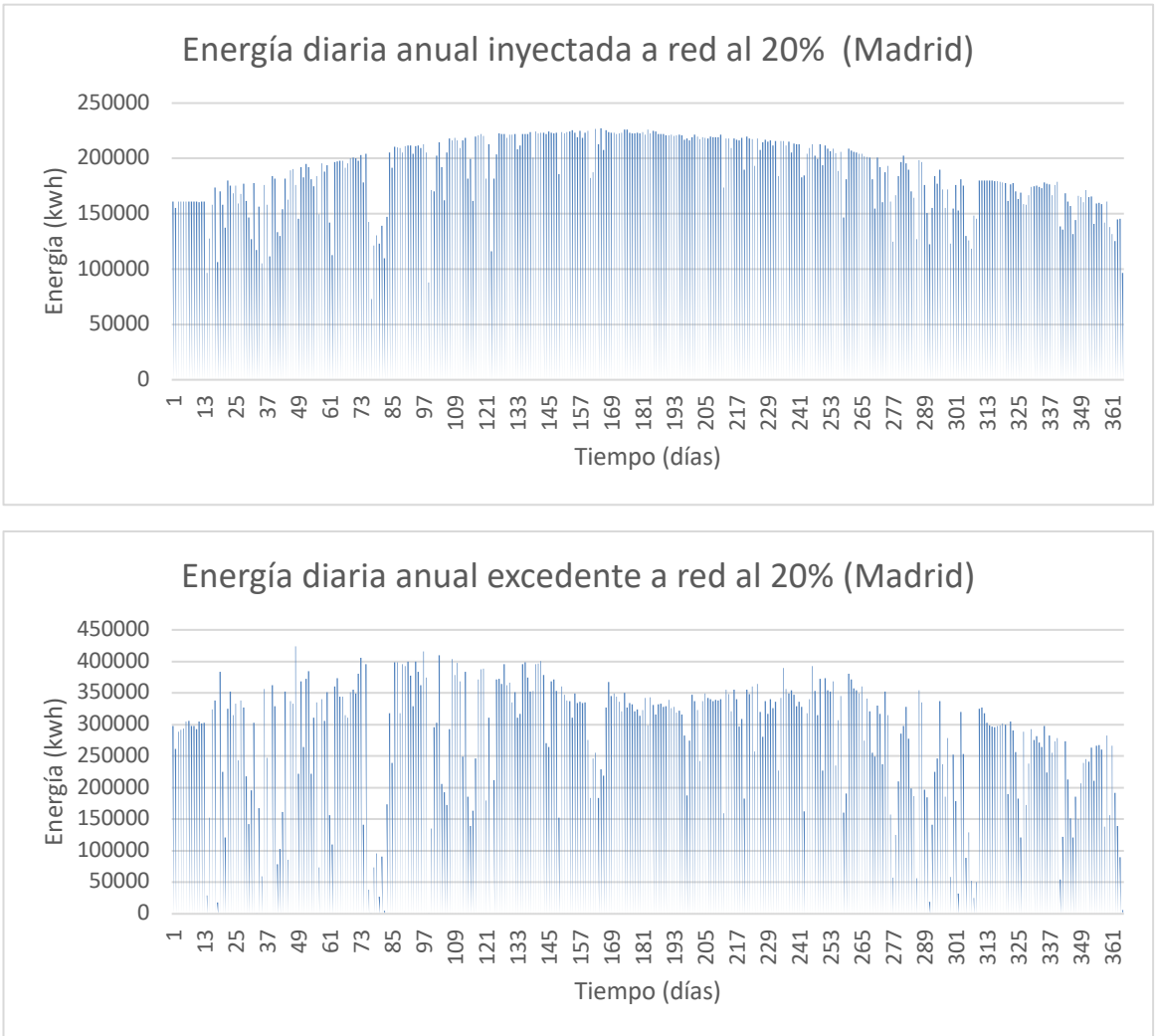


Figura 47: Energía diaria anual inyectada y energía diaria anual excedente a red al 20% para Madrid. Fuente: Elaboración propia.

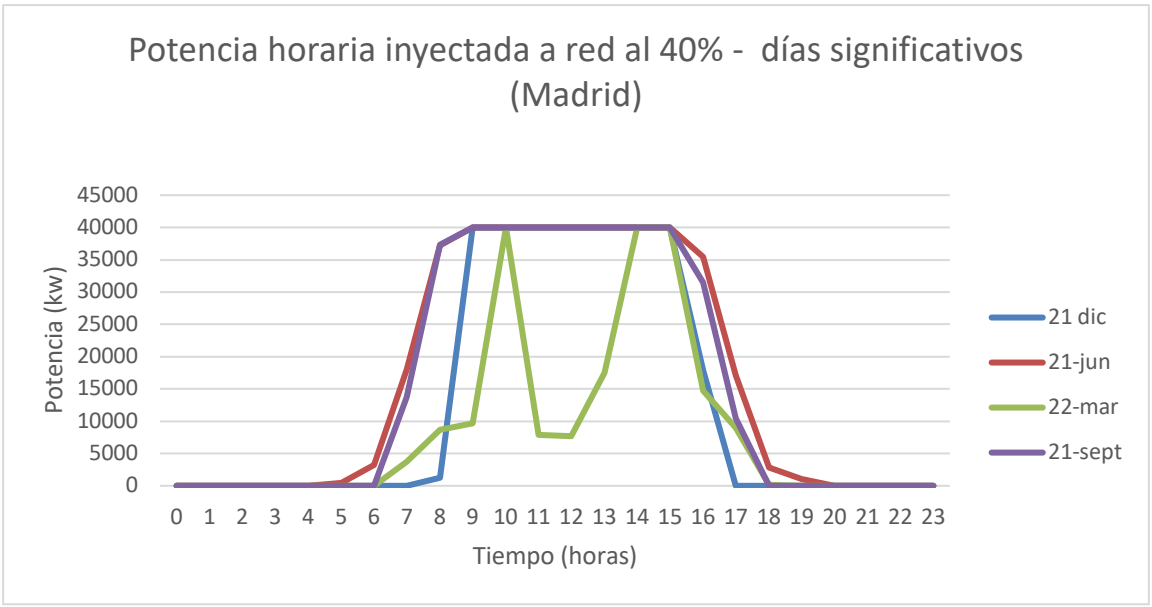
En la figura 48 se representa la potencia horaria inyectada y la potencia horaria excedente a red al 40%, las cuatro curvas representadas hacen referencia a los 4 días significativos de Madrid. En el eje horizontal se representan las 24 horas del día y en el eje vertical la potencia obtenida para cada hora para los 4 días significativos (22 de marzo, 21 de septiembre, 21 de junio y 21 de diciembre). La potencia horaria para los 4 días más significativos de Madrid sin la aplicación de ningún tipo de limitación (figura 41), va a ser la figura base para proceder a realizar esta limitación. A través del programa Excel se crea una función condicional donde se expresa matemáticamente esta limitación. La función condicional es la siguiente:

- SI Valor $\leq$ x; valor = valor
- SI valor $\geq$ x; valor = x

Siendo:
Valor = dato de PVGIS
x = 40.000kw

Este condicional significa que si el dato de potencia horaria anual obtenido de PVGIS es más pequeño o igual que el valor que tiene de techo esta limitación, que en este caso es de 40.000kw, el resultado es el dato de potencia horaria anual de PVGIS, sin embargo, si el dato de potencia horaria anual obtenido de PVGIS es más grande o igual que el valor que tiene de techo esta limitación que es de 40.000kw, el resultado es 40.000kw, de esta manera se representaría la potencia horaria inyectada a red al 40% para los 4 días significativos de Madrid, para el cálculo de la potencia horaria excedente a red al 40% para los 4 días significativos de Madrid solo basta con aplicar la ecuación (6).

En la gráfica superior de la figura 48, se aprecia claramente la limitación del 40% en la potencia horaria inyectada a red obteniendo una línea plana que corta la gráfica en el valor de 40.000kw y obteniendo por tanto en la gráfica inferior de la figura 48, una potencia horaria excedente a red al 40% para los 4 días significativos de Madrid con valores superiores a 35.000kw para algún día.



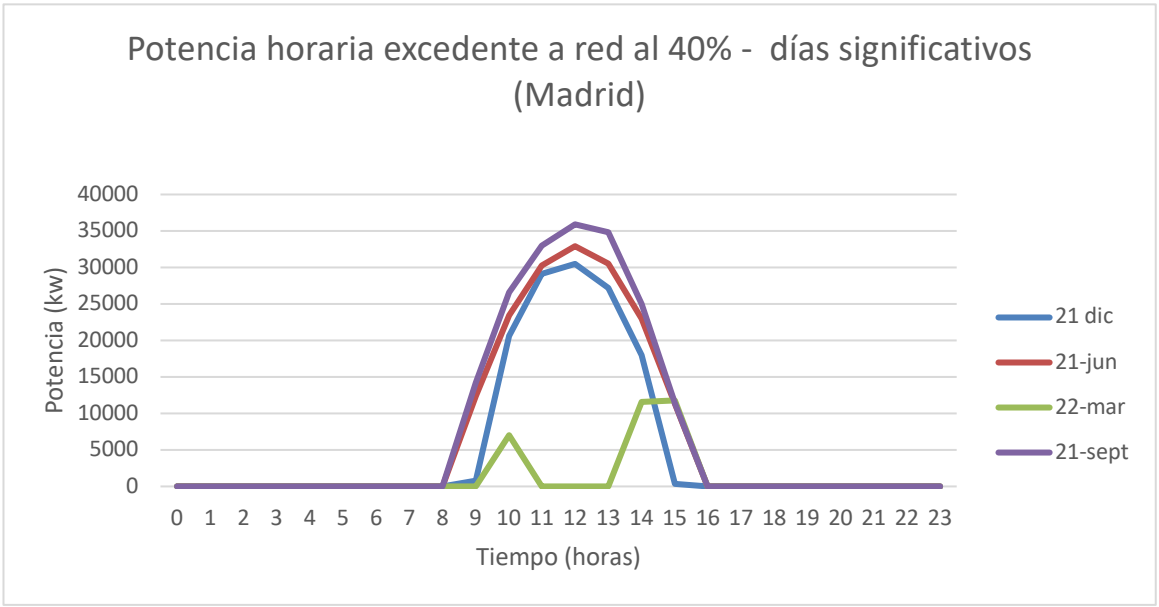


Figura 48: Potencia horaria inyectada y potencia horaria excedente a red al 40% para los días significativos de Madrid. Fuente: Elaboración propia.

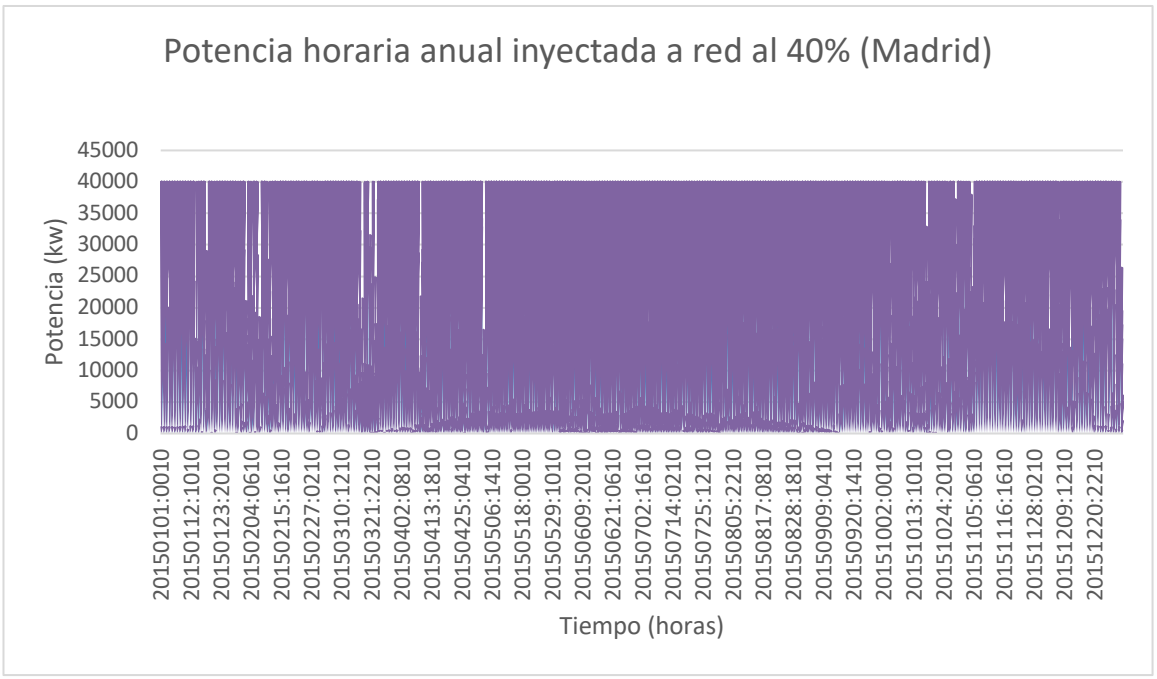
En la figura 49 se representa la potencia horaria anual inyectada y la potencia horaria anual excedente a red al 40%, en el eje horizontal se representa el tiempo en horas para todo el año y en el eje vertical se representa la potencia. La potencia horaria anual de Madrid sin la aplicación de ningún tipo de limitación (figura 43), va a ser la figura base para proceder a realizar esta limitación. A través del programa Excel se crea una función condicional donde se expresa matemáticamente esta limitación. La función condicional es la siguiente:

- SI Valor $\leq$ x; valor=valor
- SI valor $\geq$ x; valor=x

Siendo:
Valor = dato de PVGIS
x = 40.000kw

Este condicional significa que si el dato de potencia horaria anual obtenido de PVGIS es más pequeño o igual que el valor que tiene de techo esta limitación, que en este caso es de 40.000kw, el resultado es el dato de potencia horaria anual de PVGIS, sin embargo, si el dato de potencia horaria anual obtenido de PVGIS es más grande o igual que el valor que tiene de techo esta limitación que es de 40.000kw, el resultado es 40.000kw, de esta manera se representaría la potencia horaria anual inyectada a red al 40% de Madrid, para el cálculo de la potencia horaria anual excedente a red al 40% para Madrid solo basta aplicar la ecuación (6). En la gráfica superior de la figura 49, se aprecia claramente la limitación del 40% en la potencia horaria anual inyectada a red obteniendo una línea plana que corta la gráfica en el valor de 40.000kw.

En esta misma gráfica, se puede apreciar que la limitación asciende un poco más con respecto a la limitación del 20% y se puede ver la potencia horaria anual inyectada a red al 40% para Madrid, presentando valores uniformes que llegan a la limitación la mayoría de ellos, por otro lado, en la gráfica inferior de la figura 49, la potencia horaria anual excedente a red al 40% llega a valores altos superando los 40.000kw en algunas ocasiones e incluso llegando a los 50.000kw en días aislados.



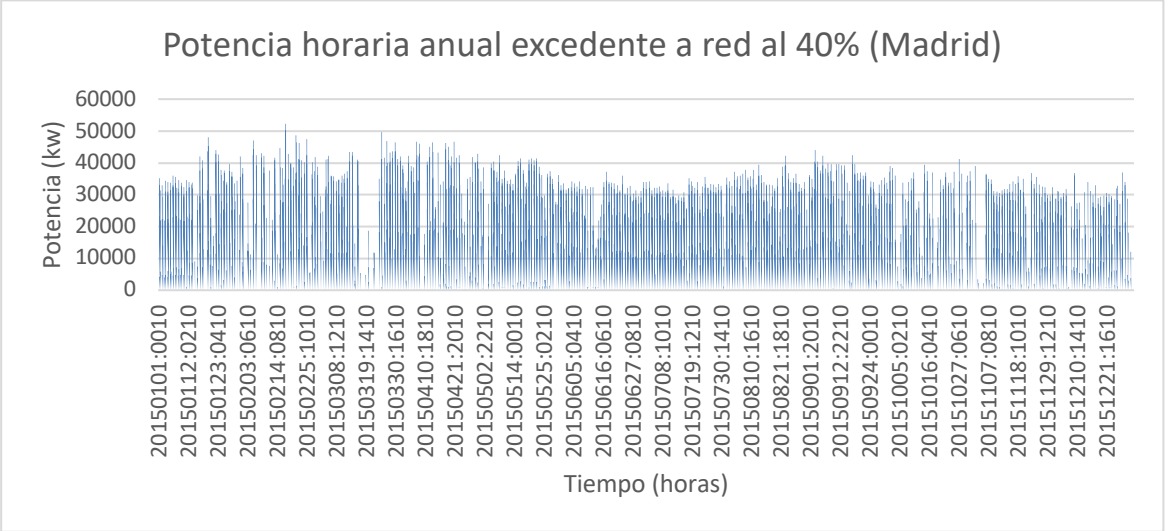


Figura 49: Potencia horaria anual inyectada y potencia horaria anual excedente a red al 40% para Madrid. Fuente: Elaboración propia.

En la figura 50 se representa la energía diaria anual inyectada y la energía diaria anual excedente a red al 40%, en el eje horizontal se representa el tiempo en días para todo el año y en el eje vertical se representa la energía.

Para el cálculo de la energía diaria anual inyectada y la energía diaria anual excedente a red al 40% solo basta con aplicar la ecuación 5 en los datos de potencia horaria anual inyectada a red al 40% y en los datos de potencia horaria anual excedente a red al 40% que se han utilizado para representar la figura 49.

En la gráfica superior de la figura 50, se obtienen valores de energía diaria anual inyectada a red al 40% superiores a 350.000kwh en muchos casos, mientras que en la gráfica inferior de la figura 50, se obtienen valores de energía diaria anual excedente a red al 40% superando los 200.000kwh en muchos casos e incluso los 250.000kwh en alguna ocasión.

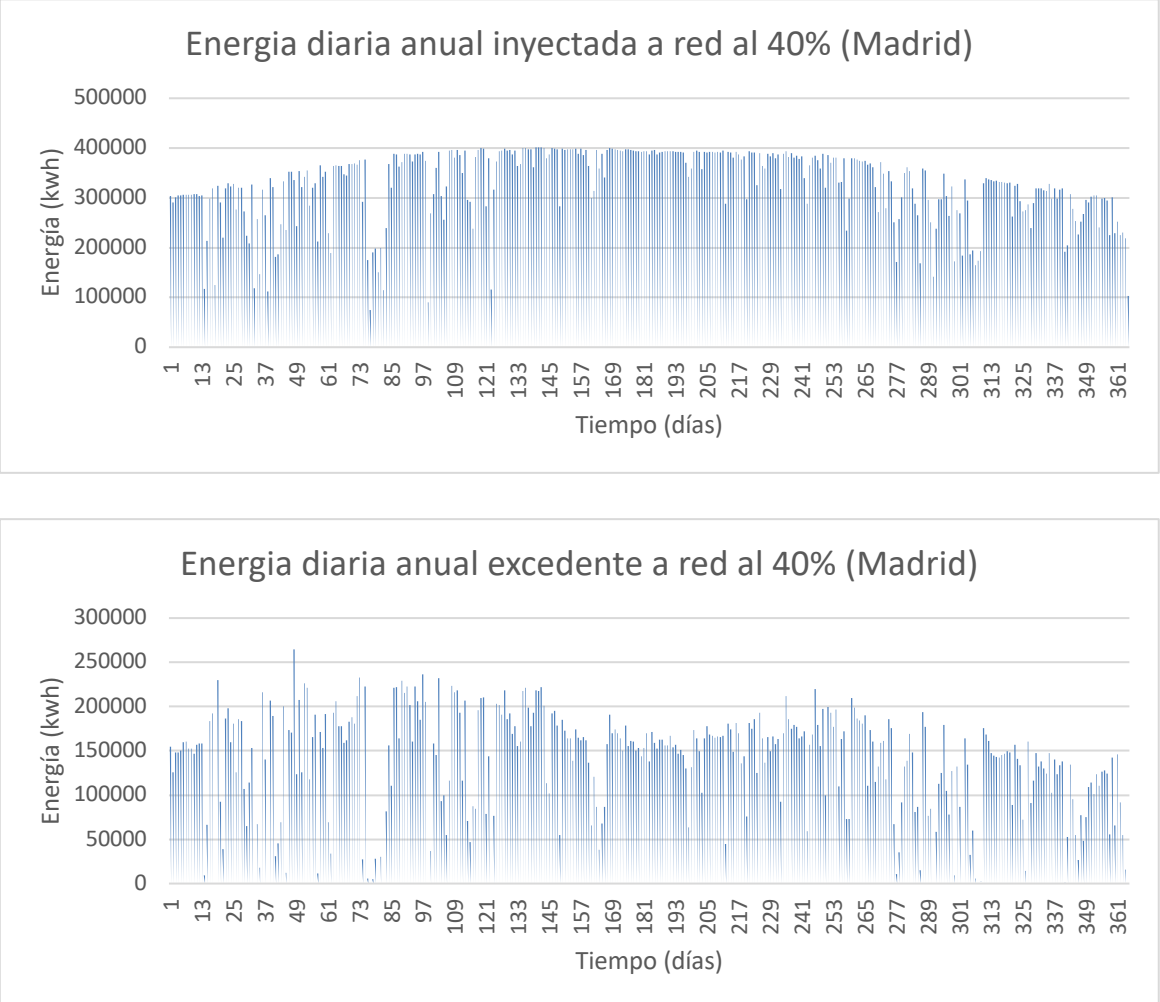


Figura 50: Energía diaria anual inyectada y energía diaria anual excedente a red al 40% para Madrid. Fuente: Elaboración propia.

En la figura 51 se representa la potencia horaria inyectada y la potencia horaria excedente a red al 60%, las 4 curvas representadas hacen referencia a los 4 días significativos de Madrid. En el eje horizontal se representan las 24 horas del día y en el eje vertical la potencia obtenida para cada hora para los 4 días significativos (22 de marzo, 21 de septiembre, 21 de junio y 21 de diciembre). La potencia horaria para los 4 días más significativos de Madrid sin la aplicación de ningún tipo de limitación (figura 41), va a ser la figura base para proceder a realizar esta limitación. A través del programa Excel se crea una función condicional donde se expresa matemáticamente esta limitación. La función condicional es la siguiente:

- SI Valor $\leq$ x; valor = valor
- SI valor $\geq$ x; valor = x

Siendo:
Valor = dato de PVGIS
X = 60.000kw

Este condicional significa que si el dato de potencia horaria anual obtenido de PVGIS es más pequeño o igual que el valor que tiene de techo esta limitación, que en este caso es de 60.000kw, el resultado es el dato de potencia horaria anual de PVGIS, sin embargo, si el dato de potencia horaria anual obtenido de PVGIS es más grande o igual que el valor que tiene de techo esta limitación que es de 60.000kw, el resultado es 60.000kw, de esta manera se representaría la potencia horaria inyectada a red al 60% para los 4 días significativos de Madrid, para el cálculo de la potencia horaria excedente a red al 60% para los 4 días significativos de Madrid solo basta con aplicar la ecuación (6). En la gráfica superior de la figura 51, se aprecia claramente la limitación del 60% en la potencia horaria inyectada a red obteniendo una línea plana que corta la gráfica en el valor de 60.000kw y obteniendo por tanto en la gráfica inferior de la figura 51, una potencia horaria excedente a red al 60% para los 4 días significativos de Madrid con valores superiores a 14.000kw para algún día.

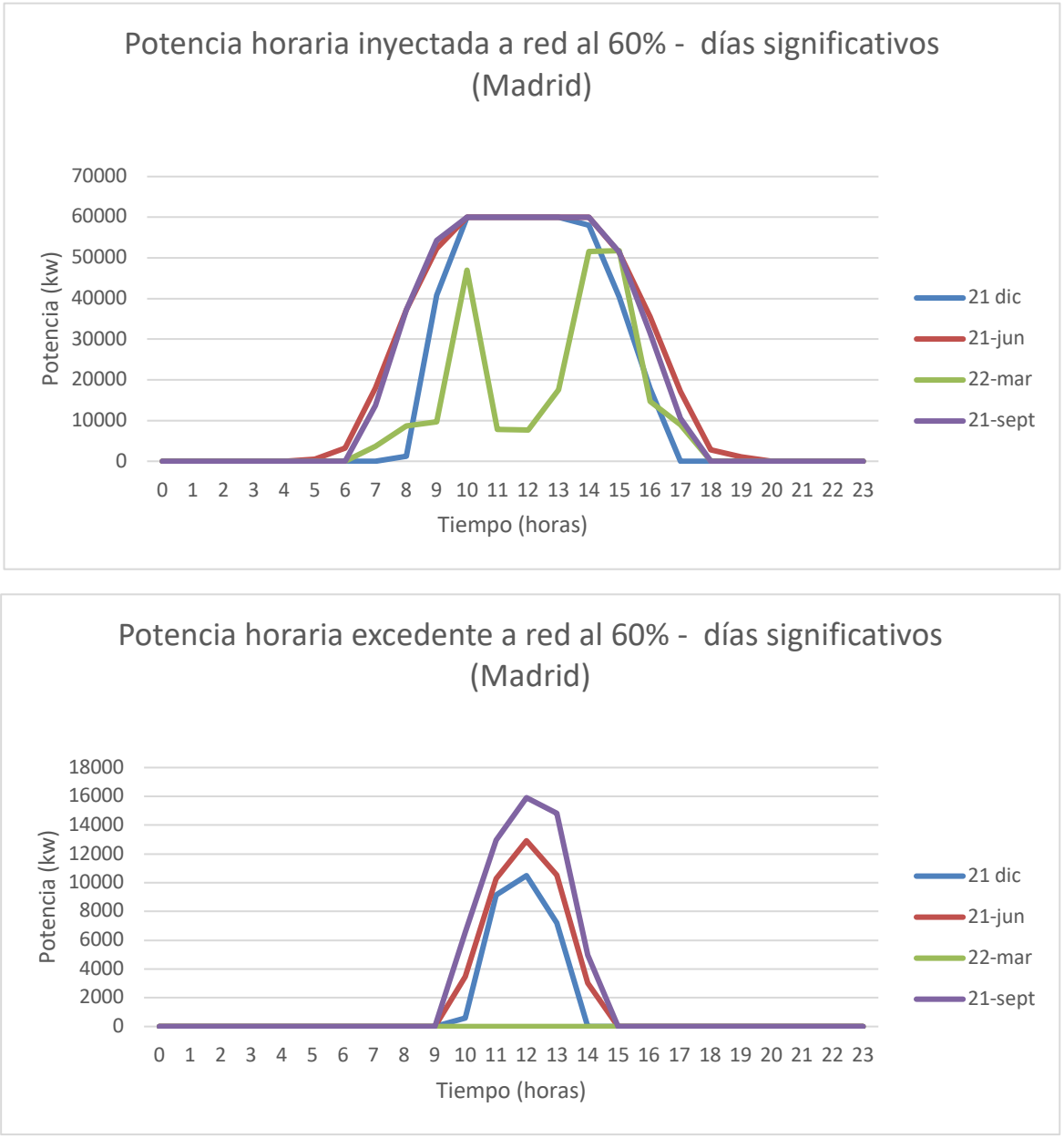


Figura 51: Potencia horaria inyectada y potencia horaria excedente a red al 60% para los días significativos de Madrid. Fuente: Elaboración propia

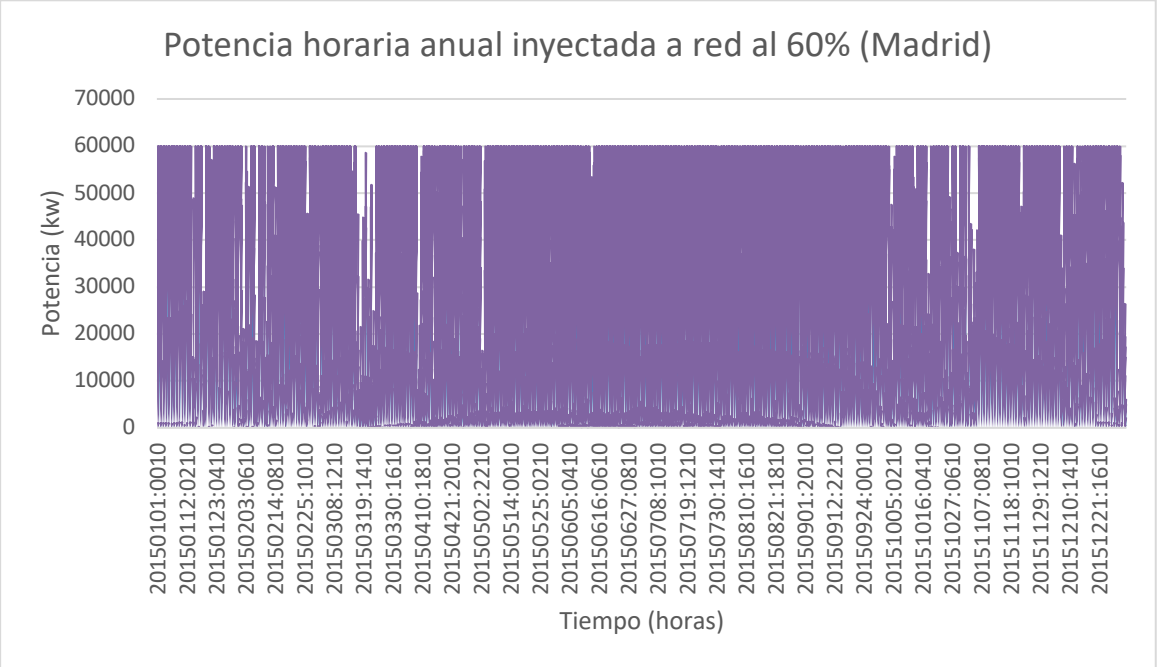
En la figura 52 se representa la potencia horaria anual inyectada y la potencia horaria anual excedente a red al 60%, en el eje horizontal se representa el tiempo en horas para todo el año y en el eje vertical se representa la potencia. La potencia horaria anual de Madrid sin la aplicación de ningún tipo de limitación (figura 43), va a ser la figura base para proceder a realizar esta limitación. A través del programa Excel se crea una función condicional donde se expresa matemáticamente esta limitación. La función condicional es la siguiente:

- SI Valor $\leq$ x; valor=valor
- SI valor $\geq$ x; valor=x

Siendo:
Valor = dato de PVGIS
x= 60.000kw

Este condicional significa que si el dato de potencia horaria anual obtenido de PVGIS es más pequeño o igual que el valor que tiene de techo esta limitación, que en este caso es de 60.000kw, el resultado es el dato de potencia horaria anual de PVGIS, sin embargo, si el dato de potencia horaria anual obtenido de PVGIS es más grande o igual que el valor que tiene de techo esta limitación que es de 60.000kw, el resultado es 60.000kw, de esta manera se representaría la potencia horaria anual inyectada a red al 60% de Madrid, para el cálculo de la potencia horaria anual excedente a red al 60% para Madrid solo basta aplicar la ecuación (6). En la gráfica superior de la figura 52, se aprecia claramente la limitación del 60% en la potencia horaria anual inyectada a red obteniendo una línea plana que corta la gráfica en el valor de 60.000kw.

En esta misma gráfica, se puede apreciar que la limitación asciende un poco más con respecto a la limitación del 40% y se puede ver la potencia horaria anual para Madrid con valores mucho más disparejos, muchos de esos valores ya no llegan al límite debido a que se está aplicando una limitación más alta que las anteriores, por otro lado, en la gráfica inferior de la figura 52, la potencia horaria anual excedente a red al 60% ya no llegan a valores tan altos, puesto que el excedente ya va siendo más bajo, llegando a valores superiores a 25.000kw en algunas ocasiones.



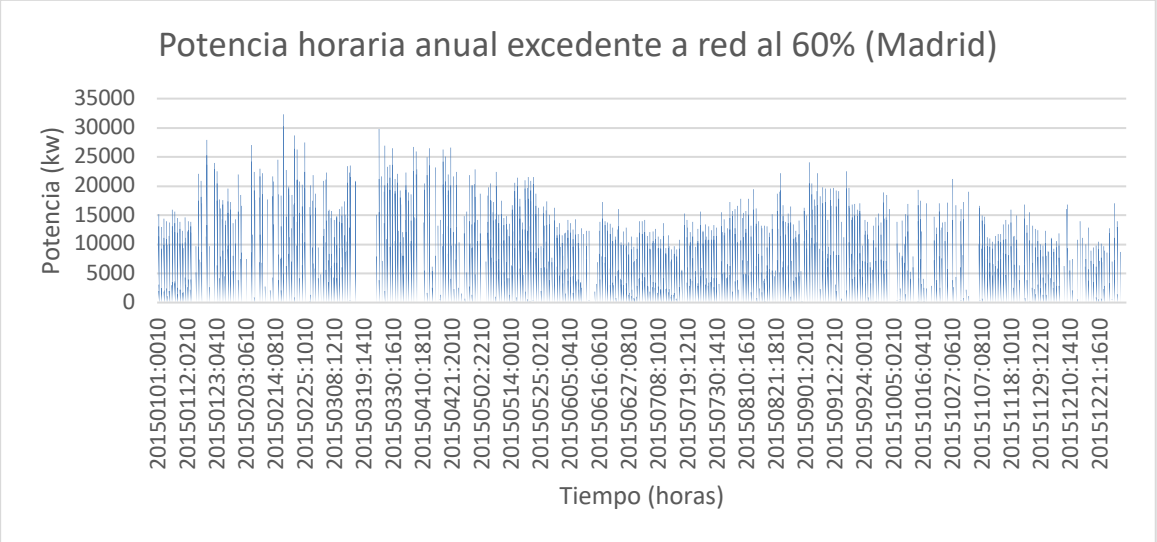


Figura 52: Potencia horaria anual inyectada y potencia horaria anual excedente a red al 60% para Madrid. Fuente: Elaboración propia.

En la figura 53 se representa la energía diaria anual inyectada y la energía diaria anual excedente a red al 60%, en el eje horizontal se representa el tiempo en días para todo el año y en el eje vertical se representa la energía.

Para el cálculo de la energía diaria anual inyectada y la energía diaria anual excedente a red al 60% solo basta con aplicar la ecuación 5 en los datos de potencia horaria anual inyectada a red al 60% y en los datos de potencia horaria anual excedente a red al 60% que se han utilizado para representar la figura 52.

En la gráfica superior de la figura 53, se obtienen valores de energía diaria anual inyectada a red al 60% superiores a 500.000kwh para muchos días, mientras que en la gráfica de energía diaria anual excedente a red al 60% se obtienen valores superando los 80.000kwh en muchos días e incluso en días aislados se superan los 100.000kwh, el excedente se va reduciendo considerablemente con respecto a la anterior limitación.

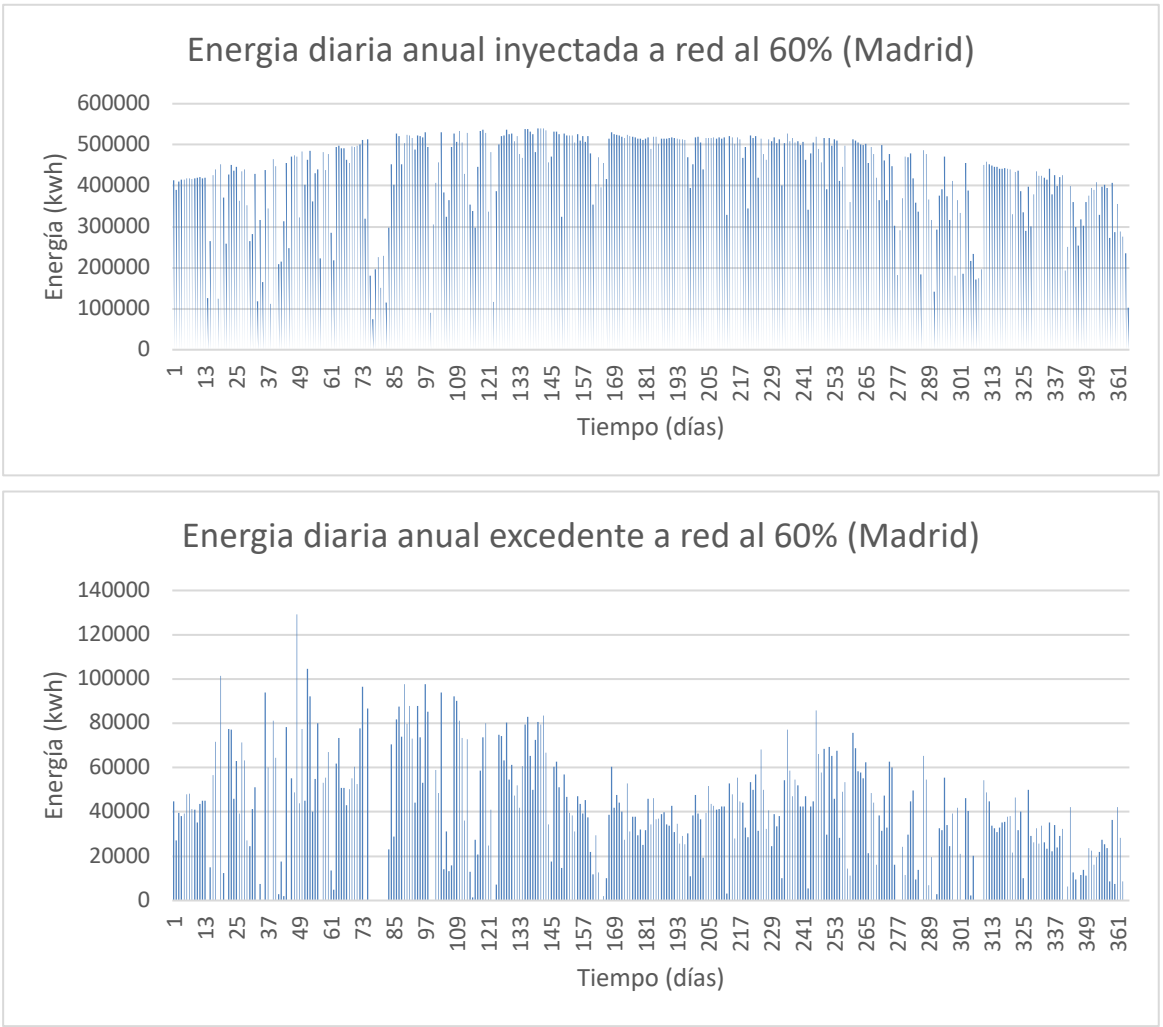


Figura 53: energía diaria anual inyectada a red y energía diaria anual excedente a red al 60% para Madrid. Fuente: Elaboración propia.

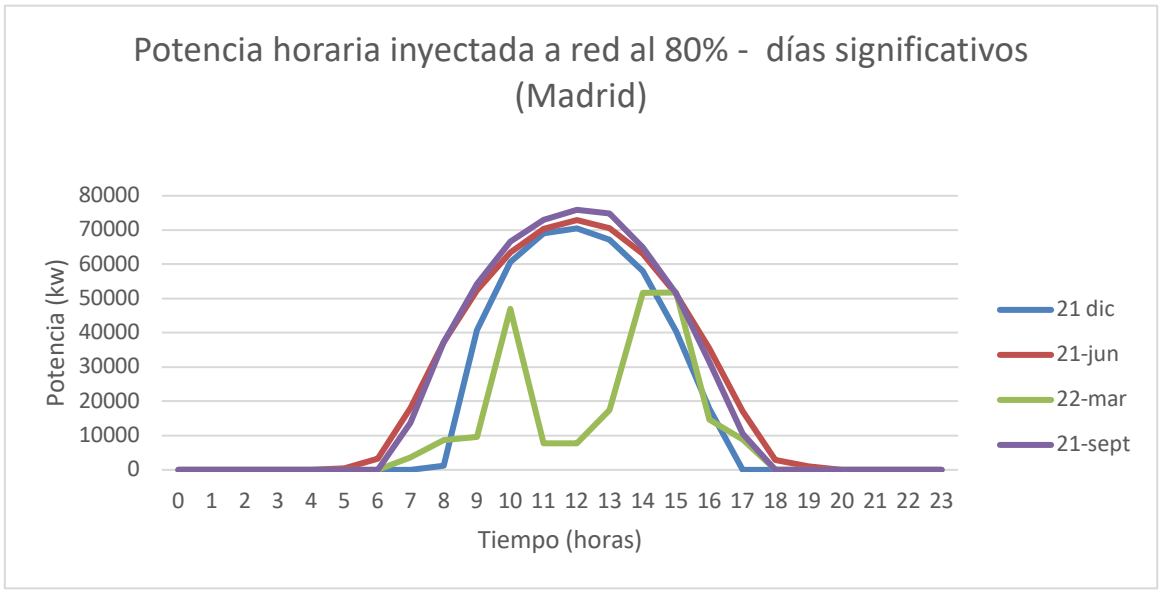
En la figura 54 se representa la potencia horaria inyectada y la potencia horaria excedente a red al 80%, las 4 curvas representadas hacen referencia a los cuatro días significativos de Madrid. En el eje horizontal se representan las 24 horas del día y en el eje vertical la potencia obtenida para cada hora para los 4 días significativos (22 de marzo, 21 de septiembre, 21 de junio y 21 de diciembre). La potencia horaria para los 4 días más significativos de Madrid sin la aplicación de ningún tipo de limitación (figura 41), va a ser la figura base para proceder a realizar esta limitación. A través del programa Excel se crea una función condicional donde se expresa matemáticamente esta limitación. La función condicional es la siguiente:

- SI Valor $\leq$ x; valor = valor
- SI valor $\geq$ x; valor = x

Siendo:
Valor = dato de PVGIS
x= 80.000kw

Este condicional significa que si el dato de potencia horaria anual obtenido de PVGIS es más pequeño o igual que el valor que tiene de techo esta limitación, que en este caso es de 80.000kw, el resultado es el dato de potencia horaria anual de PVGIS, sin embargo, si el dato de potencia horaria anual obtenido de PVGIS es más grande o igual que el valor que tiene de techo esta limitación que es de 80.000kw, el resultado es 80.000kw, de esta manera se representaría la potencia horaria inyectada a red al 80% para los 4 días significativos de Madrid, para el cálculo de la potencia horaria excedente a red al 80% para los 4 días significativos de Madrid solo basta con aplicar la ecuación (6). En la gráfica superior de la figura 54, a diferencia de las anteriores limitaciones no se aprecia la línea plana del corte de la limitación ya que en este caso los valores de potencia horaria inyectada a red no llegan al techo de la limitación que es de 80.000kw.

Los valores superan los 70.000kw pero no llegan hasta los 80.000kw, por lo tanto no existe potencia excedente como se puede ver en la gráfica inferior de la figura 54.



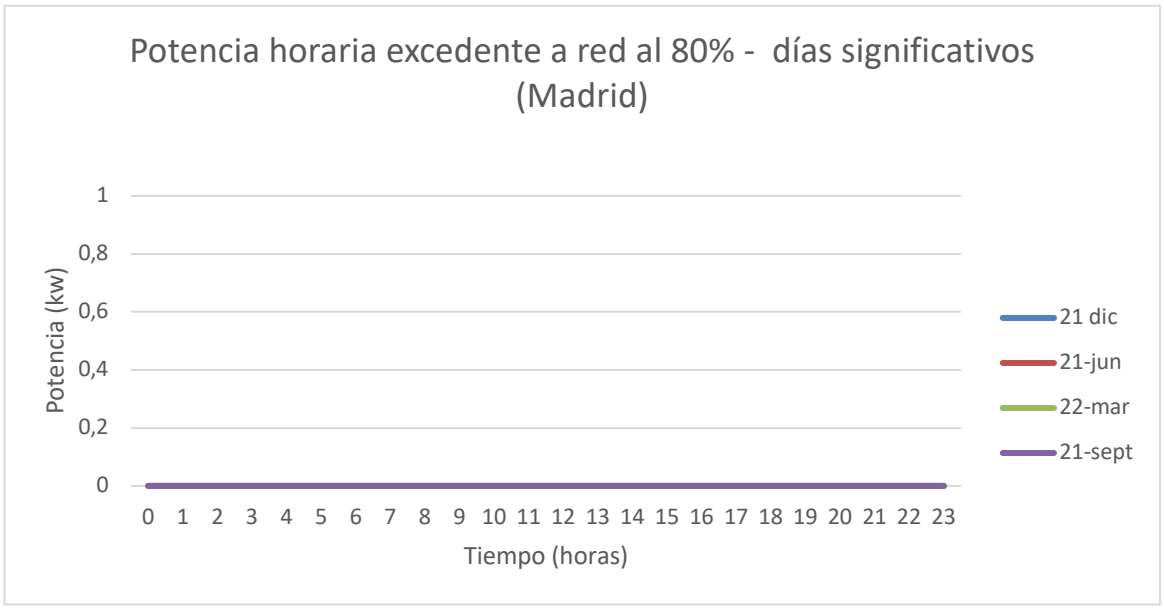


Figura 54: Potencia horaria inyectada y potencia horaria excedente a red al 80% para los días significativos de Madrid. Fuente: Elaboración propia.

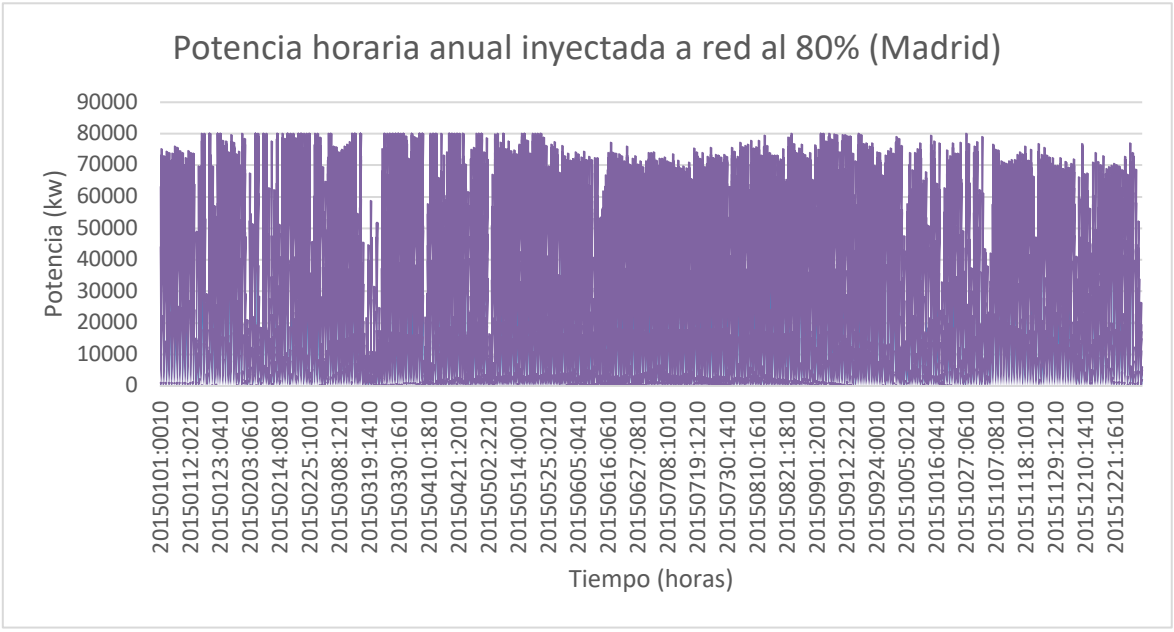
En la figura 55 se representa la potencia horaria anual inyectada y la potencia horaria anual excedente a red al 80%, en el eje horizontal se representa el tiempo en horas para todo el año y en el eje vertical se representa la potencia. La potencia horaria anual de Madrid sin la aplicación de ningún tipo de limitación (figura 43), va a ser la figura base para proceder a realizar esta limitación. A través del programa Excel se crea una función condicional donde se expresa matemáticamente esta limitación. La función condicional es la siguiente:

- SI Valor $\leq$ x; valor=valor
- SI valor $\geq$ x; valor=x

Siendo:
Valor = dato de PVGIS
x = 80.000kw

Este condicional significa que si el dato de potencia horaria anual obtenido de PVGIS es más pequeño o igual que el valor que tiene de techo esta limitación, que en este caso es de 80.000kw, el resultado es el dato de potencia horaria anual de PVGIS, sin embargo, si el dato de potencia horaria anual obtenido de PVGIS es más grande o igual que el valor que tiene de techo esta limitación que es de 80.000kw, el resultado es 80.000kw, de esta manera se representaría la potencia horaria anual inyectada a red al 80% de Madrid, para el cálculo de la potencia horaria anual excedente a red al 80% para Madrid solo basta con aplicar la ecuación (6). En la gráfica superior de la figura 55, ya no se aprecia tan claro la limitación del 80% ya que muchos valores ya no llegan hasta el techo máximo de dicha limitación, estos valores obtenidos para la potencia horaria anual inyectada a red al 80% son los menos uniformes de todas las limitaciones.

En esta misma gráfica se puede apreciar que la limitación asciende un poco más con respecto a la limitación del 60%, por otro lado, la gráfica inferior de la figura 55 de la potencia horaria anual excedente a red al 80% es prácticamente nula, llegando a valores que giran en torno a 6.000kw o 12.000.000kw para algunas ocasiones. Para otros muchos días la potencia es nula, es decir, no existe excedente.



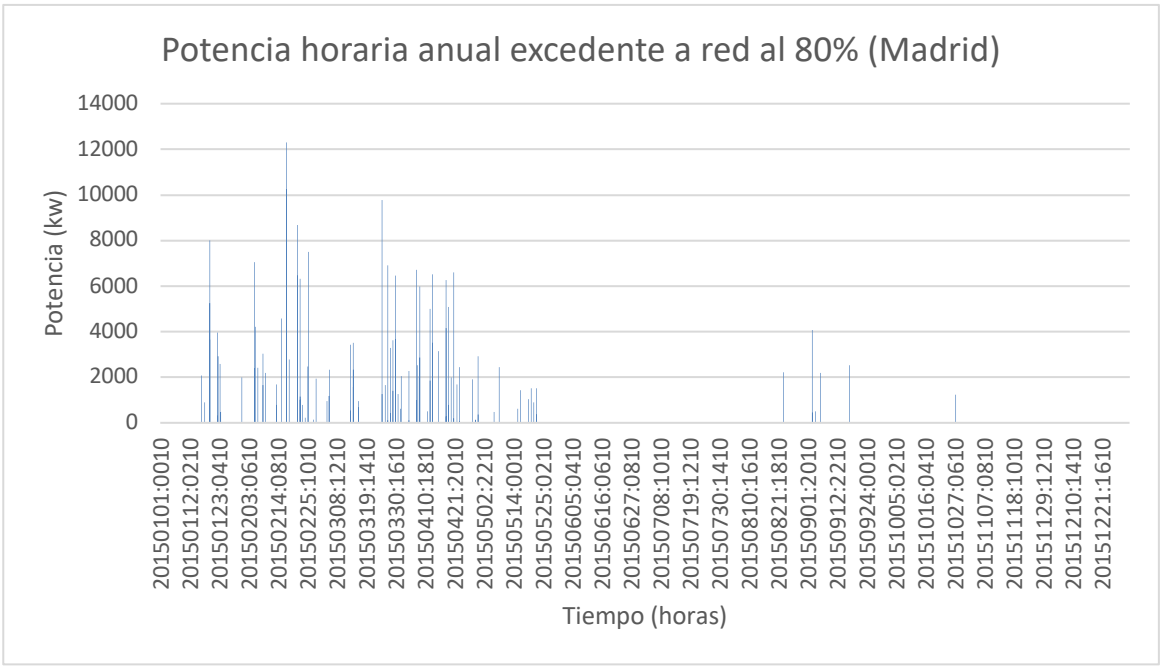


Figura 55: Potencia horaria anual inyectada y potencia horaria anual excedente a red al 80% para Madrid. Fuente: Elaboración propia.

En la figura 56 se representa la energía diaria anual inyectada y la energía diaria anual excedente a red al 80%, en el eje horizontal se representa el tiempo en días para todo el año y en el eje vertical se representa la energía.

Para el cálculo de la energía diaria anual inyectada y la energía diaria anual excedente a red al 80% solo basta con aplicar la ecuación 5 en los datos de potencia horaria anual inyectada a red al 80% y en los datos de potencia horaria anual excedente a red al 80% que se han utilizado para representar la figura 55.

En la gráfica superior de la figura 56, se obtienen valores de energía diaria anual inyectada a red al 80% superiores a 500.000kwh, alcanzando en ocasiones los 600.000kwh, mientras que en la gráfica inferior de la figura 56, de energía diaria anual excedente a red al 80% se obtienen valores de 30.000kwh aproximadamente para algún día, siendo la energía nula en muchos de los días del año, se puede apreciar como el excedente de energía es el más escaso de todas las limitaciones.

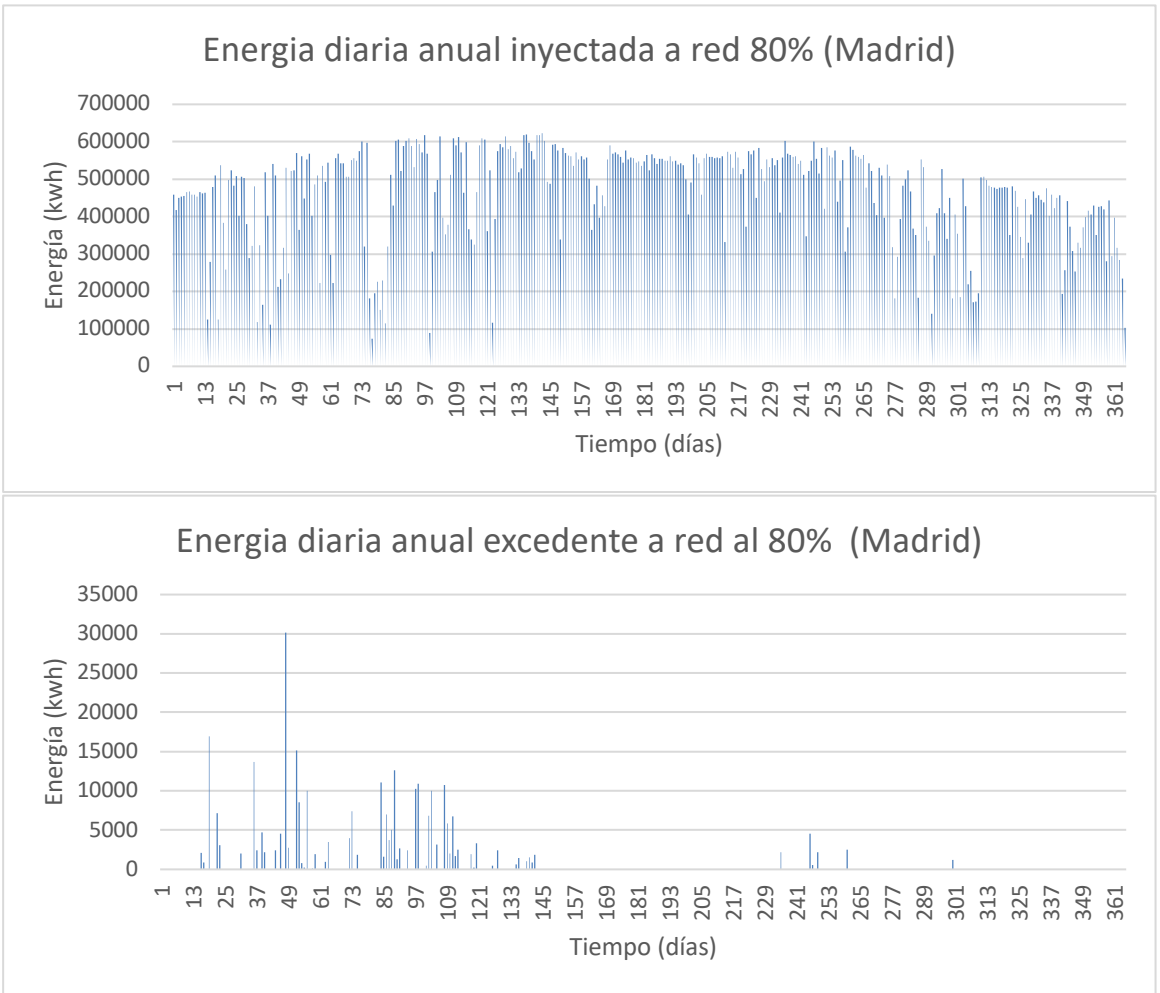


Figura 56: Energía diaria anual inyectada y energía diaria anual excedente a red al 80% para Madrid. Fuente: Elaboración propia.

4.2.2. Conjunto de plantas de España.

En el conjunto de plantas españolas, se calculan las gráficas siguientes aplicando el sumatorio de todos los datos de cada una de las 16 plantas que forman la red de España, formando así las gráficas conjunto de todas ellas.

En la figura 57 se representa la gráfica del conjunto de plantas para la potencia horaria de los 4 días significativos. Las características de la gráfica son las mismas que para la gráfica de la figura 41, la diferencia entre esta gráfica y la gráfica de la figura 41, es la forma de obtener los datos, en este caso se ha llevado a cabo a través de la ecuación 7, y estrictamente para los 4 días más significativos para el conjunto de plantas. Los datos alcanzan valores superiores a 1.000MW de potencia horaria para algunos días.

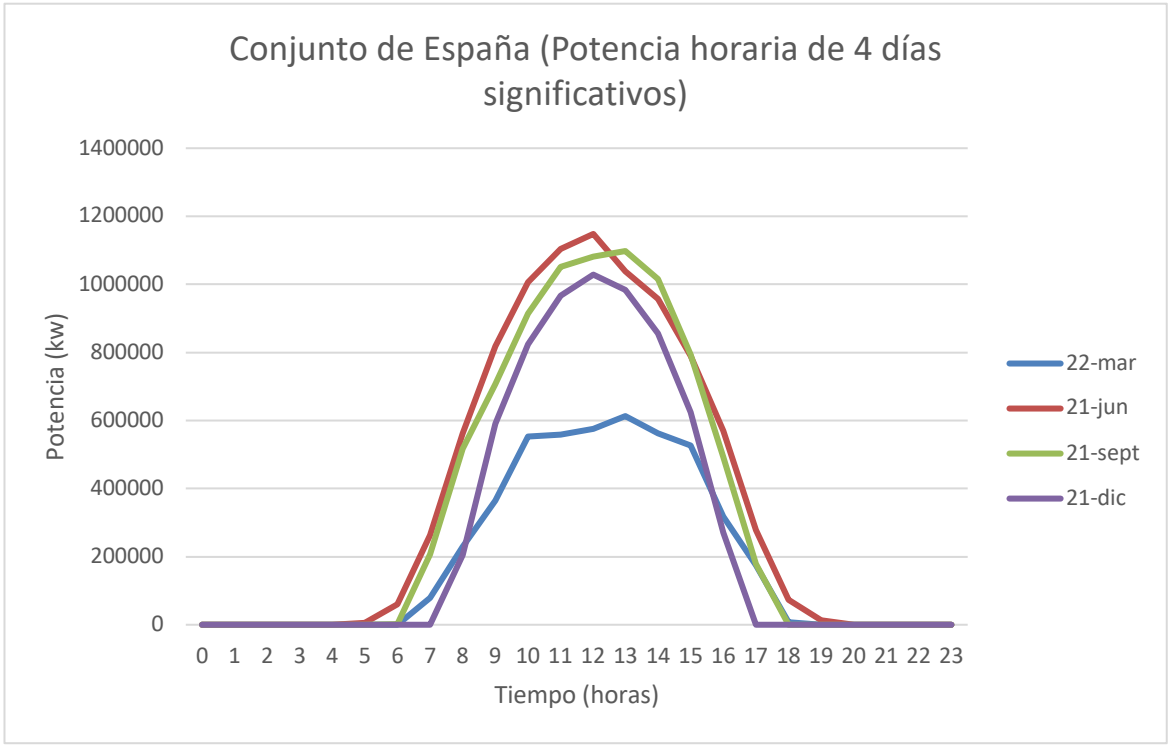


Figura 57: Potencia horaria para el conjunto de España de los cuatro días significativos. Fuente: Elaboración propia.

En la figura 58 se representa la gráfica del conjunto de plantas para la potencia horaria anual. La obtención de los datos, se han llevado a cabo siguiendo la ecuación 7, pero en este caso se ha realizado para los 8760 valores de potencia horaria. Se registran potencias horarias anuales superiores a 1.200MWe n muchas ocasiones.

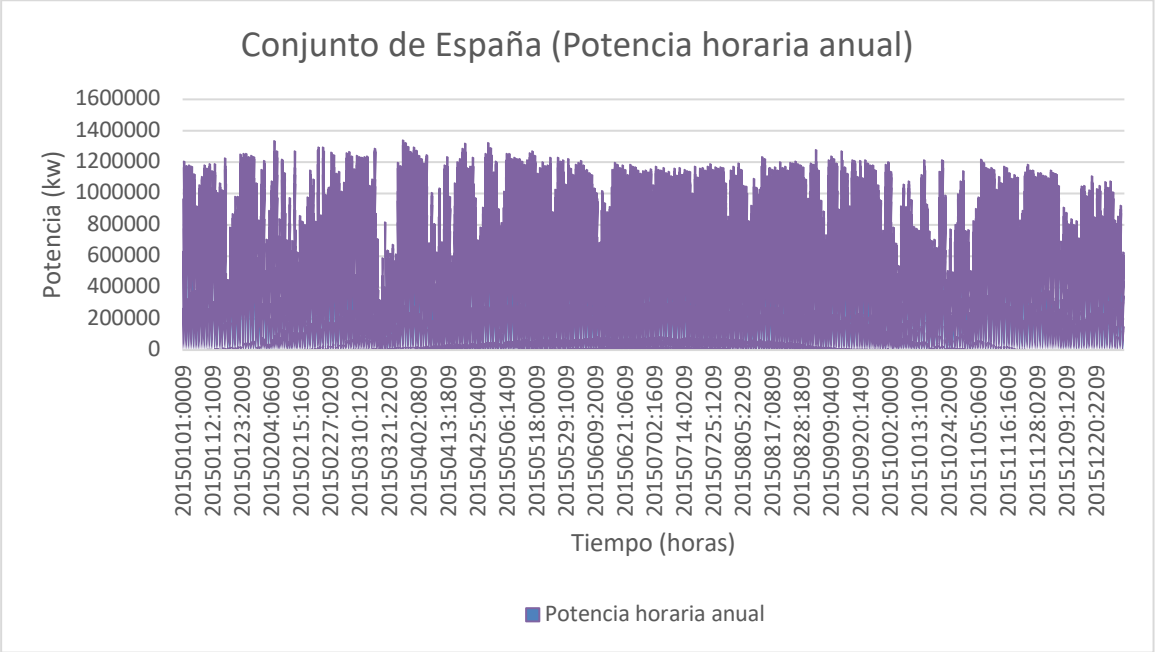


Figura 58: Potencia horaria anual del conjunto de España.

Fuente: Elaboración propia

En la figura 59 se representa la gráfica del conjunto de plantas para la energía diaria anual. La obtención de los datos de energía diaria anual, se han llevado a cabo por medio de la ecuación 5, aplicada a los valores de la figura 58, obteniendo estos valores por medio de la ecuación 7. Se registran energías diarias anuales superiores a 8.000Mwh.

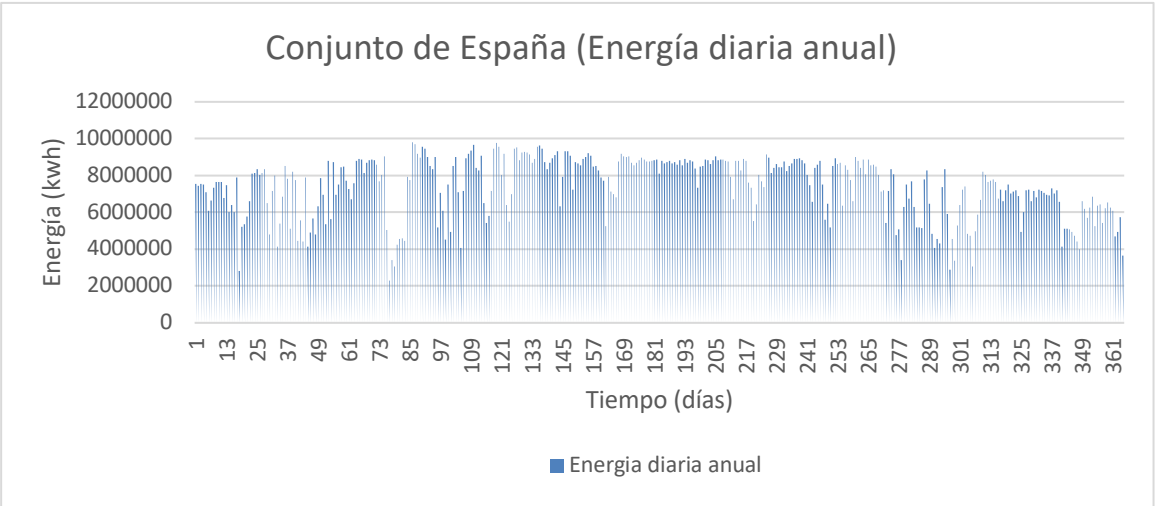


Figura 59: Energía anual del conjunto de España. Fuente: Elaboración propia.

En cuanto a las limitaciones para el conjunto de plantas, se tiene que tener en cuenta que, para cada limitación, la potencia máxima inyectada será multiplicada por 16, ya que la red española la forman 16 plantas, quiere decir esto que por ejemplo en la limitación del 20% que para una planta cualquiera el máximo llegaba a 20.000kw para el conjunto, el máximo inyectado para la limitación del 20% va a tener una cantidad de 320.000kw y así sucesivamente para el resto de limitaciones. Las diferentes gráficas de las limitaciones del conjunto de plantas de la red de España, se han desarrollado aplicando la misma función de condicional que se ha aplicado para las gráficas de las limitaciones de Sevilla.

Cabe destacar que en estas gráficas de limitaciones para el conjunto de España ocurre la misma peculiaridad que se explicó en la figura 38 para el caso del conjunto de plantas andaluzas. El desarrollo de todas las gráficas de limitación para el conjunto de la red, no se han expuesto en este proyecto para optimizar el trabajo, pero hay que puntualizar que en el punto 5.2 del apartado de resultados se encuentran representados los valores de dichas gráficas para las limitaciones

4.3. Red de plantas a nivel de Europa.

La red de plantas europeas está formada por un total de 12 plantas ubicadas en diferentes zonas del territorio europeo, a diferencia de las plantas andaluzas y españolas, para buscar el emplazamiento de cada una de las plantas de la red europea se ha llevado a cabo un criterio más uniforme, es decir, en este caso no se va seguir el criterio del mayor consumidor (población) que se ha seguido para el caso de la red de plantas de Andalucía, ni el criterio atendiendo a la radiación como se ha realizado en el caso de las plantas de España.

Concretamente lo que se va a estudiar en el caso de plantas que forman la red de Europa es analizar como queda afectada la curva de salida según un criterio de distribución espacial. Este criterio esta diseñado de tres maneras diferentes, la primera consiste en la distribución de 4 plantas de manera longitudinal, es decir, que todas las plantas se encuentren a la misma latitud, cambiando solamente la longitud, la segunda manera consiste en la distribución de 4 plantas de manera latitudinal, es decir, que todas las plantas se encuentren a la misma longitud, cambiando solamente la latitud y la última manera consiste en la distribución de 4 plantas cambiando ambos parámetros, es decir, distinta longitud y distinta latitud, en definitiva se estudiará las características de la curva de salida de acuerdo con el criterio de la distribución espacial.

Los emplazamientos siguiendo el criterio de distribución espacial han sido los siguientes:

- Distribución de plantas de manera longitudinal:
  - El Toboso (España)
  - Gonnosfanadiga (Italia)
  - Igumenitsa (Grecia)
  - Polatli (Turquia)

- Distribución de plantas de manera latitudinal:
  - Malta (aeropuerto)
  - Valbiska (Croacia)
  - Kodrabek (Polonia)
  - Vinalven (Suecia)

- Distribución a distinta latitud y distinta longitud:
  - Playa Blanca (España)
  - Chipiona (España)
  - Gimont (Francia)
  - Oberursel (Alemania)

En el siguiente gráfico están representadas cada una de las ciudades nombradas anteriormente, la distribución de plantas de manera longitudinal, se encuentra representada en el mapa con punteros rojos, la distribución de plantas de manera latitudinal, se encuentra representada en el mapa con punteros amarillos y la distribución a distinta latitud y distinta longitud se encuentra representada en el mapa con punteros azules.



Figura 60: Red de plantas solares fotovoltaicas a nivel de Europa.
Fuente: Elaboración propia.

4.3.1 Plantas de Europa (individual)

Para facilitar la explicación de las plantas al detalle, dada la gran cantidad de instalaciones que existen en la red europea, se va a tomar como ejemplo la planta de Malta, se dará una explicación más detallada de la misma, teniendo en cuenta que el procedimiento del diseño es igual para todas las plantas de Europa, así como para todas las plantas de España y de Andalucía. A continuación, se explicará con detalle el caso de la planta de Malta.

- Pérdidas por el sombreado del horizonte.

Primeramente, una vez que se han convertido todos los archivos de texto (csv) proporcionados por el programa PVGIS, en archivos Excel bien estructurados en formato columnas, se procede al cálculo del porcentaje de pérdidas por el sombreado del horizonte que se obtiene en el emplazamiento que se ha escogido para la instalación de Malta. Se tiene que tener en cuenta que este horizonte calculado en PVGIS afecta solamente a la orografía, es decir, aquellos elementos lejanos como pueden ser montañas, colinas, entre otros. Por este motivo el horizonte que se obtiene es independiente del sombreado que puede dar por causa de por ejemplo grandes estructuras o edificios ubicados en la ciudad.

Hay que tener en cuenta que el tanto por ciento en pérdidas que se obtenga por el cálculo del sombreado del horizonte no debe ser superior al 10%, ya que en este caso existirían muchas pérdidas por lo que se debería de cambiar el emplazamiento de la instalación a otra zona donde el porcentaje de pérdidas por sombreado del horizonte sea inferior al 10%. El rango de porcentaje de pérdidas admisibles para el cálculo del sombreado por el horizonte estaría entre el 2% y el 10% y si se encontrara por debajo del 2%, las pérdidas serían prácticamente despreciables.

Para realizar el cálculo del porcentaje de pérdidas por el sombreado del horizonte se ha realizado a través de la ecuación (3) relacionada con la figura (17). [9]

Para el caso de estudio que se está tratando, que en este caso es Malta, a través del programa Excel se han representado en una gráfica los datos del horizonte, obtenidos a través del programa PVGIS y posteriormente se ha procedido a calcular el porcentaje de pérdidas por el sombreado del horizonte por medio de la ecuación (9) y la figura 61.

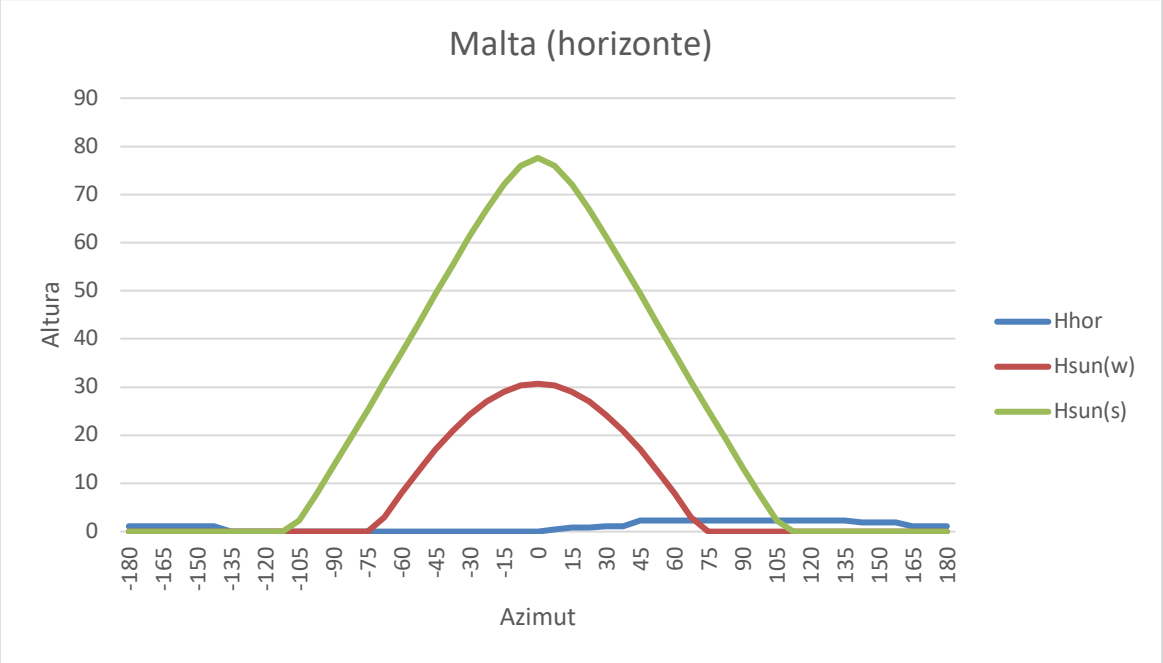


Figura 61: Gráfica del horizonte de Malta

Fuente: Elaboración propia

Aplicando la ecuación (3):

Pérdidas por el sombreado del horizonte (S_{hor})(%) = $\frac{11,5}{1199,4-375,1} \cdot 100 = 1,40\%$. (9)

Como resultado se obtiene unas pérdidas por el sombreado del horizonte de 1,40%, al estar por debajo del 2% se consideran prácticamente despreciables las pérdidas por horizonte. El porcentaje de perdidas por el sombreado del horizonte no es sinónimo de perdidas por energía, son pérdidas del sombreado con respecto a la trayectoria total de horas de sol, es decir, son las pérdidas que se producen con respecto al total en el tiempo que se encuentra el sol dando luz, que sería el espacio que existe entre la curva verde que es la altura del sol en el verano y la curva roja que en este caso es la altura del sol en invierno (figura 61). (Datos primarios de PVGIS del horizonte para Malta, véase en el punto 8.3.1 del anexo 3). El cálculo del porcentaje de las pérdidas por el sombreado del horizonte se ha realizado para cada una de las plantas europeas, como se puede apreciar en la figura 111 dentro del apartado de resultados, que recoge todos los porcentajes de pérdidas por sombreado del horizonte para cada una de las plantas que forman la red de Europa. En el punto 8.3.2 del anexo 3, se hace una recopilación de cada una de las gráficas de las pérdidas por el sombreado del horizonte que se obtienen para las diferentes plantas que forman la red.

- Potencias y energía

Una vez que se han calculado las pérdidas del sombreado por el horizonte y se ha comprobado que se ajustan perfectamente al rango definido que tienen que tener, el siguiente paso es graficar los valores de potencia, temperatura, energía, así como la obtención de cada uno de los parámetros más significativos a nivel diario y a nivel anual.

Partiendo de los valores horarios del año 2015 obtenidos del programa PVGIS de potencia, irradiancia, temperatura, altura del sol, entre otros (véase los datos primarios de PVGIS para la potencia, temperatura y energía para Madrid en el punto 8.3.3 del anexo 3), se representa en la figura 62 las curvas de potencia horaria (kw) para 4 días significativos del año para el caso de Malta, en el eje horizontal se representa las horas del día, mientras que en el eje vertical se representan las potencias (kw). Estos días que se han elegido han sido los dos solsticios (21 de diciembre y 21 de junio) y los dos equinoccios (21 de septiembre y 22 de marzo), ya que estos días son característicos en relación al movimiento del sol de máxima altura, de mínima altura y los puntos centrales. En los equinoccios, el sol se encuentra justo en el punto central, el momento en que día y noche duran lo mismo, mientras que en los solsticios se alcanza la máxima y mínima altura del sol, es decir, marca el incremento o la disminución de las horas de luz del día. En el punto 8.3.4 del anexo 3, se hace una recopilación de cada una de las gráficas de las potencias horarias de los 4 días más representativos que se obtienen para las diferentes plantas que forman la red.

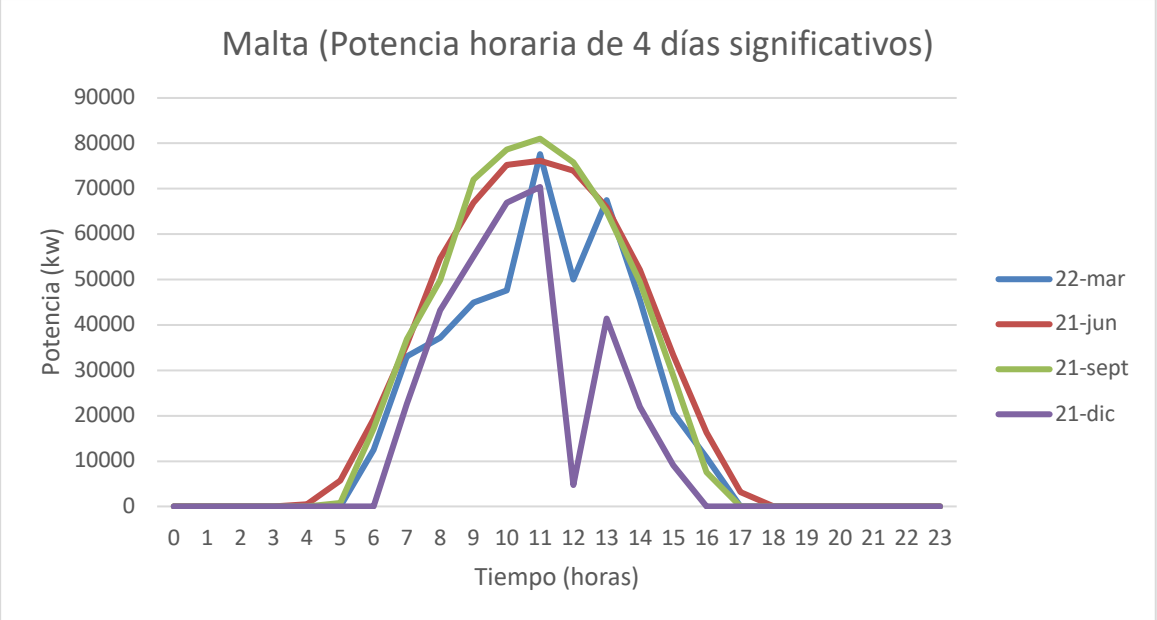


Figura 62: Representación de la potencia de 4 días significativos para Malta.
Fuente: Elaboración propia

A través la gráfica 62 se pueden obtener unos parámetros característicos diarios (tabla 5) que son los siguientes:

- Número de horas de generación máximo diario anual.
- Número de horas de generación mínimo diario anual.
- Hora de máxima potencia.

Curva diaria	
Nº horas de generación max diario anual	14
Nº horas de generación min diario anual	9
Hora de máxima potencia	11:09h

Tabla 5: Parámetros característicos diarios en Malta.
Fuente: Elaboración propia

El número de horas de generación máximo diario anual, es decir, el día que más horas de generación hay en un período de un año se ha obtenido a través de las horas de generación que se producen en el día más largo del año (21 de junio) y el número de horas de generación mínimo diario anual, es decir, el día que menos horas de generación hay en un período de un año se ha obtenido a través de las horas de generación que se producen en el día más corto del año (21 de diciembre).

El parámetro de la hora de máxima potencia se ha obtenido calculando el valor medio anual de las potencias, es decir, haciendo el promedio de los valores de potencia en cada una de las horas del día para los 365 días del año, con la intención de evitar la presencia de días nublados y así tener la certeza de obtener resultados coherentes con la realidad, por esta razón se ha optado por la realización de estos valores medios y por tanto se han obtenido las curvas típicas anuales de cada una de las plantas europeas agrupadas según el criterio de distribución espacial.

En la figura 63 se han representado las curvas típicas anuales para los países de igual longitud y distinta latitud, en este caso las curvas de los países, dan información del efecto que produce el cambio de longitud, el cual no altera al desplazamiento horizontal de las curvas, es decir a la magnitud del tiempo, pero si se produce una alteración en la potencia, como se puede ver en la figura 63, cuando el punto cardinal norte, esta cerca, se tiene menos potencia, como es el caso de la curva que representa a Vinalven (Suecia), por el contrario si en este caso es el punto cardinal sur el que se encuentra cerca, se obtiene mayor potencia como es el caso de Malta.

Como se observa en la figura 63, el sol tiene aproximadamente 12 horas de generación solar al día, en el caso de la red de Europa la hora de máxima potencia no va a coincidir siempre en la misma hora como pasa en Andalucía y en España, ya que las distancias entre las plantas son más significativas que para las demás redes y se aprecia con más claridad la diferencia horaria, hay que tener en cuenta que PVGiS trabaja con horario UTC (explicado en el punto 4.3.3). Las potencias máximas de cada planta se encuentran entre 30.000 y 70.000kw y la potencia media de cada planta coincide con la potencia media anual de la figura 112 para cada planta, que se encuentra dentro del apartado de resultados.

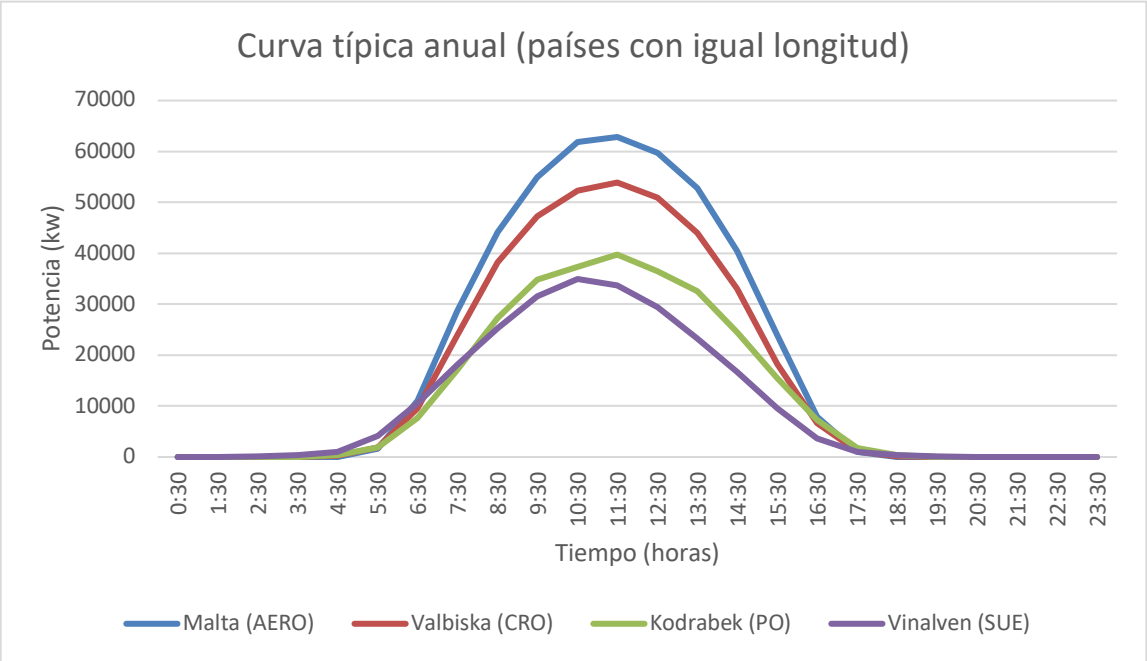


Figura 63: curvas típicas anuales para países con igual longitud. Fuente: Elaboración propia

En la figura 64 se ha representado las curvas típicas anuales para los países de igual longitud, pero para este caso se ha realizado con valores relativos, es decir, en partes por unidad, también se ha representado la curva media típica anual para el conjunto de las 4 plantas (curva negra).

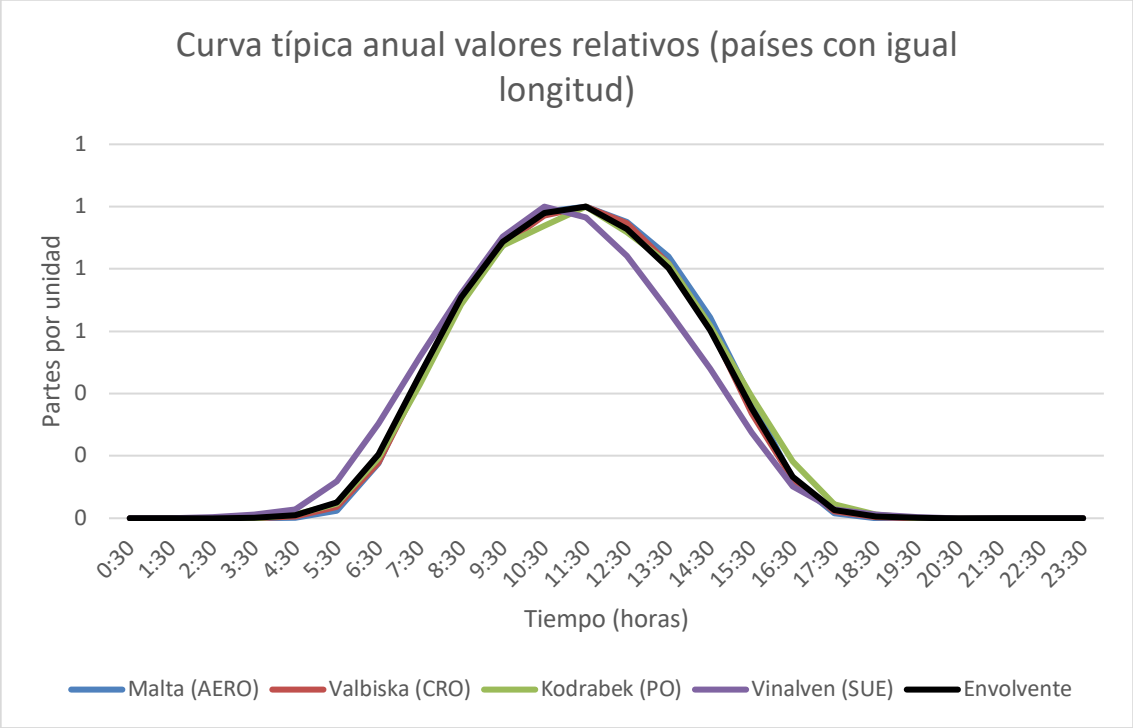


Figura 64: Curvas típicas anuales con valores relativos para países con igual longitud. Fuente: Elaboración propia.

En la figura 65 se han representado las curvas típicas anuales para los países de distinta latitud y distinta longitud, en este caso las curvas de los países, dan información del efecto que produce el cambio de longitud y el cambio del desplazamiento ya que se produce de forma simultánea.

Como se observa en la figura 65, el sol tiene aproximadamente 12 horas de generación solar al día, las potencias máximas de cada planta se encuentran entre 30.000 y 70.000kw y la potencia media de cada planta coincide con la potencia media anual de la figura 112 para cada planta, que se encuentra dentro del apartado de resultados. En este caso las distancias que presentan las plantas europeas, unas de otras son bastantes significativas de aproximadamente 1.500km por lo que la diferencia horaria y la diferencia de potencia si se aprecia con claridad, hay que tener en cuenta que los valores obtenidos de PVGIS se encuentran en horario UTC (explicación más detallada del horario UTC en el punto 4.3.3).

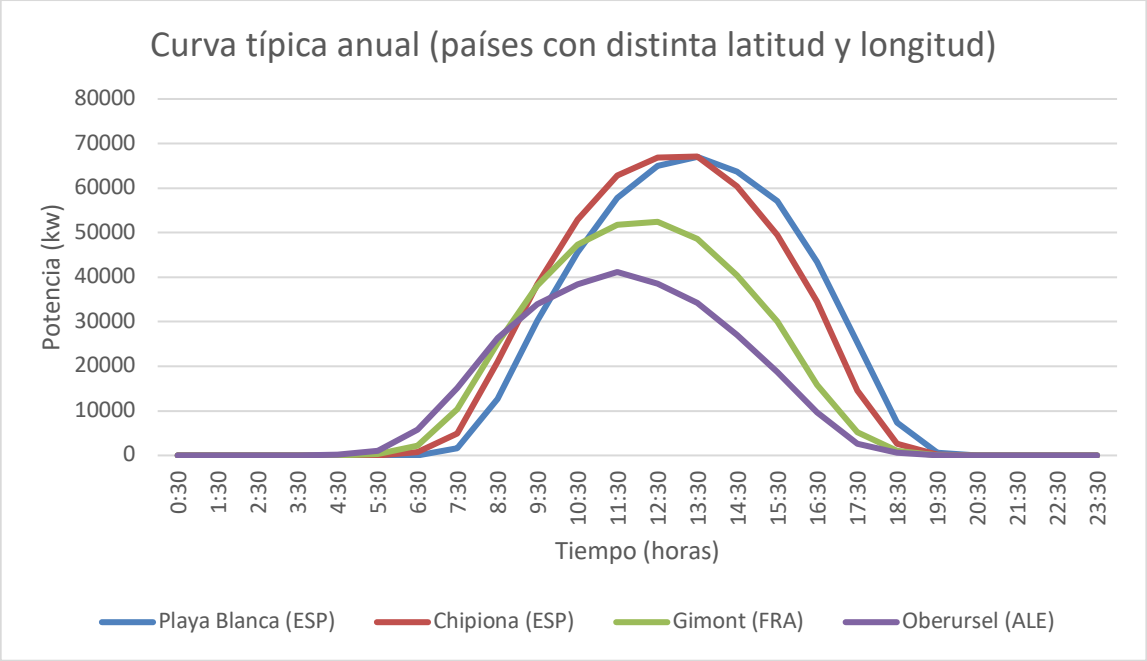


Figura 65: curvas típicas anuales para países con distinta latitud y longitud. Fuente: Elaboración propia.

En la figura 66 se ha representado las curvas típicas anuales para los países de distinta latitud y longitud, pero para este caso se ha realizado con valores relativos, es decir, en partes por unidad, también se ha representado la curva media típica anual para el conjunto de las cuatro plantas (curva negra).

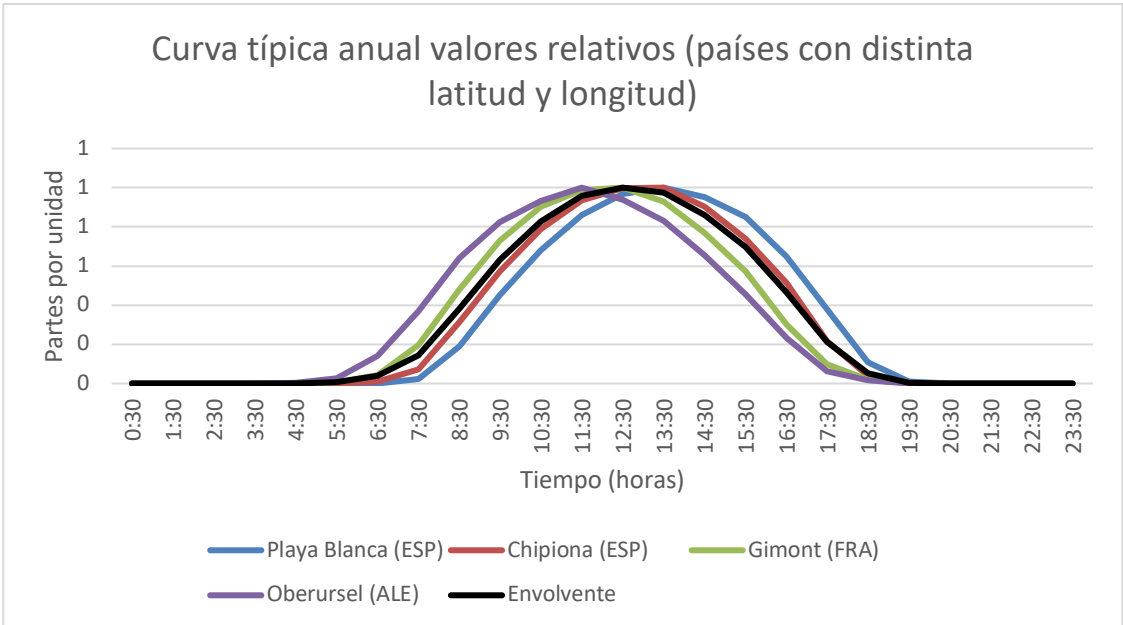


Figura 66: Curvas típicas anuales con valores relativos para países con distinta latitud y longitud. Fuente: Elaboración propia.

La gráfica de las curvas típicas anuales de las 4 plantas, así como la gráfica de las curvas típicas anuales con valores relativos para el caso de los países con igual latitud se han representado en el punto 4.3.3 ya que a través de estas gráficas se ha dado explicación al horario UTC con el que trabaja PVGIS.

A nivel anual y partiendo de los valores horarios del año 2015 obtenidos del programa PVGIS de potencia, irradiancia, temperatura, altura del sol, entre otros, se representa en la figura 67 la potencia horaria anual, la temperatura horaria y la línea de tendencia para Malta. En el eje horizontal se representa el tiempo en horas para un periodo de un año y en el eje vertical la potencia (kw).

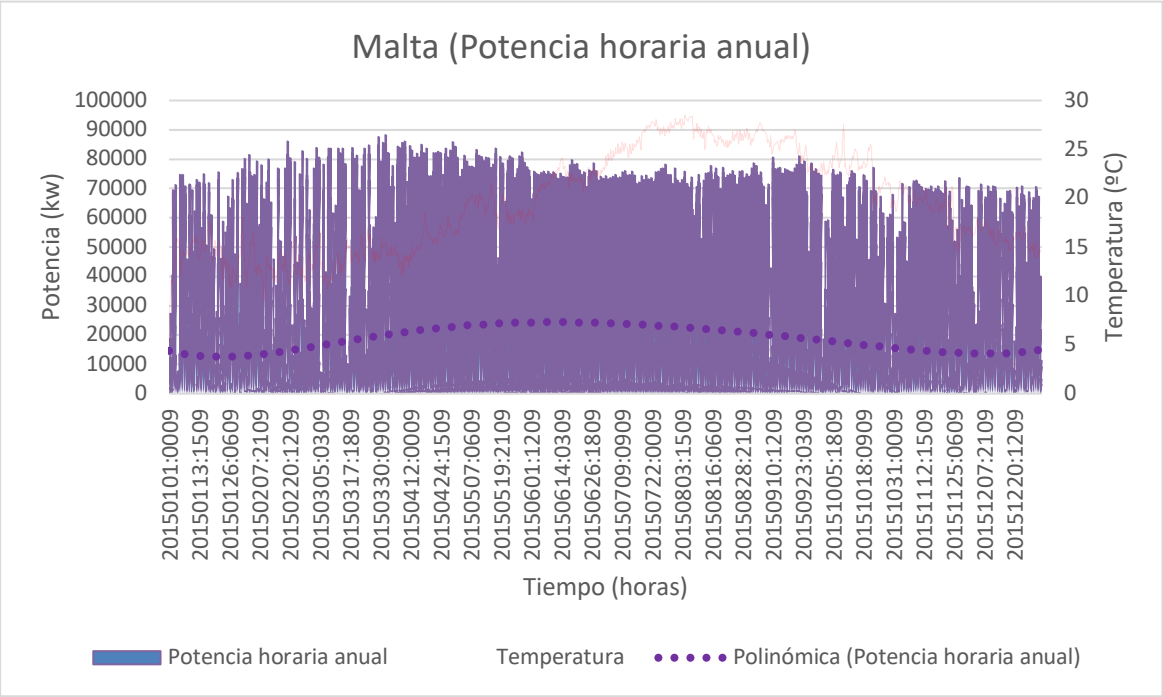


Figura 67: Representación de la potencia anual, temperatura anual y línea de tendencia. Fuente: Elaboración propia.

Se puede observar que se producen picos de potencia en torno a los meses de marzo, abril y septiembre coincidiendo con los equinoccios y decae la potencia en torno al mes de junio, julio y agosto aproximadamente, coincidiendo con el solsticio de verano. Este hecho parece contradictorio, porque lógicamente es que en los meses de verano que es cuando hace un tiempo con temperaturas más elevadas, aumente la potencia, pero ocurre todo lo contrario como se aprecia en la figura 67.

Cuando la temperatura disminuye, la potencia aumenta, como se puede observar, este hecho ocurre en los primeros meses del año y a final de año, y cuando la temperatura aumenta, la potencia disminuye considerablemente como ocurre en los meses de verano que es cuando se produce la zona valle donde la potencia disminuye cuando la temperatura es máxima, en el caso de Malta, a diferencia con el caso de Sevilla y Madrid, se aprecia claramente que cuando la temperatura alcanza su pico máximo, la gráfica de la temperatura queda más por encima que la gráfica de la potencia, haciendo por tanto que ésta última disminuya (momento valle). En definitiva, el aumento de temperatura solo produce pérdidas en el sistema y los picos máximos de potencia se van alcanzar en los equinoccios donde la temperatura no es muy elevada y la potencia ya esta siendo bastante alta. En el punto 8.3.5 del anexo 3, se hace una recopilación de cada una de las gráficas de las potencias horarias anuales obtenidas para las diferentes plantas que forman la red.

En la figura 68 se representa la energía diaria anual para Malta, esta gráfica, no se representa directamente de los datos que nos proporciona PVGIS, como ha ocurrido en los casos anteriores de potencia horaria de los 4 días significativos y potencia horaria anual, sino que en este caso se ha calculado la energía diaria a través de la ecuación 5. Por medio de esta ecuación, se obtiene la energía para cada día del año como se refleja de forma gráfica en la figura 68. Para Malta se ha obtenido una energía anual de 164.571,185MWh. (Véase cada una de las energías anuales obtenidas para cada una de las plantas de la red de Europa en la figura 112 del apartado de resultados).
En el punto 8.3.6 del anexo 3, se hace una recopilación de cada una de las gráficas de las energías diarias anuales obtenidas para las diferentes plantas que forman la red.

En el punto 8.3.6 del anexo 3, se hace una recopilación de cada una de las gráficas de las energías diarias anuales obtenidas para las diferentes plantas que forman la red.

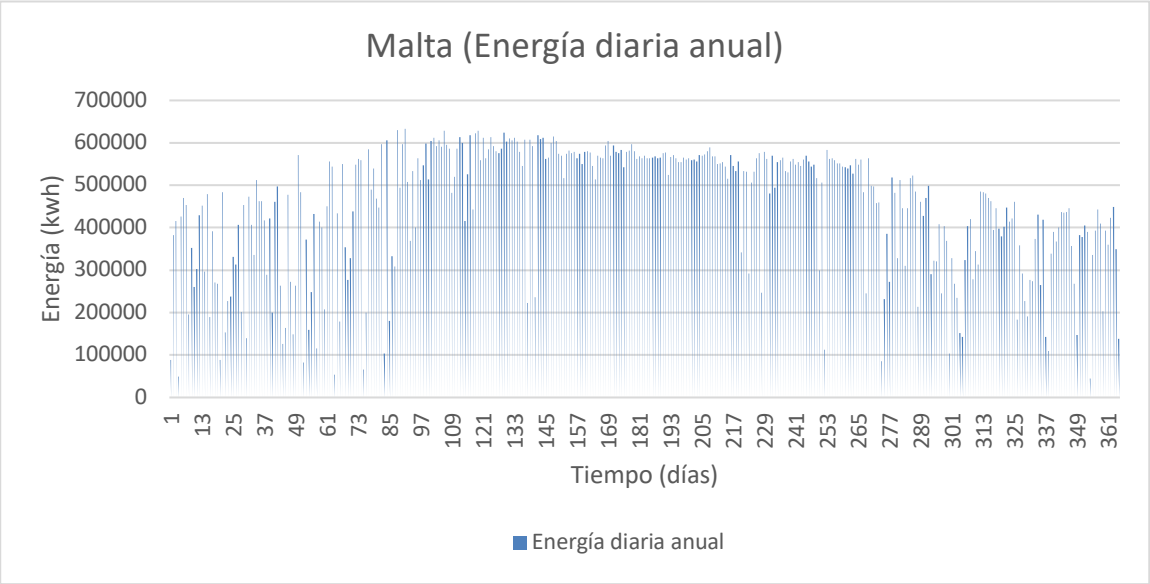


Figura 68: Representación de la energía diaria anual.

Fuente: Elaboración propia.

A través de los datos proporcionados por PVGIS y la figura 67 se pueden obtener unos datos característicos anuales (tabla 6) que son los siguientes:

- Número de horas de generación.
- Potencia máxima anual.
- Potencia media anual.
- Periodos de potencia máxima.
- Periodos valores valle.
- Energía anual.

Curva anual	
Nº horas de generación	4198
P anual máx (Kw)	88158
Pmedia (Kw)	18786,66
Periodos Pmáx	febrero,abril
Periodos valores valle	agosto
Energía anual (Mwh)	164571,185

Tabla 6: Parámetros característicos anuales para Malta

Fuente: Elaboración propia.

Los datos de Nº de horas de generación, potencia máxima anual y potencia media anual se han sacado directamente de los datos de PVGIS y los períodos de potencia máxima y períodos donde se produce el valle entre la temperatura y la potencia se han sacado a través de la figura 67.

En la figura 112 se recogen los parámetros característicos que se muestran en las tablas 5 y 6, así como todos los parámetros característicos de las plantas que forman la red de Europa.

- Limitaciones impuestas al inversor (20%, 40%, 60% y 80%)

Se va a aplicar una serie de porcentajes para limitar la potencia inyectada a red, este proceso lo realiza el inversor, de tal manera como se ha dicho antes, no toda la energía vaya a la red, es decir, el inversor, según el porcentaje de limitación que se aplique, se va a encargar de inyectar a red toda la energía que llegue hasta la limitación impuesta, creando así un techo máximo de potencia, donde la energía que se encuentre por debajo de este techo será la energía que se inyecte a red , mientras que la energía que se encuentra por encima será la energía excedente a red.

La energía sobrante o excedente que va aparecer por consecuencia de las limitaciones impuestas al inversor, se almacenará en unas baterías para poder utilizarla en un futuro. Las limitaciones que se van a diseñar en el inversor para limitar la potencia inyectada a red van a ser del 20%, 40%, 60% y 80% y se representarán las limitaciones de las figuras 62, 67 y 68. Se ha representado todas las limitaciones para la planta de Malta, que es la planta que se está explicando al detalle. Para las demás plantas no se expondrán las gráficas de las diferentes limitaciones para así optimizar un poco más el proyecto, aún así hay que puntualizar que estas gráficas están realizadas y como garantía se exponen los cuadros resúmenes de las limitaciones de la red de Europa en el punto 5.3 del apartado de los resultados del proyecto.

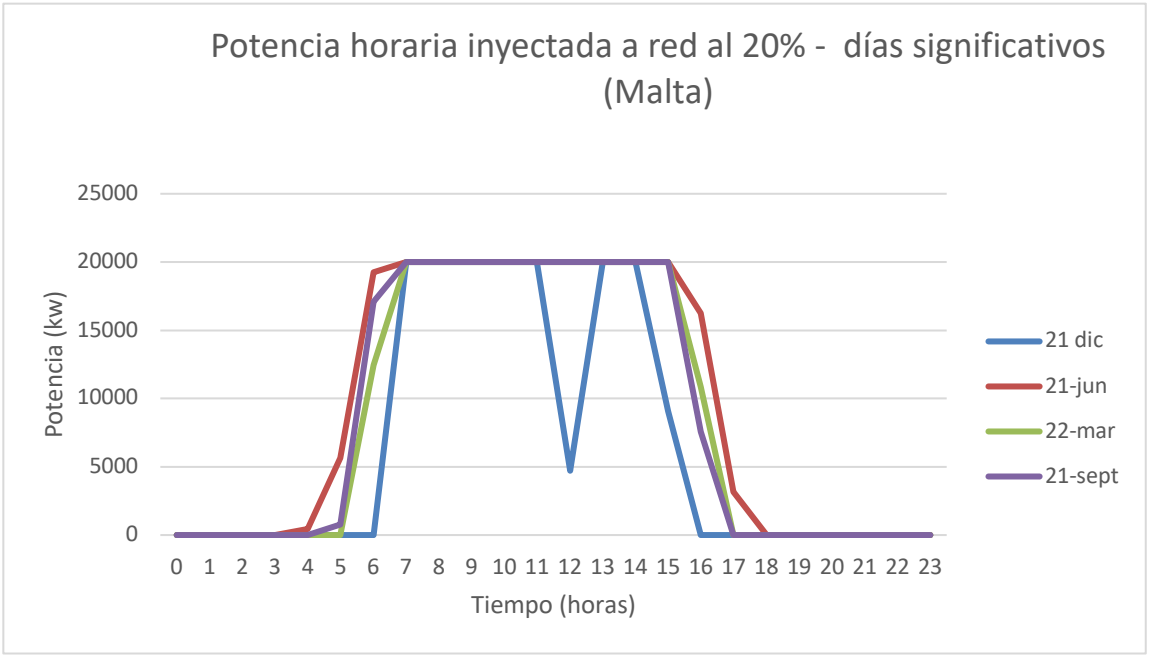
Sabiendo que cada una de las plantas tiene una potencia de 100MW, el máximo que se va a inyectar en cada una de las limitaciones será de 20, 40, 60 y 80MW de potencia respectivamente para cada una de las limitaciones del 20%, 40%, 60% y 80%.

En la figura 69 se representa la potencia horaria inyectada y la potencia horaria excedente a red al 20% para los días significativos, las 4 curvas representadas hacen referencia a los 4 días significativos de Malta. En el eje horizontal se representan las 24 horas del día y en el eje vertical la potencia obtenida para cada hora para los cuatro días significativos (22 de marzo, 21 de septiembre, 21 de junio y 21 de diciembre). La potencia horaria para los 4 días más significativos de Malta sin la aplicación de ningún tipo de limitación (figura 62), va a ser la figura base para proceder a realizar esta limitación. A través del programa Excel se crea una función condicional donde se expresa matemáticamente esta limitación. La función condicional es la siguiente:

- SI Valor $\leq$ x; valor = valor
- SI valor $\geq$ x; valor = x

siendo: Valor = dato de PVGIS.
x = 20.000kw

Este condicional significa que si el dato de potencia horaria anual obtenido de PVGIS es más pequeño o igual que el valor que tiene de techo esta limitación, que en este caso es de 20.000kw, el resultado es el dato de potencia horaria anual de PVGIS, sin embargo, si el dato de potencia horaria anual obtenido de PVGIS es más grande o igual que el valor que tiene de techo esta limitación que es de 20.000kw, el resultado es 20.000kw, de esta manera se representaría la potencia horaria inyectada a red al 20% para los 4 días significativos de Malta, para el cálculo de la potencia horaria excedente a red al 20% para los 4 días significativos de Malta solo basta con aplicar la ecuación 6. En la gráfica superior de la figura 69, se aprecia claramente la limitación del 20% en la potencia horaria inyectada a red obteniendo una línea plana que corta la gráfica en el valor de 20.000kw y obteniendo por tanto en la gráfica inferior de la figura 69, una potencia horaria excedente a red al 20% para los 4 días significativos de Malta con valores superiores a 60.000kw para algún día. Las curvas irregulares que se pueden apreciar en las gráficas de la figura 69, como es el caso del 21 de diciembre, es debido a que esos días han presentado claramente intervalos nublados y poca radiación solar, por ese motivo las curvas son tan irregulares, por el contrario, la curva del día 21 de junio presenta una trayectoria más o menos regular de subida y bajada, lo que quiere decir que ese día fue un día soleado y sin nubes.



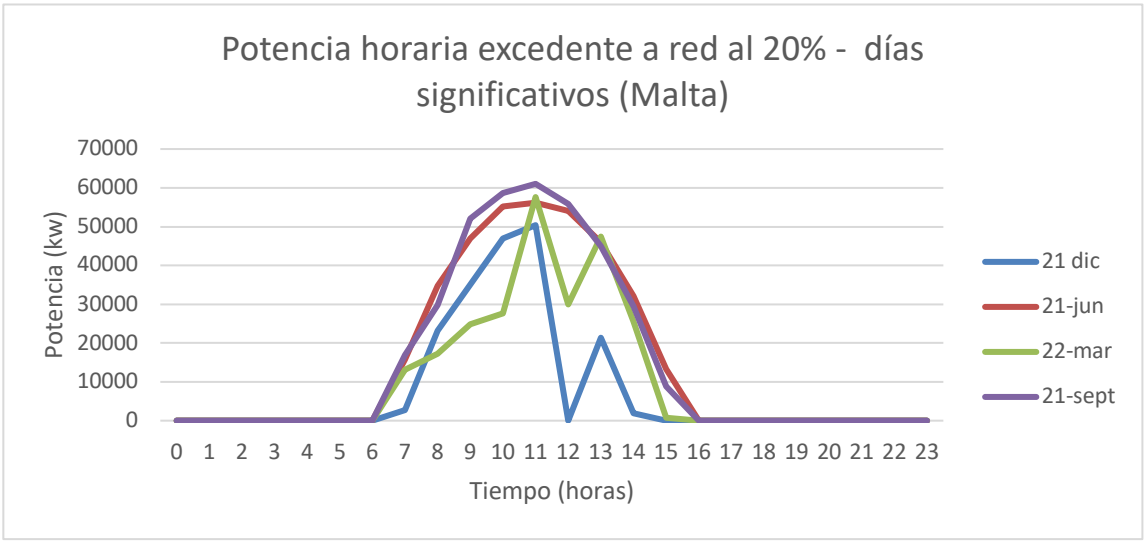


Figura 69: Potencia horaria inyectada y potencia horaria excedente a red al 20% para los días significativos de Malta. Fuente: Elaboración propia.

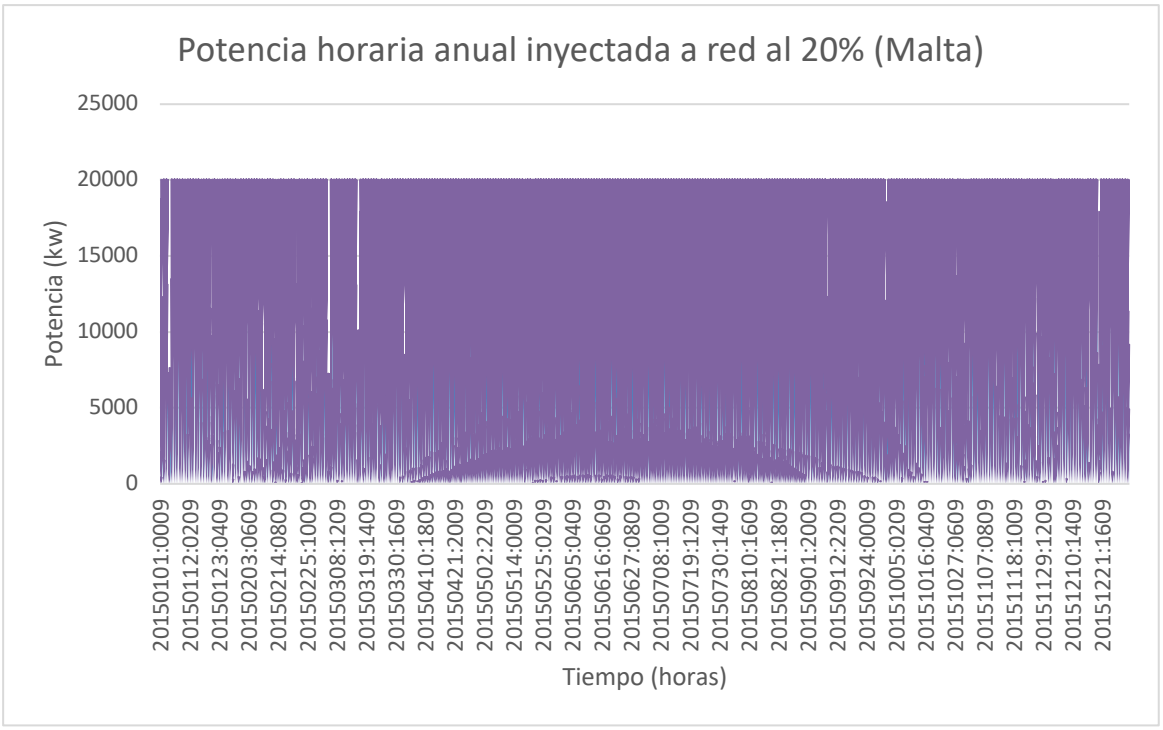
En la figura 70 se representa la potencia horaria anual inyectada y la potencia horaria anual excedente a red al 20%, en el eje horizontal se representa el tiempo en horas para todo el año y en el eje vertical se representa la potencia. La potencia horaria anual de Malta sin la aplicación de ningún tipo de limitación (figura 67), va a ser la figura base para proceder a realizar esta limitación. A través del programa Excel se crea una función condicional donde se expresa matemáticamente esta limitación. La función condicional es la siguiente:

- SI Valor $\leq$ x; valor=valor
- SI valor $\geq$ x; valor=x

Siendo:
Valor = dato de PVGIS
x= 20.000kw

Este condicional significa que si el dato de potencia horaria anual obtenido de PVGIS es más pequeño o igual que el valor que tiene de techo esta limitación, que en este caso es de 20.000kw, el resultado es el dato de potencia horaria anual de PVGIS, sin embargo, si el dato de potencia horaria anual obtenido de PVGIS es más grande o igual que el valor que tiene de techo esta limitación que es de 20.000kw, el resultado es 20.000kw, de esta manera se representaría la potencia horaria anual inyectada a red al 20% de Malta, para el cálculo de la potencia horaria anual excedente a red al 20% para Malta solo basta con aplicar la ecuación (6). En la gráfica superior de la figura 70, se aprecia claramente la limitación del 20% en la potencia horaria anual inyectada a red obteniendo una línea plana que corta la gráfica en el valor de 20.000kw.

En esta misma gráfica, se puede apreciar que al ser la limitación tan baja (20%) se puede ver la potencia horaria anual para Malta, con valores uniformes en su mayoría, por otro lado, en la gráfica inferior de la figura 70, la potencia horaria anual excedente a red al 20% llega a valores altos superando los 60.000kw en muchas ocasiones, ya que para esta limitación existe gran cantidad de excedentes.



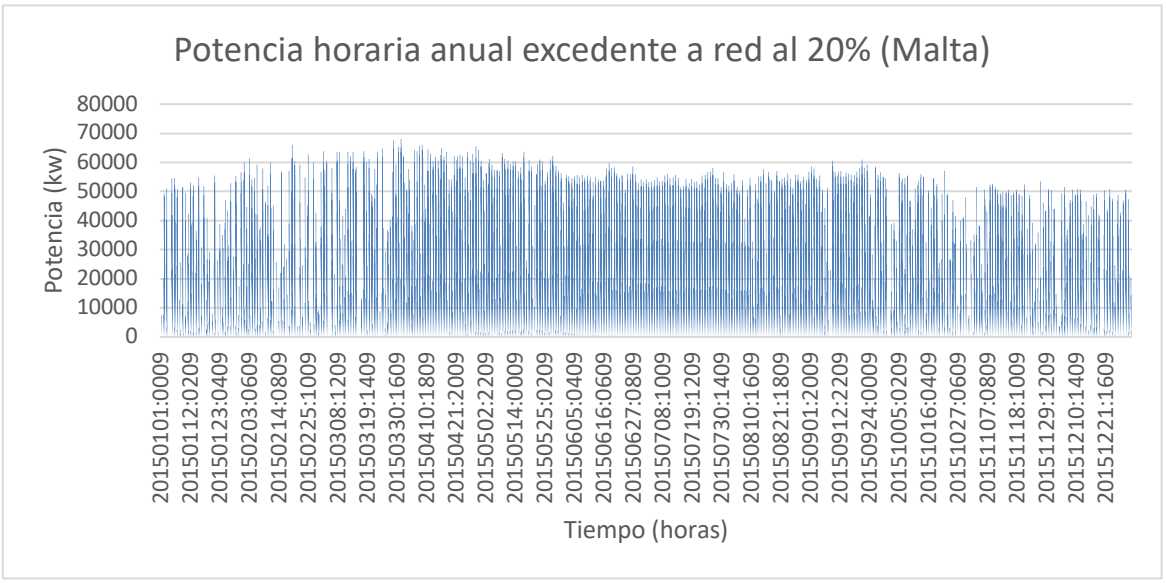


Figura 70: Potencia horaria anual inyectada y potencia horaria anual excedente a red al 20% para Malta. Fuente: Elaboración propia.

En la figura 71 se representa la energía diaria anual inyectada y la energía diaria anual excedente a red al 20%, en el eje horizontal se representa el tiempo en días para todo el año y en el eje vertical se representa la energía.

Para el cálculo de la energía diaria anual inyectada y la energía diaria anual excedente a red al 20% solo basta con aplicar la ecuación 5 en los datos de potencia horaria anual inyectada a red al 20% y en los datos de potencia horaria anual excedente a red al 20% que se han utilizado para representar la figura 70.

En la gráfica superior de la figura 71, se obtienen valores de energía diaria anual inyectada a red al 20% superiores a 200.000kwh para muchos días, mientras que en la gráfica inferior de la figura 71, se obtienen valores de energía diaria anual excedente a red al 20% que superan los 350.000kwh e incluso en algunos días se superan los 400.000kwh.

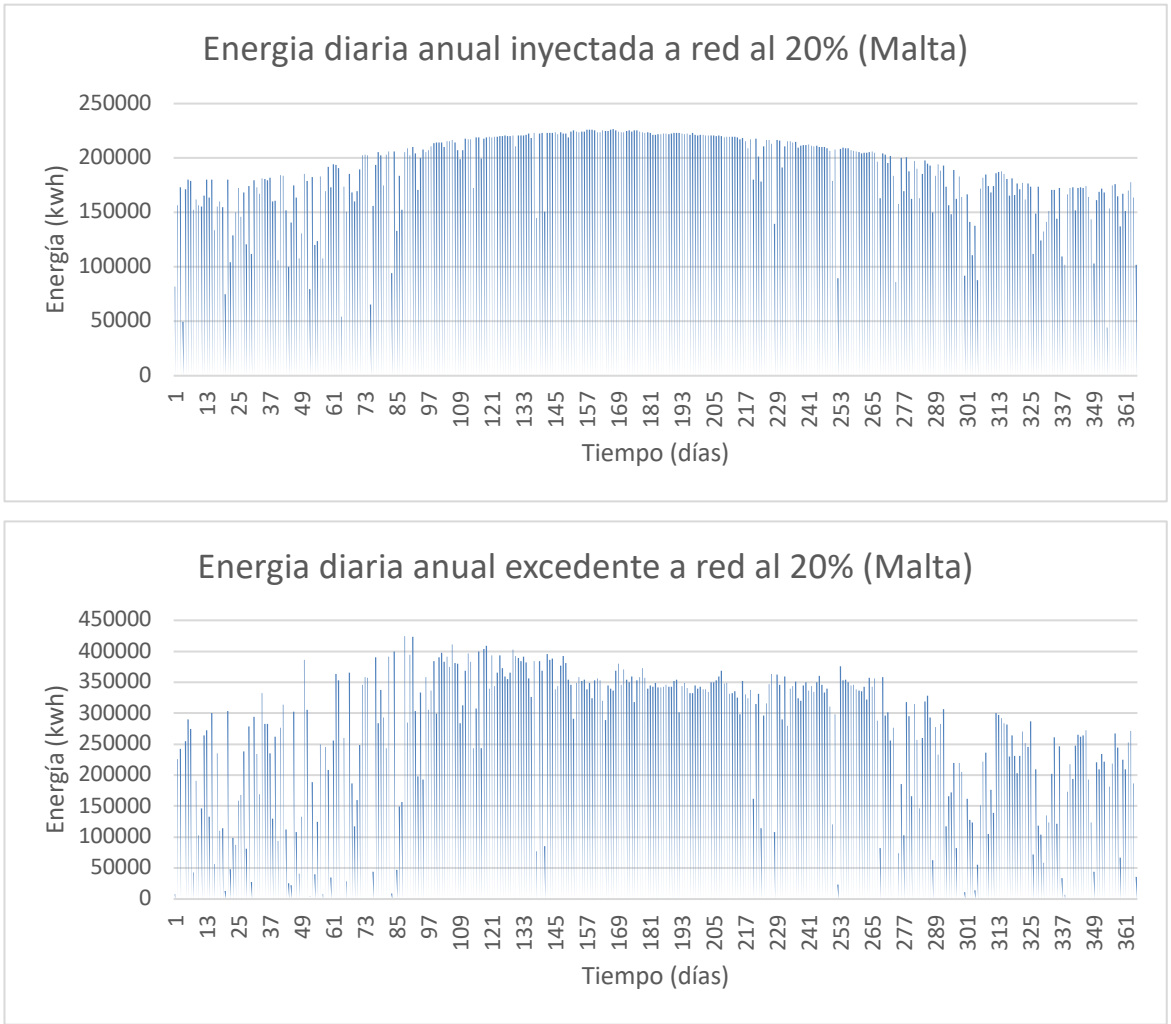


Figura 71: Energía diaria anual inyectada y energía diaria anual excedente a red al 20% para Malta. Fuente: Elaboración propia.

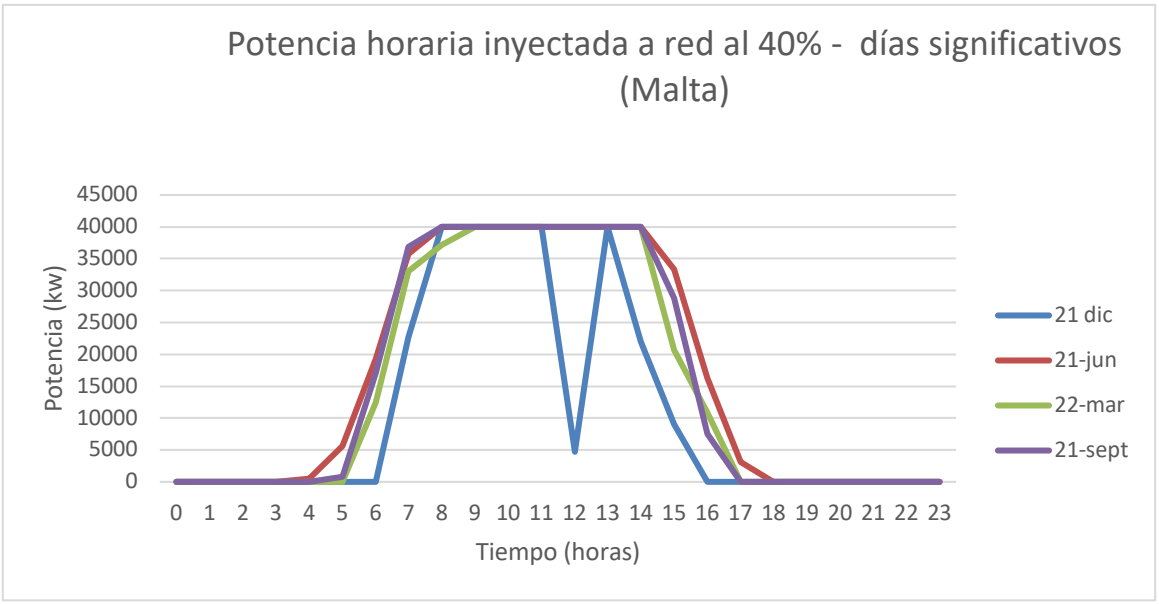
En la figura 72 se representa la potencia horaria inyectada y la potencia horaria excedente a red al 40%, las 4 curvas representadas hacen referencia a los 4 días significativos de Malta. En el eje horizontal se representan las 24 horas del día y en el eje vertical la potencia obtenida para cada hora para los 4 días significativos (22 de marzo, 21 de septiembre, 21 de junio y 21 de diciembre). La potencia horaria para los 4 días más significativos de Malta sin la aplicación de ningún tipo de limitación (figura 62), va a ser la figura base para proceder a realizar esta limitación. A través del programa Excel se crea una función condicional donde se expresa matemáticamente esta limitación. La función condicional es la siguiente:

- SI Valor $\leq$ x; valor = valor
- SI valor $\geq$ x; valor = x

Siendo:
Valor = dato de PVGIS
x = 40.000kw

Este condicional significa que si el dato de potencia horaria anual obtenido de PVGIS es más pequeño o igual que el valor que tiene de techo esta limitación, que en este caso es de 40.000kw, el resultado es el dato de potencia horaria anual de PVGIS, sin embargo, si el dato de potencia horaria anual obtenido de PVGIS es más grande o igual que el valor que tiene de techo esta limitación que es de 40.000kw, el resultado es 40.000kw, de esta manera se representaría la potencia horaria inyectada a red al 40% para los 4 días significativos de Malta, para el cálculo de la potencia horaria excedente a red al 40% para los 4 días significativos de Malta solo basta con aplicar la ecuación (6).

En la gráfica superior de la figura 72, se aprecia claramente la limitación del 40% en la potencia horaria inyectada a red obteniendo una línea plana que corta la gráfica en el valor de 40.000kw y obteniendo por tanto en la gráfica inferior de la figura 72, una potencia horaria excedente a red al 40% para los 4 días significativos de Malta con valores superiores a 40.000kw para algún día.



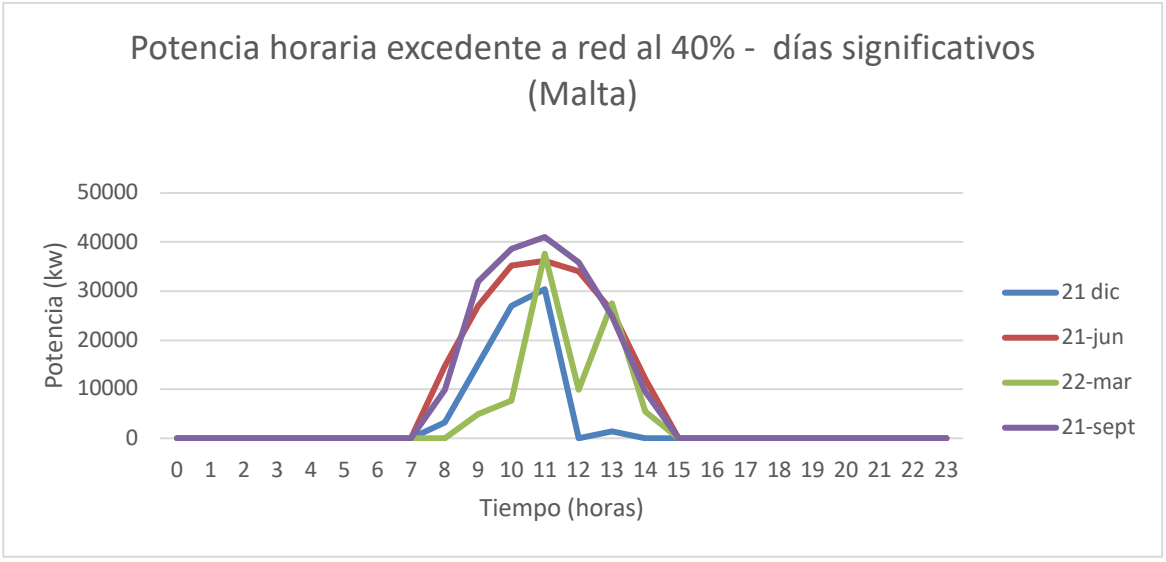


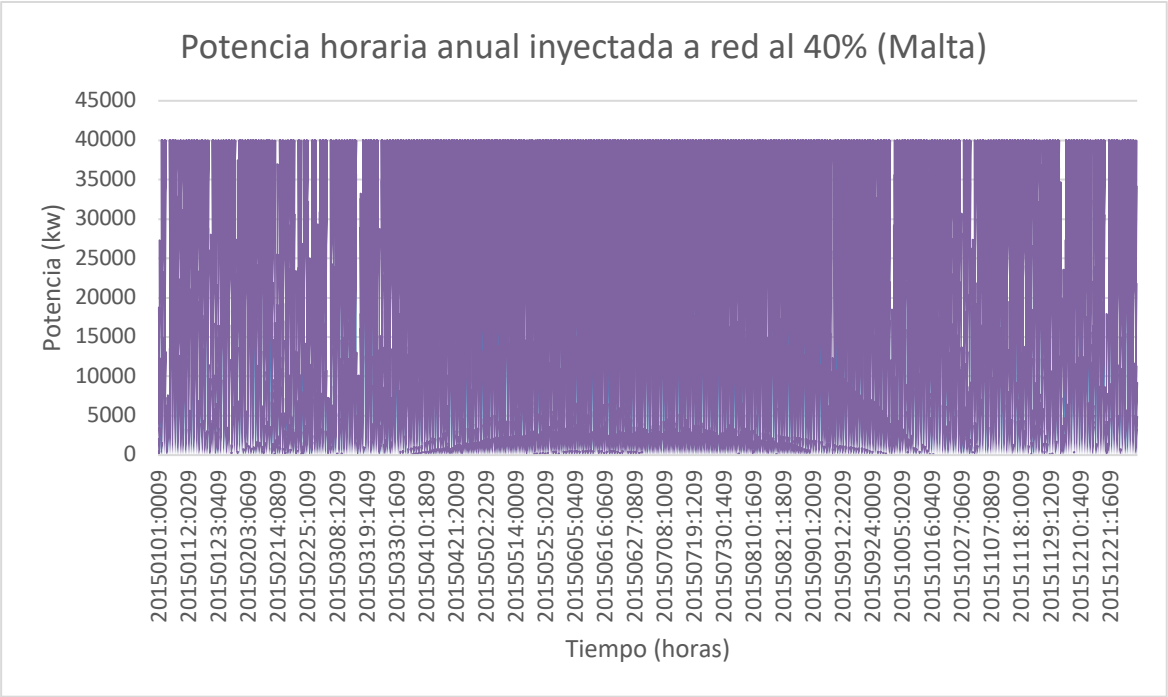
Figura 72: Potencia horaria inyectada y potencia horaria excedente a red al 40% para los días significativos de Malta. Fuente: Elaboración propia.

En la figura 73 se representa la potencia horaria anual inyectada y la potencia horaria anual excedente a red al 40%, en el eje horizontal se representa el tiempo en horas para todo el año y en el eje vertical se representa la potencia. La potencia horaria anual de Malta sin la aplicación de ningún tipo de limitación (figura 67), va a ser la figura base para proceder a realizar esta limitación. A través del programa Excel se crea una función condicional donde se expresa matemáticamente esta limitación. La función condicional es la siguiente:

- SI Valor $\leq$ x; valor=valor
- SI valor $\geq$ x; valor=x

Siendo:
Valor = dato de PVGIS
x= 40.000kw

Este condicional significa que si el dato de potencia horaria anual obtenido de PVGIS es más pequeño o igual que el valor que tiene de techo esta limitación, que en este caso es de 40.000kw, el resultado es el dato de potencia horaria anual de PVGIS, sin embargo, si el dato de potencia horaria anual obtenido de PVGIS es más grande o igual que el valor que tiene de techo esta limitación que es de 40.000kw, el resultado es 40.000kw, de esta manera se representaría la potencia horaria anual inyectada a red al 40% de Malta, para el cálculo de la potencia horaria anual excedente a red al 40% para Malta solo basta con aplicar la ecuación (6). En la gráfica superior de la figura 73, se aprecia claramente la limitación del 40% en la potencia horaria anual inyectada a red obteniendo una línea plana que corta la gráfica en el valor de 40.000kw, por otro lado, en la gráfica inferior de la figura 73, la potencia horaria anual excedente a red al 40% ya no son relativamente tan altos como para la limitación anterior, en este caso los valores dan resultados superiores a 40.000kw en algunas ocasiones.



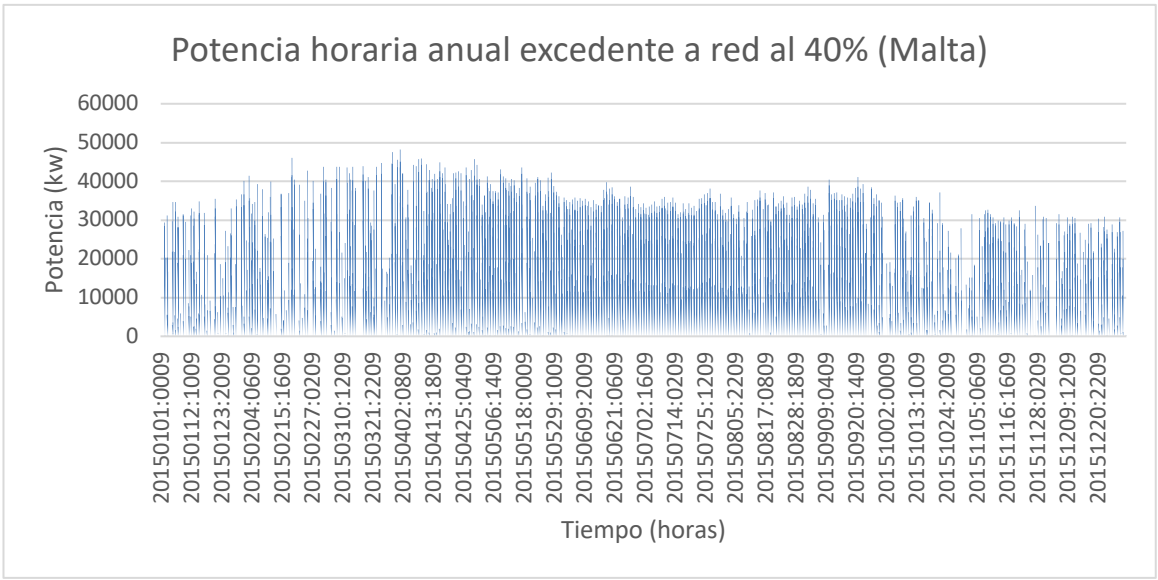


Figura 73: Potencia horaria anual inyectada y potencia horaria anual excedente a red al 40% para Malta. Fuente: Elaboración propia.

En la figura 74 se representa la energía diaria anual inyectada y la energía diaria anual excedente a red al 40%, en el eje horizontal se representa el tiempo en días para todo el año y en el eje vertical se representa la energía.

Para el cálculo de la energía diaria anual inyectada y la energía diaria anual excedente a red al 40% solo basta con aplicar la ecuación 5 en los datos de potencia horaria anual inyectada a red al 40% y en los datos de potencia horaria anual excedente a red al 40% que se han utilizado para representar la figura 73.

En la gráfica superior de la figura 74, se obtienen valores de energía diaria anual inyectada a red al 40% superiores a 300.000kwh la gran mayoría, mientras que en la gráfica inferior de la figura 74, se obtienen valores de energía diaria anual excedente a red al 40% que superan los 200.000kwh en diferentes días.

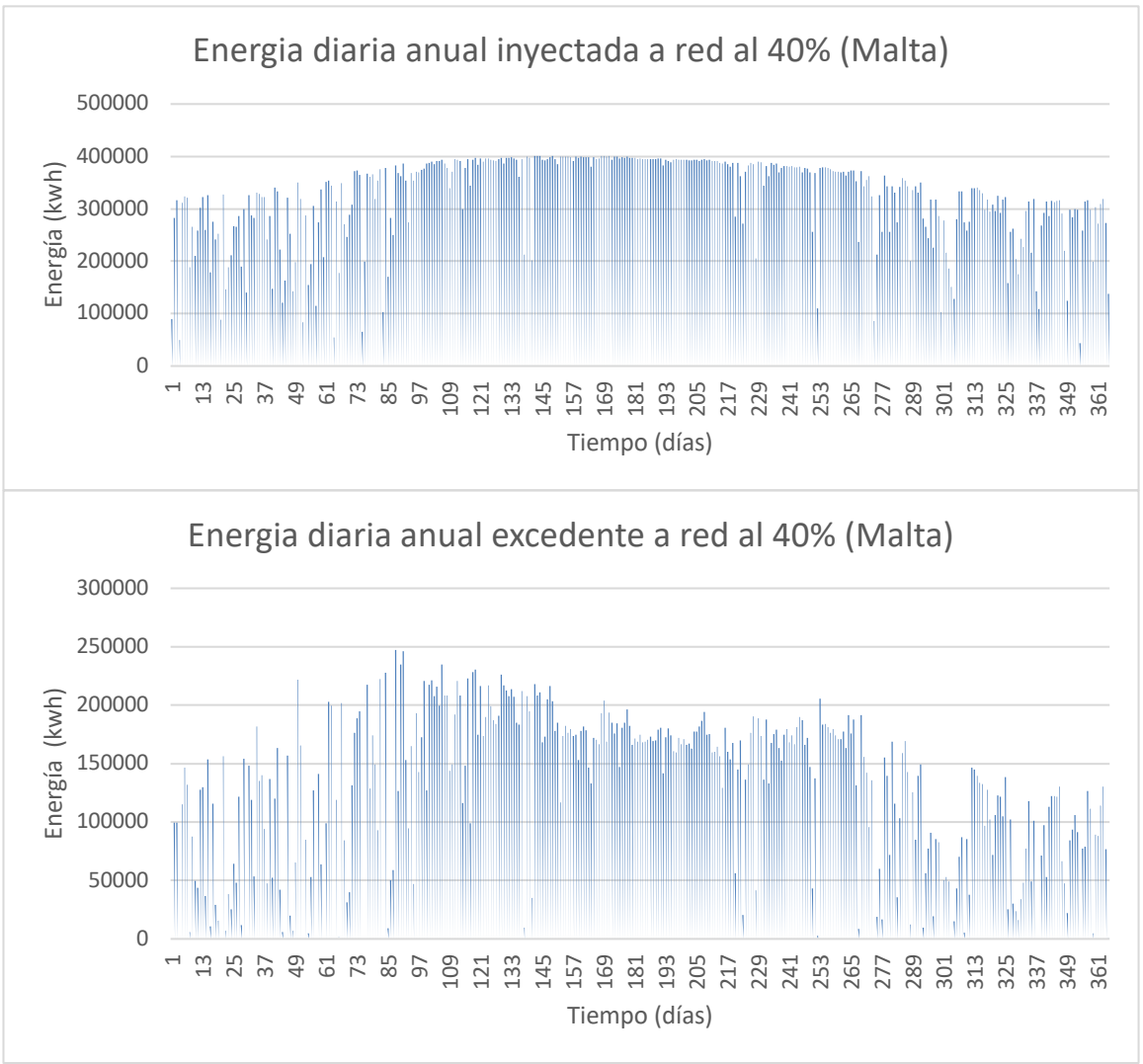


Figura 74: Energía diaria anual inyectada y energía diaria anual excedente a red al 40% para Malta. Fuente: Elaboración propia.

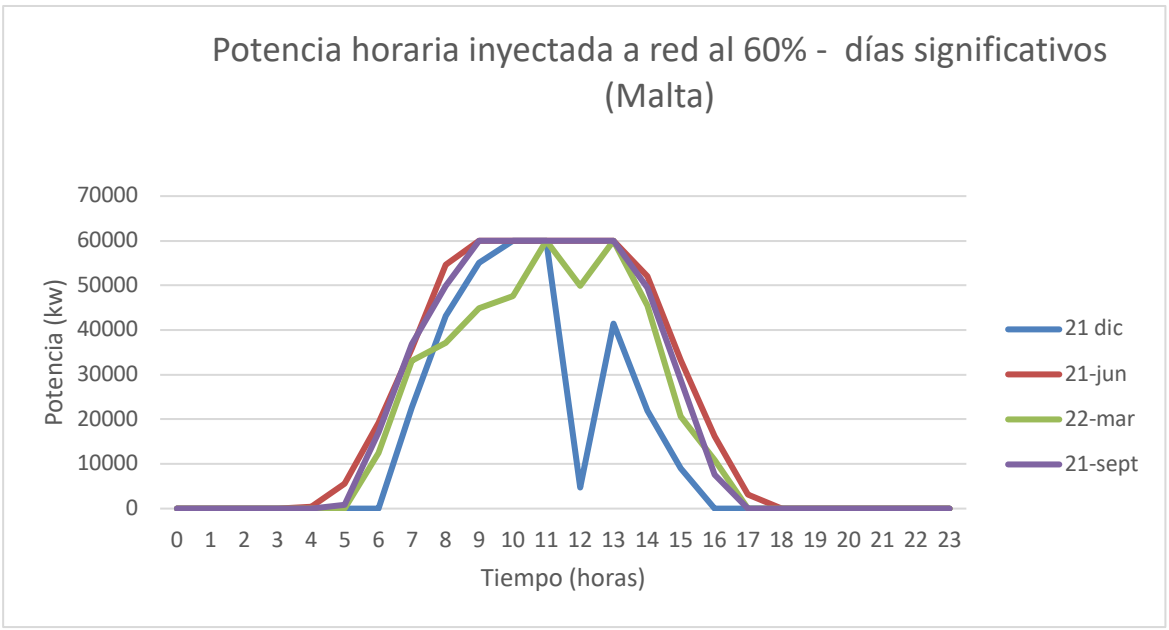
En la figura 75 se representa la potencia horaria inyectada y la potencia horaria excedente a red al 60%, las 4 curvas representadas hacen referencia a los 4 días significativos de Malta. En el eje horizontal se representan las 24 horas del día y en el eje vertical la potencia obtenida para cada hora para los 4 días significativos (22 de marzo, 21 de septiembre, 21 de junio y 21 de diciembre). La potencia horaria para los 4 días más significativos de Malta sin la aplicación de ningún tipo de limitación (figura 62), va a ser la figura base para proceder a realizar esta limitación. A través del programa Excel se crea una función condicional donde se expresa matemáticamente esta limitación. La función condicional es la siguiente:

- SI Valor $\leq$ x; valor = valor
- SI valor $\geq$ x; valor = x

Siendo:
Valor = dato de PVGIS
X = 60.000kw

Este condicional significa que si el dato de potencia horaria anual obtenido de PVGIS es más pequeño o igual que el valor que tiene de techo esta limitación, que en este caso es de 60.000kw, el resultado es el dato de potencia horaria anual de PVGIS, sin embargo, si el dato de potencia horaria anual obtenido de PVGIS es más grande o igual que el valor que tiene de techo esta limitación que es de 60.000kw, el resultado es 60.000kw, de esta manera se representaría la potencia horaria inyectada a red al 60% para los 4 días significativos de Malta, para el cálculo de la potencia horaria excedente a red al 60% para los 4 días significativos de Malta solo basta con aplicar la ecuación (6).

En la gráfica superior de la figura 75, se aprecia claramente la limitación del 60% en la potencia horaria inyectada a red obteniendo una línea plana que corta la gráfica en el valor de 60.000kw y obteniendo por tanto en la gráfica inferior de la figura 75, una potencia horaria excedente a red al 60% para los cuatro días significativos de Malta con valores superiores a 20.000kw para algún día.



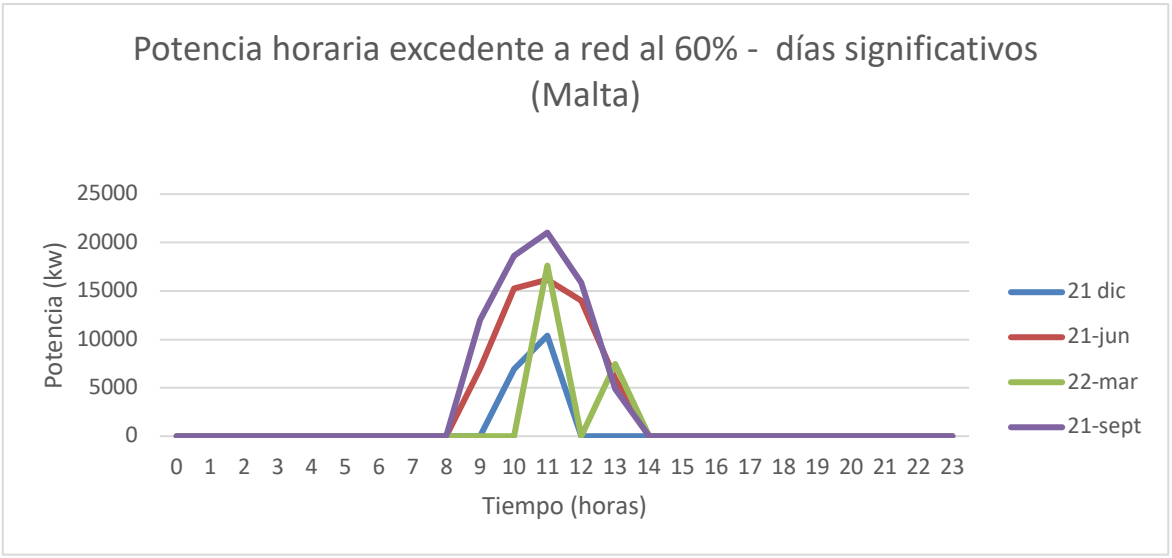


Figura 75: Potencia horaria inyectada y potencia horaria excedente a red al 60% para los días significativos de Malta. Fuente: Elaboración propia.

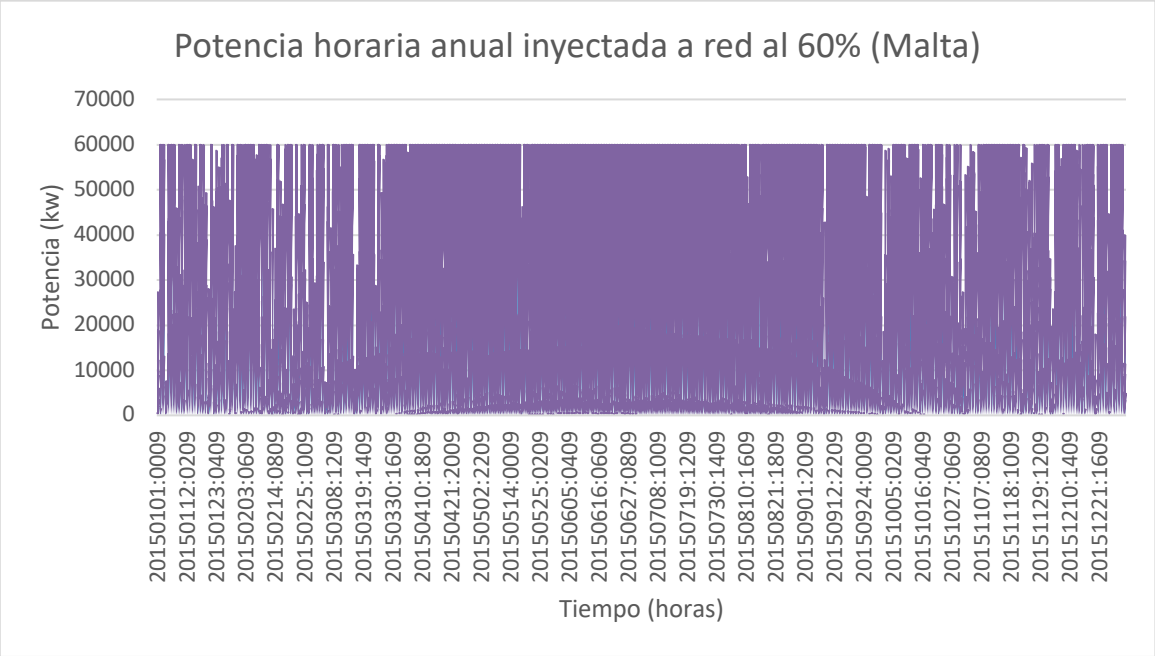
En la figura 76 se representa la potencia horaria anual inyectada y la potencia horaria anual excedente a red al 60%, en el eje horizontal se representa el tiempo en horas para todo el año y en el eje vertical se representa la potencia. La potencia horaria anual de Malta sin la aplicación de ningún tipo de limitación (figura 67), va a ser la figura base para proceder a realizar esta limitación. A través del programa Excel se crea una función condicional donde se expresa matemáticamente esta limitación. La función condicional es la siguiente:

- SI Valor $\leq$ x; valor=valor
- SI valor $\geq$ x; valor=x

Siendo:
Valor = dato de PVGIS
x= 60.000kw

Este condicional significa que si el dato de potencia horaria anual obtenido de PVGIS es más pequeño o igual que el valor que tiene de techo esta limitación, que en este caso es de 60.000kw, el resultado es el dato de potencia horaria anual de PVGIS, sin embargo, si el dato de potencia horaria anual obtenido de PVGIS es más grande o igual que el valor que tiene de techo esta limitación que es de 60.000kw, el resultado es 60.000kw, de esta manera se representaría la potencia horaria anual inyectada a red al 60% de Malta, para el cálculo de la potencia horaria anual excedente a red al 60% para Malta solo basta con aplicar la ecuación (6). En la gráfica superior de la figura 76, se aprecia claramente la limitación del 60% en la potencia horaria anual inyectada a red obteniendo una línea plana que corta la gráfica en el valor de 60.000kw.

En esta misma gráfica, se observa que existen más valores de potencia que no llegan al límite con respecto a la limitación del 40%, por otro lado, en la gráfica inferior de la figura 76, la potencia horaria anual excedente a red al 60% ya es reducida, este caso los valores dan resultados superiores a 20.000kw en algunas ocasiones y picos que alcanzan a 25.000kw.



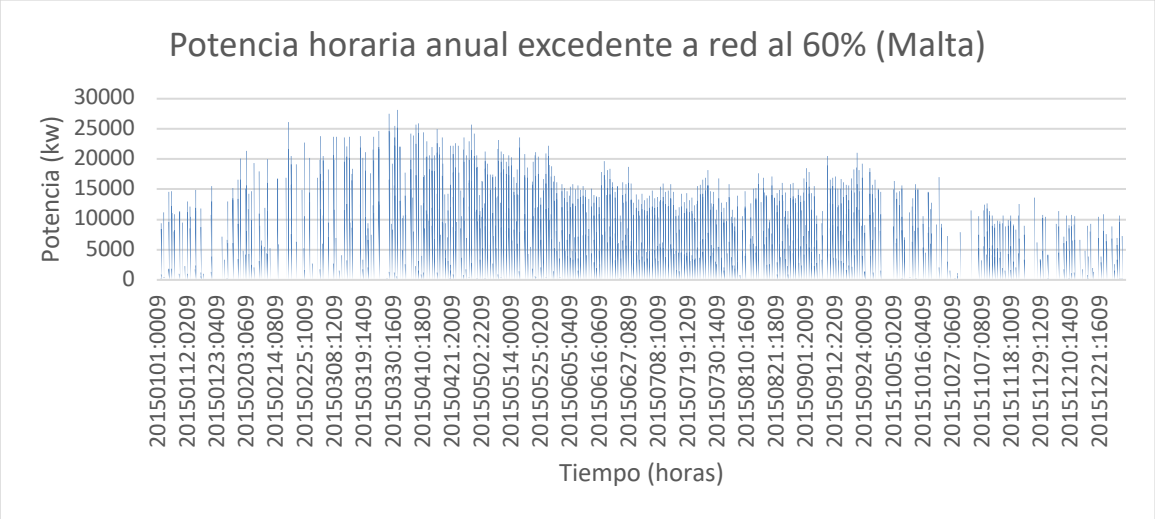


Figura 76: Potencia horaria anual inyectada y potencia horaria anual excedente a red al 60% para Malta. Fuente: Elaboración propia.

En la figura 77 se representa la energía diaria anual inyectada y la energía diaria anual excedente a red al 60%, en el eje horizontal se representa el tiempo en días para todo el año y en el eje vertical se representa la energía.

Para el cálculo de la energía diaria anual inyectada y la energía diaria anual excedente a red al 60% solo basta con aplicar la ecuación 5 en los datos de potencia horaria anual inyectada a red al 60% y en los datos de potencia horaria anual excedente a red al 60% que se han utilizado para representar la figura 76.

En la gráfica superior de la figura 77, se obtienen valores de energía diaria anual inyectada a red al 60% superiores a 500.000kwh en la mayoría de los días, mientras que en la gráfica inferior de la figura 77, se obtienen valores de energía diaria anual excedente a red al 60%, que superan los 80.000kwh para algunos días, alcanzando picos de 100.000kwh en otros días.

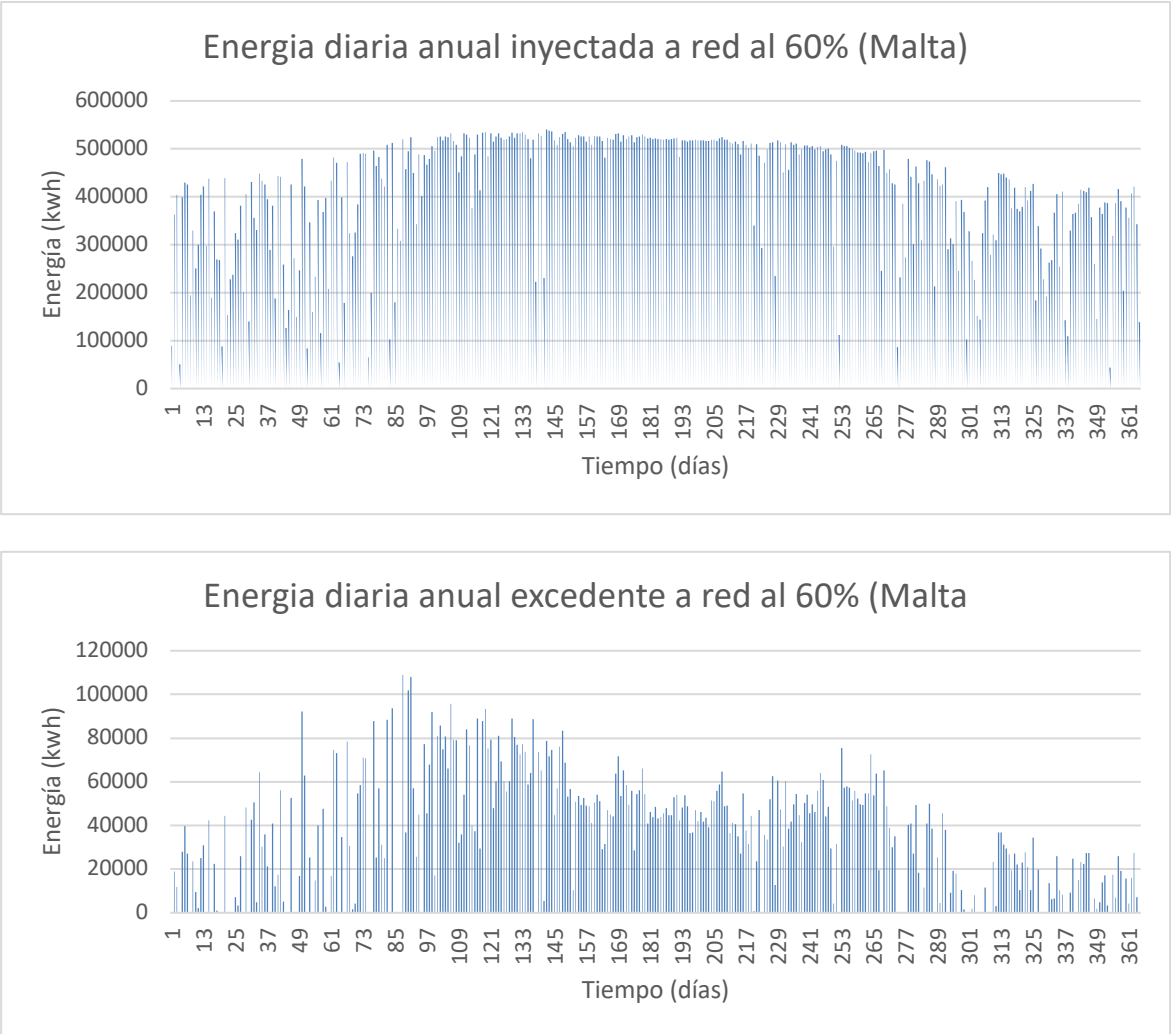


Figura 77: Energía diaria anual inyectada y energía diaria anual excedente a red al 60% para Malta. Fuente: Elaboración propia.

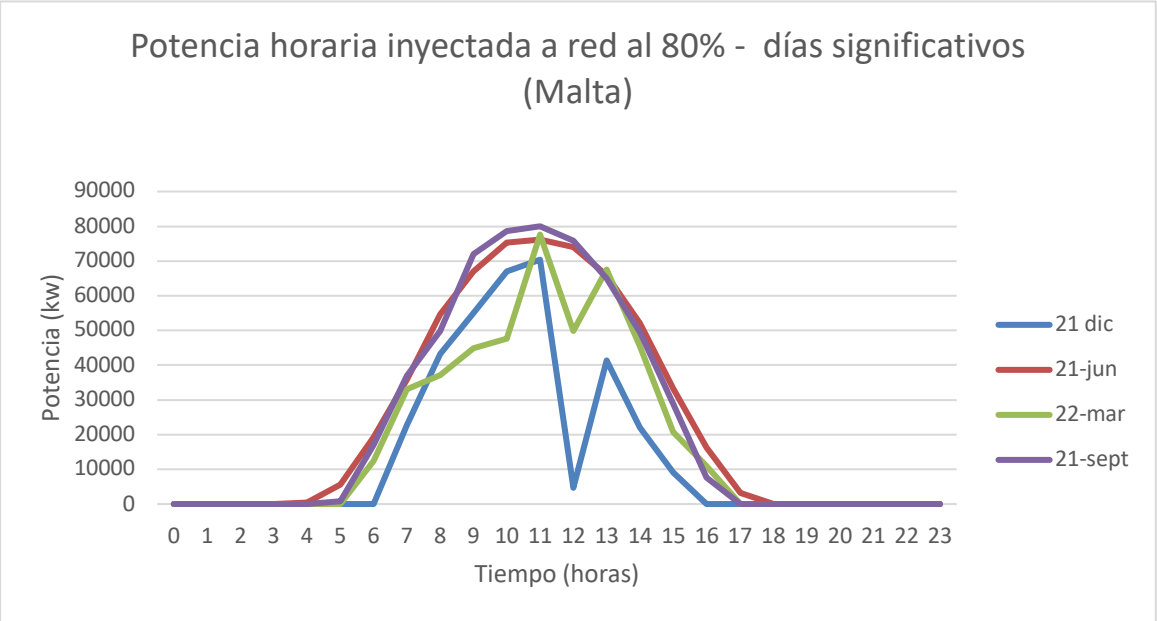
En la figura 78 se representa la potencia horaria inyectada y la potencia horaria excedente a red al 80%, las 4 curvas representadas hacen referencia a los 4 días significativos de Malta. En el eje horizontal se representan las 24 horas del día y en el eje vertical la potencia obtenida para cada hora para los 4 días significativos (22 de marzo, 21 de septiembre, 21 de junio y 21 de diciembre). La potencia horaria para los 4 días más significativos de Malta sin la aplicación de ningún tipo de limitación (figura 62), va a ser la figura base para proceder a realizar esta limitación. A través del programa Excel se crea una función condicional donde se expresa matemáticamente esta limitación. La función condicional es la siguiente:

- SI Valor $\leq$ x; valor = valor
- SI valor $\geq$ x; valor = x

Siendo:
Valor = dato de PVGIS
x = 80.000kw

Este condicional significa que si el dato de potencia horaria anual obtenido de PVGIS es más pequeño o igual que el valor que tiene de techo esta limitación, que en este caso es de 80.000kw, el resultado es el dato de potencia horaria anual de PVGIS, sin embargo, si el dato de potencia horaria anual obtenido de PVGIS es más grande o igual que el valor que tiene de techo esta limitación que es de 80.000kw, el resultado es 80.000kw, de esta manera se representaría la potencia horaria inyectada a red al 80% para los 4 días significativos de Malta, para el cálculo de la potencia horaria excedente a red al 80% para los 4 días significativos de Malta solo basta con aplicar la ecuación (6).

En la gráfica superior de la figura 78, no se aprecia claramente la línea plana cortando la gráfica en el límite, ya que estos días tienen valores de potencia máxima inferiores a 80.000kw, salvo una excepción y es que, aunque no se aprecie con claridad la línea plana de limitación, existe un pico de potencia horaria excedente al 80% para el 21 de septiembre llegando a un máximo de excedente de 1.000kwh aproximadamente



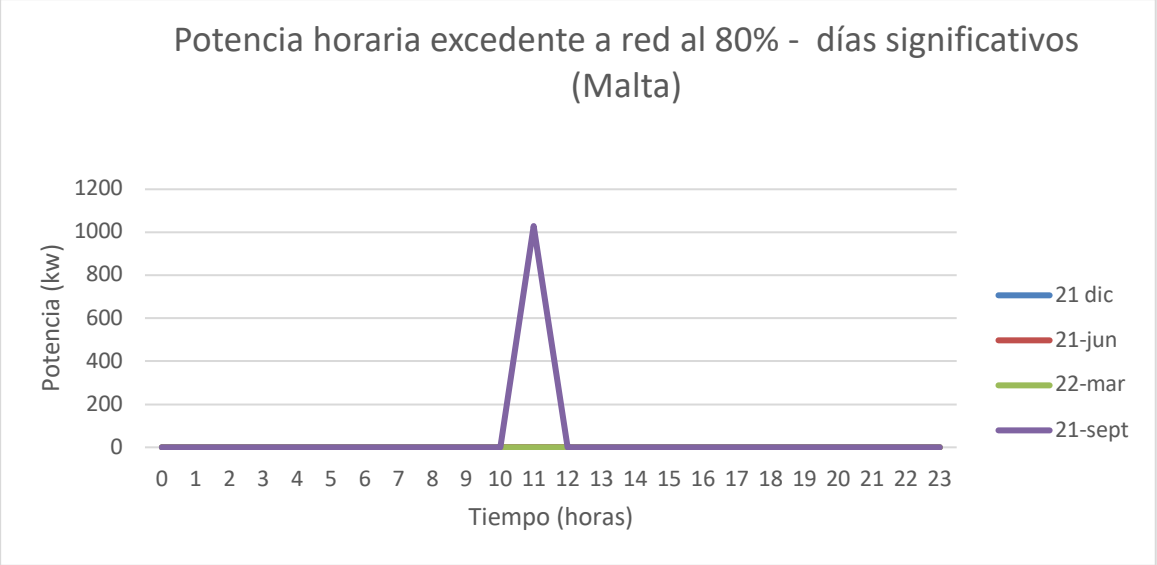


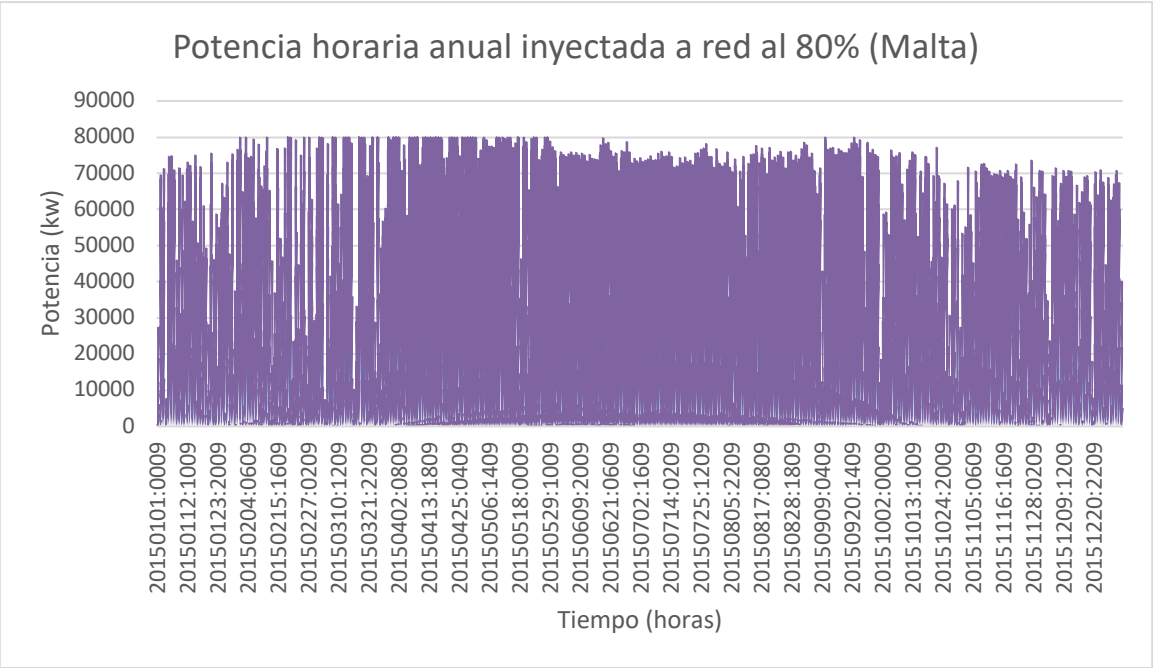
Figura 78: Potencia horaria inyectada y potencia horaria excedente a red al 80% para los días significativos de Malta. Fuente: Elaboración propia.

En la figura 79 se representa la potencia horaria anual inyectada y la potencia horaria anual excedente a red al 80%, en el eje horizontal se representa el tiempo en horas para todo el año y en el eje vertical se representa la potencia. La potencia horaria anual de Malta sin la aplicación de ningún tipo de limitación (figura 67), va a ser la figura base para proceder a realizar esta limitación. A través del programa Excel se crea una función condicional donde se expresa matemáticamente esta limitación. La función condicional es la siguiente:

- SI Valor $\leq$ x; valor=valor
- SI valor $\geq$ x; valor=x

Siendo:
Valor = dato de PVGIS
x= 80.000kw

Este condicional significa que si el dato de potencia horaria anual obtenido de PVGIS es más pequeño o igual que el valor que tiene de techo esta limitación, que en este caso es de 80.000kw, el resultado es el dato de potencia horaria anual de PVGIS, sin embargo, si el dato de potencia horaria anual obtenido de PVGIS es más grande o igual que el valor que tiene de techo esta limitación que es de 80.000kw, el resultado es 80.000kw, de esta manera se representaría la potencia horaria anual inyectada a red al 80% de Malta, para el cálculo de la potencia horaria anual excedente a red al 80% para Malta solo basta con aplicar la ecuación (6). En la gráfica superior de la figura 79 no se aprecia con claridad la línea de limitación del 80%, salvo en algunos valores de potencia entre los meses de febrero y junio, esto es debido a que la mayoría de los valores de la potencia no superan los 80.000kw, por este motivo, también, la potencia horaria anual excedente apenas existe o ahí muy poca, alcanzando valores de 8.000kw como valor máximo en algunas ocasiones, siendo la mayoría de ellos menores en línea general.



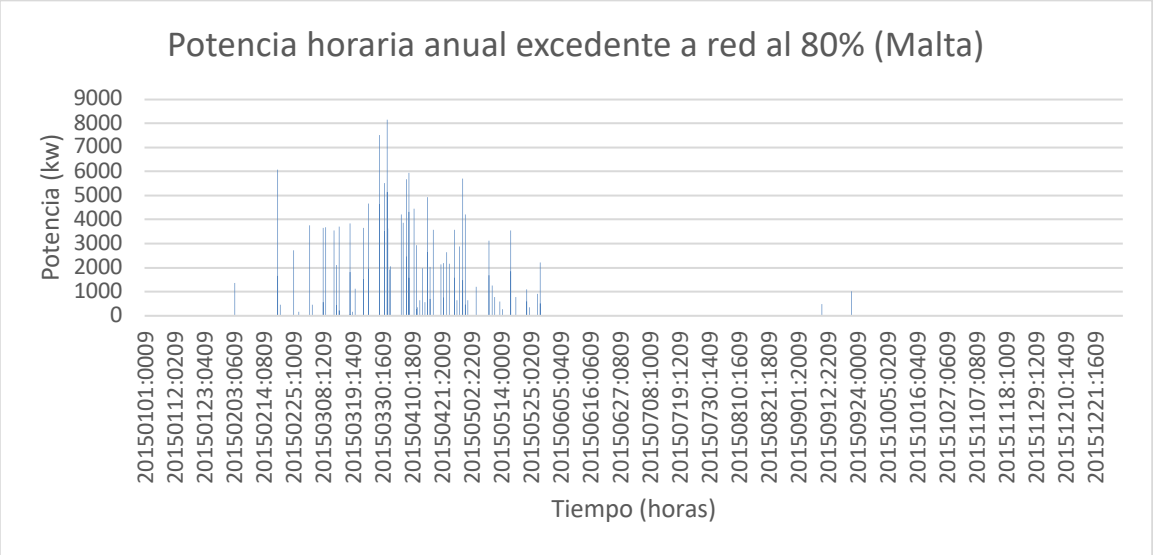


Figura 79: Potencia horaria anual inyectada y potencia horaria anual excedente a red al 80% para Malta. Fuente: Elaboración propia.

En la figura 80 se representa la energía diaria anual inyectada y la energía diaria anual excedente a red al 80%, en el eje horizontal se representa el tiempo en días para todo el año y en el eje vertical se representa la energía.

Para el cálculo de la energía diaria anual inyectada y la energía diaria anual excedente a red al 80% solo basta con aplicar la ecuación 5 en los datos de potencia horaria anual inyectada a red al 80% y en los datos de potencia horaria anual excedente a red al 80% que se han utilizado para representar la figura 79.

En la gráfica superior de la figura 80, se obtienen valores de energía diaria anual inyectada a red al 80% superiores a 600.000kwh en algunos casos, mientras que en la gráfica inferior de la figura 80, se obtienen valores de energía diaria anual excedente a red al 80% muy escasos llegando a los 16.000kwh en ocasiones aisladas, sin embargo, en otros días no se obtienen valores de energía.

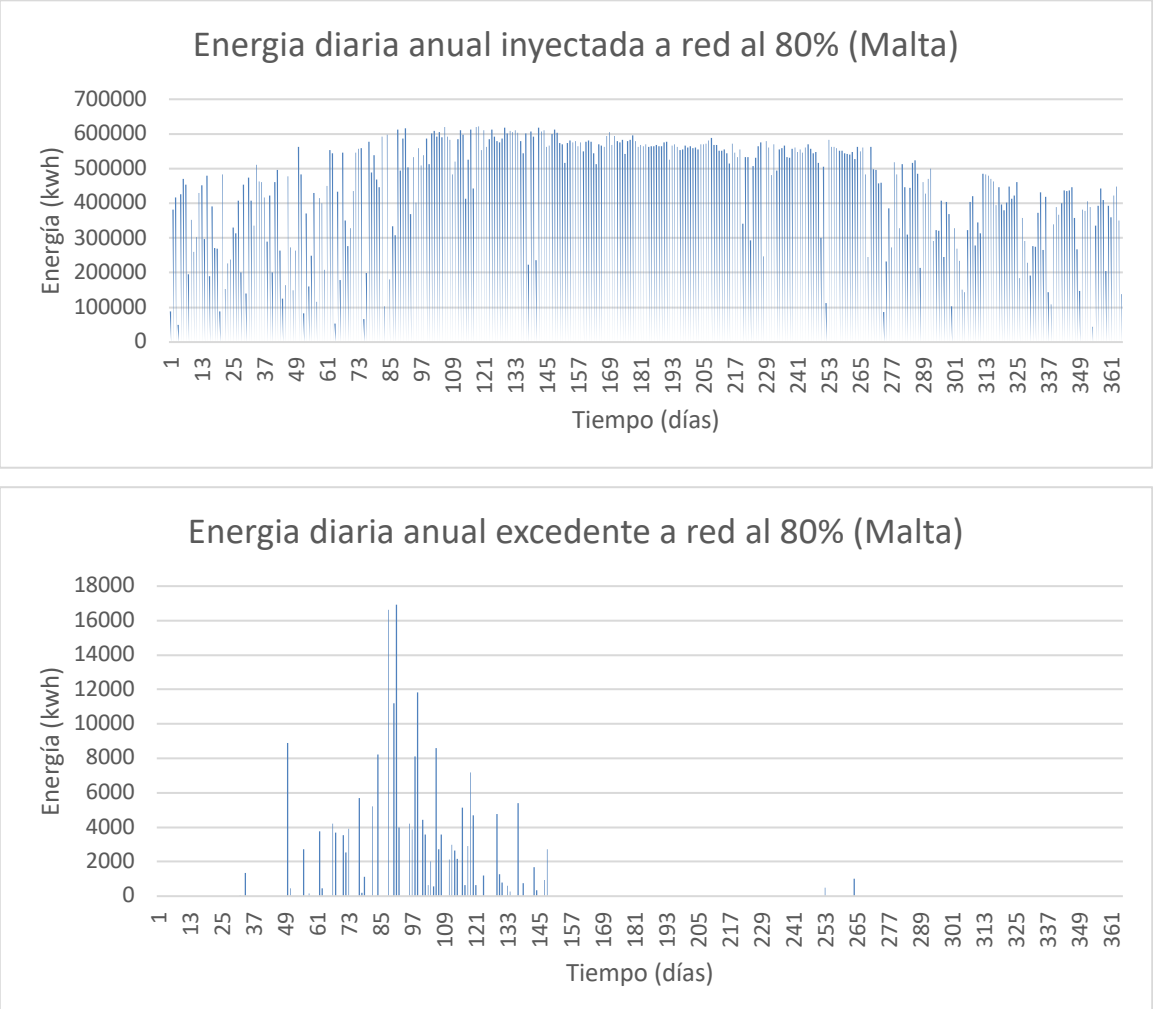


Figura 80: Energía diaria anual inyectada y energía diaria anual excedente a red al 80% para Malta. Fuente: Elaboración propia.

4.3.2. Conjunto de plantas de Europa.

En el conjunto de plantas europeas, se calculan las gráficas siguientes aplicando el sumatorio de todos los datos de cada una de las 12 plantas que forman la red de Europa, formando así las gráficas conjunto de todas ellas.

En la figura 81 se representa la gráfica del conjunto de plantas para la potencia horaria de los 4 días significativos. Las características de la gráfica son las mismas que para la gráfica de la figura 62, la diferencia entre esta gráfica y la gráfica de la figura 62 es la forma de obtener los datos, en este caso se ha llevado a cabo a través de la ecuación 10 y estrictamente para el conjunto de los 4 días más significativos para el conjunto de plantas. Los datos alcanzan valores superiores a 700MW de potencia horaria en algún día.

- $P_{htotal} = \sum_{1}^{12} P_i$ (10)

Siendo:

P_{htotal}= potencia horaria del conjunto de la red

P_i = potencia de cada hora para una planta

i = muestras del día (24 muestras)

n= número de plantas (12 plantas)

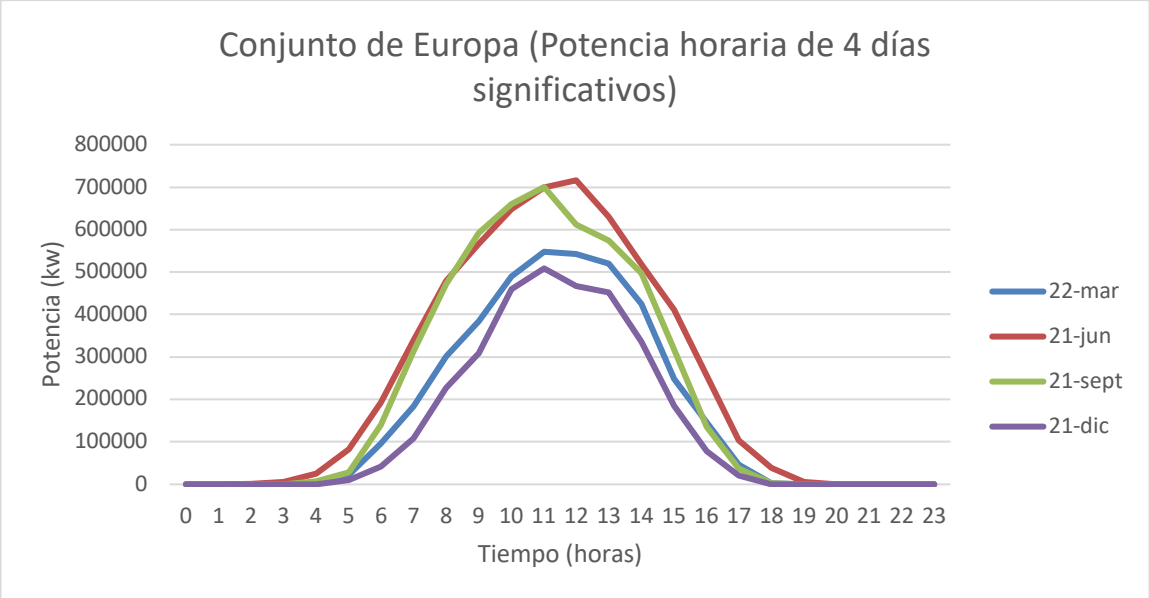


Figura 81: Potencia horaria para el conjunto de Europa de los 4 días significativos para
Fuente: Elaboración propia.

En la figura 82 se representa la gráfica del conjunto de plantas para la potencia horaria anual. La obtención de los datos, se han llevado a cabo siguiendo la ecuación 10, pero en este caso se ha realizado para los 8760 valores de potencia horaria. Se registran potencias horarias anuales superiores a 800MW en algunas ocasiones.

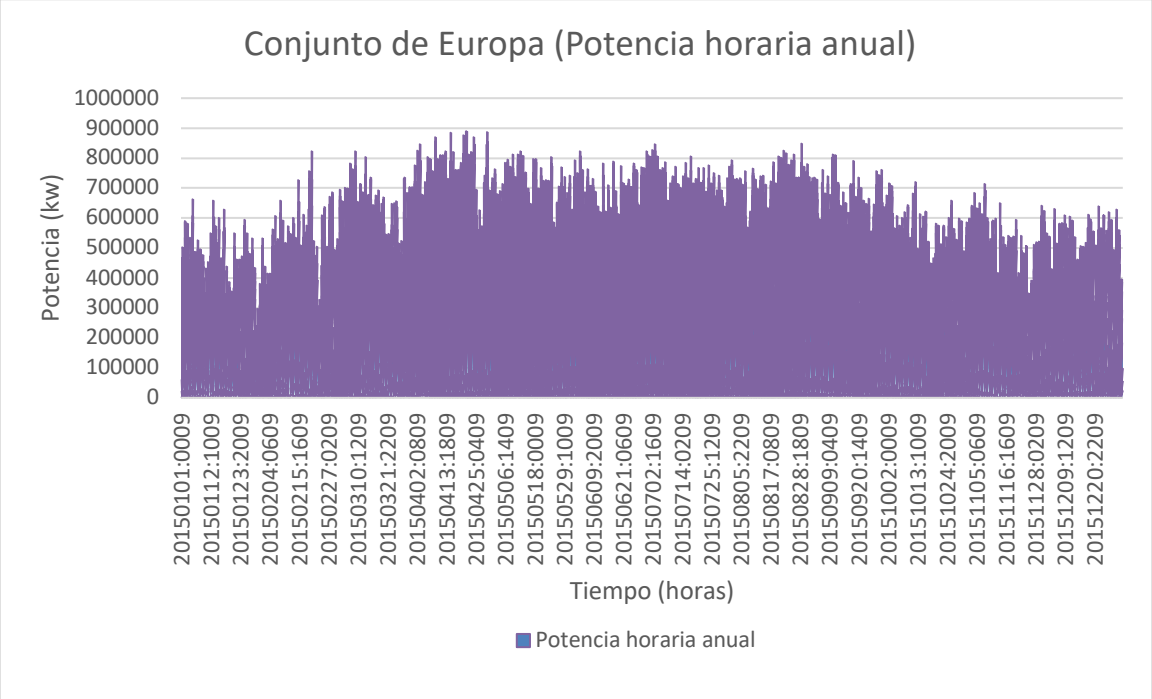


Figura 82: Potencia horaria anual del conjunto de Europa. Fuente: Elaboración propia

En la figura 83 se representa la gráfica del conjunto de plantas para la energía diaria anual. La obtención de los datos de energía diaria, se han llevado a cabo por medio de la ecuación 5, aplicada a los valores de la figura 82, obteniendo estos valores por medio de la ecuación 10. Se registran energías diarias anuales superiores a 6.000MWh.

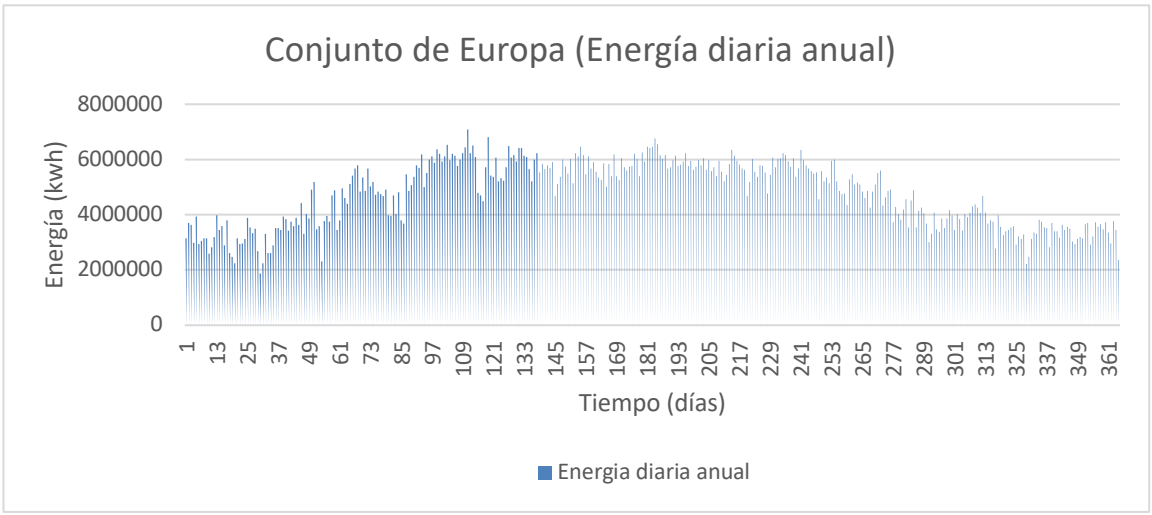


Figura 83: Energía anual del conjunto de Europa. Fuente: Elaboración propia.

En cuanto a las limitaciones para el conjunto de plantas, se tiene que tener en cuenta que, para cada limitación, la potencia máxima inyectada será multiplicada por 12, ya que la red europea la forman 12 plantas, quiere decir esto que por ejemplo en la limitación del 20% que para una planta cualquiera el máximo llegaba a 20.000kw para el conjunto, el máximo inyectado para la limitación del 20% va a tener una cantidad de 240.000kw y así sucesivamente para el resto de limitaciones. Las diferentes gráficas de las limitaciones del conjunto de plantas de la red de Europa, se han desarrollado aplicando la misma función de condicional que se ha aplicado para las gráficas de las limitaciones de Sevilla y Madrid.

Cabe destacar que en estas gráficas de limitaciones para el conjunto de Europa ocurre la misma peculiaridad que se explicó en la figura 38 para el caso del conjunto de plantas andaluzas. El desarrollo de todas las gráficas de limitación para el conjunto de la red, no se han expuesto en este proyecto para optimizar el trabajo, pero hay que puntualizar que en el punto 5.3 del apartado de resultados se encuentran representados los valores de dichas gráficas para las limitaciones.

4.3.3. Horario (UTC) en PVGIS.

PVGIS registra sus datos con el tiempo universal coordinado (UTC) para las tres redes de plantas (Andalucía, España y Europa).

En la realización de las redes de Andalucía y de España apareció una pequeña incógnita y se llegó a pensar que el horario que utilizaba PVGIS era horario solar local, según el horario establecido , sin tener en cuenta el desplazamiento, ya que por ejemplo en el caso de Andalucía para las plantas de Huelva (más al oeste) y Almería (más al este), la hora de máxima potencia que se obtiene es a las 12 de la mañana para las dos plantas, cuando debería de existir una diferencia horaria más significativa entre ellas, para el caso de la red de España también ocurría este hecho. Para comprobar si verdaderamente PVGIS trabaja con horario solar local o, por el contrario, lo hace con horario UTC, en la figura 84, se ha representado las curvas típicas anuales de los países que tienen la misma latitud, que es donde se aprecia el desplazamiento horario. Se ha optado por realzar la curva típica anual para así anual los días nublados y que no haya confusiones a la hora de presentar los resultados.

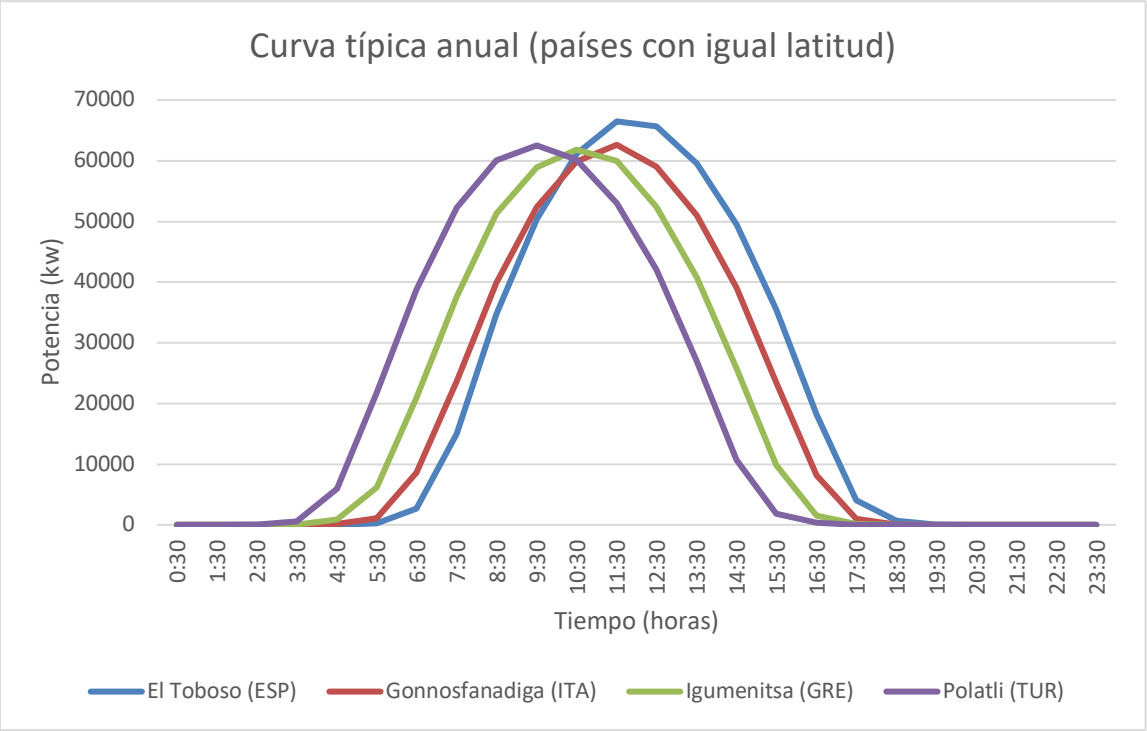


Figura 84: curvas típicas anuales de potencia para países de igual latitud.

Fuente: Elaboración propia.

Como se observa en la figura 84, el sol tiene aproximadamente 12 horas de generación solar al día, en el caso de la red de Europa la hora de máxima potencia no va a coincidir siempre en la misma hora como pasa en Andalucía y en España, ya que las distancias entre las plantas son más significativas que para las demás redes, las potencias máximas de cada planta coincide aproximadamente en el valor de 61.000kwkw, aunque la curva del Toboso queda un poco por encima de las demás, más adelante se dará la explicación de este hecho, la potencia media de cada planta coincide con la potencia media anual de la figura 112 para cada planta, que se encuentra dentro del apartado de resultados.

La curva típica anual para la planta del Toboso en la figura 84, queda un poco por encima de las demás, este hecho ocurre porque en esta localización española existe más irradiancia que en las otras plantas de igual latitud como se puede comprobar en la figura 85 de las curvas típicas anuales de irradiancia.

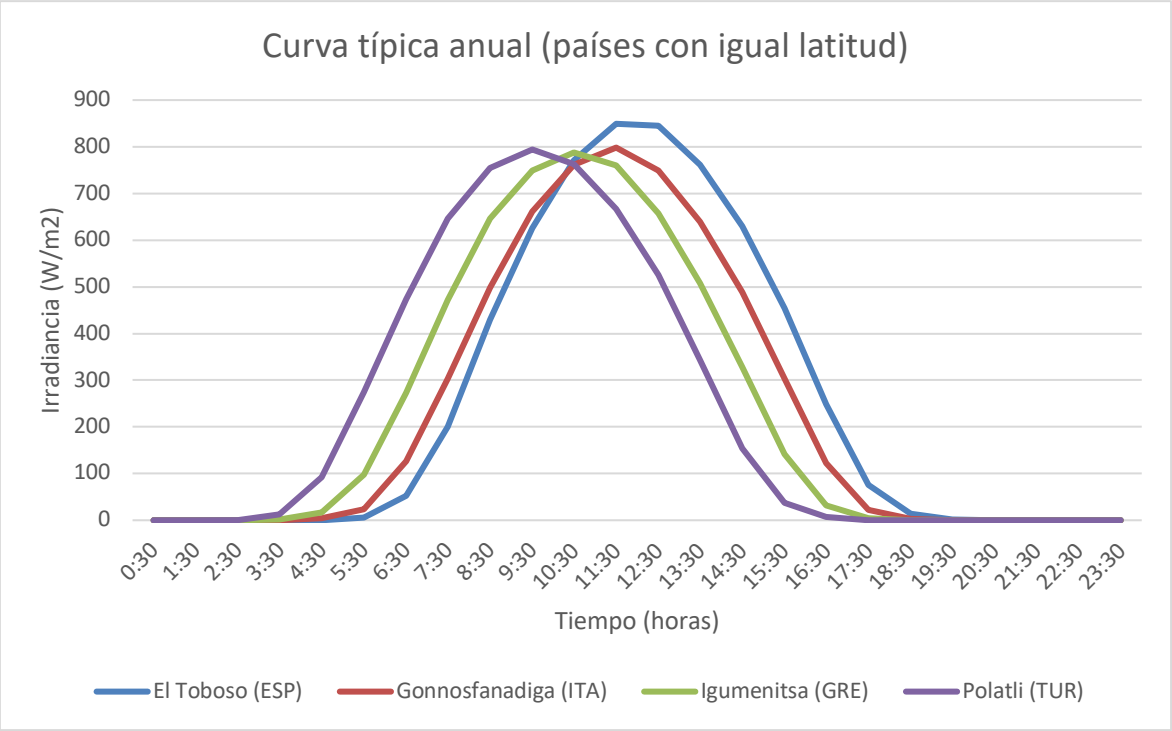


Figura 85: curvas típicas anuales de irradiancias para países de igual latitud. Fuente: Elaboración propia.

La figura 84 muestra los desplazamientos horarios entre una planta y otra como se puede apreciar en el eje horizontal, y por lo tanto se llega a la conclusión de que PVGIS trabaja con horario UTC, que es el horario coordinado con respecto al meridiano de Greenwich. El problema de no apreciar este desplazamiento en Andalucía y España, es por causa de las distancias entre las plantas que es corta y se esta haciendo un muestreo de los datos en cada hora, por lo que el valor de la hora absorbe esa pequeña diferencia, por el contrario, si el muestreo fuera cada minuto, se tendrían muchas más muestras, pero si se identificaría con más detalle esta diferencia horaria en la península. Para el caso de las plantas de Europa, si se consigue apreciar esta diferencia horaria como ocurre en la figura 84, con aproximadamente dos horas de diferencia entre la planta más al oeste (El Toboso) y la planta más al este (Polatli) debido a que las distancias entre las plantas son más grandes que las distancias que existen en las plantas de la red de Andalucía y de España y por este motivo esta distancia entre las plantas hacen que los muestreos que se realizan cada hora permitan ver esta variación.

En la figura 86 se ha representado las curvas típicas anuales para los países de igual latitud, pero para este caso se ha realizado con valores relativos, es decir, en partes por unidad para así poder subsanar el problema de potencia que se tiene en El Toboso ya que ahora en este caso el máximo para todas las curvas es 1. También se ha representado la curva media típica anual para el conjunto de las cuatro plantas (curva negra), lo que va a producir un efecto interesante cuando están las plantas conectadas entre sí, suponiendo que este hecho fuera posible con los países de igual latitud, ocurre que aumenta la cantidad de tiempo disponible para la tecnología fotovoltaica, es decir, amanecerá a una hora determinada y anochecerá a una hora mucho más tarde.

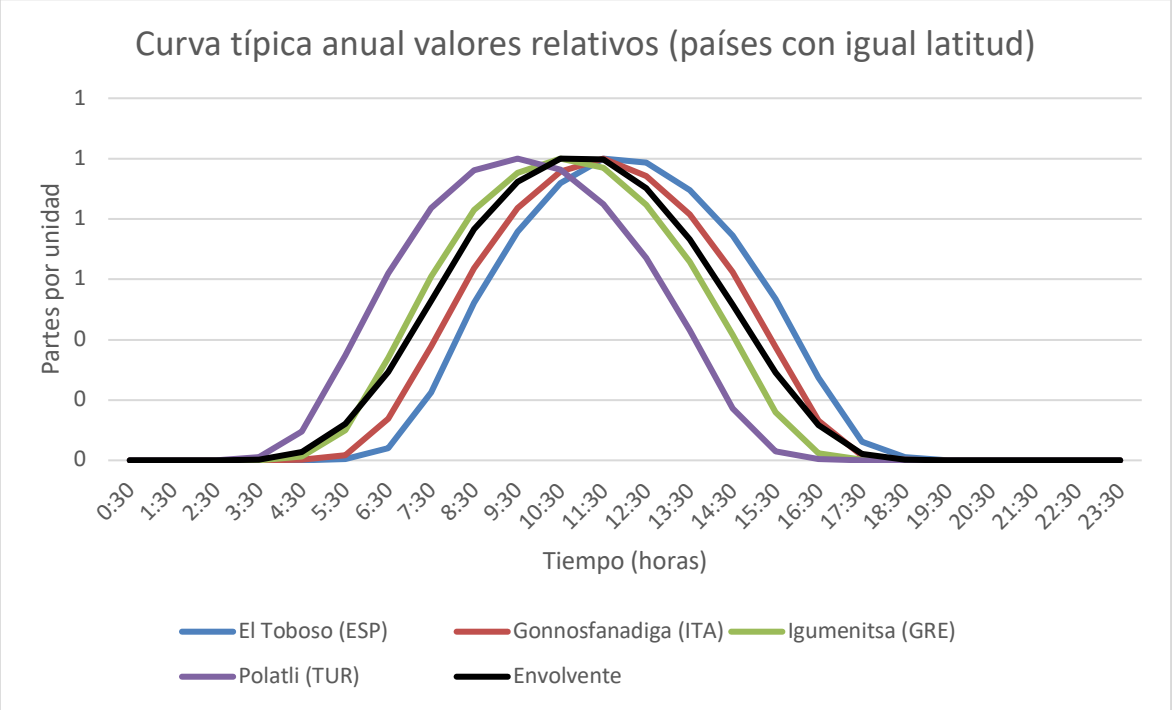


Figura 86: Curvas típicas anuales para los países de igual latitud con valores relativos.

Fuente: Elaboración propia

5. RESULTADOS.

En este apartado se explicarán todos los resultados que se han obtenido para cada una de las redes que forman este proyecto, como es el caso de los porcentajes de las pérdidas por el sombreado del horizonte de cada una de las plantas de cada red, todos los parámetros diarios y anuales más característicos de cada una de las plantas que se han explicado en apartados anteriores para el caso de Sevilla, Madrid y Malta y por último, se representarán y se explicarán los resultados que se han obtenido para cada una de las limitaciones impuestas por el inversor para cada una de las plantas que formen la red y para el conjunto de todas ellas de la misma red.

5.1 Red de Andalucía.

- Pérdidas por el sombreado del horizonte

En la figura 87, se representa cada uno de los porcentajes de las pérdidas por el sombreado del horizonte que se han obtenido para cada una de las plantas de la red de Andalucía.

Ubicaciones (Andalucía)	Pérdidas por el sombreado del horizonte (%)
Lepe	1,88%
Huelva	1,15%
Cádiz	0,60%
Jerez	1,86%
Sevilla	1,69%
Écija	5,07%
Córdoba	3,21%
Antequera	6,10%
Lucena	2,18%
Málaga	9,18%
Jaén	4,07%
Granada	3,07%
Linares	2,08%
Motril	3,99%
El Ejido	2,06%
Almeria	3,60%

Figura 87: Pérdidas por el sombreado del horizonte de cada una de las plantas que forman la red de Andalucía. Fuente: Elaboración propia.

Esta tabla verifica que todas las pérdidas por el sombreado del horizonte para cada una de las plantas son menores del 10%, lo cual indica que todas ellas se encuentran en una ubicación buena, las plantas que presentan porcentajes entre el 2% y el 10%, son porcentajes admisibles, mientras que las que se encuentran por debajo del 2% se puede decir que prácticamente las pérdidas que existen serán despreciables.

- Parámetros característicos diarios y anuales

En la figura 88, se representan todos los parámetros característicos diarios y anuales para cada una de las plantas de la red de Andalucía. En los parámetros característicos diarios están representados los siguientes puntos:

- Número de horas de generación máximo diario anual.
- Número de horas de generación mínimo diario anual.
- Hora de máxima potencia.

Por otro lado, en los parámetros característicos anuales están representados los siguientes puntos:

- Número de horas de generación.
- Potencia máxima anual.
- Potencia media anual.
- Periodos de potencia máxima.
- Periodos valores valle.
- Energía anual.

	Curva característica (diaria)			Curva anual					
Ubicaciones (Andalucía)	Nº horas de generación max diario anual	Nº horas de generación min diario anual	Hora de máxima potencia	Nº horas de generación	P anual máx (Kw)	P anual media (Kw)	Periodos Pmáx	Periodos valores valle	Energia anual (Mwh)
Lepe	14	9	12:09h	4.235	89.681	19.942,803	febrero, marzo,abril	julio	174.698,953
Huelva	14	9	12:09h	4.224	90.176	19.893,240	febrero,marzo	julio	174.264,779
Cádiz	14	9	12:09h	4.217	87.828	19.788,728	marzo,abril	julio,agosto	173.349,259
Jerez	14	9	12:09h	4.223	90.223	19.570,384	marzo,abril	julio	171.436,567
Sevilla	14	9	12:09h	4.224	88.755	19.479,736	marzo, septiembre	junio, julio	170.642,483
Écija	14	9	12:09h	4.207	86.992	19.448,501	enero,marzo	julio	170.368,868
Córdoba	14	9	12:10h	4.193	85.094	19.394,180	febrero	julio	169.893,016
Antequera	14	9	12:09h	4.202	89.705	18.283,059	febrero,marzo	julio	160.159,599
Lucena	14	9	12:09h	4.199	88.433	19.043,325	enero,marzo,abril	julio	166.819,526
Málaga	14	9	12:09h	4.207	89.585	19.612,142	febrero,marzo,abril	julio	171.802,360
Jaén	14	9	12:10h	4.203	87.985	19.092,984	febrero,marzo	julio	167.254,539
Granada	14	9	12:09h	4.196	87.040	19.380,026	febrero,marzo	julio	169.769,026
Linares	15	9	12:10h	4.211	89.507	19.518,483	febrero,marzo	julio	170.981,907
Motril	14	9	12:09h	4.196	89.364	20.249,680	marzo,abril,septiembre	julio	177.387,200
El Ejido	14	9	12:09h	4.180	89.751	19.976,887	febrero, marzo,abril	julio, agosto	174.997,532
Almeria	15	9	12:09h	4.197	90.849	20.232,380	abril,septiembre	julio	177.235,649
								Conjunto	2.741.061,263

Figura 88: Parámetros característicos diarios y anuales para cada una de las plantas de la red de Andalucía. Fuente: Elaboración propia.

De la figura 88 se deduce que: el número de horas de generación máximo y mínimo diario anual esta siendo de 14 y 9 horas respectivamente, la hora de máxima potencia siempre es a las 12:00 horas, no existen ninguna diferencia notable en estos dos parámetros ya que las distancias que distan cada una de las plantas a nivel de Andalucía son relativamente cortas y PVGIS toma valores horarios UTC (tiempo universal coordinado) que es el tiempo por el cual el mundo regula los relojes y el tiempo. Las horas de generación anules giran en torno a 4.100 horas, la potencia máxima gira en torno a los 90.000kw y la potencia media en torno al valor de 19.000kw, variando un poco por arriba y por abajo todos estos valores. Los períodos donde se obtiene más potencia se suelen dar cuando se produce el equinoccio de primavera (alrededor del 20 de marzo) y también en alguna ocasión en el equinoccio de otoño (alrededor del 21 de septiembre), la energía anual para cada planta gira en torno a 170.000Mwh, oscilando este valor más arriba o más abajo. Se obtiene una energía anual de 2.741.061,263Mwh para el conjunto de las 16 plantas de la red de Andalucía.

- Limitaciones impuestas al inversor del 20%, 40%, 60% y 80%

En la figura 89 se representa la energía inyectada a red anual y la energía excedente a red anual al 20%, así como el porcentaje que se obtiene de estas energías sobre el total de energía anual para cada una de las plantas de la red de Andalucía. Esta limitación implicaba tener relativamente menos energía inyectada a red anual con respecto a las demás limitaciones, girando en torno a los 70.000Mwh para cada una de las plantas, y gran cantidad de energía excedente a red anual, siendo de 100.000Mwh aproximadamente para cada una de ellas. Los porcentajes de energía inyectada a red anual y energía excedente a red anual suelen ser aproximadamente del 40% y del 60% respectivamente.

Limitaciones	20%			
Ubicaciones (Andalucía)	Energía inyectada a red (Mwh)	Energía excedente a red (Mwh)	% energía inyectada	% energía excedente
Lepe	69.463,698	105.235,255	39,76%	60,24%
Huelva	69.493,312	104.771,467	39,88%	60,12%
Cádiz	69.614,782	103.734,477	40,16%	59,84%
Jerez	69.789,645	101.646,922	40,71%	59,29%
Sevilla	69.357,713	101.284,770	40,65%	59,35%
Écija	69.576,188	100.792,680	40,84%	59,16%
Córdoba	69.411,352	100.481,664	40,86%	59,14%
Antequera	67.637,841	92.521,758	42,23%	57,77%
Lucena	68.897,941	97.921,585	41,30%	58,70%
Málaga	69.373,636	102.428,724	40,38%	59,62%
Jaén	68.560,820	98.693,719	40,99%	59,01%
Granada	69.205,426	100.563,600	40,76%	59,24%
Linares	69.223,182	101.758,725	40,49%	59,51%
Motril	69.976,633	107.410,567	39,45%	60,55%
El Ejido	69.968,350	105.029,182	39,98%	60,02%
Almeria	70.057,368	107.178,281	39,53%	60,47%

Figura 89: Energía inyectada a red anual y energía excedente a red anual al 20% de cada una de las plantas de la red de Andalucía. Fuente: Elaboración propia.

En la figura 90, se representa la energía inyectada a red anual y la energía excedente a red anual al 20% para el conjunto de plantas de la red de Andalucía, así como el porcentaje que se obtiene de cada una de ellas en relación con el total para el conjunto de plantas de la red de Andalucía. La energía inyectada a red anual para el conjunto de plantas es de 1.109.607,887Mwh, y la energía excedente a red anual es de 1.631.453,376Mwh. Los porcentajes de energía inyectada a red anual y energía excedente a red anual son del 40,48% y del 59,52% respectivamente.

Limitaciones	20%			
Conjunto (Andalucía)	Energía inyectada a red (Mwh)	Energía excedente a red (Mwh)	% energía inyectada	% energía excedente
	1.109.607,887	1.631.453,376	40,48%	59,52%

Figura 90: Energía inyectada a red anual y energía excedente a red anual al 20% del conjunto de plantas que forman la red de Andalucía. Fuente: Elaboración propia.

En la figura 91, se representa la energía inyectada a red anual y la energía excedente a red anual al 40%, así como el porcentaje que se obtiene de estas energías sobre el total de energía anual para cada una de las plantas de la red de Andalucía. En esta limitación la energía inyectada a red anual, gira en torno a los 120.000Mwh aproximadamente para cada una de las plantas, y la energía excedente a red anual es de 50.000Mwh aproximadamente para cada una de ellas variando estos valores un poco por arriba y por abajo. Los porcentajes de energía inyectada a red anual y energía excedente a red anual suelen ser aproximadamente del 70% y del 30% respectivamente.

Limitaciones	40%			
Ubicaciones (Andalucía)	Energía inyectada a red (Mwh)	Energía excedente a red (Mwh)	% energía inyectada	% energía excedente
Lepe	121.145,927	53.553,026	69,35%	30,65%
Huelva	121.604,362	52.660,417	69,78%	30,22%
Cádiz	120.669,178	52.680,081	69,61%	30,39%
Jerez	121.241,921	50.194,646	70,72%	29,28%
Sevilla	120.748,861	49.893,622	70,76%	29,24%
Écija	121.680,753	48.688,115	71,42%	28,58%
Córdoba	120.996,001	48.897,015	71,22%	28,78%
Antequera	115.801,603	44.357,996	72,30%	27,70%
Lucena	119.572,064	47.247,462	71,68%	28,32%
Málaga	120.539,641	51.262,719	70,16%	29,84%
Jaén	119.430,464	47.824,075	71,41%	28,59%
Granada	120.684,276	49.084,750	71,09%	28,91%
Linares	120.823,065	50.158,842	70,66%	29,34%
Motril	122.697,310	54.689,890	69,17%	30,83%
El Ejido	123.282,947	51.714,585	70,45%	29,55%
Almeria	122.973,091	54.262,558	69,38%	30,62%

Figura 91: Energía inyectada a red anual y energía excedente a red anual al 40% de cada una de las plantas de la red de Andalucía. Fuente: Elaboración propia.

En la figura 92, se representa la energía inyectada a red anual y la energía excedente a red anual al 40% para el conjunto de plantas de la red de Andalucía, así como el porcentaje que se obtiene de cada una de ellas en relación con el total para el conjunto de plantas de la red de Andalucía. La energía inyectada a red anual para el conjunto de plantas es de 1.933.891,464Mwh, y la energía excedente a red anual es de 807.169,799Mwh. Los porcentajes de energía inyectada a red anual y energía excedente a red anual son del 70,55% y del 29,45% respectivamente.

Limitaciones	40%			
Conjunto (Andalucía)	Energía inyectada a red (Mwh)	Energía excedente a red (Mwh)	% energía inyectada	% energía excedente
	1.933.891,464	807.169,799	70,55%	29,45%

Figura 92: Energía inyectada a red anual y energía excedente a red anual al 40% del conjunto de plantas que forman la red de Andalucía. Fuente: Elaboración propia.

En la figura 93, se representa la energía inyectada a red anual y la energía excedente a red anual al 60%, así como el porcentaje que se obtiene de estas energías sobre el total de energía anual para cada una de las plantas de la red de Andalucía. En esta limitación la energía inyectada a red anual, gira en torno a los 160.000Mwh aproximadamente, variando por arriba y por abajo este valor, para cada una de las plantas, y la energía excedente a red anual se encuentra entre los 12.000 y 16.000Mwh aproximadamente para cada una de ellas. Los porcentajes de energía inyectada a red anual y energía excedente a red anual suelen ser aproximadamente del 90% y entre el 7% y 8% respectivamente.

Limitaciones	60%			
Ubicaciones (Andalucía)	Energía inyectada a red (Mwh)	Energía excedente a red (Mwh)	% energía inyectada	% energía excedente
Lepe	157.994,783	16.704,170	90,44%	9,56%
Huelva	158.499,794	15.764,985	90,95%	9,05%
Cádiz	156.814,605	16.534,654	90,46%	9,54%
Jerez	157.291,729	14.144,838	91,75%	8,25%
Sevilla	156.793,764	13.848,719	91,88%	8,12%
Écija	157.438,254	12.930,614	92,41%	7,59%
Córdoba	156.913,864	12.979,152	92,36%	7,64%
Antequera	147.874,099	12.285,500	92,33%	7,67%
Lucena	154.461,322	12.358,204	92,59%	7,41%
Málaga	156.095,842	15.706,518	90,86%	9,14%
Jaén	154.385,252	12.869,287	92,31%	7,69%
Granada	156.083,832	13.685,194	91,94%	8,06%
Linares	157.184,647	13.797,260	91,93%	8,07%
Motril	160.052,113	17.335,087	90,23%	9,77%
El Ejido	160.699,384	14.298,148	91,83%	8,17%
Almeria	160.534,566	16.701,083	90,58%	9,42%

Figura 93.: Energía inyectada a red anual y energía excedente a red anual al 60% de cada una de las plantas de la red de Andalucía. Fuente: Elaboración propia.

En la figura 94, se representa la energía inyectada a red anual y la energía excedente a red anual al 60% para el conjunto de plantas de la red de Andalucía, así como el porcentaje que se obtiene de cada una de ellas en relación con el total para el conjunto de plantas de la red de Andalucía. La energía inyectada a red anual para el conjunto de plantas es de 2.509.117,850Mwh, y la energía excedente a red anual es de 231.943,413Mwh. Los porcentajes de energía inyectada a red anual y energía excedente a red anual son del 91,54% y del 8,46% respectivamente.

Limitaciones	60%			
Conjunto (Andalucía)	Energía inyectada a red (Mwh)	Energía excedente a red (Mwh)	% energía inyectada	% energía excedente
	2.509.117,850	231.943,413	91,54%	8,46%

Figura 94: Energía inyectada a red anual y energía excedente a red anual al 60% del conjunto de plantas que forman la red de Andalucía. Fuente: Elaboración propia.

En la figura 95, se representa la energía inyectada a red anual y la energía excedente a red anual al 80%, así como el porcentaje que se obtiene de estas energías sobre el total de energía anual para cada una de las plantas de la red de Andalucía. En esta limitación la energía inyectada a red anual, gira entre 160.000 y 180.000Mwh aproximadamente para cada una de las plantas, y la energía excedente a red anual se encuentra entre los 100 y 500Mwh aproximadamente para cada una de ellas. Los porcentajes de energía inyectada a red anual y energía excedente a red anual suelen ser aproximadamente del 99% y entre el 0% y 1% respectivamente.

Limitaciones	80%			
Ubicaciones (Andalucía)	Energía inyectada a red (Mwh)	Energía excedente a red (Mwh)	% energía inyectada	% energía excedente
Lepe	174.391,615	307,338	99,82%	0,18%
Huelva	174.066,727	198,052	99,89%	0,11%
Cádiz	173.017,965	331,294	99,81%	0,19%
Jerez	171.251,121	185,446	99,89%	0,11%
Sevilla	170.527,602	114,881	99,93%	0,07%
Écija	170.271,941	96,927	99,94%	0,06%
Córdoba	169.826,509	66,507	99,96%	0,04%
Antequera	160.003,308	156,291	99,90%	0,10%
Lucena	166.694,598	124,928	99,93%	0,07%
Málaga	171.446,374	355,986	99,79%	0,21%
Jaén	167.152,772	101,767	99,94%	0,06%
Granada	169.666,854	102,172	99,94%	0,06%
Linares	170.833,869	148,038	99,91%	0,09%
Motril	176.909,271	477,929	99,73%	0,27%
El Ejido	174.779,309	218,223	99,88%	0,12%
Almeria	176.840,376	395,273	99,78%	0,22%

Figura 95: Energía inyectada a red anual y energía excedente a red anual al 80% de cada una de las plantas de la red de Andalucía. Fuente: Elaboración propia.

En la figura 96, se representa la energía inyectada a red anual y la energía excedente a red anual al 80% para el conjunto de plantas de la red de Andalucía, así como el porcentaje que se obtiene de cada una de ellas en relación con el total para el conjunto de plantas de la red de Andalucía. La energía inyectada a red anual para el conjunto de plantas es de 2.737.680,211Mwh, y la energía excedente a red anual es de 3.381,052Mwh. Los porcentajes de energía inyectada a red anual y energía excedente a red anual son del 99,88% y del 0,12% respectivamente.

Limitaciones	80%			
Conjunto (Andalucía)	Energía inyectada a red (Mwh)	Energía excedente a red (Mwh)	% energía inyectada	% energía excedente
	2.737.680,211	3.381,052	99,88%	0,12%

Figura 96: Energía inyectada a red anual y energía excedente a red anual al 80% del conjunto de plantas que forman la red de Andalucía. Fuente: Elaboración propia.

En las figuras 97 y 98, se representan las gráficas de las diferentes limitaciones que se han diseñado en este proyecto para Sevilla y para el conjunto de plantas de la red de Andalucía.

En el eje horizontal se representan los distintos porcentajes de limitaciones que se han diseñado para el inversor (20%, 40%, 60% y 80%) y en el eje vertical se representa la energía en tanto por ciento. La curva azul, representa la energía inyectada a red y la curva roja, la energía excedente a red.

Se observa un comportamiento casi lineal en la línea de energía inyectada, hasta que llega a la limitación del 60% a partir de la cual la cantidad de energía inyectada es casi su totalidad, mientras que la cantidad de energía para almacenar en la línea de energía excedente a partir de la limitación del 60%, se consideraría muy pequeña como se observa en las gráficas. Se observa como si se limita hasta el 80% el excedente que existe es muy pequeño, por lo que no se perdería gran cantidad de energía. Si se quiere tener por ejemplo almacenamiento de energía, se debería limitar del 60% hacia abajo, ya que del 60% para arriba habría muy poca energía para almacenar.

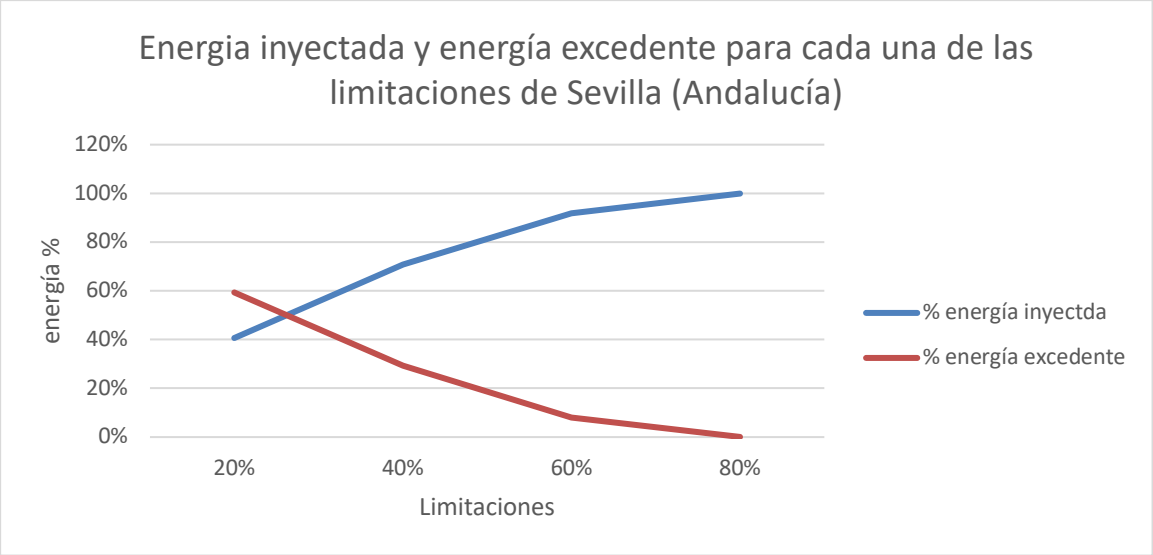


Figura 97: Gráfica de las limitaciones para Sevilla.

Fuente: Elaboración propia.

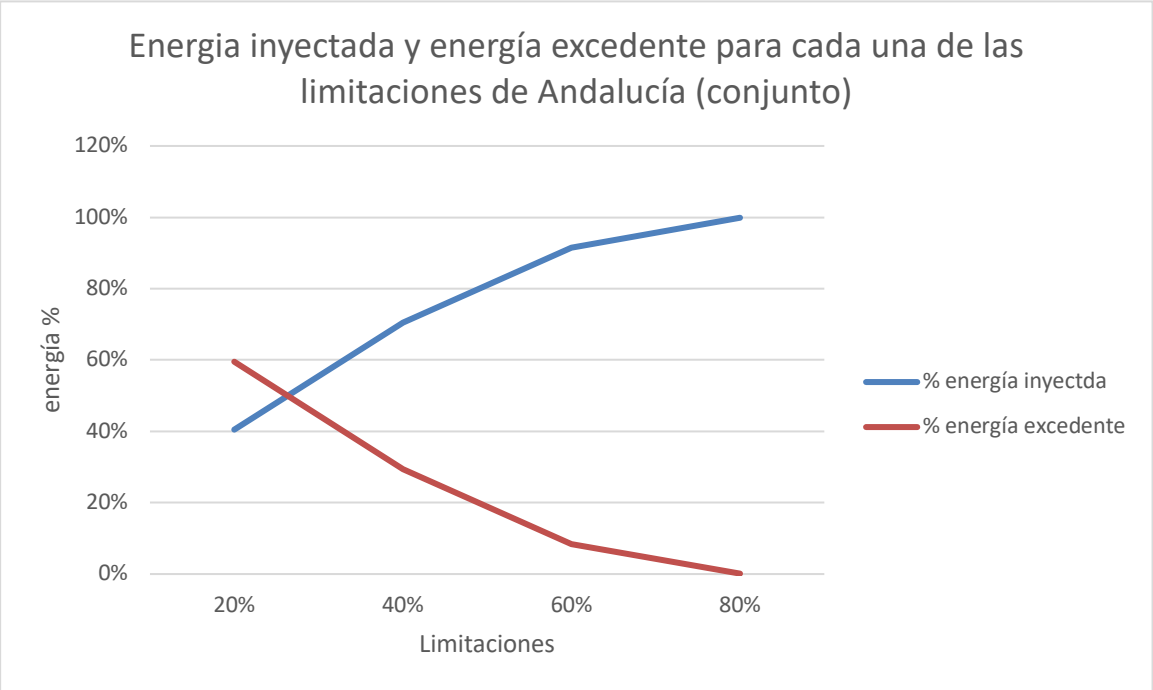


Figura 98: Gráfica de las limitaciones para el conjunto de plantas andaluzas.

Fuente: Elaboración propia.

5.2 Red de España.

- Pérdidas por el sombreado del horizonte

En la figura 99, se representa cada uno de los porcentajes de las pérdidas por el sombreado del horizonte que se han obtenido para cada una de las plantas de la red de España.

Ubicaciones (España)	Pérdidas por el sombreado del horizonte (%)
Huelva	1,15%
Badajoz	1,82%
Cáceres	1,60%
Sevilla	1,69%
Córdoba	3,21%
Málaga	9,18%
Toledo	1,83%
C.Real	1,33%
Madrid	1,71%
Granada	3,07%
Almeria	3,60%
Albacete	0,99%
Murcia	4,39%
Cartagena	1,87%
Valencia	1,79%
Castellón	4,35%

Figura 99: Pérdidas por el sombreado del horizonte de cada una de las plantas que forman la red de España. Fuente: Elaboración propia.

Esta tabla verifica que todas las pérdidas por el sombreado del horizonte para cada una de las plantas son menores del 10%, lo cual indica que todas ellas se encuentran en una ubicación buena, las plantas que presentan porcentajes entre el 2% y el 10%, son porcentajes admisibles, mientras que las que se encuentran por debajo del 2% se puede decir que prácticamente las pérdidas que existen serán despreciables.

- Parámetros característicos diarios y anuales

En la figura 100, se representan todos los parámetros característicos diarios y anuales para cada una de las plantas de la red de España. En los parámetros característicos diarios están representados los siguientes puntos:

- Número de horas de generación máximo diario anual.
- Número de horas de generación mínimo diario anual.
- Hora de máxima potencia.

Por otro lado, en los parámetros característicos anuales están representados los siguientes puntos:

- Número de horas de generación.
- Potencia máxima anual.
- Potencia media anual.
- Periodos de potencia máxima.
- Periodos valores valle.
- Energía anual.

	Curva característica (diaria)			Curva anual					
Ubicaciones (España)	Nº horas de generación max diario anual	Nº horas de generación min diario anual	Hora de máxima potencia	Nº horas de generación	P anual máx (Kw)	P anual media (Kw)	Periodos Pmáx	Periodos valores valle	Energía anual (Mwh)
Huelva	14	9	12:09h	4.224	90.176	19.893,240	febrero,marzo	julio	174.264,779
Badajoz	14	9	12:10h	4.221	92.212	18.570,270	marzo	julio	162.675,566
Cáceres	14	9	12:10h	4.219	91.049	18.819,986	febrero,marzo	julio	164.863,076
Sevilla	14	9	12:09h	4.224	88.755	19.479,736	marzo	julio	170.642,483
Córdoba	14	9	12:10h	4.193	85.094	19.394,180	febrero	julio	169.893,016
Málaga	14	9	12:09h	4.207	89.585	19.612,142	febrero,marzo,abril	julio	171.802,360
Toledo	15	9	12:10h	4.224	87.575	19.323,052	febrero,marzo	julio	169.269,936
C.Real	15	9	12:10h	4.210	91.604	19.348,712	febrero,marzo	julio, agosto	169.494,714
Madrid	15	9	12:10h	4.211	92.315	19.363,987	febrero,marzo	julio	169.628,526
Granada	14	9	12:09h	4.196	87.040	19.380,026	febrero,marzo	julio	169.769,026
Almeria	15	9	12:09h	4.197	90.849	20.232,380	abril,septiembre	julio	177.235,649
Albacete	15	9	12:10h	4.235	93.414	19.168,846	febrero,marzo	julio	167.919,090
Murcia	15	9	12:10h	4.222	90.011	19.024,869	febrero,marzo	julio	166.657,850
Cartagena	15	9	12:10h	4.210	90.087	19.305,407	febrero,marzo	julio	169.115,369
Valencia	15	9	12:10h	4.238	87.787	18.527,781	febrero, marzo	julio	162.303,358
Castellón	15	9	12:10h	4.229	87.071	18.539,251	febrero,marzo	julio	162.403,840
								Conjunto	2.697.938,638

Figura 100.: Parámetros característicos diarios y anuales para cada una de las plantas de la red de España. Fuente: Elaboración propia.

De la figura 100 se deduce que: el número de horas de generación máximo y mínimo diario anual esta siendo de (14 a 15) y 9 horas respectivamente, la hora de máxima potencia siempre es a las 12:00 horas, no existen ninguna diferencia notable en estos dos parámetros ya que las distancias que distan cada una de las plantas a nivel de España son relativamente cortas y PVGIS toma valores horarios UTC (tiempo universal coordinado) que es el tiempo por el cual el mundo regula los relojes y el tiempo. Las horas de generación anules giran en torno a los 4.200 horas, la potencia máxima gira en torno a los 90.000kw y la potencia media en torno al valor de 19.000kw, variando un poco por arriba y por abajo estos valores, los períodos donde se obtiene más potencia se suelen dar cuando se produce el equinoccio de primavera (alrededor del 20 de marzo) y también en alguna ocasión en el equinoccio de otoño (alrededor del 21 de septiembre), la energía anual para cada planta gira en torno a los 170.000Mwh obteniéndose una energía anual de 2.697.938,638Mwh para el conjunto de las 16 plantas de la red de España.

- Limitaciones impuestas al inversor del 20%, 40%, 60% y 80%

En la figura 101 se representa la energía inyectada a red anual y la energía excedente a red anual al 20%, así como el porcentaje que se obtiene de estas energías sobre el total de energía anual para cada una de las plantas de la red de España. Esta limitación implica tener relativamente menos energía inyectada a red anual con respecto a las demás limitaciones, girando en torno a los 69.000Mwh para cada una de las plantas, y gran cantidad de energía excedente a red anual, siendo de 100.000Mwh aproximadamente para cada una de ellas, variando los datos anteriores más arriba o más a bajo para cada instilación Los porcentajes de energía inyectada a red anual y energía excedente a red anual suelen ser aproximadamente del 40% y del 60% respectivamente.

Limitaciones	20%			
Ubicaciones (España)	Energía inyectada a red (Mwh)	Energía excedente a red (Mwh)	% energía inyectada	% energía excedente
Huelva	69.493,312	104.771,467	39,88%	60,12%
Badajoz	68.407,699	94.267,867	42,05%	57,95%
Cáceres	68.541,521	96.321,555	41,57%	58,43%
Sevilla	69.357,713	101.284,770	40,65%	59,35%
Córdoba	69.411,352	100.481,664	40,86%	59,14%
Málaga	69.373,636	102.428,724	40,38%	59,62%
Toledo	69.172,479	100.097,457	40,87%	59,13%
C.Real	69.249,172	100.245,542	40,86%	59,14%
Madrid	68.513,290	101.115,236	40,39%	59,61%
Granada	69.205,426	100.563,600	40,76%	59,24%
Almeria	70.057,368	107.178,281	39,53%	60,47%
Albacete	68.396,882	99.522,208	40,73%	59,27%
Murcia	68.810,753	97.847,097	41,29%	58,71%
Cartagena	69.308,532	99.806,837	40,98%	59,02%
Valencia	67.370,777	94.932,581	41,51%	58,49%
Castellón	66.896,162	95.507,678	41,19%	58,81%

Figura101: Energía inyectada a red anual y energía excedente a red anual al 20% de cada una de las plantas de la red de España. Fuente: Elaboración propia.

En la figura 102 se representa la energía inyectada a red anual y la energía excedente a red anual al 20% para el conjunto de plantas de la red de España, así como el porcentaje que se obtiene de cada una de ellas en relación con el total para el conjunto de plantas de la red de España. La energía inyectada a red anual para el conjunto de plantas es de 1.101.566,074Mwh, y la energía excedente a red anual es de 1.596.372,564Mwh. Los porcentajes de energía inyectada a red anual y energía excedente a red anual al 20% son del 40,83% y del 59,17% respectivamente.

Limitaciones	20%			
Conjunto (España)	Energía inyectada a red (Mwh)	Energía excedente a red (Mwh)	% energía inyectada	% energía excedente
	1.101.566,074	1.596.372,564	40,83%	59,17%

Figura 102: Energía inyectada a red anual y energía excedente a red anual al 20% del conjunto de plantas que forman la red de España. Fuente: Elaboración propia.

En la figura 103 se representa la energía inyectada a red anual y la energía excedente a red anual al 40%, así como el porcentaje que se obtiene de estas energías sobre el total de energía anual para cada una de las plantas de la red de España. En esta limitación la energía inyectada a red anual, gira en torno a los 120.000Mwh aproximadamente para cada una de las plantas, y la energía excedente a red anual es de 50.000Mwh aproximadamente para cada una de ellas, variando por arriba y por abajo un poco los valores anteriores. Los porcentajes de energía inyectada a red anual y energía excedente a red anual suelen ser aproximadamente del 70% y del 30% respectivamente.

Limitaciones	40%			
Ubicaciones (España)	Energía inyectada a red (Mwh)	Energía excedente a red (Mwh)	% energía inyectada	% energía excedente
Huelva	121.604,362	52.660,417	69,78%	30,22%
Badajoz	117.235,779	45.439,787	72,07%	27,93%
Cáceres	117.880,226	46.982,850	71,50%	28,50%
Sevilla	120.748,861	49.893,622	70,76%	29,24%
Córdoba	120.996,001	48.897,015	71,22%	28,78%
Málaga	120.539,641	51.262,719	70,16%	29,84%
Toledo	119.920,293	49.349,643	70,85%	29,15%
C.Real	120.290,571	49.204,143	70,97%	29,03%
Madrid	119.534,295	50.094,231	70,47%	29,53%
Granada	120.684,276	49.084,750	71,09%	28,91%
Almeria	122.973,091	54.262,558	69,38%	30,62%
Albacete	118.599,337	49.319,753	70,63%	29,37%
Murcia	119.231,952	47.425,898	71,54%	28,46%
Cartagena	120.536,324	48.579,045	71,27%	28,73%
Valencia	116.300,688	46.002,670	71,66%	28,34%
Castellón	115.494,916	46.908,924	71,12%	28,88%

Figura 103: Energía inyectada a red anual y energía excedente a red anual al 40% de cada una de las plantas de la red de España. Fuente: Elaboración propia.

En la figura 104 se representa la energía inyectada a red anual y la energía excedente a red anual al 40% para el conjunto de plantas de la red de España, así como el porcentaje que se obtiene de cada una de ellas en relación con el total para el conjunto de plantas de la red de España. La energía inyectada a red anual para el conjunto de plantas es de 1.912.570,613Mwh, y la energía excedente a red anual es de 785.368,025Mwh. Los porcentajes de energía inyectada a red anual y energía excedente a red anual son del 70,89% y del 29,11% respectivamente.

Limitaciones	40%			
Conjunto (España)	Energía inyectada a red (Mwh)	Energía excedente a red (Mwh)	% energía inyectada	% energía excedente
	1.912.570,613	785.368,025	70,89%	29,11%

Figura 104: Energía inyectada a red anual y energía excedente a red anual al 40% del conjunto de plantas que forman la red de España. Fuente: Elaboración propia.

En la figura 105 se representa la energía inyectada a red anual y la energía excedente a red anual al 60%, así como el porcentaje que se obtiene de estas energías sobre el total de energía anual para cada una de las plantas de la red de España. En esta limitación la energía inyectada a red anual, gira en torno a los 160.000Mwh aproximadamente para cada una de las plantas, y la energía excedente a red anual se encuentra entre los 12.000 y 16.000Mwh aproximadamente para cada una de ellas, variando estos valores por arriba y por abajo. Los porcentajes de energía inyectada a red anual y energía excedente a red anual suelen ser aproximadamente del 90% y entre el 7% y 8% respectivamente.

Limitaciones	60%			
Ubicaciones (España)	Energía inyectada a red (Mwh)	Energía excedente a red (Mwh)	% energía inyectada	% energía excedente
Huelva	158.499,794	15.764,985	90,95%	9,05%
Badajoz	150.343,524	12.332,042	92,42%	7,58%
Cáceres	151.595,879	13.267,197	91,95%	8,05%
Sevilla	156.793,764	13.848,719	91,88%	8,12%
Córdoba	156.913,864	12.979,152	92,36%	7,64%
Málaga	156.095,842	15.706,518	90,86%	9,14%
Toledo	155.046,515	14.223,421	91,60%	8,40%
C.Real	155.418,299	14.076,415	91,70%	8,30%
Madrid	155.110,862	14.517,664	91,44%	8,56%
Granada	156.083,832	13.685,194	91,94%	8,06%
Almeria	160.534,566	16.701,083	90,58%	9,42%
Albacete	153.387,248	14.531,842	91,35%	8,65%
Murcia	154.175,705	12.482,145	92,51%	7,49%
Cartagena	155.357,783	13.757,586	91,86%	8,14%
Valencia	149.838,793	12.464,565	92,32%	7,68%
Castellón	149.137,739	13.266,101	91,83%	8,17%

Figura 105: Energía inyectada a red anual y energía excedente a red anual al 60% de cada una de las plantas de la red de España. Fuente: Elaboración propia.

En la figura 106 se representa la energía inyectada a red anual y la energía excedente a red anual al 60% para el conjunto de plantas de la red de España, así como el porcentaje que se obtiene de cada una de ellas en relación con el total para el conjunto de plantas de la red de España. La energía inyectada a red anual para el conjunto de plantas es de 2.474.334,009Mwh, y la energía excedente a red anual es de 223.604,629Mwh. Los porcentajes de energía inyectada a red anual y energía excedente a red anual al 60% son del 91,71% y del 8,29% respectivamente.

Limitaciones	60%			
Conjunto (España)	Energía inyectada a red (Mwh)	Energía excedente a red (Mwh)	% energía inyectada	% energía excedente
	2.474.334,009	223.604,629	91,71%	8,29%

Figura 106: Energía inyectada a red anual y energía excedente a red anual al 60% del conjunto de plantas que forman la red de España. Fuente: Elaboración propia.

En la figura 107 se representa la energía inyectada a red anual y la energía excedente a red anual al 80%, así como el porcentaje que se obtiene de estas energías sobre el total de energía anual para cada una de las plantas de la red de España. En esta limitación la energía inyectada a red anual, gira entre 160.000 y 170.000Mwh aproximadamente para cada una de las plantas, y la energía excedente a red anual se encuentra entre los 100 y 400Mwh aproximadamente para cada una de ellas. Los porcentajes de energía inyectada a red anual y energía excedente a red anual suelen ser aproximadamente del 99% y entre el 0% y 1% respectivamente.

Limitaciones	80%			
Ubicaciones (España)	Energía inyectada a red (Mwh)	Energía excedente a red (Mwh)	% energía inyectada	% energía excedente
Huelva	174.066,727	198,052	99,89%	0,11%
Badajoz	162.563,035	112,531	99,93%	0,07%
Cáceres	164.659,840	203,236	99,88%	0,12%
Sevilla	170.527,602	114,881	99,93%	0,07%
Córdoba	169.826,509	66,507	99,96%	0,04%
Málaga	171.446,374	355,986	99,79%	0,21%
Toledo	169.027,026	242,910	99,86%	0,14%
C.Real	169.222,110	272,604	99,84%	0,16%
Madrid	169.331,526	297,000	99,82%	0,18%
Granada	169.666,854	102,172	99,94%	0,06%
Almeria	176.840,376	395,273	99,78%	0,22%
Albacete	167.545,798	373,292	99,78%	0,22%
Murcia	166.514,537	143,313	99,91%	0,09%
Cartagena	168.875,966	239,403	99,86%	0,14%
Valencia	162.188,449	114,909	99,93%	0,07%
Castellón	162.234,664	169,176	99,90%	0,10%

Figura 107: Energía inyectada a red anual y energía excedente a red anual al 80% de cada una de las plantas de la red de España. Fuente: Elaboración propia.

En la figura 108 se representa la energía inyectada a red anual y la energía excedente a red anual al 80% para el conjunto de plantas de la red de España, así como el porcentaje que se obtiene de cada una de ellas en relación con el total para el conjunto de plantas de la red de España. La energía inyectada a red anual para el conjunto de plantas es de 2.694.537,393Mwh, y la energía excedente a red anual es de 3.401,245Mwh. Los porcentajes de energía inyectada a red anual y energía excedente a red anual son del 99,87% y del 0,13% respectivamente.

Limitaciones	80%			
Conjunto (España)	Energía inyectada a red (Mwh)	Energía excedente a red (Mwh)	% energía inyectada	% energía excedente
	2.694.537,393	3.401,245	99,87%	0,13%

Figura 108: Energía inyectada a red anual y energía excedente a red anual al 80% del conjunto de plantas que forman la red de España. Fuente: Elaboración propia.

En las figuras 109 y 110 se representan las gráficas de las diferentes limitaciones que se han diseñado en este proyecto para Madrid y para el conjunto de plantas de la red de España.

En el eje horizontal se representan los distintos porcentajes de limitaciones que se han diseñado para el inversor (20%, 40%, 60% y 80%) y en el eje vertical se representa la energía en tanto por ciento. La curva azul, representa la energía inyectada a red y la curva roja, la energía excedente a red.

Se observa un comportamiento casi lineal en la línea de energía inyectada, hasta que llega a la limitación del 60% a partir de la cual la cantidad de energía inyectada es casi su totalidad, mientras que la cantidad de energía para almacenar en la línea de energía excedente a partir de la limitación del 60%, se consideraría muy pequeña como se observa en las gráficas. Se observa como si se limita hasta el 80% el excedente que existe es muy pequeño, por lo que no se perdería gran cantidad de energía. Si se quiere tener por ejemplo almacenamiento de energía, se debería limitar del 60% hacia abajo, ya que del 60% para arriba habría muy poca energía para almacenar.

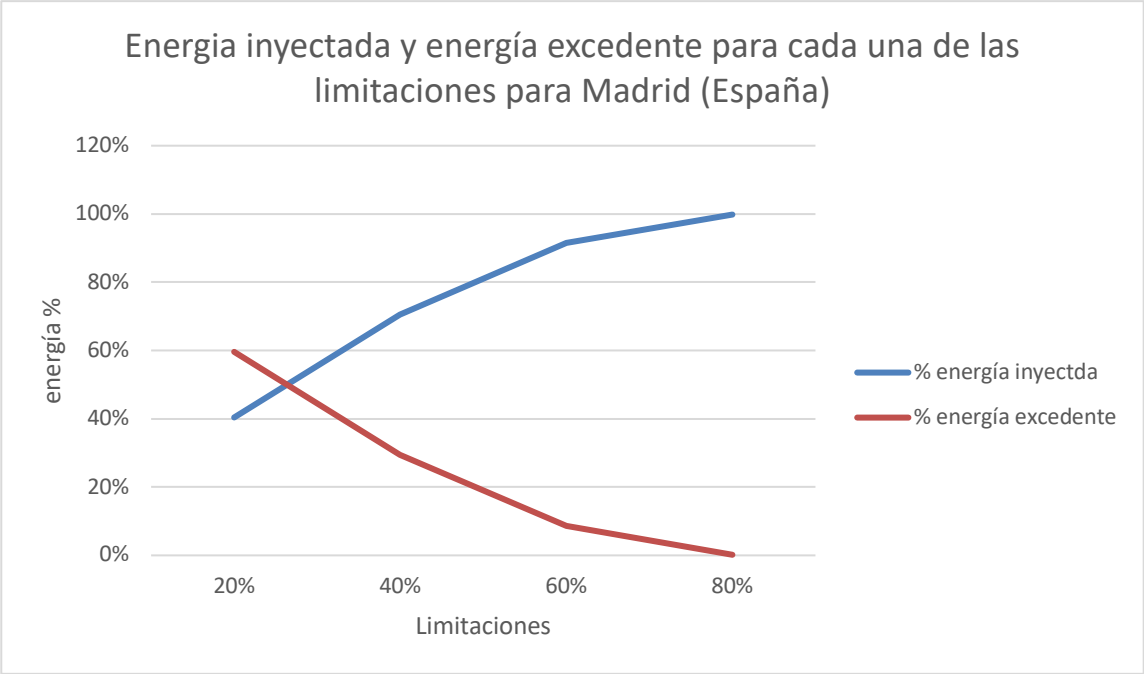


Figura 109: Gráfica de las limitaciones para Madrid.

Fuente: Elaboración propia.

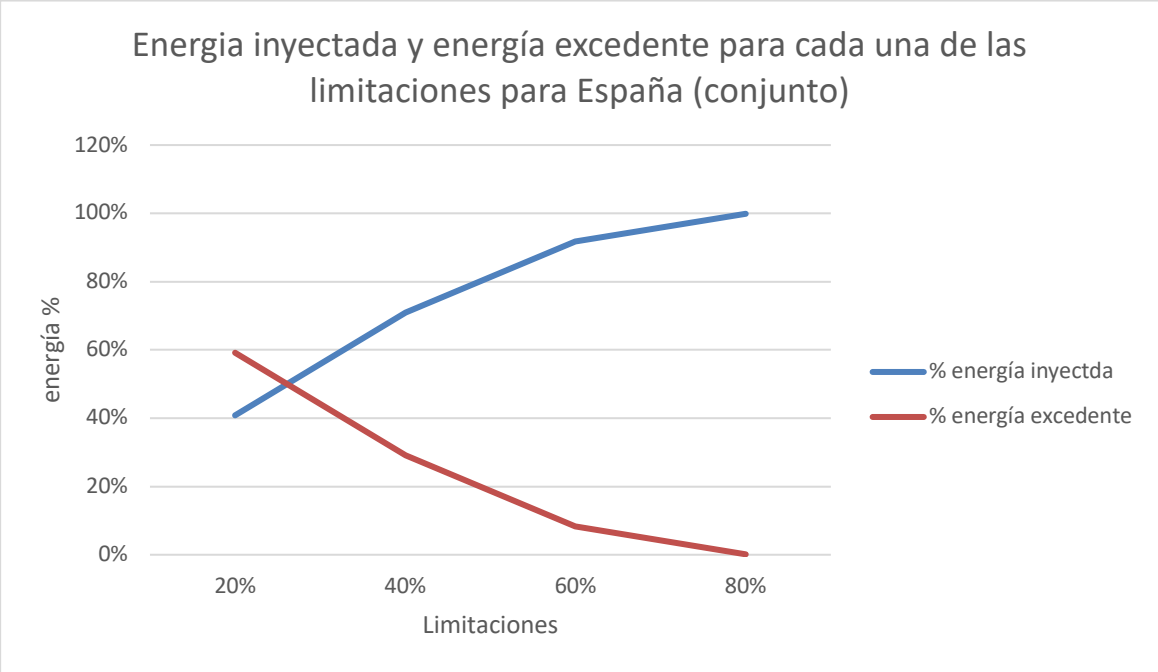


Figura 110: Gráfica de las limitaciones para el conjunto de plantas españolas..

Fuente: Elaboración propia.

5.3 Red de Europa.

- Pérdidas por el sombreado del horizonte

En la figura 111 se representa cada uno de los porcentajes de las pérdidas por el sombreado del horizonte que se han obtenido para cada una de las plantas de la red de Europa.

	Ubicaciones (Europa)	Pérdidas por el sombreado del horizonte (%)
IGUAL LATITUD	El Toboso (España)	1,78%
	Gonnosfanadiga (Italia)	3,44%
	Igumenitsa (Grecia)	1,97%
	Polatli (Turquia)	1,39%
IGUAL LONGITUD	Malta (aeropuerto)	1,40%
	Valbiska (Croacia)	4,17%
	Kodrabek (Polonia)	3,85%
	Vinalven (Suecia)	1,23%
ISTINTA LATITUD Y LONGITU	Playa Blanca (España)	2,69%
	Chipiona (España)	0,43%
	Gimont (Francia)	1,21%
	Oberursel (Alemania)	2,99%

Figura 111: Pérdidas por el sombreado del horizonte de cada una de las plantas que forman la red de Europa. Fuente: Elaboración propia.

Esta tabla verifica que todas las pérdidas por el sombreado del horizonte para cada una de las plantas son menores del 10%, lo cual indica que todas ellas se encuentran en una ubicación buena, las plantas que presentan porcentajes entre el 2% y el 10%, son porcentajes admisibles, mientras que las que se encuentran por debajo del 2% se puede decir que prácticamente las pérdidas que existen serán despreciables.

- Parámetros característicos diarios y anuales

En la figura 112 se representan todos los parámetros característicos diarios y anuales para cada una de las plantas de la red de Europa. En los parámetros característicos diarios están representados los siguientes puntos:

- Número de horas de generación máximo diario anual.
- Número de horas de generación mínimo diario anual.
- Hora de máxima potencia.

Por otro lado, en los parámetros característicos anuales están representados los siguientes puntos:

- Número de horas de generación.
- Potencia máxima anual.
- Potencia media anual.
- Periodos de potencia máxima.
- Periodos valores valle.
- Energía anual.

		Curva característica (diaria)			Curva anual					
	Ubicaciones (Europa)	Nº horas de generación max diario anual	Nº horas de generación min diario anual	Hora de máxima potencia	Nº horas de generación	P anual máx (Kw)	P anual media (Kw)	Periodos Pmáx	Periodos valores valle	Energía anual (Mwh)
IGUAL LATITUD	El Toboso (España)	15	9	11:30h	4.390	90.194	19.324,720	marzo,abril	julio	169.284,548
	Gonnosfanadiga (Italia)	15	9	11:30h	4.389	86.615	17.922,307	febrero,marzo,abril	julio,agosto	156.999,411
	Igumenitsa (Grecia)	15	9	10:30h	4.384	87.008	17.832,091	febrero,marzo,abril	julio,agosto	156.209,119
	Polatli (Turquia)	15	9	09:30h	4.371	87.604	18.205,093	febrero,marzo	agosto,septiembre	159.476,612
IGUAL LONGITUD	Malta (aeropuerto)	14	9	11:09h	4.198	88.158	18.786,665	febrero,abril	agosto	164.571,185
	Valbiska (Croacia)	15	8	11:10h	4.179	87.517	15.899,513	febrero,marzo,abril	julio	139.279,730
	Kodrabek (Polonia)	16	7	11:11h	4.064	88.042	11.862,712	febrero,marzo,abril	julio,agosto	103.917,353
	Vinalven (Suecia)	18	3	10:30h	4.204	87.486	10.167,311	marzo,abril	julio,agosto	89.065,643
DISTINTA LATITUD Y LONGITUD	Playa Blanca (España)	13	10	13:09h	4.239	88.883	19.881,487	febrero,marzo,abril	agosto,septiembre	174.161,826
	Chipiona (España)	14	9	13:09h	4.220	90.174	19.860,132	marzo,abril	julio	173.974,757
	Gimont (Francia)	15	8	12:10h	4.186	88.803	15.367,777	febrero,marzo	julio	134.621,725
	Oberursel (Alemania)	15	7	11:10h	4.134	90.509	12.227,471	marzo,abril,septiembre	julio,agosto	107.112,650
									Conjunto	1.728.674,559

Figura 112.: Parámetros característicos diarios y anuales para cada una de las plantas de la red de Europa. Fuente: Elaboración propia.

De la figura 112 se observa que existe más diferencias en el número de horas de generación máximo y mínimo diario anual y en la hora de máxima potencia con respecto a las redes anteriores (Andalucía y España), el motivo de estas diferencias es, que en el caso de Europa, las plantas se encuentran mucho más distanciadas unas con otras y en diferente distribución espacial (latitud y longitud), PVGIS toma valores horarios UTC (tiempo universal coordinado) que es el tiempo por el cual el mundo regula los relojes y el tiempo. Las horas de generación anules giran en torno a los 4.200 horas, la potencia máxima gira en torno a los 90.000kw y la potencia media en torno al valor de 19.000kw, variando por arriba y por abajo estos valores, los períodos donde se obtiene más potencia se suelen dar cuando se produce el equinoccio de primavera (alrededor del 20 de marzo) y también en alguna ocasión en el equinoccio de otoño (alrededor del 21 de septiembre), en la energía anual para cada planta también existe variaciones significativas, se obtiene una energía anual de 1.728.674,599Mwh para el conjunto de las 12 plantas de la red de Europa.

- Limitaciones impuestas al inversor del 20%, 40%, 60% y 80%

En la figura 113 se representa la energía inyectada a red anual y la energía excedente a red anual al 20%, así como el porcentaje que se obtiene de estas energías sobre el total de energía anual para cada una de las plantas de la red de Europa. Esta limitación implicaba tener relativamente menos energía inyectada a red anual con respecto a las demás limitaciones, girando en torno a 69.000Mwh pero hay plantas que difieren un poco de este dato y dan resultados diferentes, y gran cantidad de energía excedente a red anual, variando en el rango de valores de 50.000 y 100.000Mwh aproximadamente para cada una de ellas. Los porcentajes de energía inyectada a red anual y energía excedente a red anual suelen ser aproximadamente del 40% y del 60% respectivamente.

	Limitaciones	20%			
	Ubicaciones (Europa)	Energía inyectada a red (Mwh)	Energía excedente a red (Mwh)	% energía inyectada	% energía excedente
IGUAL LATITUD	El Toboso (España)	70.210,720	99.073,828	41,47%	58,53%
	Gonnosfanadiga (Italia)	68.933,493	88.065,918	43,91%	56,09%
	Igumenitsa (Grecia)	68.343,458	87.865,661	43,75%	56,25%
	Polatli (Turquia)	69.657,979	89.818,633	43,68%	56,32%
IGUAL LONGITUD	Malta (aeropuerto)	68.308,105	96.263,080	41,51%	58,49%
	Valbiska (Croacia)	60.863,202	78.416,528	43,70%	56,30%
	Kodrabek (Polonia)	51.495,051	52.422,302	49,55%	50,45%
	Vinalven (Suecia)	49.602,363	39.463,280	55,69%	44,31%
DISTINTA LATITUD Y LONGITUD	Playa Blanca (España)	71.350,947	102.810,879	40,97%	59,03%
	Chipiona (España)	69.611,009	104.363,748	40,01%	59,99%
	Gimont (Francia)	62.293,089	72.328,636	46,27%	53,73%
	Oberursel (Alemania)	53.914,926	53.197,724	50,33%	49,67%

Figura 113: Energía inyectada a red anual y energía excedente a red anual al 20% de cada una de las plantas de la red de Europa. Fuente: Elaboración propia.

En la figura 114 se representa la energía inyectada a red anual y la energía excedente a red anual al 20% para el conjunto de plantas de la red de Europa, así como el porcentaje que se obtiene de cada una de ellas en relación con el total para el conjunto de plantas de la red de Europa. La energía inyectada a red anual para el conjunto de plantas es de 764.584,342Mwh, y la energía excedente a red anual es de 964.090,217Mwh. Los porcentajes de energía inyectada a red anual y energía excedente a red anual son del 44,23% y del 55,77% respectivamente.

Limitaciones	20%			
Conjunto (Europa)	Energía inyectada a red (Mwh)	Energía excedente a red (Mwh)	% energía inyectada	% energía excedente
	764.584,342	964.090,217	44,23%	55,77%

Figura 114: Energía inyectada a red anual y energía excedente a red anual al 20% del conjunto de plantas que forman la red de Europa. Fuente: Elaboración propia.

En la figura 115 se representa la energía inyectada a red anual y la energía excedente a red anual al 40%, así como el porcentaje que se obtiene de estas energías sobre el total de energía anual para cada una de las plantas de la red de Europa. En esta limitación la energía inyectada a red anual, gira en torno a los 120.000Mwh aproximadamente para cada una de las plantas, aunque hay plantas que se obtienen valores más pequeños como es el caso de Vinalven y Oberursel entre otras, y la energía excedente a red anual no es muy constante, variando ésta en cada planta. Los porcentajes de energía inyectada a red anual y energía excedente dan porcentajes acordes a las energías inyectadas y a las energías excedentes.

	Limitaciones	40%			
	Ubicaciones (Europa)	Energía inyectada a red (Mwh)	Energía excedente a red (Mwh)	% energía inyectada	% energía excedente
IGUAL LATITUD	El Toboso (España)	122.346,030	46.938,518	72,27%	27,73%
	Gonnosfanadiga (Italia)	118.766,071	38.233,340	75,65%	24,35%
	Igumenitsa (Grecia)	117.085,154	39.123,965	74,95%	25,05%
	Polatli (Turquia)	119.699,630	39.776,982	75,06%	24,94%
IGUAL LONGITUD	Malta (aeropuerto)	117.979,614	46.591,571	71,69%	28,31%
	Valbiska (Croacia)	102.041,705	37.238,025	73,26%	26,74%
	Kodrabek (Polonia)	80.555,556	23.361,797	77,52%	22,48%
	Vinalven (Suecia)	74.338,262	14.727,381	83,46%	16,54%
DISTINTA LATITUD Y LONGITUD	Playa Blanca (España)	123.890,521	50.271,305	71,14%	28,86%
	Chipiona (España)	121.180,065	52.794,692	69,65%	30,35%
	Gimont (Francia)	101.403,651	33.218,074	75,32%	24,68%
	Oberursel (Alemania)	84.190,110	22.922,540	78,60%	21,40%

Figura 115: Energía inyectada a red anual y energía excedente a red anual al 40% de cada una de las plantas de la red de Europa. Fuente: Elaboración propia.

En la figura 116 se representa la energía inyectada a red anual y la energía excedente a red anual al 40% para el conjunto de plantas de la red de Europa, así como el porcentaje que se obtiene de cada una de ellas en relación con el total para el conjunto de plantas de la red de Europa. La energía inyectada a red anual para el conjunto de plantas es de 1.283.476,369Mwh, y la energía excedente a red anual es de 445.198,190Mwh. Los porcentajes de energía inyectada a red anual y energía excedente a red anual son del 74,25% y del 25,75% respectivamente.

Limitaciones	40%			
Conjunto (Europa)	Energía inyectada a red (Mwh)	Energía excedente a red (Mwh)	% energía inyectada	% energía excedente
	1.283.476,369	445.198,190	74,25%	25,75%

Figura 116: Energía inyectada a red anual y energía excedente a red anual al 40% del conjunto de plantas que forman la red de Europa. Fuente: Elaboración propia.

En la figura 117 se representa la energía inyectada a red anual y la energía excedente a red anual al 60%, así como el porcentaje que se obtiene de estas energías sobre el total de energía anual para cada una de las plantas de la red de Europa. En esta limitación la energía inyectada a red anual, gira en torno a los 150.000Mwh aproximadamente para algunas plantas, teniendo otras plantas valores mas por encima y por debajo de este valor, y la energía excedente a red anual se encuentra entre el rango de valores de 12.000 y 17.000Mwh aproximadamente para cada una de ellas. Los porcentajes de energía inyectada a red anual y energía excedente a red anual suelen ser aproximadamente del 90% y entre el 7% y 8% respectivamente, variando en algunas plantas estos porcentajes por arriba y por debajo.

	Limitaciones	60%			
	Ubicaciones (Europa)	Energía inyectada a red (Mwh)	Energía excedente a red (Mwh)	% energía inyectada	% energía excedente
IGUAL LATITUD	El Toboso (España)	156.839,594	12.444,954	92,65%	7,35%
	Gonnosfanadiga (Italia)	149.086,527	7.912,884	94,96%	5,04%
	Igumenitsa (Grecia)	147.979,532	8.229,587	94,73%	5,27%
	Polatli (Turquia)	150.705,365	8.771,247	94,50%	5,50%
IGUAL LONGITUD	Malta (aeropuerto)	151.410,540	13.160,645	92,00%	8,00%
	Valbiska (Croacia)	129.129,608	10.150,122	92,71%	7,29%
	Kodrabek (Polonia)	97.423,010	6.494,343	93,75%	6,25%
	Vinalven (Suecia)	85.595,040	3.470,603	96,10%	3,90%
DISTINTA LATITUD Y LONGITUD	Playa Blanca (España)	159.034,436	15.127,390	91,31%	8,69%
	Chipiona (España)	157.761,801	16.212,956	90,68%	9,32%
	Gimont (Francia)	125.977,257	8.644,468	93,58%	6,42%
	Oberursel (Alemania)	101.440,368	5.672,282	94,70%	5,30%

Figura 117.: Energía inyectada a red anual y energía excedente a red anual al 60% de cada una de las plantas de la red de Europa. Fuente: Elaboración propia.

En la figura 118 se representa la energía inyectada a red anual y la energía excedente a red anual al 60% para el conjunto de plantas de la red de Europa, así como el porcentaje que se obtiene de cada una de ellas en relación con el total para el conjunto de plantas de la red de Europa. La energía inyectada a red anual para el conjunto de plantas es de 1.612.383,078Mwh, y la energía excedente a red anual es de 116.291,481Mwh. Los porcentajes de energía inyectada a red anual y energía excedente a red anual son del 93,27% y del 6,73% respectivamente.

Limitaciones	60%			
Conjunto (Europa)	Energía inyectada a red (Mwh)	Energía excedente a red (Mwh)	% energía inyectada	% energía excedente
	1.612.383,078	116.291,481	93,27%	6,73%

Figura 118: Energía inyectada a red anual y energía excedente a red anual al 60% del conjunto de plantas que forman la red de Europa. Fuente: Elaboración propia.

En la figura 119. se representa la energía inyectada a red anual y la energía excedente a red anual al 80%, así como el porcentaje que se obtiene de estas energías sobre el total de energía anual para cada una de las plantas de la red de Europa. En esta limitación la energía inyectada a red anual, gira entre 160.000 y 80.000Mwh aproximadamente para cada una de las plantas, y la energía excedente a red anual se encuentra entre los 300 y 50Mwh aproximadamente para cada una de ellas. Los porcentajes de energía inyectada a red anual y energía excedente a red anual suelen ser aproximadamente del 99% y entre el 0% y 1% respectivamente.

	Limitaciones	80%			
	Ubicaciones (Europa)	Energía inyectada a red (Mwh)	Energía excedente a red (Mwh)	% energía inyectada	% energía excedente
IGUAL LATITUD	El Toboso (España)	169.030,681	253,867	99,85%	0,15%
	Gonnosfanadiga (Italia)	156.917,096	82,315	99,95%	0,05%
	Igumenitsa (Grecia)	156.149,767	59,352	99,96%	0,04%
	Polatli (Turquia)	159.342,913	133,699	99,92%	0,08%
IGUAL LONGITUD	Malta (aeropuerto)	164.358,688	212,497	99,87%	0,13%
	Valbiska (Croacia)	139.112,619	167,111	99,88%	0,12%
	Kodrabek (Polonia)	103.762,858	154,495	99,85%	0,15%
	Vinalven (Suecia)	88.988,572	77,071	99,91%	0,09%
DISTINTA LATITUD Y LONGITUD	Playa Blanca (España)	173.819,330	342,496	99,80%	0,20%
	Chipiona (España)	173.699,964	274,793	99,84%	0,16%
	Gimont (Francia)	134.491,331	130,394	99,90%	0,10%
	Oberursel (Alemania)	107.033,964	78,686	99,93%	0,07%

Figura 119.: Energía inyectada a red anual y energía excedente a red anual al 80% de cada una de las plantas de la red de Europa. Fuente: Elaboración propia.

En la figura 120 se representa la energía inyectada a red anual y la energía excedente a red anual al 80% para el conjunto de plantas de la red de Europa, así como el porcentaje que se obtiene de cada una de ellas en relación con el total para el conjunto de plantas de la red de Europa. La energía inyectada a red anual para el conjunto de plantas es de 1.726.707,783Mwh, y la energía excedente a red anual es de 1.966,776Mwh. Los porcentajes de energía inyectada a red anual y energía excedente a red anual son del 99,89% y del 0,11% respectivamente.

Limitaciones	80%			
Conjunto (Europa)	Energía inyectada a red (Mwh)	Energía excedente a red (Mwh)	% energía inyectada	% energía excedente
	1.726.707,783	1.966,776	99,89%	0,11%

Figura 120: Energía inyectada a red anual y energía excedente a red anual al 80% del conjunto de plantas que forman la red de Europa. Fuente: Elaboración propia.

En las figuras 121 y 122 se representan las gráficas de las diferentes limitaciones que se han diseñado en este proyecto para Malta y para el conjunto de plantas de la red de Europa.

En el eje horizontal se representan los distintos porcentajes de limitaciones que se han diseñado para el inversor (20%, 40%, 60% y 80%) y en el eje vertical se representa la energía en tanto por ciento. La curva azul, representa la energía inyectada a red y la curva roja, la energía excedente a red.

Se observa un comportamiento casi lineal en la línea de energía inyectada, hasta que llega a la limitación del 60% a partir de la cual la cantidad de energía inyectada es casi su totalidad, mientras que la cantidad de energía para almacenar en la línea de energía excedente a partir de la limitación del 60%, se consideraría muy pequeña como se observa en las gráficas. Se observa como si se limita hasta el 80% el excedente que existe es muy pequeño, por lo que no se perdería gran cantidad de energía. Si se quiere tener por ejemplo almacenamiento de energía, se debería limitar del 60% hacia abajo, ya que del 60% para arriba habría muy poca energía para almacenar.

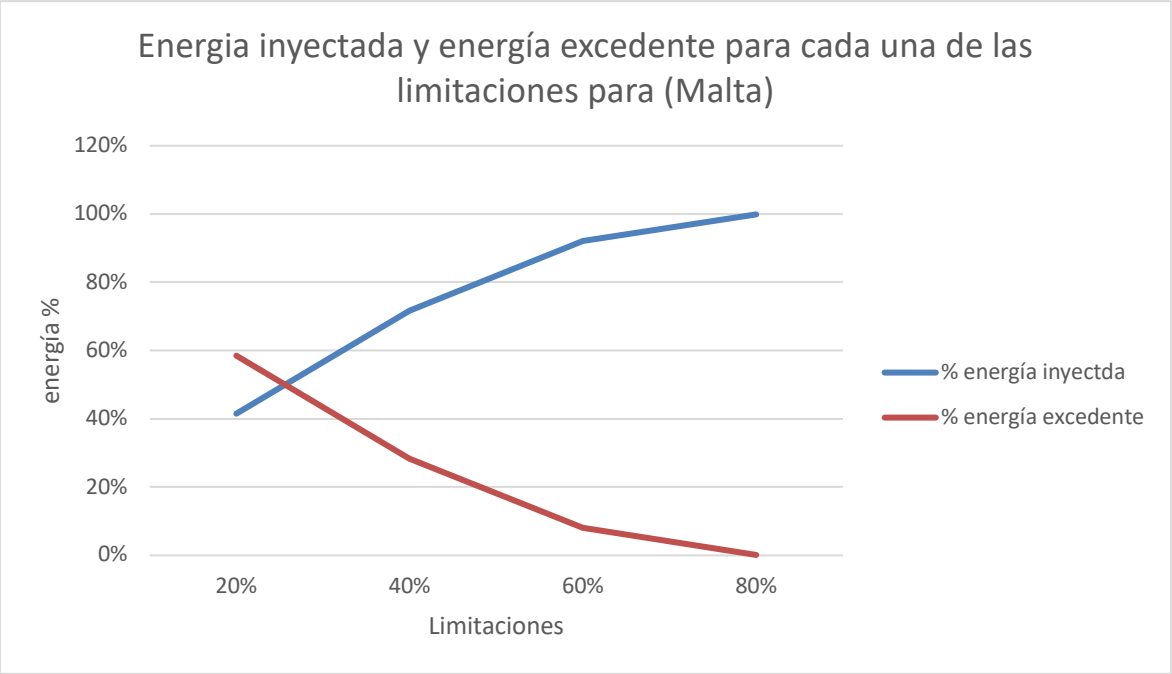


Figura 121: Gráfica de las limitaciones para Malta.

Fuente: Elaboración propia.

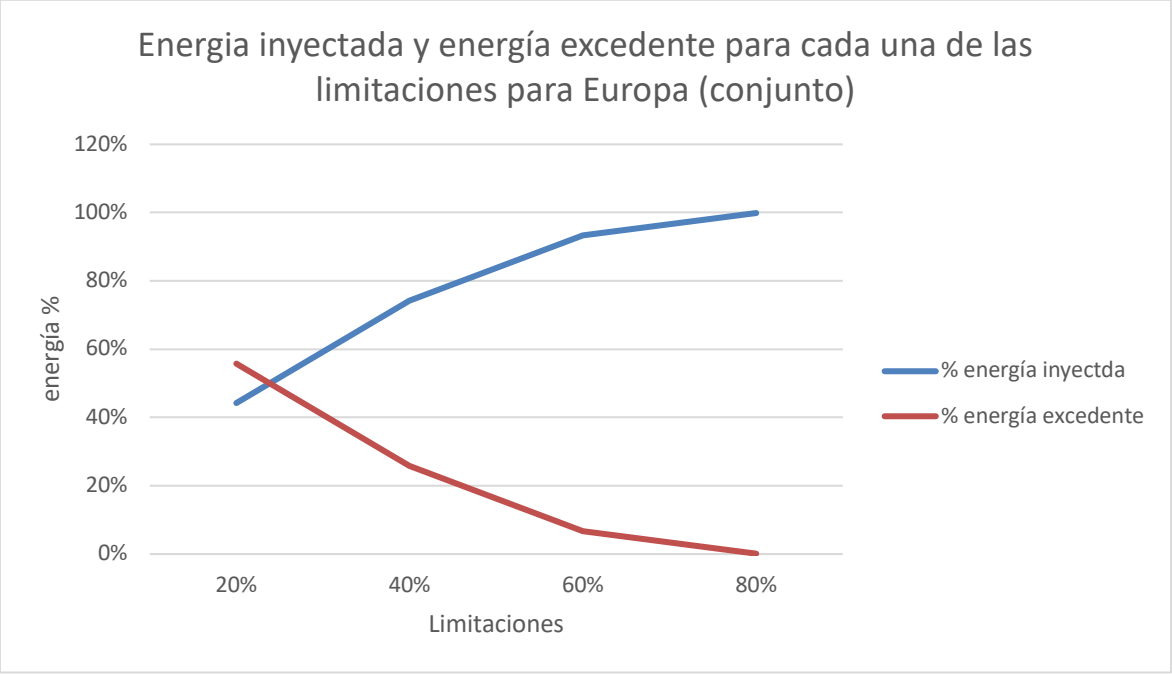


Figura 122: Gráfica de las limitaciones para el conjunto de plantas europeas.

Fuente: Elaboración propia.

6. CONCLUSIONES

Los objetivos que se tenían, primeramente, eran caracterizar las curvas de salida, obtener un análisis para las diferentes condiciones y diferentes escenarios, y ahora en este punto se llega a una serie de conclusiones sobre todos los procedimientos y análisis anteriormente descritos.

Con PVGIS, se ha obtenido para las plantas de la red de Europa, curvas de producción fotovoltaica (curvas típicas anuales) y sobre éstas se han obtenido las curvas envolventes o agregadas, una conclusión que se extrae de estas curvas envolventes (figura 86), es que se gana en horas de generación fotovoltaica, cuando se crea una red de países de igual latitud y distinta longitud, existiendo grandes distancias entre cada unas de las plantas que forman la red. En cierta medida, al tener más horas de generación, este tipo de red produce un efecto parecido al de almacenar energía. Esta red de países de igual latitud y distinta longitud (4 países descritos en el proyecto), tiene capacidad de producir entre 2 a 3 horas más de generación, que si por el contario, no existiera, por tanto, la envolvente o conjunto, para los países con igual latitud, permite aumentar el número de horas de generación. En países con igual longitud y distinta latitud, sin embargo, no se produce este efecto.

Para las distintas limitaciones, la conclusión a la que se llega es que éstas son la herramienta perfecta para poder tener un control de la planta fotovoltaica, un problema que tiene la tecnología fotovoltaica es que no es controlable en el sentido de que si hay luz solar produce energía y si existe una carencia de ésta, no produce energía. Una posibilidad para incorporar el control es precisamente el diseño de las limitaciones a la potencia, al aplicar las limitaciones evidentemente se tienen unas pérdidas de energía, pero a cambio de esto se gana en control de la planta. Lo que se trata de verificar, es el valor de pérdidas que produce ese efecto de control, por ejemplo, al aplicar una limitación del 80%, casi no existen pérdidas ningunas, pero ya se tendría capacidad de control para algunos días, por otro lado, si se tuviera una limitación del 60%, en este caso habría más pérdidas de energía, pero por el contrario se tendría más control.

Al aplicar limitaciones del 80%, prácticamente no se tiene excedente a red, sin embargo, si se aplican limitaciones del 20%, 40% y 60% si se tiene un aumento notable de energía excedente a red, que posteriormente se puede utilizar para almacenamiento. Este hecho del almacenamiento de la energía, sería otro efecto producido por estas limitaciones.

La utilización de la tecnología fotovoltaica para la generación de energía eléctrica a gran escala hace que, la transición entre los combustibles fósiles y las renovales llegue lo antes posible y como se ha especificado en este proyecto la energía fotovoltaica tiene grandes ventajas, ya que es una energía limpia, no emite gases de efecto invernadero y es una energía renovable.

7. REFERENCIAS

1. www.energiza.org. *Revista dedicada a la generación de electricidad por fuentes renovables y por otras fuentes de energía.*

2. Plan Nacional Integrado de Energía y Clima (2021-2030), 20 de enero de 2020.

3. https://es.wikipedia.org/wiki/

4. Emilio Muñoz Cerón, Tema 1, máster en energías renovables, 2021

5. G. Nofuentes, J. V. Muñoz, D. L. Talavera, J. Aguilera y J. Terrados. *Manual Técnico (instalación de plantas fotovoltaicas en terrenos marginales)*, Valencia, Proyecto PVs in Bloom, 2011.

6. Marta García Díaz, *Diseño de una planta fotovoltaica de conexión a red*, septiembre, 2015.

7. Manual de usuario de PVGIS.

8. https://nextech.pe/que-es-excel-y-para-que-sirve/

9. Francisco Baena Villodres, *Pérdidas debidas al horizonte en una planta FV. Determinación de la idoneidad de la ubicación de una planta FV en función del horizonte del lugar (Ficha técnica*), Departamento de Ingeniería Electrónica y Automática, Universidad de Jaén

10. wwww.adrase.com

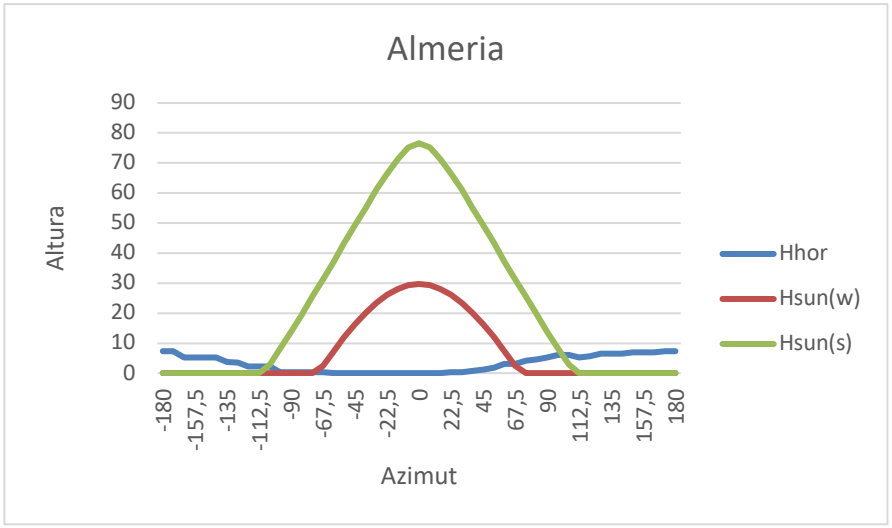
8. ANEXOS A LA MEMORIA

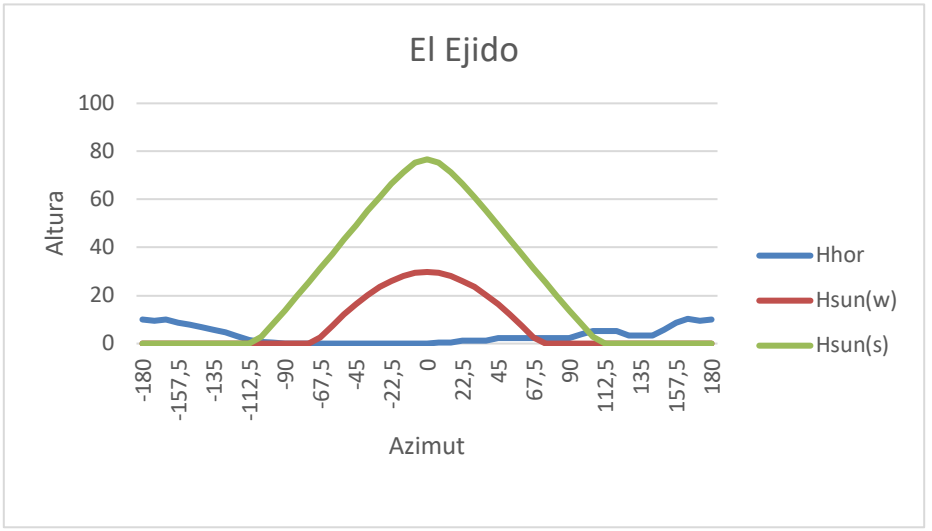
8.1. Anexo 1: Red de Andalucía.

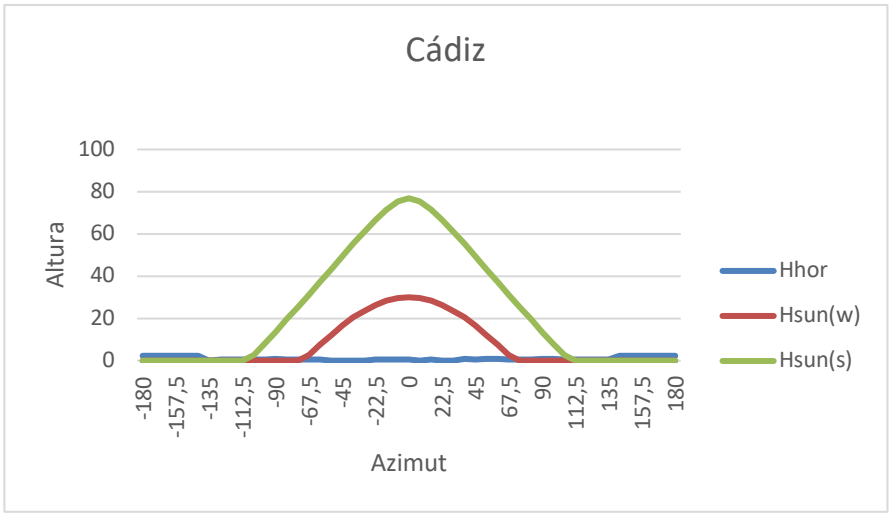
8.1.1. Datos primarios de PVGIS. Pérdidas por el sombreado del horizonte (Sevilla).

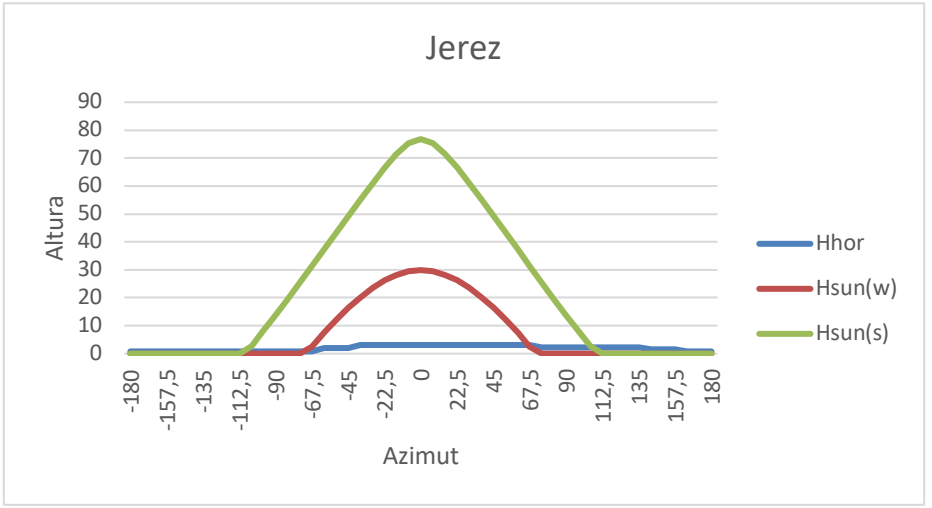
1	Latitude	(deg,):	37.407					
2	Longitude	(deg,):	-6.023					
3								
4	A	H_hor	A_sun(w)	H_sun(w)	A_sun(s)	H_sun(s)		
5	-180	0,4	-180	0	-180	0		
6	-172,5	0,8	-153,1	0	-172,2	0		
7	-165	0,4	-133,1	0	-164,5	0		
8	-157,5	0,4	-119,5	0	-157,1	0		
9	-150	0,4	-110	0	-150,1	0		
10	-142,5	0,4	-102,7	0	-143,6	0		
11	-135	0,4	-96,9	0	-137,6	0		
12	-127,5	0,4	-91,8	0	-132	0		
13	-120	0,4	-87,3	0	-126,8	0		
14	-112,5	0,4	-83,1	0	-122	0		
15	-105	0,4	-79	0	-117,5	3		
16	-97,5	0,8	-75	0	-113,1	8,4		
17	-90	0,4	-71	0	-109	14		
18	-82,5	0,4	-66,9	0	-105	19,7		
19	-75	0,4	-62,5	0	-101	25,5		
20	-67,5	0,4	-58	2,1	-96,9	31,4		
21	-60	0,4	-53,2	7	-92,7	37,3		
22	-52,5	0,4	-48	11,6	-88,2	43,3		
23	-45	0,4	-42,4	15,9	-83,1	49,2		
24	-37,5	0,4	-36,4	19,7	-77,3	55,1		
25	-30	0,4	-29,9	22,9	-70	60,8		
26	-22,5	0,4	-22,9	25,6	-60,5	66,2		
27	-15	0,4	-15,5	27,5	-46,9	71		
28	-7,5	0,4	-7,8	28,7	-26,9	74,6		
29	0	0	0	29,1	0	76		
30	7,5	0,8	7,8	28,7	26,9	74,6		
31	15	0,8	15,5	27,5	46,9	71		
32	22,5	1,1	22,9	25,6	60,5	66,2		
33	30	1,5	29,9	22,9	70	60,8		
34	37,5	1,9	36,4	19,7	77,3	55,1		
35	45	1,5	42,4	15,9	83,1	49,2		
36	52,5	1,9	48	11,6	88,2	43,3		
37	60	2,3	53,2	7	92,7	37,3		
38	67,5	2,3	58	2,1	96,9	31,4		
39	75	2,3	62,5	0	101	25,5		
40	82,5	2,3	66,9	0	105	19,7		
41	90	2,3	71	0	109	14		
42	97,5	2,7	75	0	113,1	8,4		
43	105	2,3	79	0	117,5	3		
44	112,5	3,1	83,1	0	122	0		
45	120	2,7	87,3	0	126,8	0		
46	127,5	1,1	91,8	0	132	0		
47	135	0,8	96,9	0	137,6	0		
48	142,5	0,4	102,7	0	143,6	0		
49	150	0,4	110	0	150,1	0		
50	157,5	0,4	119,5	0	157,1	0		
51	165	0,4	133,1	0	164,5	0		
52	172,5	0,4	153,1	0	172,2	0		
53	180	0,4	180	0	180	0		

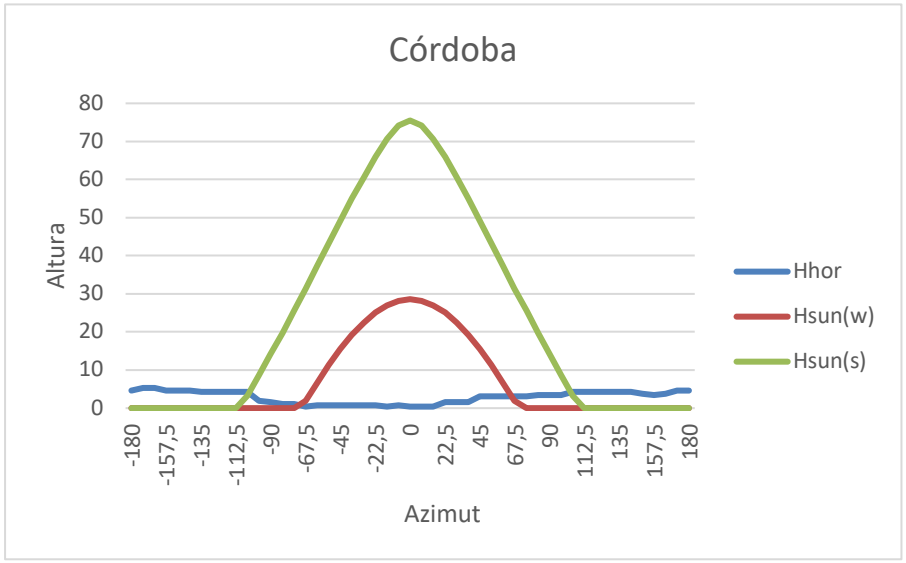
8.1.2. Pérdidas por el sombreado del horizonte (red de Andalucía)

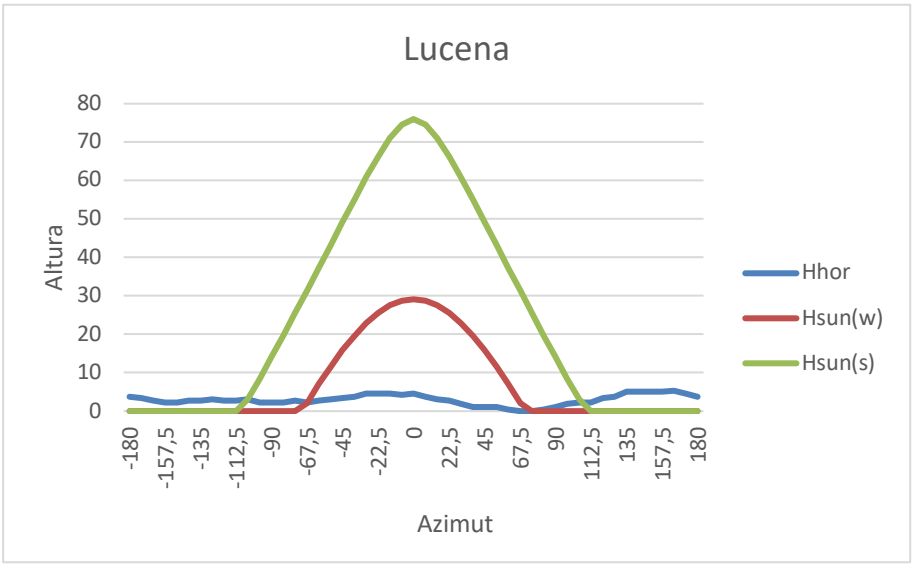


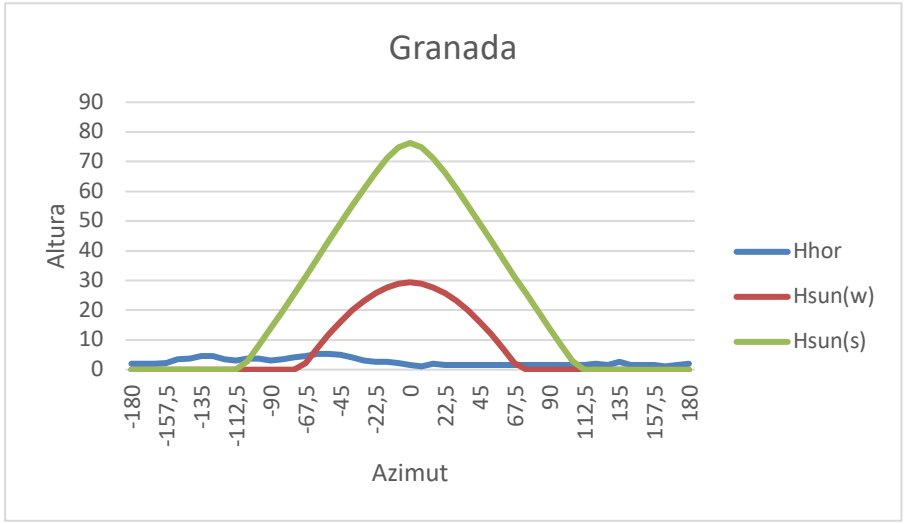


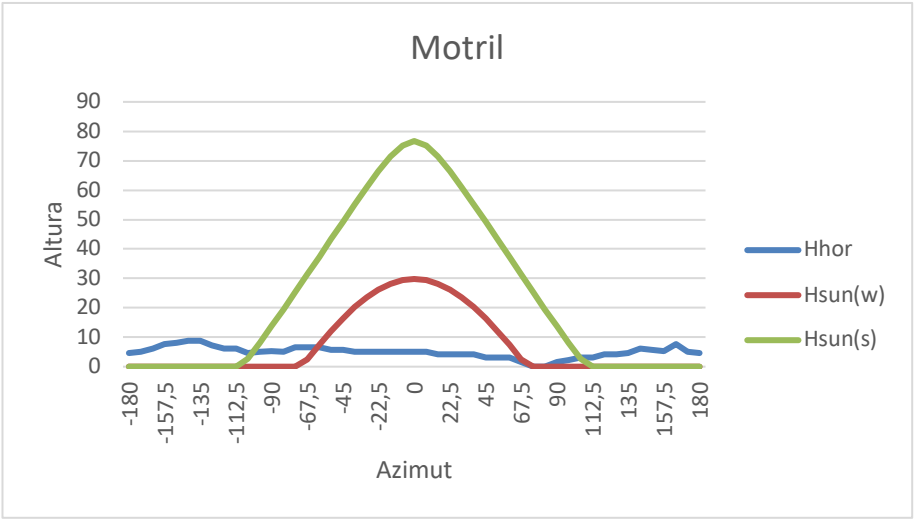


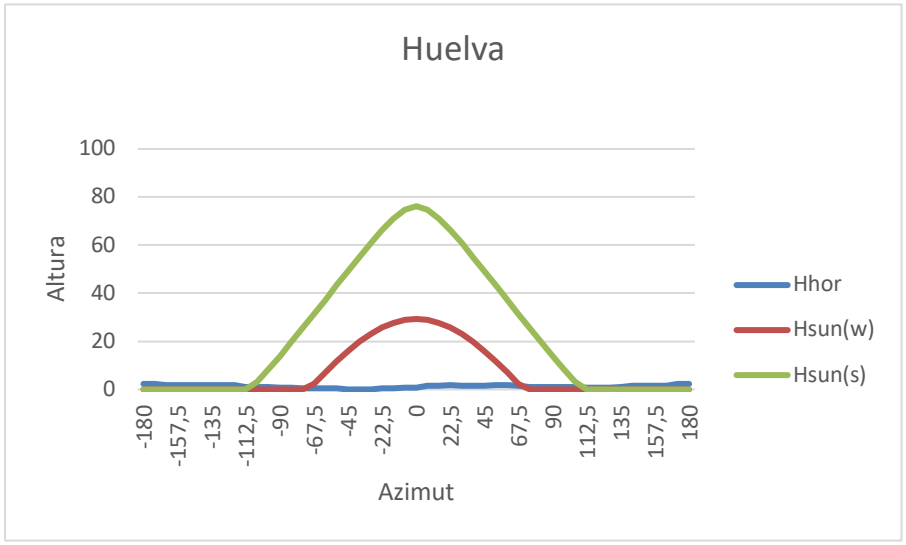


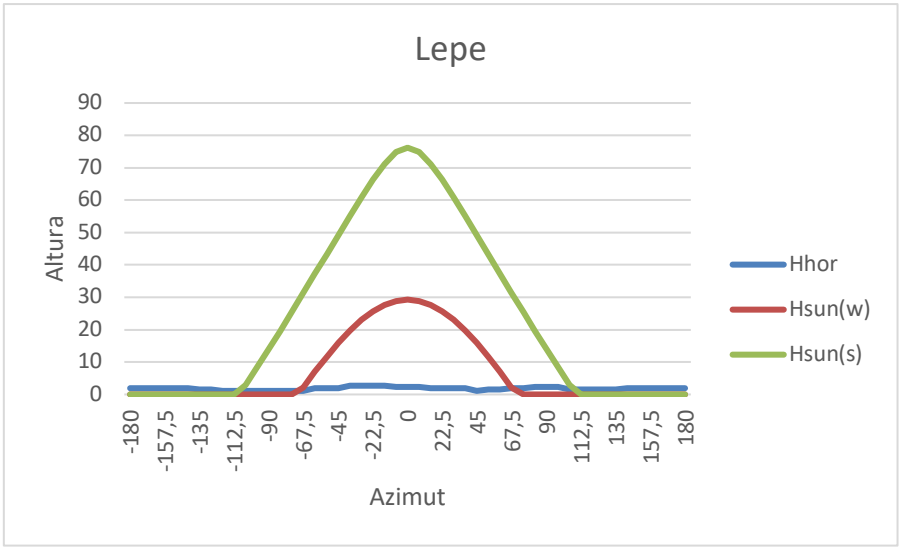

Córdoba
Altura
80
70
60
50
40
30
20
10
0
-180
-157,5
-135
-112,5
-90
-67,5
-45
-22,5
0
22,5
45
67,5
90
112,5
135
157,5
180
Azimut
Hhor
Hsun(w)
Hsun(s)

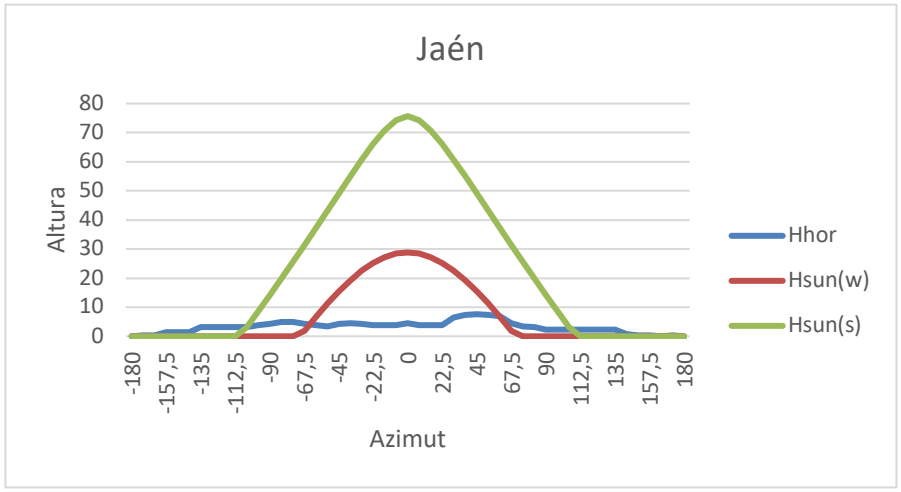

Lucena
Altura
80
70
60
50
40
30
20
10
0
-180
-157,5
-135
-112,5
-90
-67,5
-45
-22,5
0
22,5
45
67,5
90
112,5
135
157,5
180
Azimut
Hhor
Hsun(w)
Hsun(s)

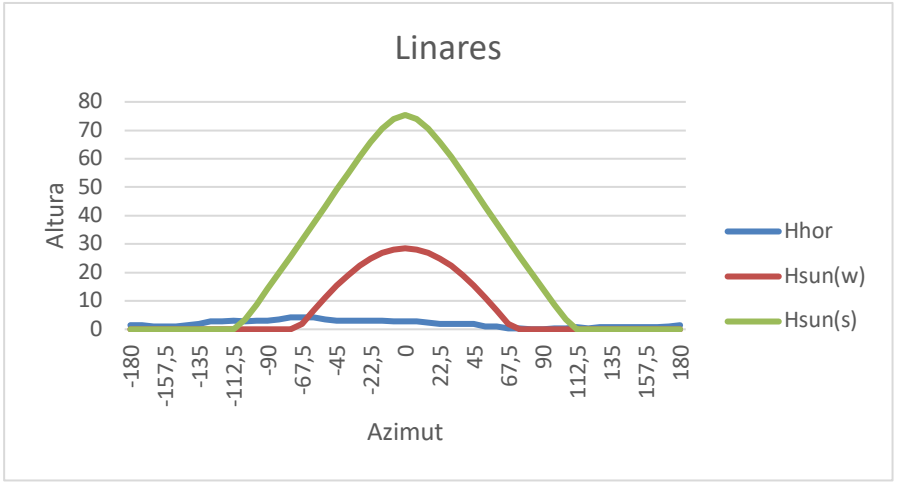

Granada
Altura
90
80
70
60
50
40
30
20
10
0
-180
-157,5
-135
-112,5
-90
-67,5
-45
-22,5
0
22,5
45
67,5
90
112,5
135
157,5
180
Azimut
Hhor
Hsun(w)
Hsun(s)

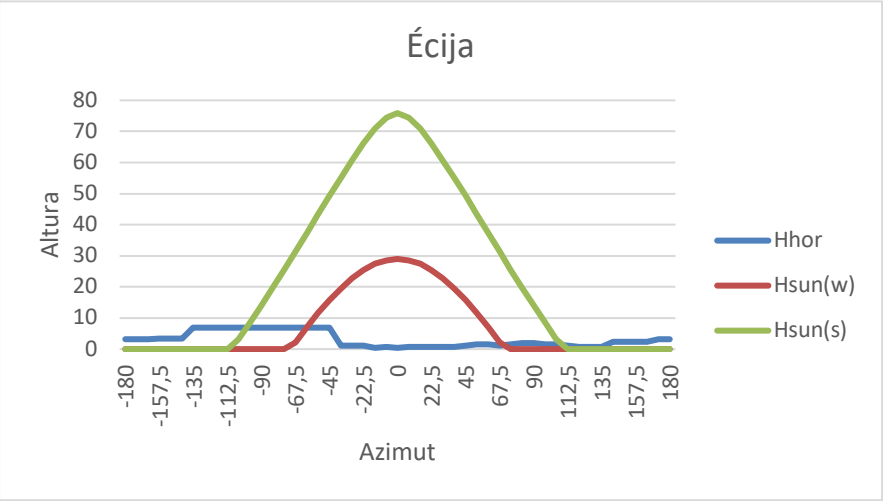

Motril
Altura
90
80
70
60
50
40
30
20
10
0
-180
-157,5
-135
-112,5
-90
-67,5
-45
-22,5
0
22,5
45
67,5
90
112,5
135
157,5
180
Azimut
Hhor
Hsun(w)
Hsun(s)

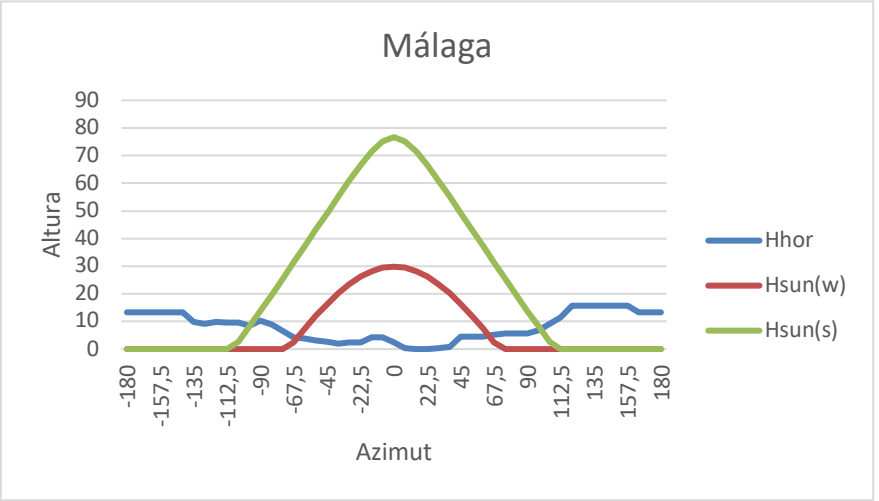

Huelva
Altura
100
80
60
40
20
0
-180
-157,5
-135
-112,5
-90
-67,5
-45
-22,5
0
22,5
45
67,5
90
112,5
135
157,5
180
Azimut
Hhor
Hsun(w)
Hsun(s)

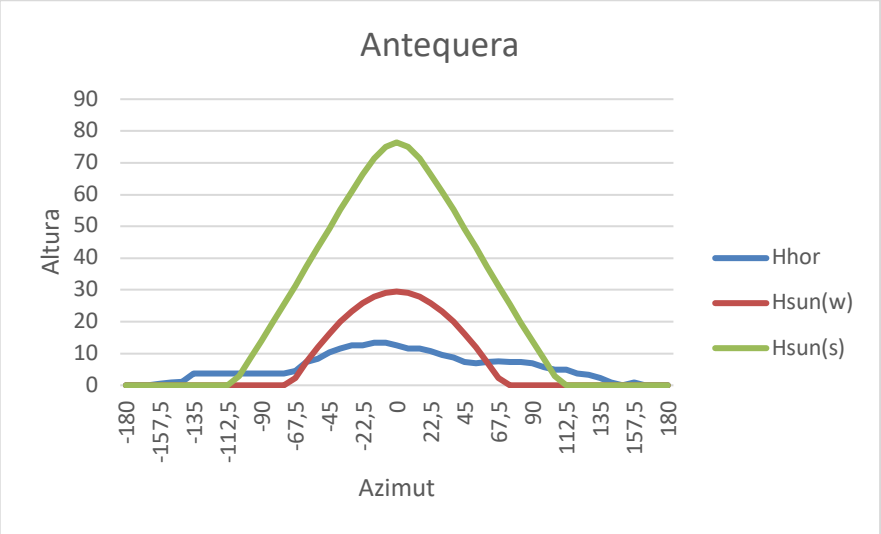

Lepe
Altura
90
80
70
60
50
40
30
20
10
0
-180
-157,5
-135
-112,5
-90
-67,5
-45
-22,5
0
22,5
45
67,5
90
112,5
135
157,5
180
Azimut
Hhor
Hsun(w)
Hsun(s)


Jaén
Altura
80
70
60
50
40
30
20
10
0
-180
-157,5
-135
-112,5
-90
-67,5
-45
-22,5
0
22,5
45
67,5
90
112,5
135
157,5
180
Azimut
Hhor
Hsun(w)
Hsun(s)


Linares
Altura
80
70
60
50
40
30
20
10
0
-180
-157,5
-135
-112,5
-90
-67,5
-45
-22,5
0
22,5
45
67,5
90
112,5
135
157,5
180
Azimut
Hhor
Hsun(w)
Hsun(s)


Écija
Altura
Azimut
Hhor
Hsun(w)
Hsun(s)


Málaga
Altura
Azimut
Hhor
Hsun(w)
Hsun(s)

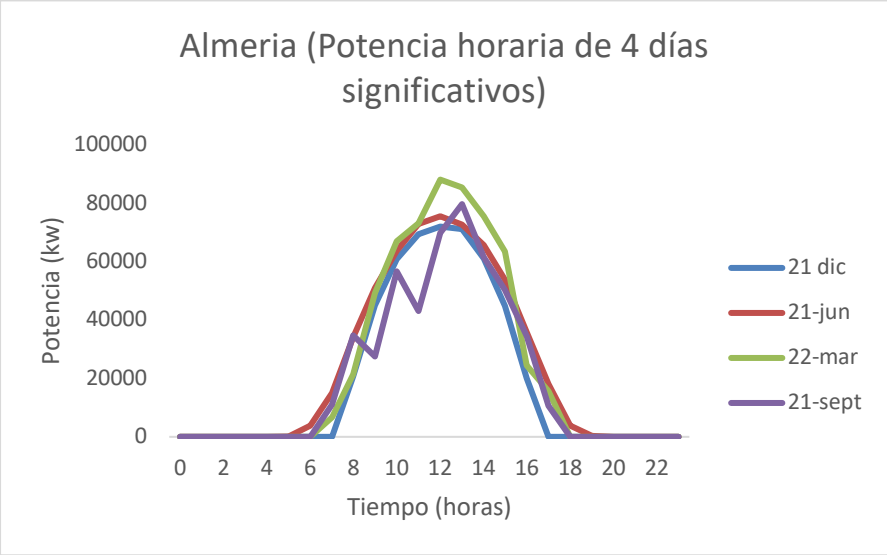

Antequera
Altura
Azimut
Hhor
Hsun(w)
Hsun(s)

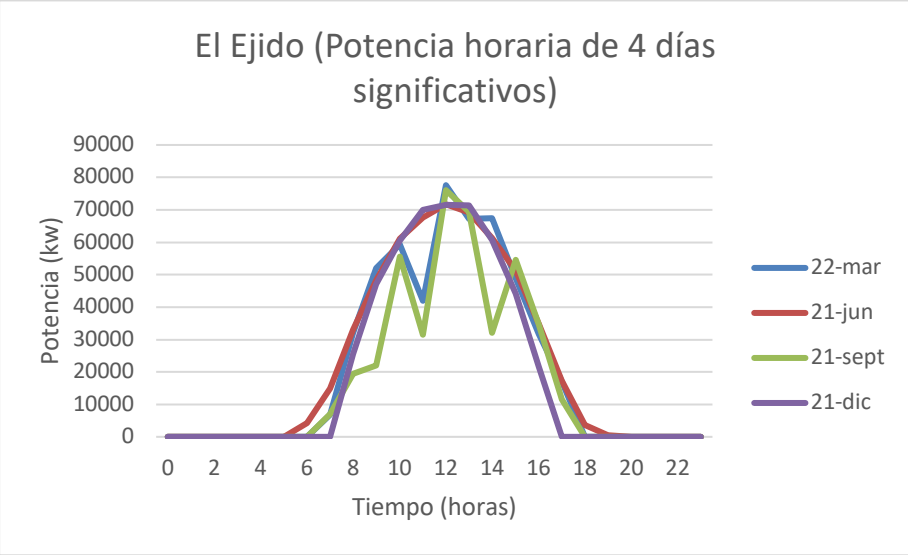
8.1.3. Datos primarios de PVGIS. Potencia, temperatura y energía para Sevilla.

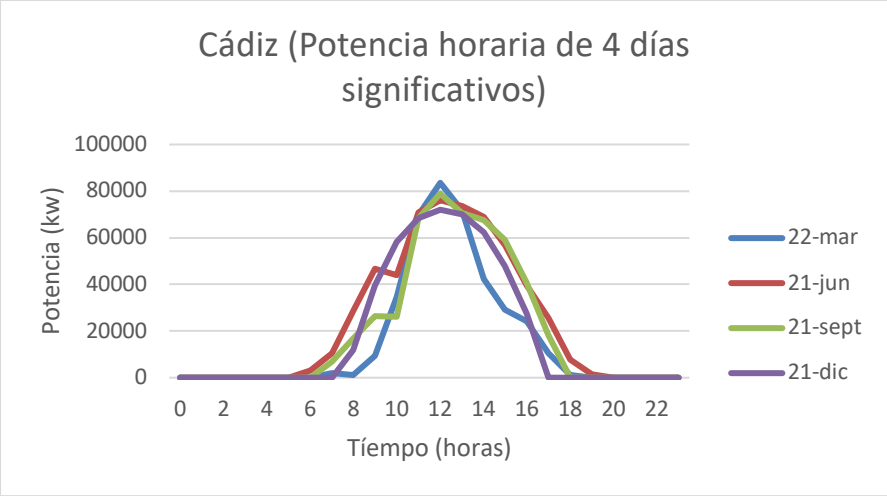
	A	B	C	D	E	F	G	H	I	J
1	Latitude (decimal degrees):	37.407								
2	Longitude (decimal degrees):	-6.023								
3	Elevation (m):	7								
4	Radiation database:	PVGIS-SARAH								
5										
6										
7	Slope: 35 deg, (optimum)									
8	Azimuth: 2 deg, (optimum)									
9	Nominal power of the PV system (c-Si) (kWp):	100000								
10	System losses (%):	14								
11	time	P (Kw)	G(i)	H_sun	T2m	WS10m	Int	P (w)		
12	20150101:0009	0	0	0	9,2	2,61	0	0		
13	20150101:0109	0	0	0	9,65	2,6	0	0		
14	20150101:0209	0	0	0	10,1	2,6	0	0		
15	20150101:0309	0	0	0	10,6	2,59	0	0		
16	20150101:0409	0	0	0	10,4	2,64	0	0		
17	20150101:0509	0	0	0	10,2	2,69	0	0		
18	20150101:0609	0	0	0	10,1	2,73	0	0		
19	20150101:0709	0	0	0	10,1	2,92	0	0		
20	20150101:0809	11267	153,53	4,51	10,2	3,12	0	11267000		
21	20150101:0909	39833	473,97	13,8	10,3	3,31	0	39833000		
22	20150101:1009	57480	685,15	21,5	11,2	3,59	0	57480000		
23	20150101:1109	70915	857,88	26,9	12,2	3,86	0	70915000		
24	20150101:1209	74851	912,48	29,4	13,2	4,14	0	74851000		
25	20150101:1309	73828	905,91	28,8	13,8	3,72	0	73828000		
26	20150101:1409	66938	820,33	25	14,5	3,3	0	66938000		
27	20150101:1509	52387	638,49	18,5	15,2	2,88	0	52387000		
28	20150101:1609	28598	353,34	10,1	15	2,84	0	28598000		
29	20150101:1709	0	0	0,3	14,8	2,8	0	0		
30	20150101:1809	0	0	0	14,6	2,76	0	0		
31	20150101:1909	0	0	0	14,1	2,63	0	0		
32	20150101:2009	0	0	0	13,7	2,5	0	0		
33	20150101:2109	0	0	0	13,2	2,37	0	0		
34	20150101:2209	0	0	0	13	2,34	0	0		
35	20150101:2309	0	0	0	12,9	2,3	0	0	476097	
36	20150102:0009	0	0	0	12,8	2,26	0	0		
37	20150102:0109	0	0	0	12,4	2,34	0	0		
38	20150102:0209	0	0	0	11,9	2,43	0	0		
39	20150102:0309	0	0	0	11,5	2,51	0	0		
40	20150102:0409	0	0	0	11,4	2,54	0	0		
41	20150102:0509	0	0	0	11,2	2,57	0	0		
42	20150102:0609	0	0	0	11,1	2,61	0	0		
43	20150102:0709	0	0	0	11,2	2,91	0	0		
44	20150102:0809	11922	162,38	4,5	11,4	3,22	0	11922000		

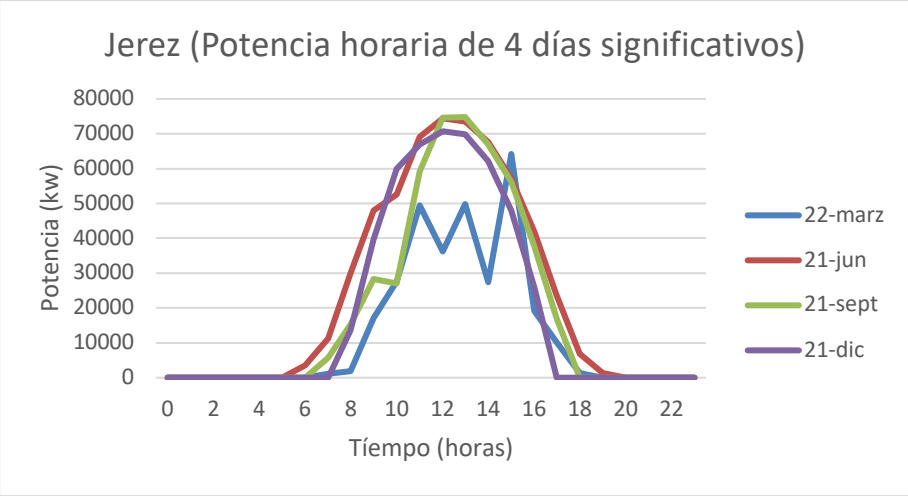
Imagen reducida ya que el archivo contiene 8760 valores horarios para cada día del año.

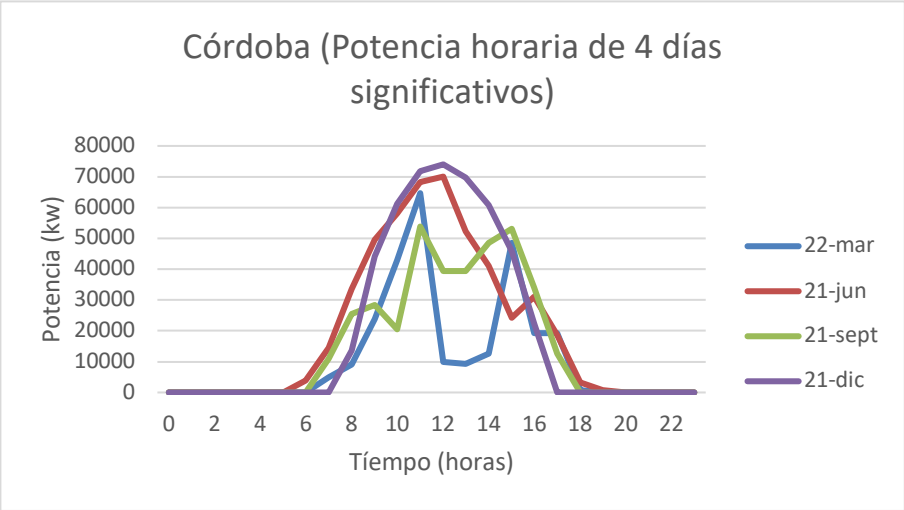
8.1.4. Potencias horarias para los 4 días más significativos (red de Andalucía)

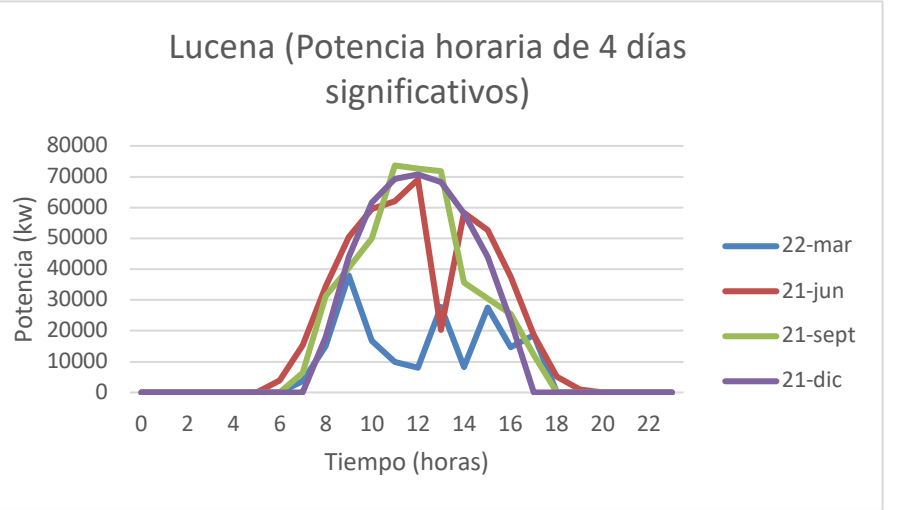


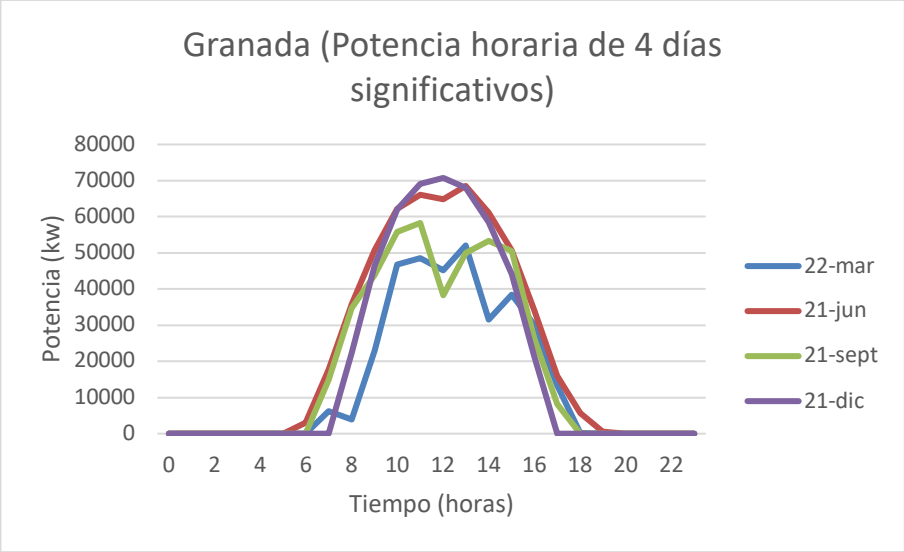


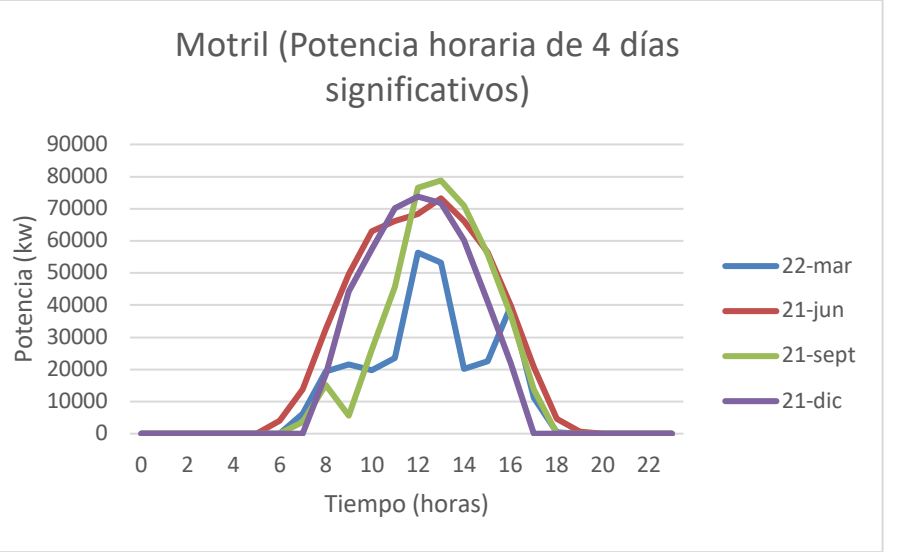


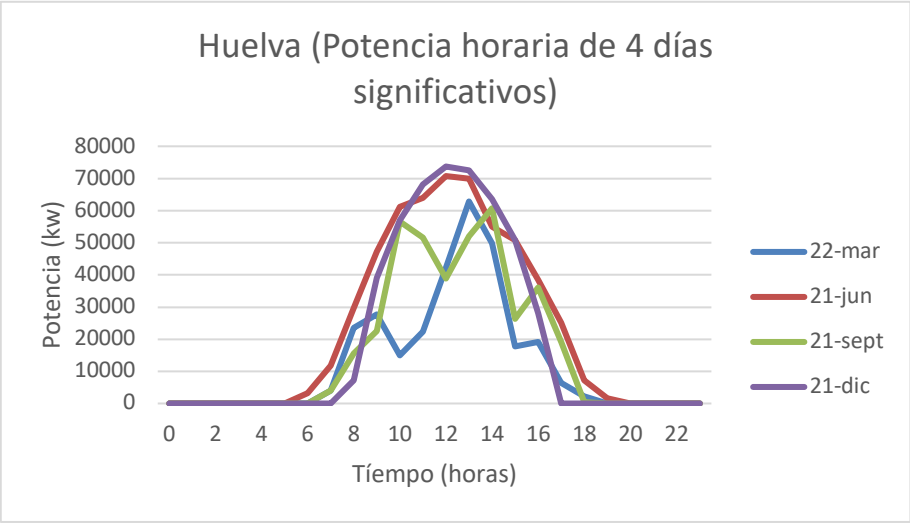


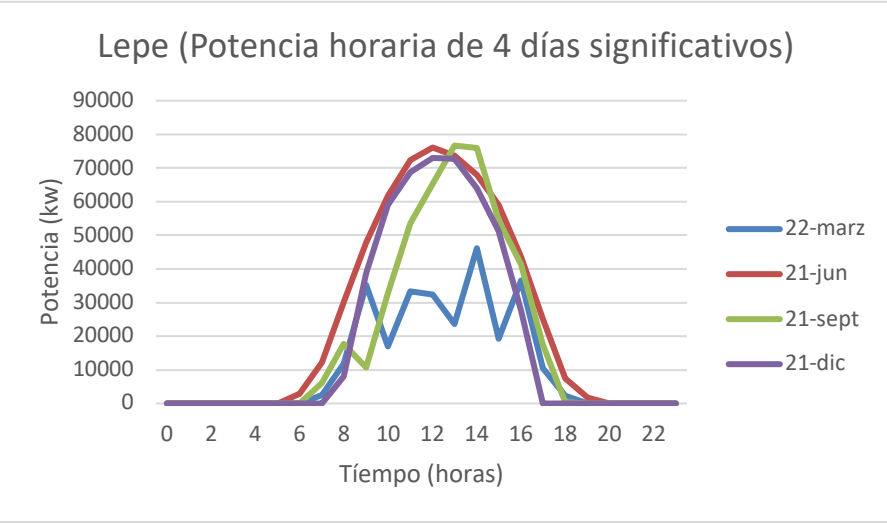

Córdoba (Potencia horaria de 4 días significativos)
Potencia (kw)
80000
70000
60000
50000
40000
30000
20000
10000
0
0 2 4 6 8 10 12 14 16 18 20 22
Tíempo (horas)
22-mar
21-jun
21-sept
21-dic

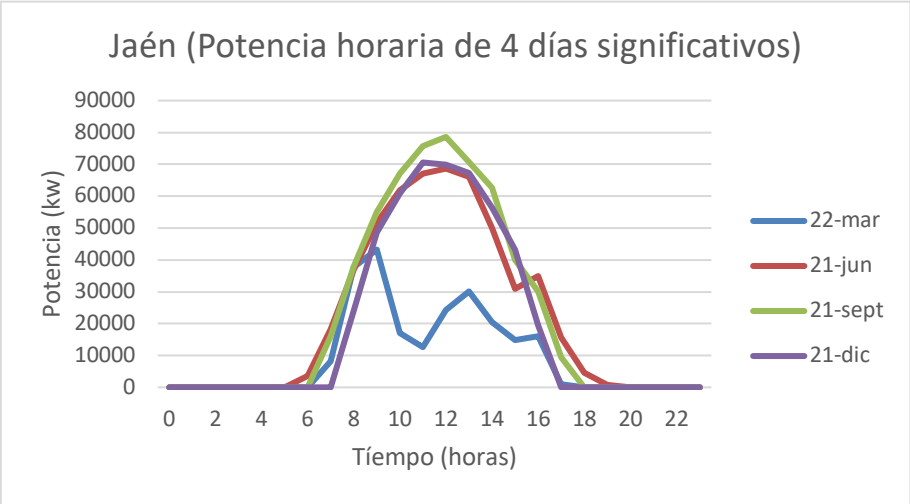

Lucena (Potencia horaria de 4 días significativos)
Potencia (kw)
80000
70000
60000
50000
40000
30000
20000
10000
0
0 2 4 6 8 10 12 14 16 18 20 22
Tiempo (horas)
22-mar
21-jun
21-sept
21-dic

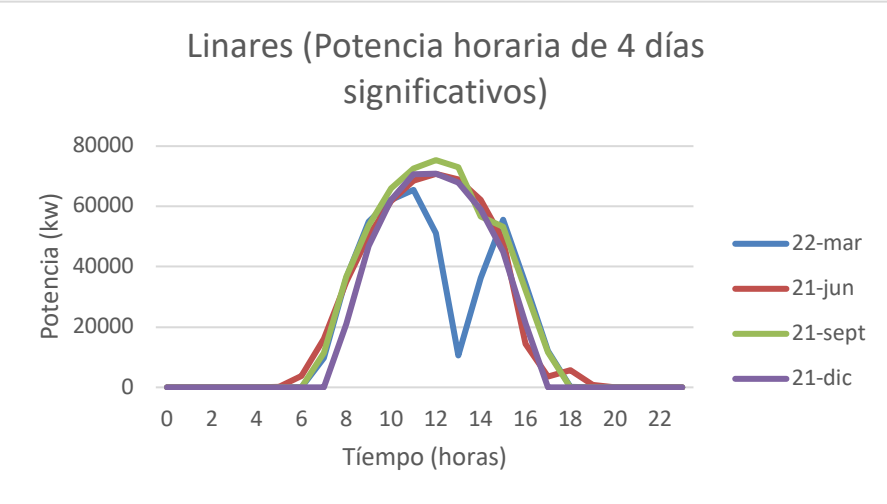

Granada (Potencia horaria de 4 días significativos)
Potencia (kw)
80000
70000
60000
50000
40000
30000
20000
10000
0
0 2 4 6 8 10 12 14 16 18 20 22
Tiempo (horas)
22-mar
21-jun
21-sept
21-dic

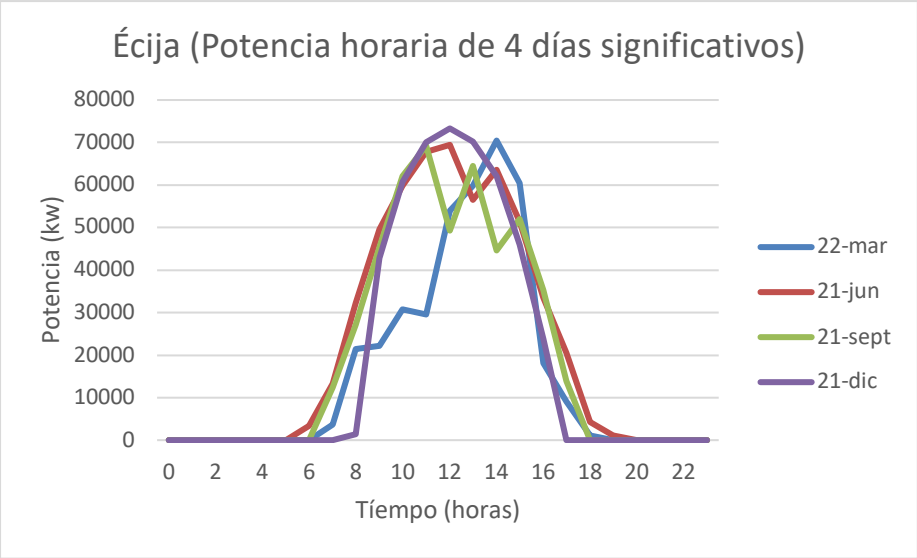

Motril (Potencia horaria de 4 días significativos)
Potencia (kw)
90000
80000
70000
60000
50000
40000
30000
20000
10000
0
0 2 4 6 8 10 12 14 16 18 20 22
Tiempo (horas)
22-mar
21-jun
21-sept
21-dic

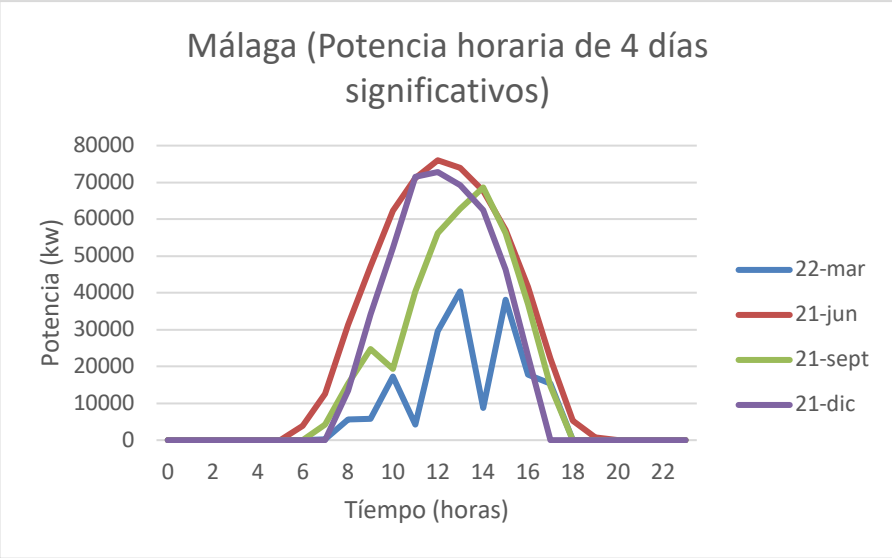

Huelva (Potencia horaria de 4 días significativos)
Potencia (kw)
80000
70000
60000
50000
40000
30000
20000
10000
0
0 2 4 6 8 10 12 14 16 18 20 22
Tíempo (horas)
22-mar
21-jun
21-sept
21-dic

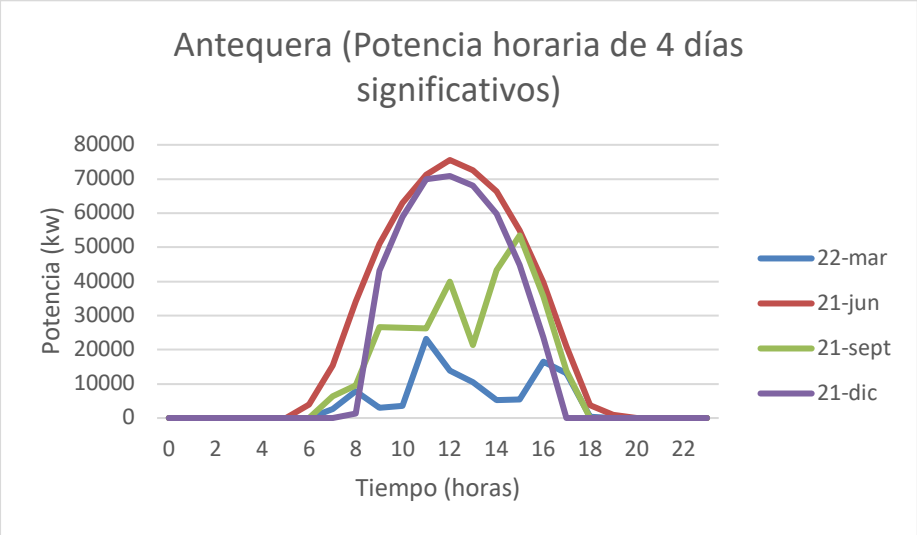

Lepe (Potencia horaria de 4 días significativos)
Potencia (kw)
90000
80000
70000
60000
50000
40000
30000
20000
10000
0
0 2 4 6 8 10 12 14 16 18 20 22
Tíempo (horas)
22-marz
21-jun
21-sept
21-dic


Jaén (Potencia horaria de 4 días significativos)
Potencia (kw)
90000
80000
70000
60000
50000
40000
30000
20000
10000
0
0 2 4 6 8 10 12 14 16 18 20 22
Tíempo (horas)
22-mar
21-jun
21-sept
21-dic

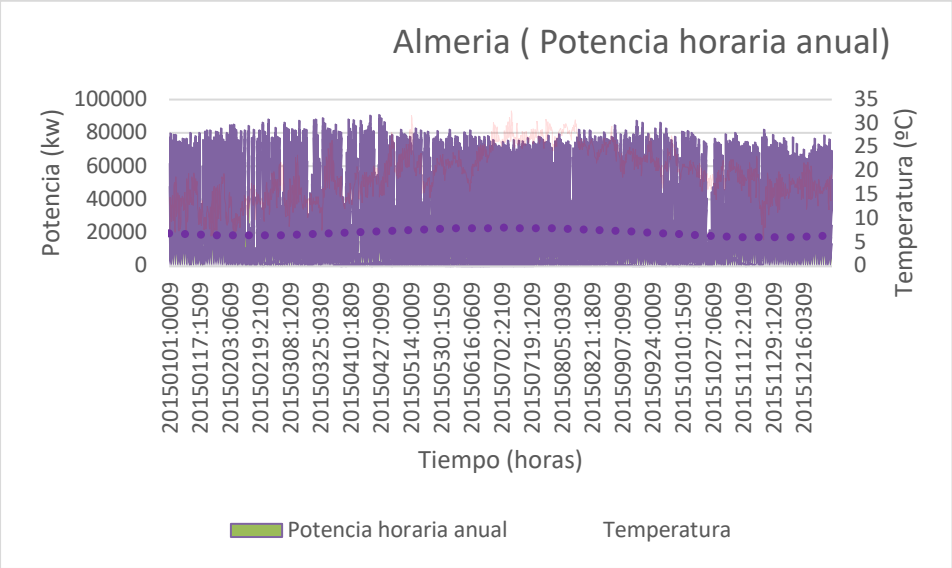

Linares (Potencia horaria de 4 días significativos)
Potencia (kw)
80000
60000
40000
20000
0
0 2 4 6 8 10 12 14 16 18 20 22
Tíempo (horas)
22-mar
21-jun
21-sept
21-dic

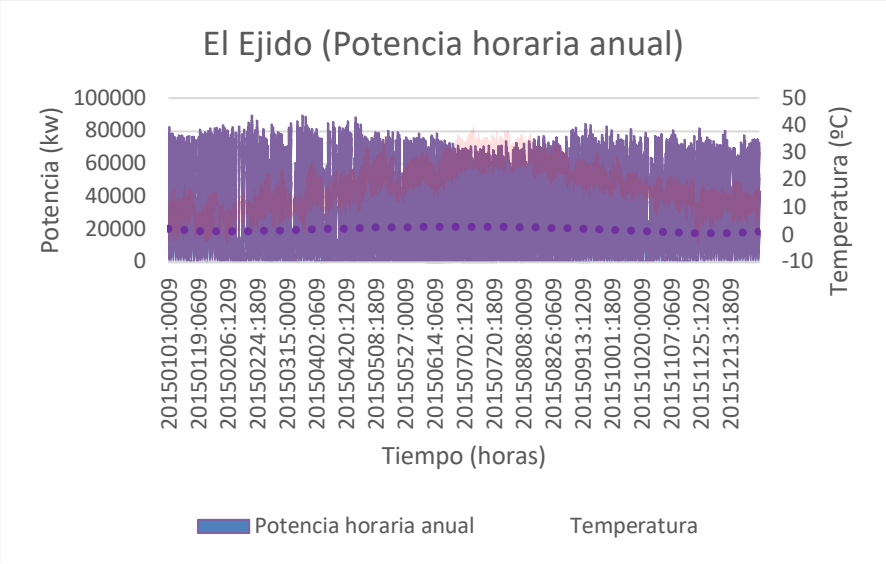

Écija (Potencia horaria de 4 días significativos)
Potencia (kw)
80000
70000
60000
50000
40000
30000
20000
10000
0
0 2 4 6 8 10 12 14 16 18 20 22
Tíempo (horas)
22-mar
21-jun
21-sept
21-dic

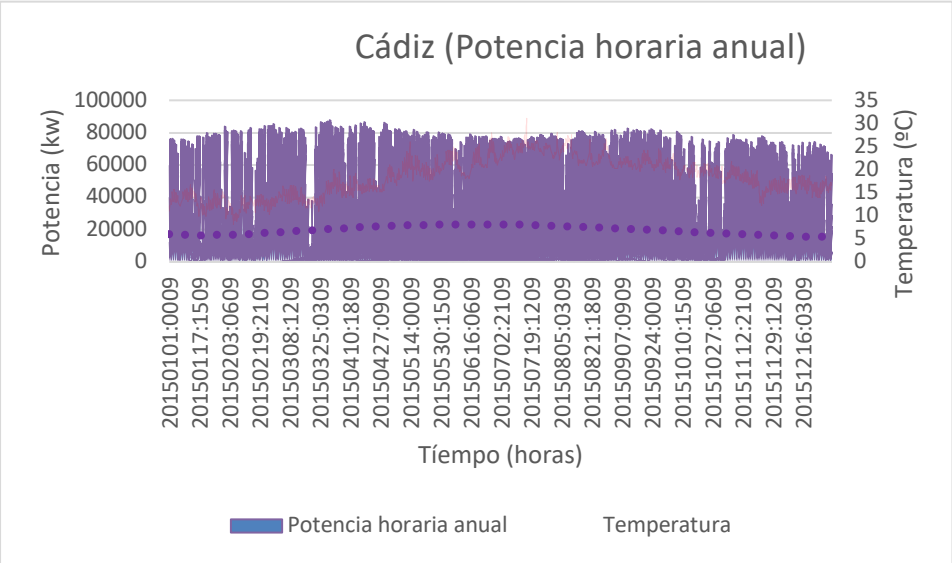

Málaga (Potencia horaria de 4 días significativos)
Potencia (kw)
80000
70000
60000
50000
40000
30000
20000
10000
0
0 2 4 6 8 10 12 14 16 18 20 22
Tíempo (horas)
22-mar
21-jun
21-sept
21-dic

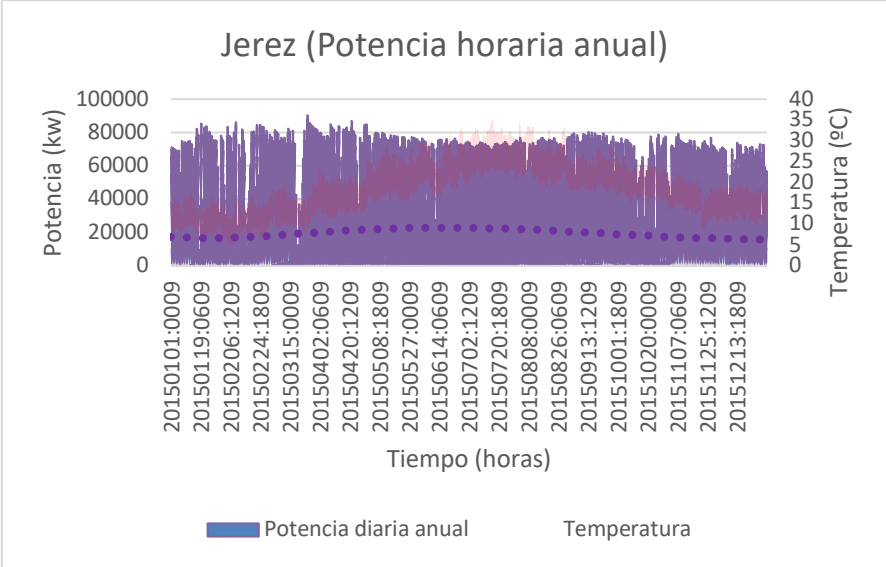

Antequera (Potencia horaria de 4 días significativos)
Potencia (kw)
80000
70000
60000
50000
40000
30000
20000
10000
0
0 2 4 6 8 10 12 14 16 18 20 22
Tiempo (horas)
22-mar
21-jun
21-sept
21-dic

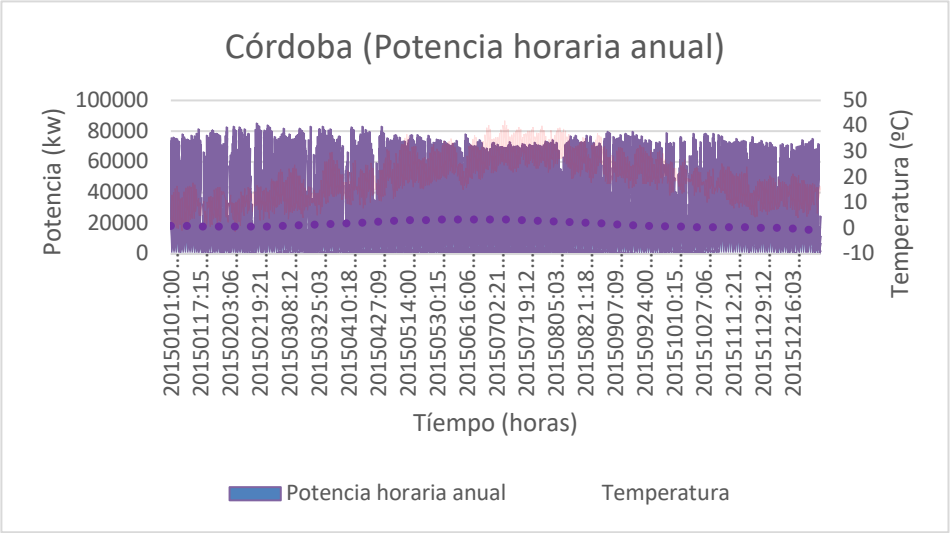
8.1.5. Potencia horaria anual (red de Andalucía)

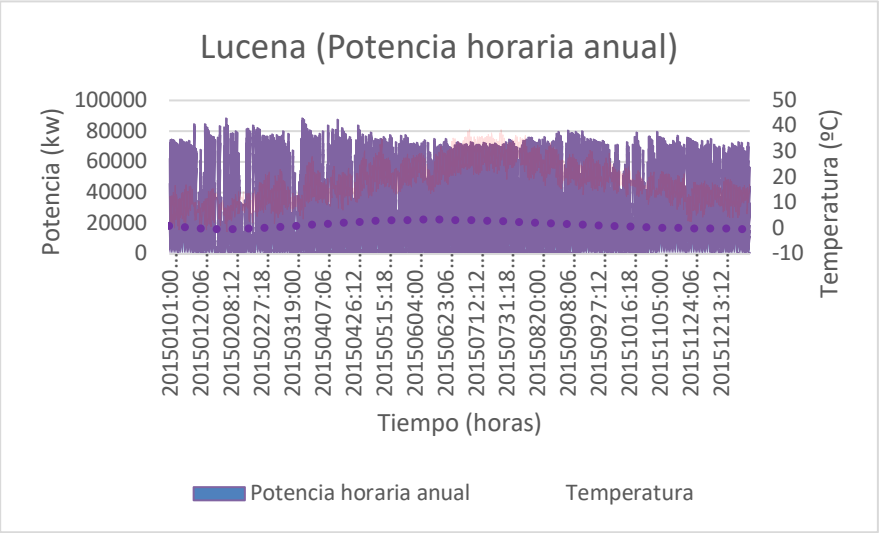


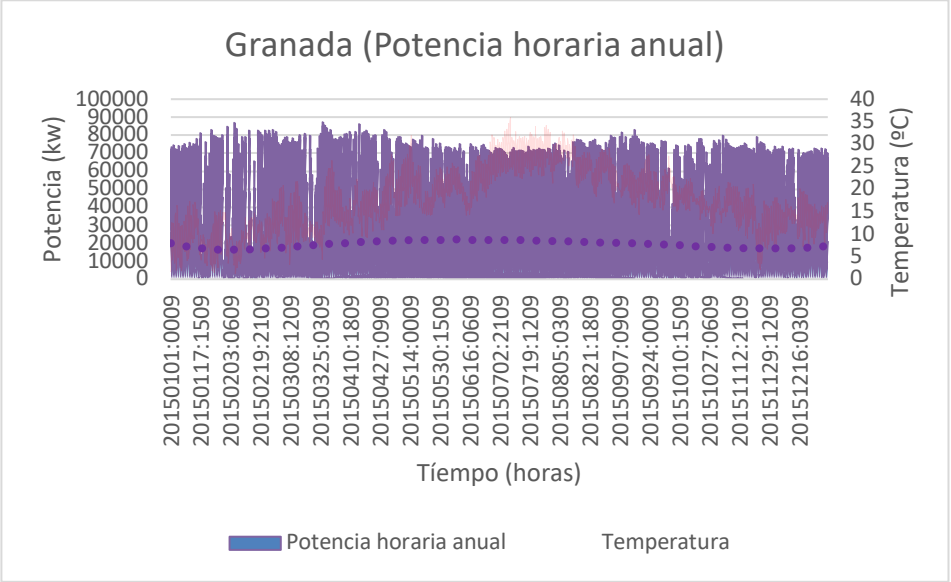


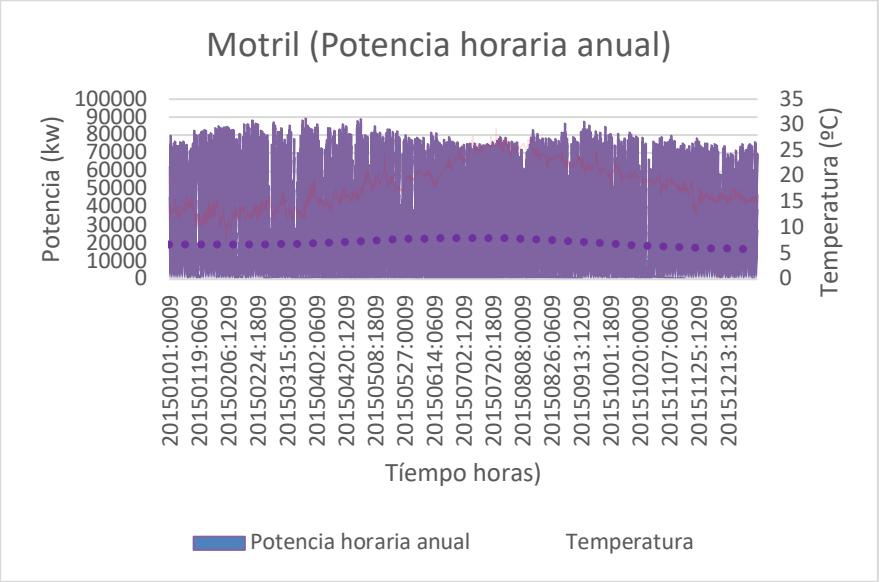


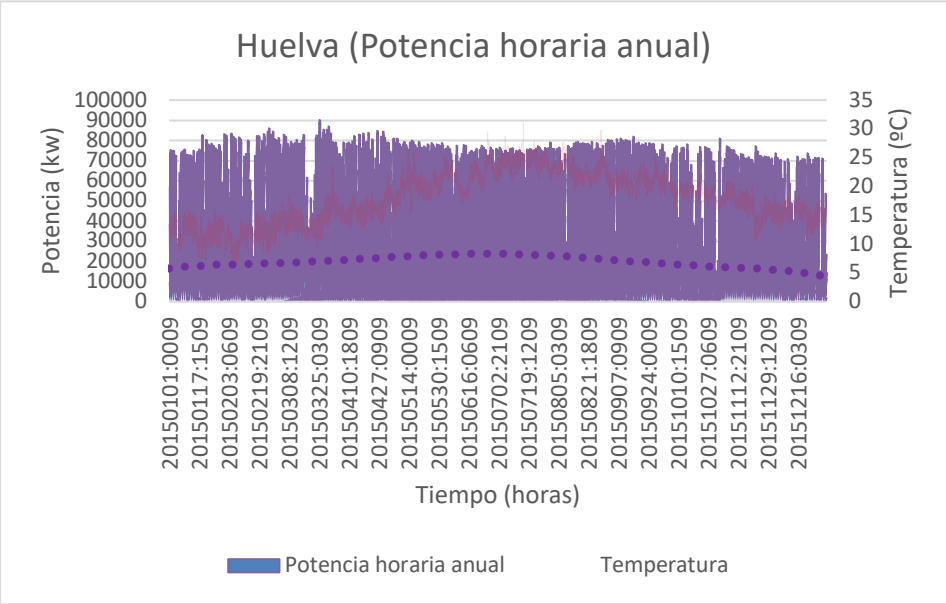


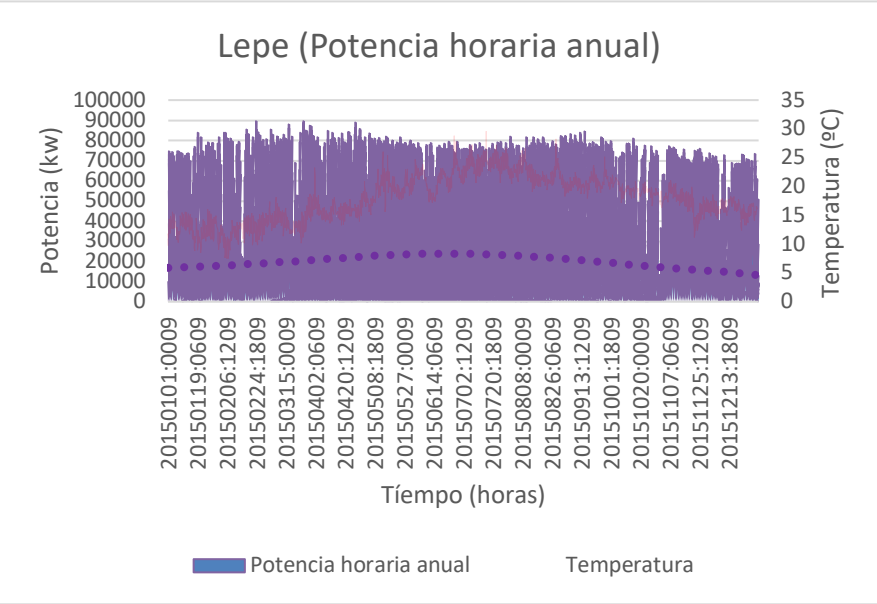

Córdoba (Potencia horaria anual)
Potencia (kw)
Temperatura (ºC)
Tíempo (horas)
Potencia horaria anual
Temperatura

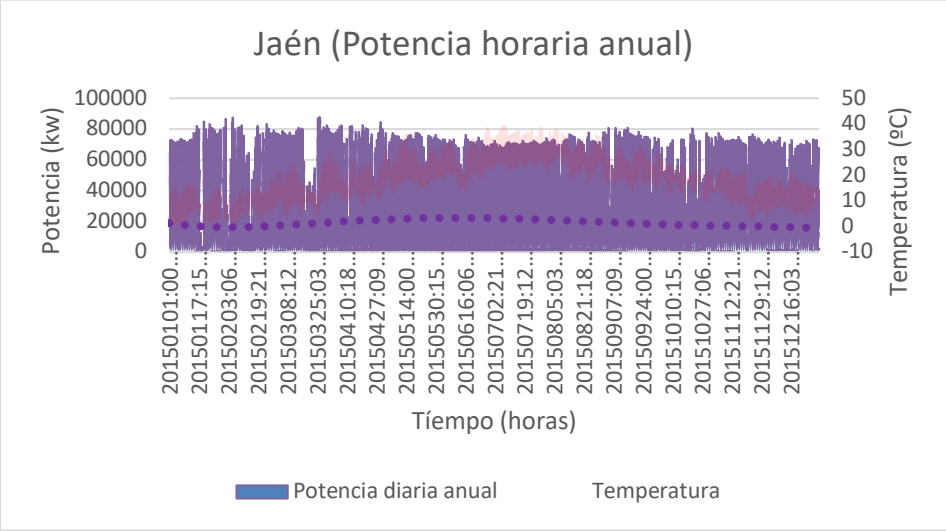

Lucena (Potencia horaria anual)
Potencia (kw)
Temperatura (ºC)
Tiempo (horas)
Potencia horaria anual
Temperatura

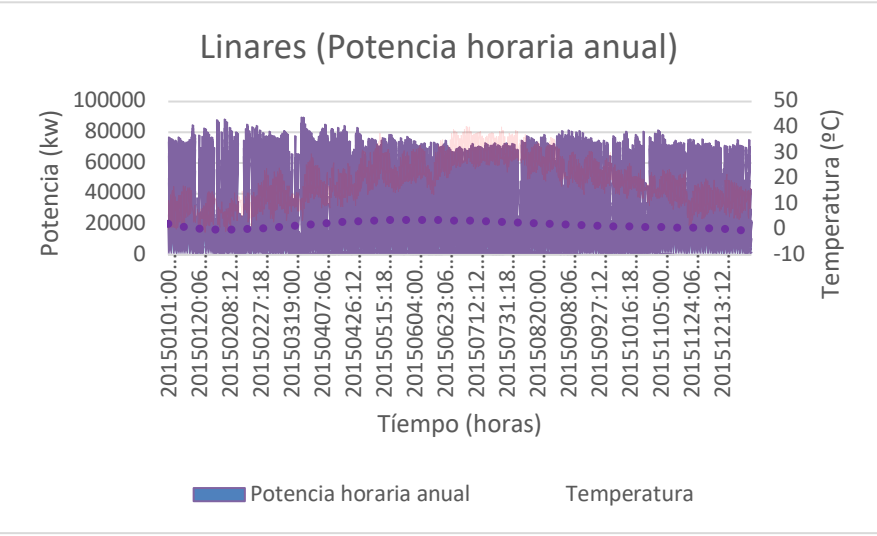

Granada (Potencia horaria anual)
Potencia (kw)
Temperatura (ºC)
Tíempo (horas)
Potencia horaria anual
Temperatura

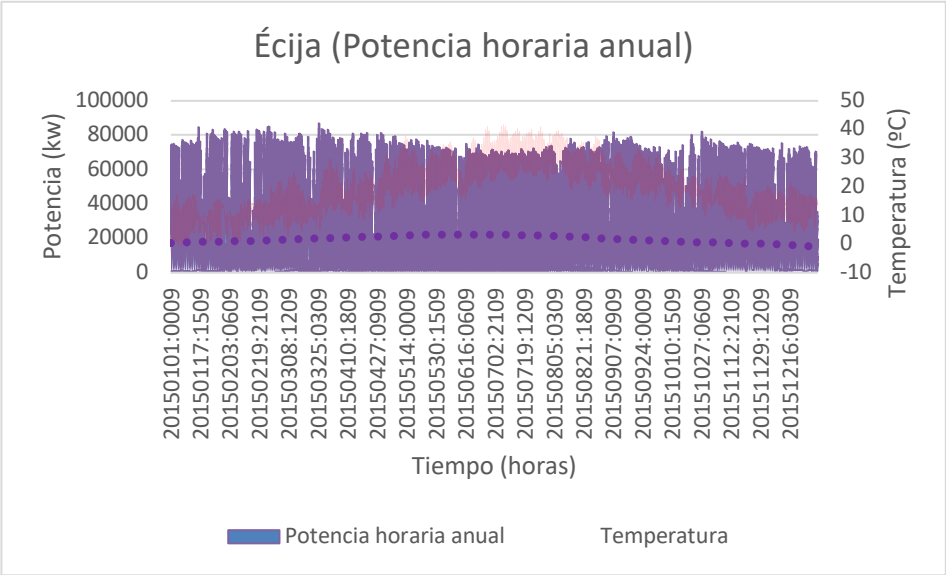

Motril (Potencia horaria anual)
Potencia (kw)
Temperatura (ºC)
Tíempo horas)
Potencia horaria anual
Temperatura

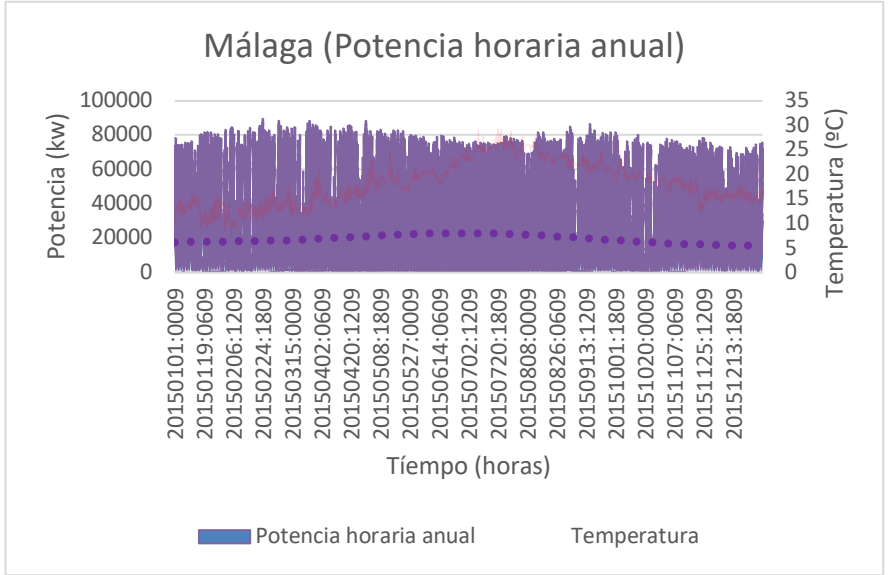

Huelva (Potencia horaria anual)
Potencia (kw)
Temperatura (ºC)
Tiempo (horas)
Potencia horaria anual
Temperatura

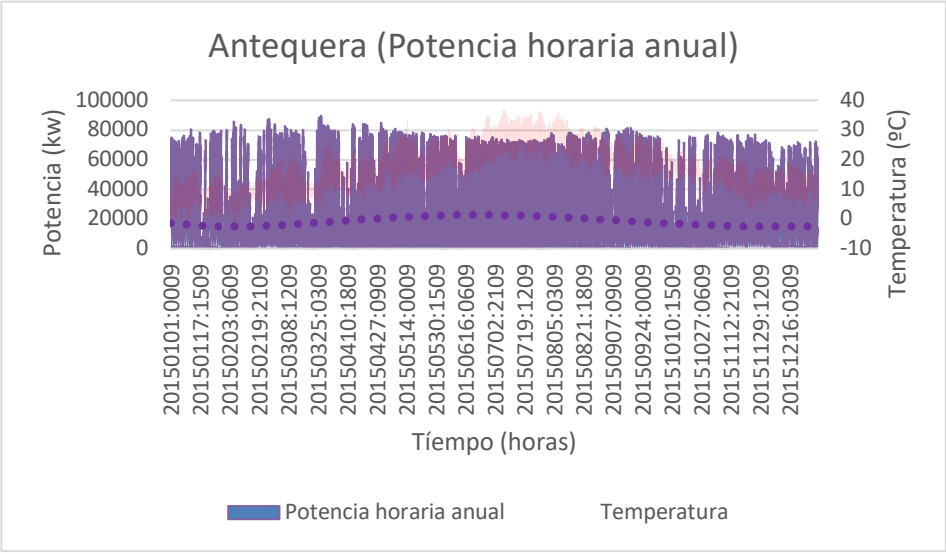

Lepe (Potencia horaria anual)
Potencia (kw)
Temperatura (ºC)
Tíempo (horas)
Potencia horaria anual
Temperatura


Jaén (Potencia horaria anual)
Potencia (kw)
Temperatura (ºC)
Tíempo (horas)
Potencia diaria anual
Temperatura

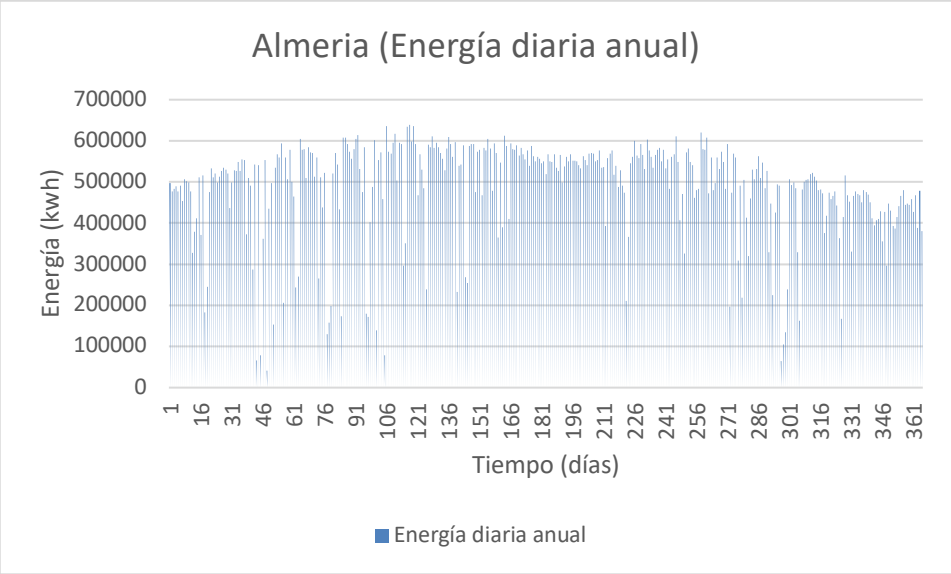

Linares (Potencia horaria anual)
Potencia (kw)
Temperatura (ºC)
Tíempo (horas)
Potencia horaria anual
Temperatura

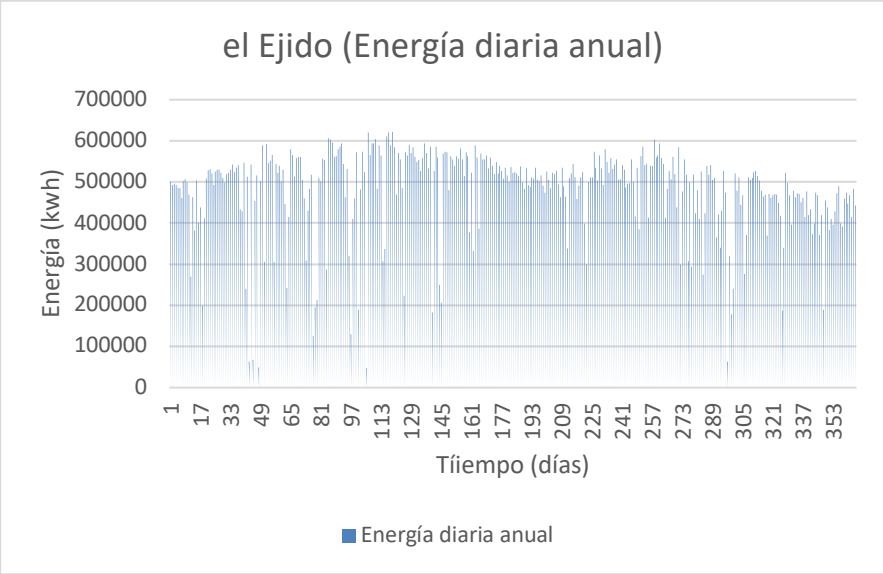

Écija (Potencia horaria anual)
Potencia (kw)
100000
80000
60000
40000
20000
0
Temperatura (ºC)
50
40
30
20
10
0
-10
20150101:0009
20150117:1509
20150203:0609
20150219:2109
20150308:1209
20150325:0309
20150410:1809
20150427:0909
20150514:0009
20150530:1509
20150616:0609
20150702:2109
20150719:1209
20150805:0309
20150821:1809
20150907:0909
20150924:0009
20151010:1509
20151027:0609
20151112:2109
20151129:1209
20151216:0309
Tiempo (horas)
Potencia horaria anual
Temperatura

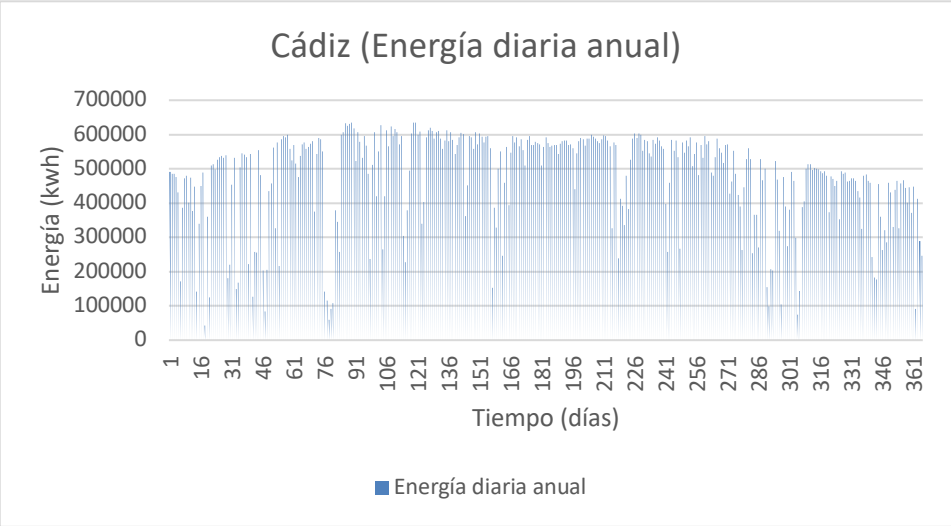

Málaga (Potencia horaria anual)
Potencia (kw)
100000
80000
60000
40000
20000
0
Temperatura (ºC)
35
30
25
20
15
10
5
0
20150101:0009
20150119:0609
20150206:1209
20150224:1809
20150315:0009
20150402:0609
20150420:1209
20150508:1809
20150527:0009
20150614:0609
20150702:1209
20150720:1809
20150808:0009
20150826:0609
20150913:1209
20151001:1809
20151020:0009
20151107:0609
20151125:1209
20151213:1809
Tíempo (horas)
Potencia horaria anual
Temperatura

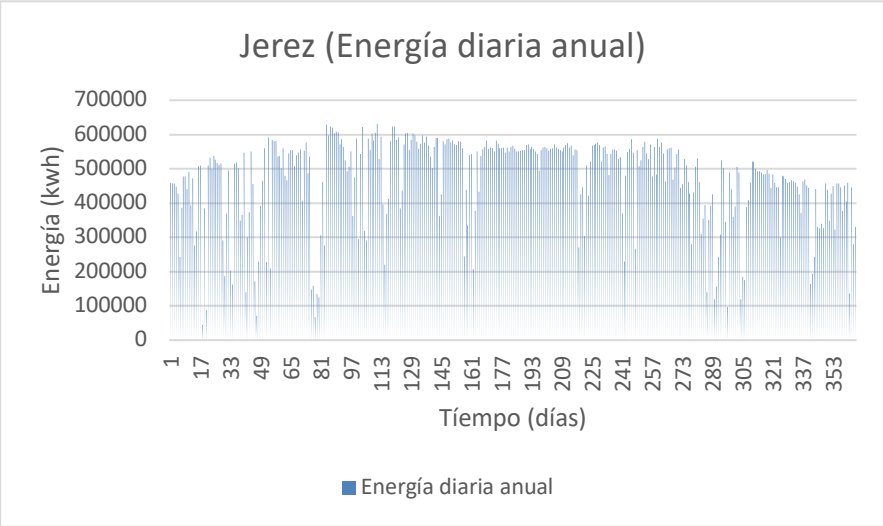

Antequera (Potencia horaria anual)
Potencia (kw)
100000
80000
60000
40000
20000
0
Temperatura (ºC)
40
30
20
10
0
-10
20150101:0009
20150117:1509
20150203:0609
20150219:2109
20150308:1209
20150325:0309
20150410:1809
20150427:0909
20150514:0009
20150530:1509
20150616:0609
20150702:2109
20150719:1209
20150805:0309
20150821:1809
20150907:0909
20150924:0009
20151010:1509
20151027:0609
20151112:2109
20151129:1209
20151216:0309
Tíempo (horas)
Potencia horaria anual
Temperatura

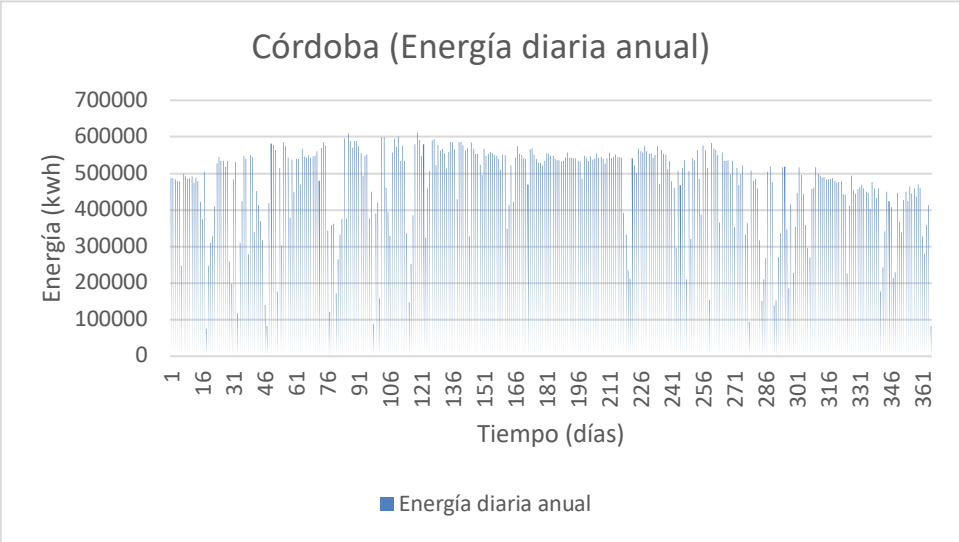
8.1.6. Energía diaria anual (red de Andalucía)

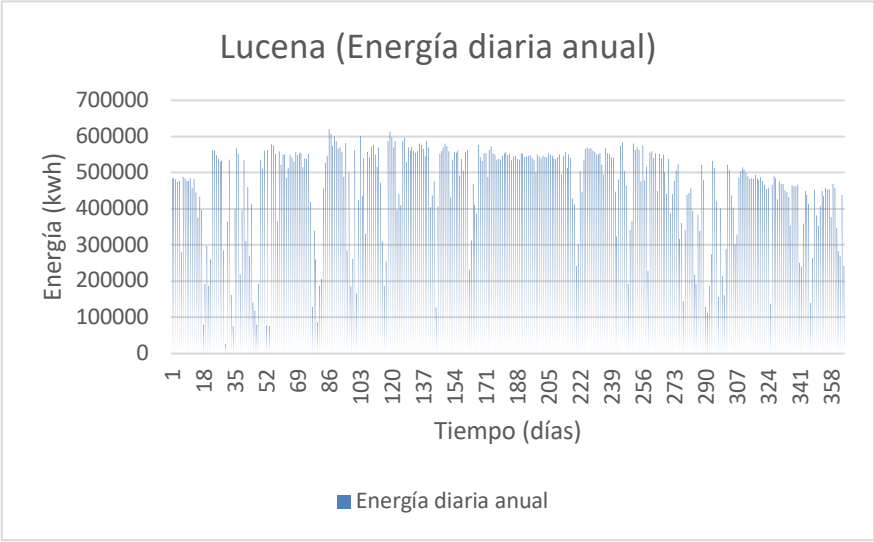


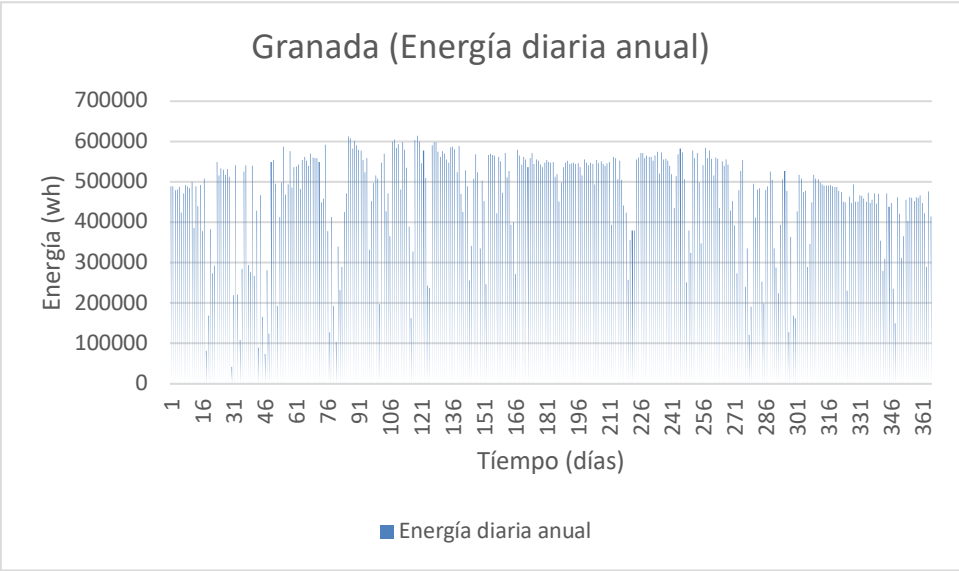


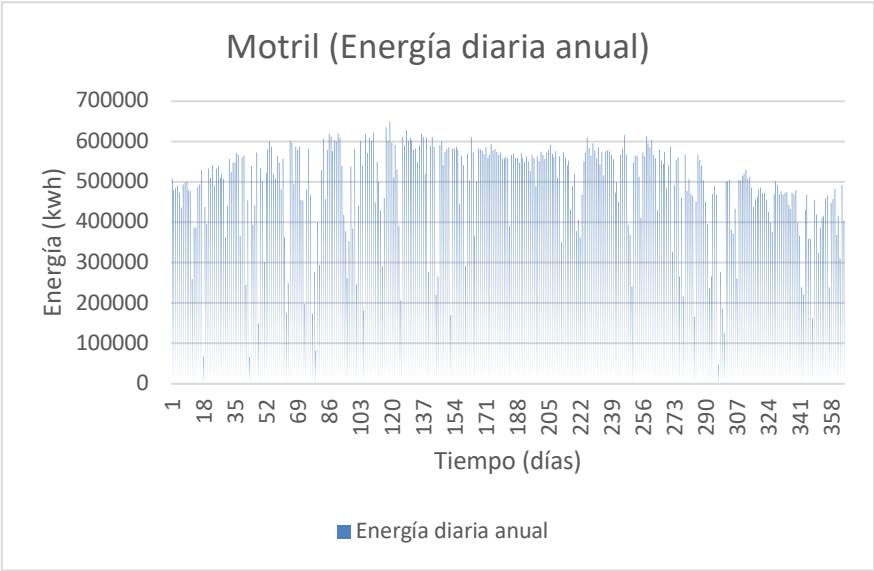


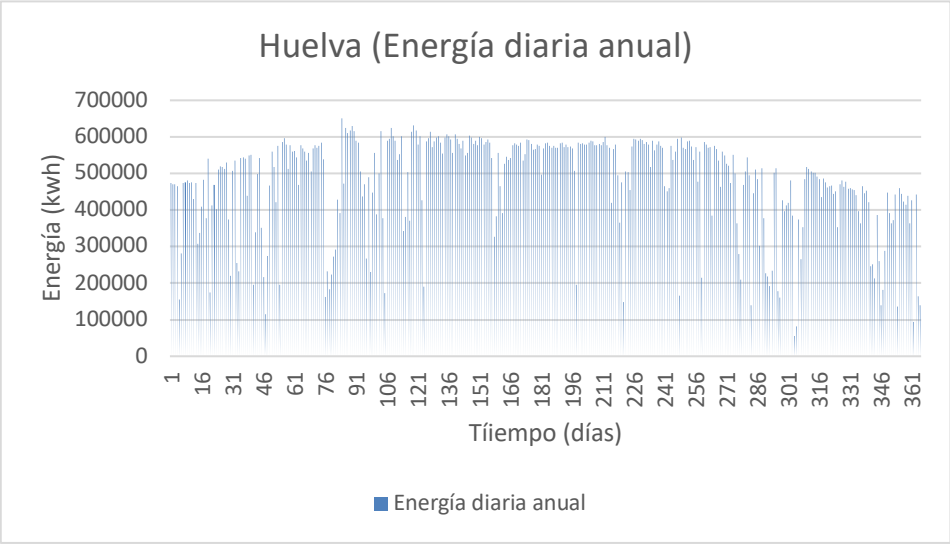


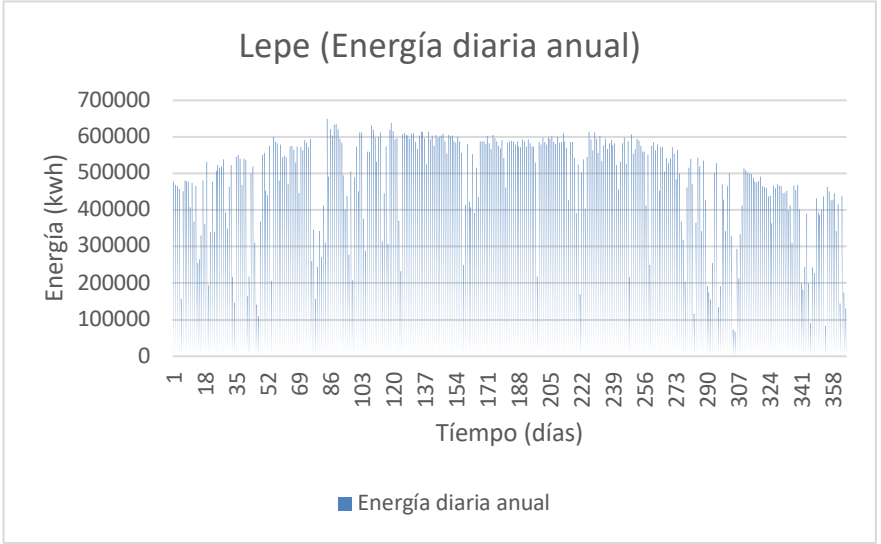

Córdoba (Energía diaria anual)
Energía (kwh)
700000
600000
500000
400000
300000
200000
100000
0
1 16 31 46 61 76 91 106 121 136 151 166 181 196 211 226 241 256 271 286 301 316 331 346 361
Tiempo (días)
Energía diaria anual

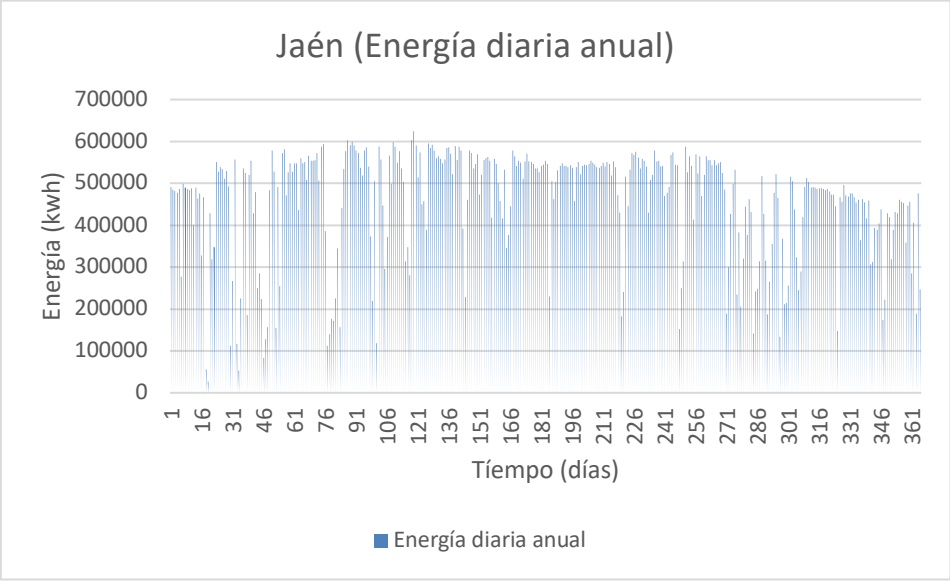

Lucena (Energía diaria anual)
Energía (kwh)
700000
600000
500000
400000
300000
200000
100000
0
1 18 35 52 69 86 103 120 137 154 171 188 205 222 239 256 273 290 307 324 341 358
Tiempo (días)
Energía diaria anual

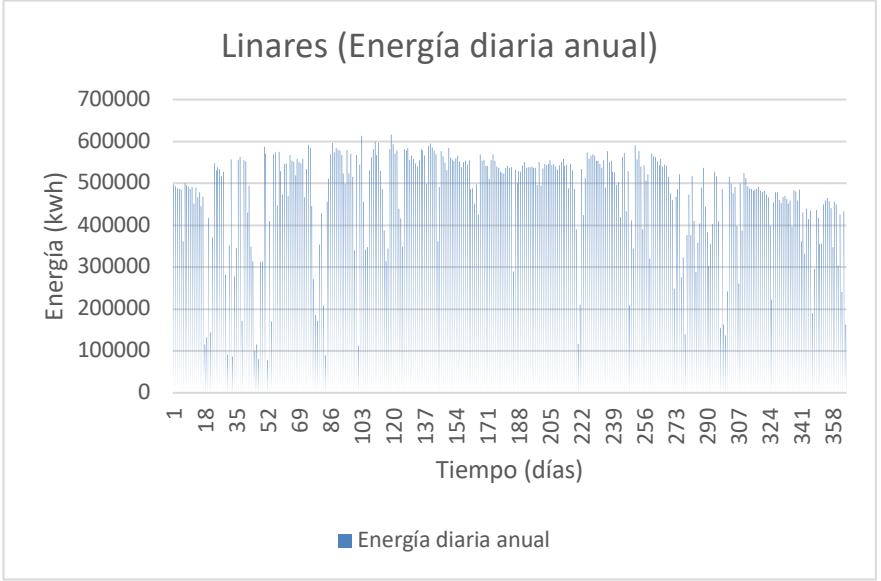

Granada (Energía diaria anual)
Energía (wh)
700000
600000
500000
400000
300000
200000
100000
0
1 16 31 46 61 76 91 106 121 136 151 166 181 196 211 226 241 256 271 286 301 316 331 346 361
Tíempo (días)
Energía diaria anual

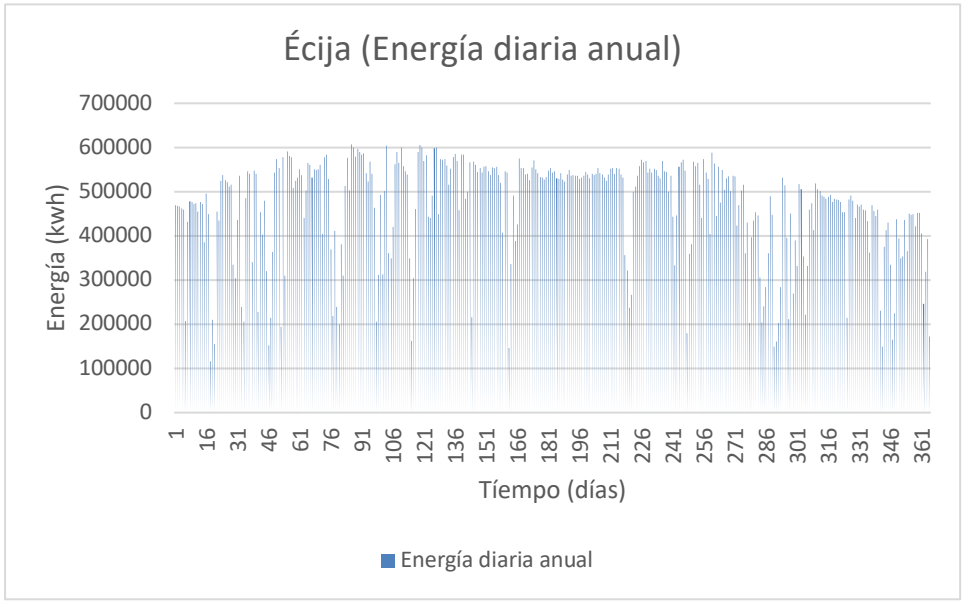

Motril (Energía diaria anual)
Energía (kwh)
700000
600000
500000
400000
300000
200000
100000
0
1 18 35 52 69 86 103 120 137 154 171 188 205 222 239 256 273 290 307 324 341 358
Tiempo (días)
Energía diaria anual

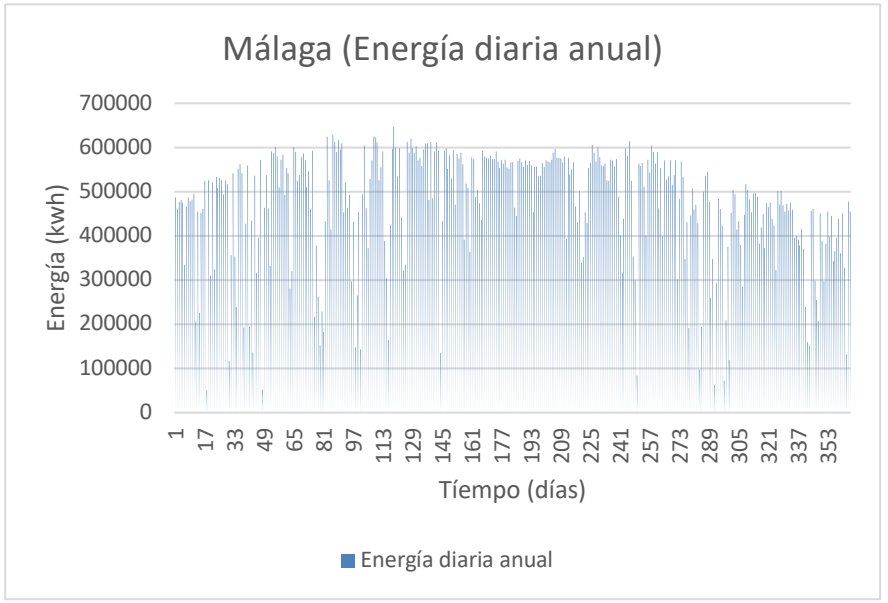

Huelva (Energía diaria anual)
Energía (kwh)
700000
600000
500000
400000
300000
200000
100000
0
1 16 31 46 61 76 91 106 121 136 151 166 181 196 211 226 241 256 271 286 301 316 331 346 361
Tíiempo (días)
Energía diaria anual

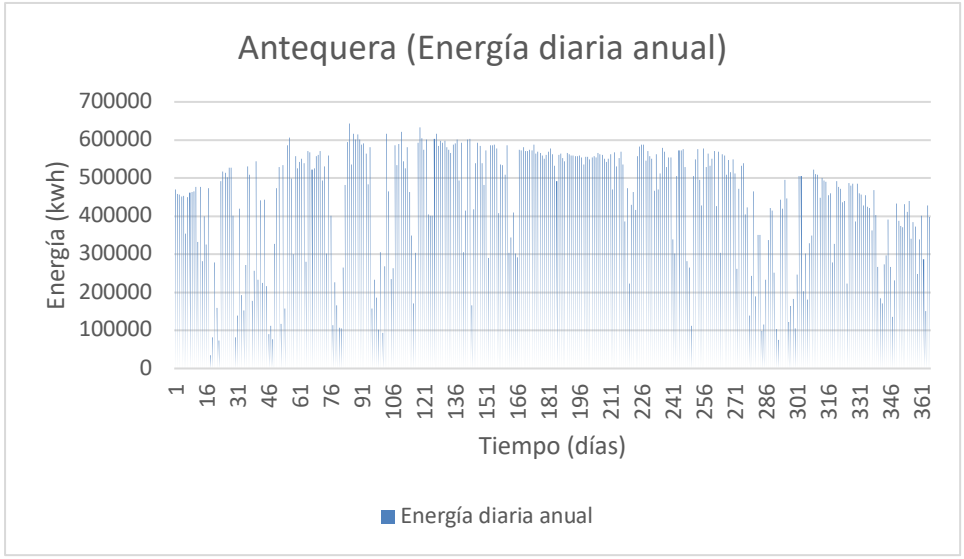

Lepe (Energía diaria anual)
Energía (kwh)
700000
600000
500000
400000
300000
200000
100000
0
1 18 35 52 69 86 103 120 137 154 171 188 205 222 239 256 273 290 307 324 341 358
Tíempo (días)
Energía diaria anual


Jaén (Energía diaria anual)
Energía (kwh)
700000
600000
500000
400000
300000
200000
100000
0
1 16 31 46 61 76 91 106 121 136 151 166 181 196 211 226 241 256 271 286 301 316 331 346 361
Tíempo (días)
Energía diaria anual


Linares (Energía diaria anual)
Energía (kwh)
700000
600000
500000
400000
300000
200000
100000
0
1 18 35 52 69 86 103 120 137 154 171 188 205 222 239 256 273 290 307 324 341 358
Tiempo (días)
Energía diaria anual


Écija (Energía diaria anual)
Energía (kwh)
700000
600000
500000
400000
300000
200000
100000
0
1 16 31 46 61 76 91 106 121 136 151 166 181 196 211 226 241 256 271 286 301 316 331 346 361
Tíempo (días)
Energía diaria anual


Málaga (Energía diaria anual)
Energía (kwh)
700000
600000
500000
400000
300000
200000
100000
0
1 17 33 49 65 81 97 113 129 145 161 177 193 209 225 241 257 273 289 305 321 337 353
Tíempo (días)
Energía diaria anual

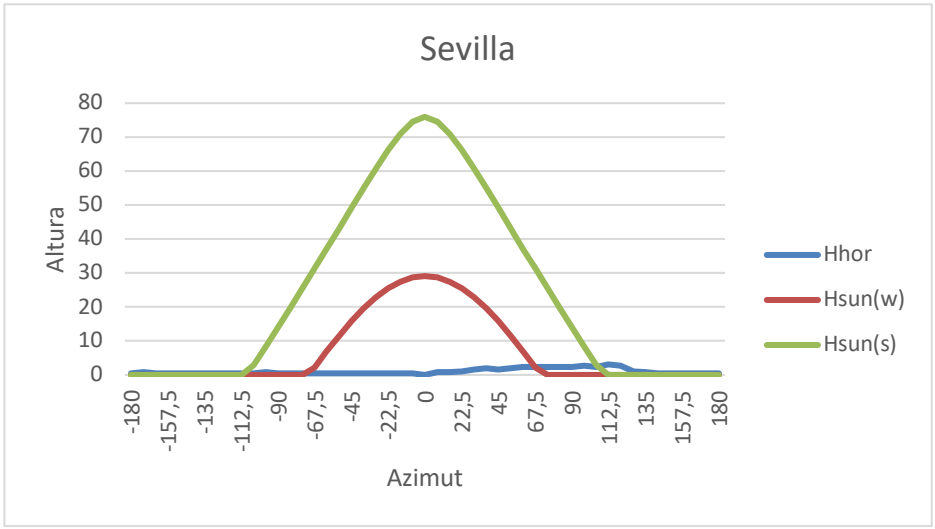

Antequera (Energía diaria anual)
Energía (kwh)
700000
600000
500000
400000
300000
200000
100000
0
1 16 31 46 61 76 91 106 121 136 151 166 181 196 211 226 241 256 271 286 301 316 331 346 361
Tiempo (días)
Energía diaria anual

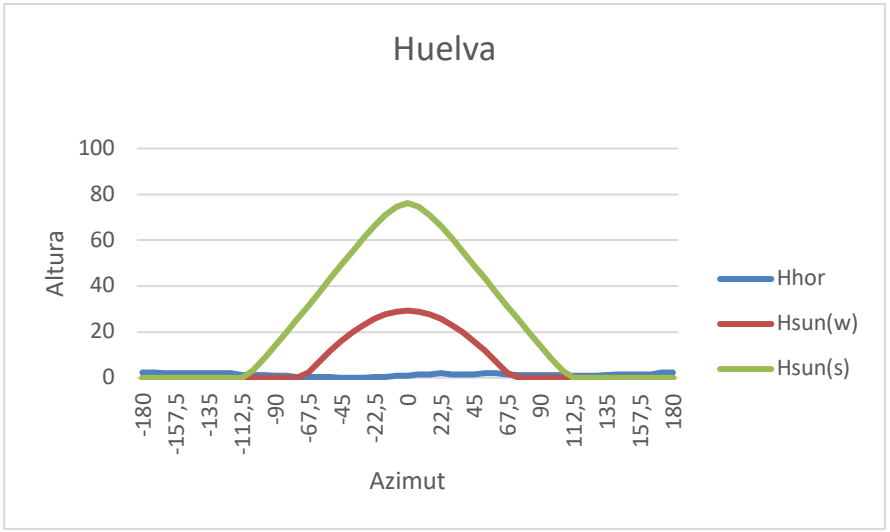
8.2. Anexo 2: Red de España

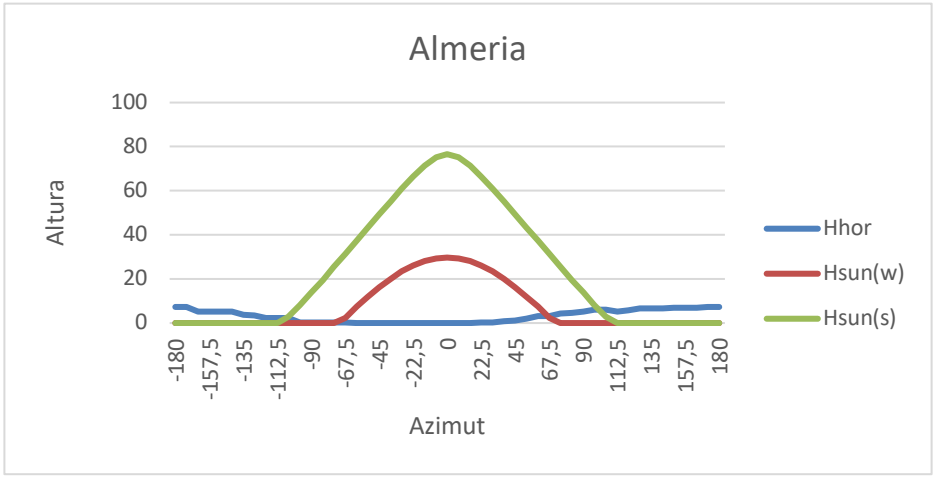
8.2.1. Datos primarios de PVGIS. Pérdidas por el sombreado del horizonte (Madrid).

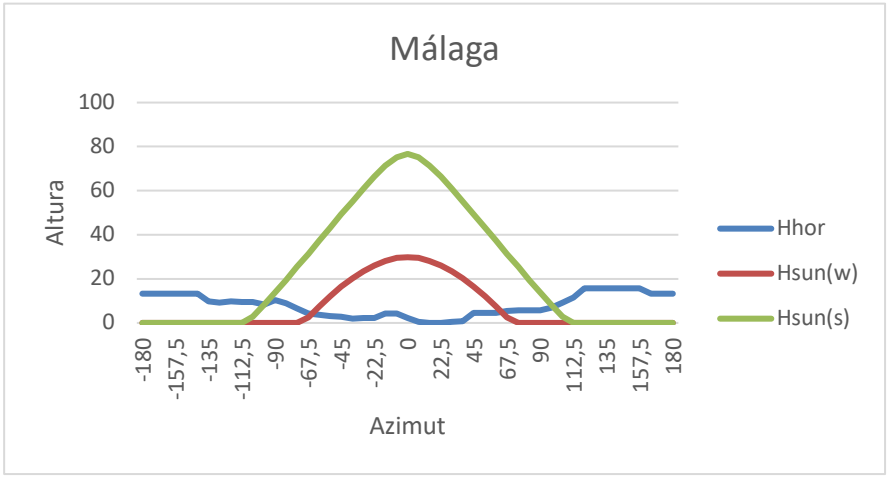
1	Latitude (deg,): 40,272					
2	Longitude (deg,): -3,662					
3						
4	A	H_hor	A_sun(w)	H_sun(w)	A_sun(s)	H_sun(s)
5	-180	0,4	-180	0	-180	0
6	-172,5	0,4	-157,2	0	-172,4	0
7	-165	0,4	-138,6	0	-164,8	0
8	-157,5	0,4	-124,8	0	-157,6	0
9	-150	0	-114,6	0	-150,7	0
10	-142,5	0	-106,6	0	-144,2	0
11	-135	2,3	-100,1	0	-138,1	0
12	-127,5	2,3	-94,5	0	-132,4	0
13	-120	2,3	-89,5	0	-127,1	0
14	-112,5	2,3	-84,8	0	-122	0
15	-105	2,3	-80,4	0	-117,3	4,4
16	-97,5	2,3	-76	0	-112,7	9,5
17	-90	2,3	-71,7	0	-108,3	14,9
18	-82,5	2,3	-67,3	0	-104	20,4
19	-75	3,8	-62,7	0	-99,6	26
20	-67,5	3,8	-58	0,6	-95,2	31,7
21	-60	5	-52,9	5,3	-90,5	37,4
22	-52,5	5	-47,6	9,7	-85,5	43,1
23	-45	6,1	-41,9	13,8	-79,9	48,8
24	-37,5	6,1	-35,8	17,3	-73,4	54,3
25	-30	8	-29,3	20,4	-65,4	59,7
26	-22,5	8	-22,4	22,9	-55,2	64,7
27	-15	8,8	-15,2	24,8	-41,4	69
28	-7,5	8,8	-7,6	25,9	-22,8	72
29	0	6,5	0	26,3	0	73,2
30	7,5	6,5	7,6	25,9	22,8	72
31	15	4,2	15,2	24,8	41,4	69
32	22,5	3,8	22,4	22,9	55,2	64,7
33	30	3,8	29,3	20,4	65,4	59,7
34	37,5	3,1	35,8	17,3	73,4	54,3
35	45	3,1	41,9	13,8	79,9	48,8
36	52,5	3,1	47,6	9,7	85,5	43,1
37	60	3,1	52,9	5,3	90,5	37,4
38	67,5	0,4	58	0,6	95,2	31,7
39	75	0,4	62,7	0	99,6	26
40	82,5	0,4	67,3	0	104	20,4
41	90	0,4	71,7	0	108,3	14,9
42	97,5	0,4	76	0	112,7	9,5
43	105	0,4	80,4	0	117,3	4,4
44	112,5	0,4	84,8	0	122	0
45	120	0,4	89,5	0	127,1	0
46	127,5	0,8	94,5	0	132,4	0
47	135	0,8	100,1	0	138,1	0
48	142,5	0,8	106,6	0	144,2	0
49	150	0,8	114,6	0	150,7	0
50	157,5	1,1	124,8	0	157,6	0
51	165	1,1	138,6	0	164,8	0
52	172,5	0,8	157,2	0	172,4	0
53	180	0,4	180	0	180	0

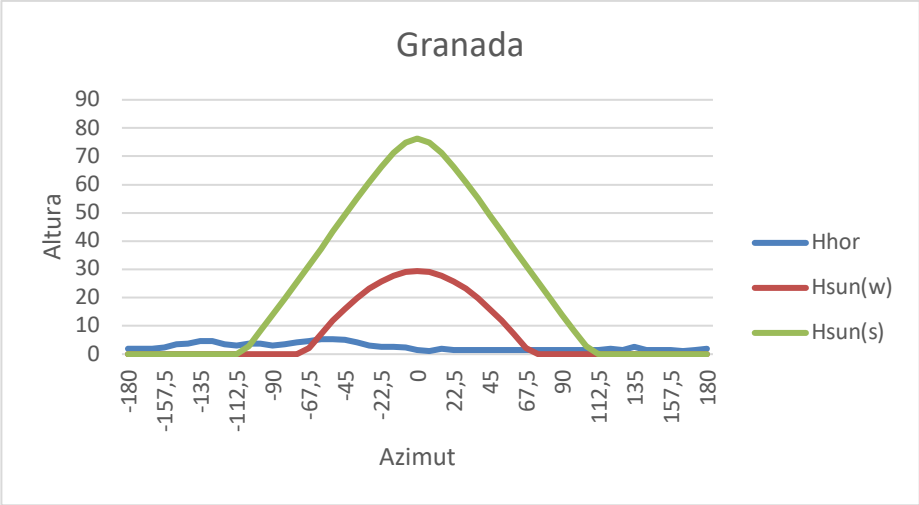
8.2.2. Pérdidas por el sombreado del horizonte (red de España).

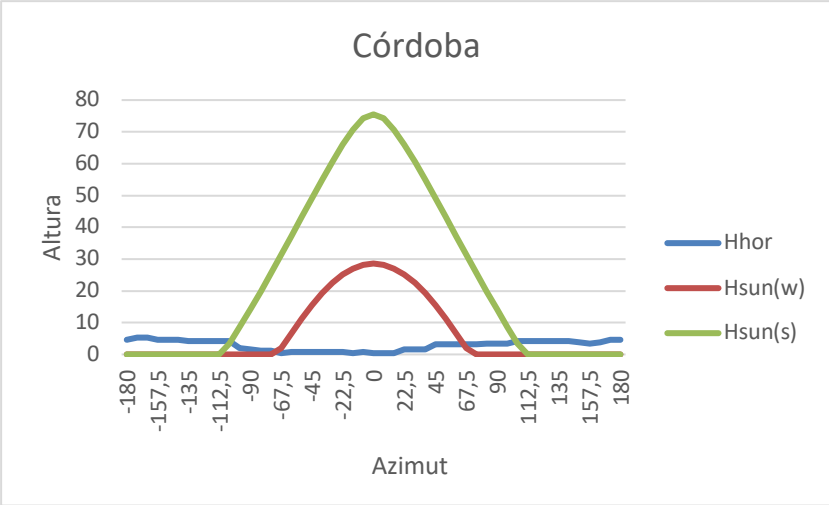


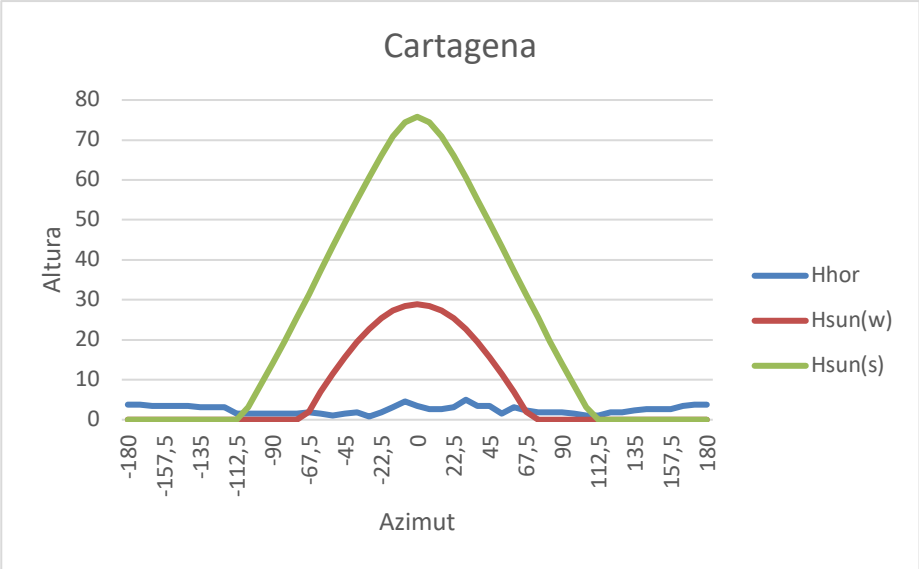


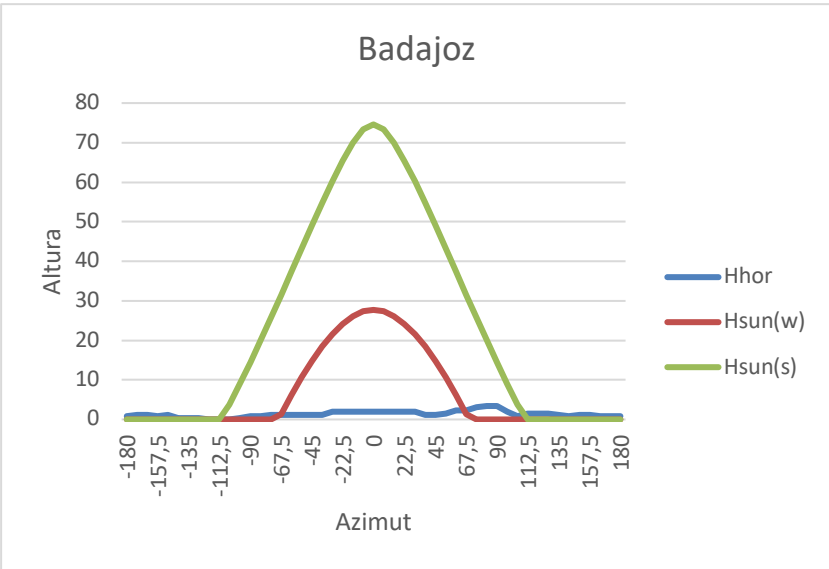


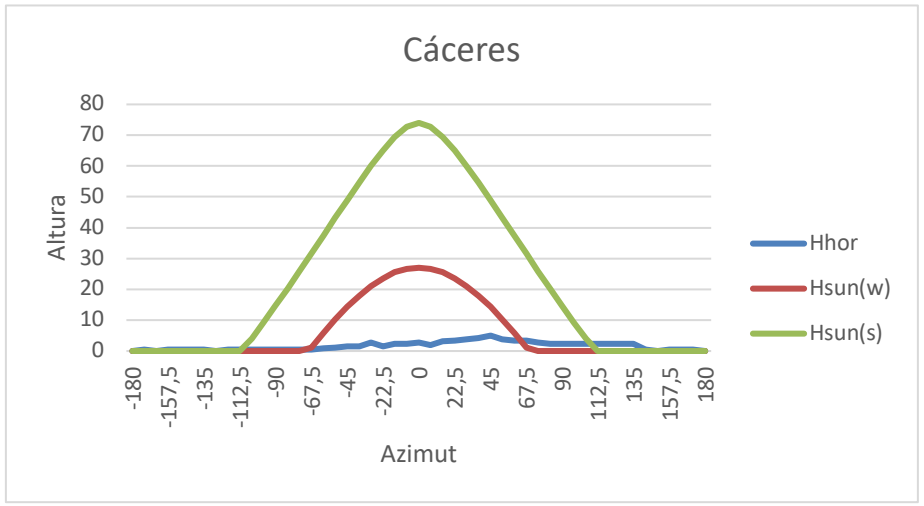


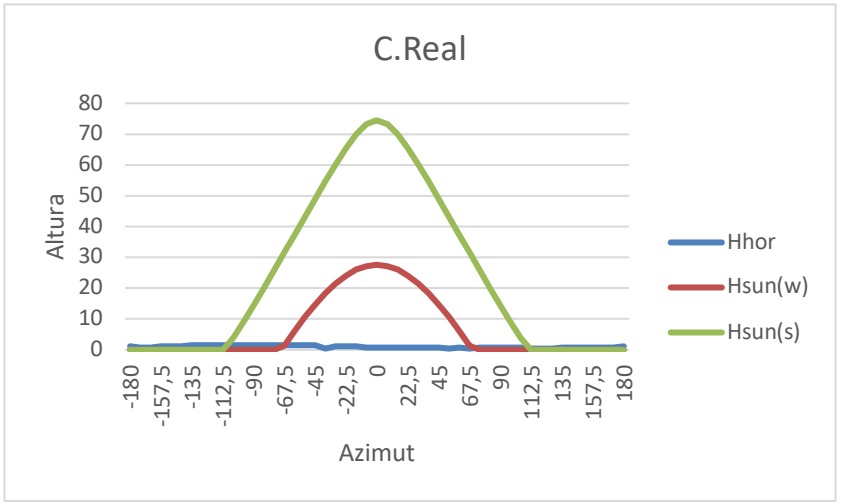

Granada
Altura
90
80
70
60
50
40
30
20
10
0
-180
-157,5
-135
-112,5
-90
-67,5
-45
-22,5
0
22,5
45
67,5
90
112,5
135
157,5
180
Azimut
Hhor
Hsun(w)
Hsun(s)

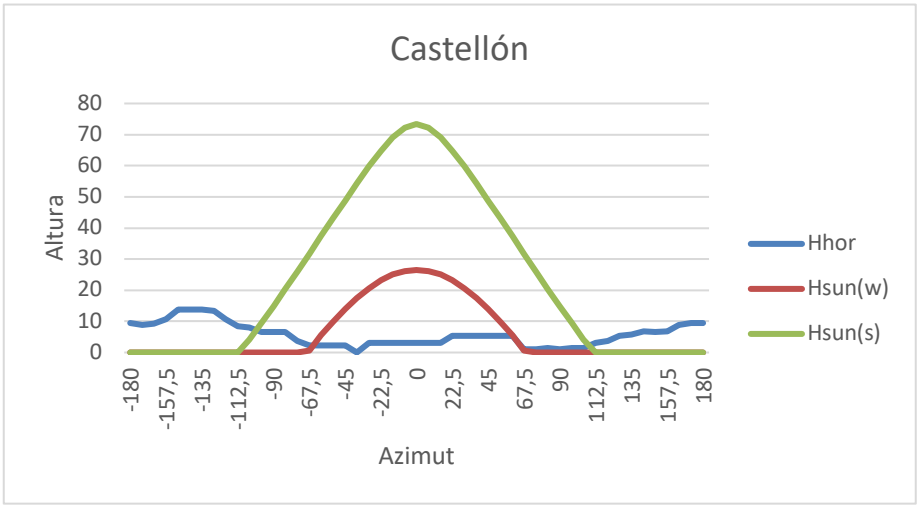

Córdoba
Altura
80
70
60
50
40
30
20
10
0
-180
-157,5
-135
-112,5
-90
-67,5
-45
-22,5
0
22,5
45
67,5
90
112,5
135
157,5
180
Azimut
Hhor
Hsun(w)
Hsun(s)

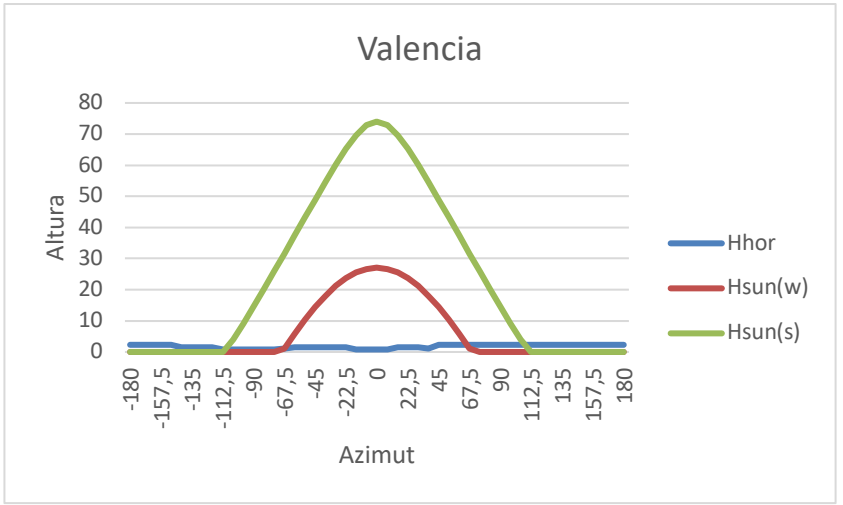

Cartagena
Altura
80
70
60
50
40
30
20
10
0
-180
-157,5
-135
-112,5
-90
-67,5
-45
-22,5
0
22,5
45
67,5
90
112,5
135
157,5
180
Azimut
Hhor
Hsun(w)
Hsun(s)

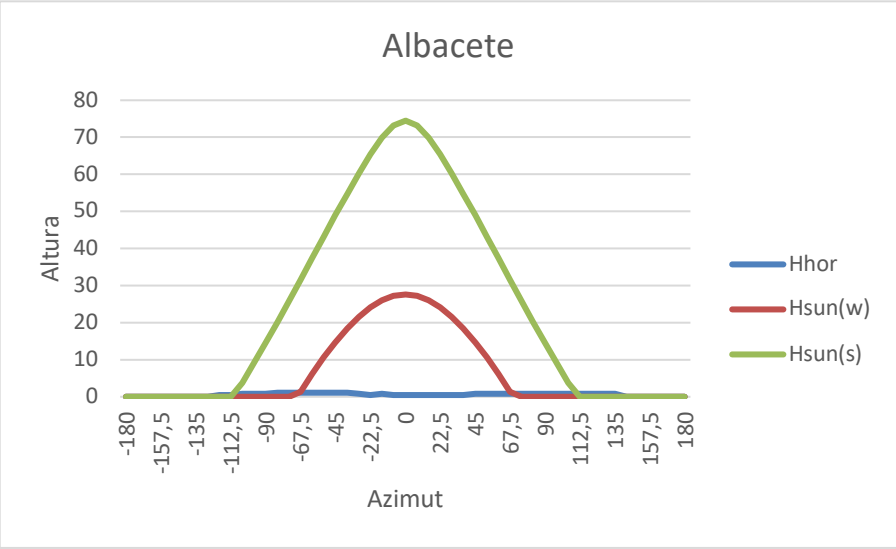

Badajoz
Altura
80
70
60
50
40
30
20
10
0
-180
-157,5
-135
-112,5
-90
-67,5
-45
-22,5
0
22,5
45
67,5
90
112,5
135
157,5
180
Azimut
Hhor
Hsun(w)
Hsun(s)

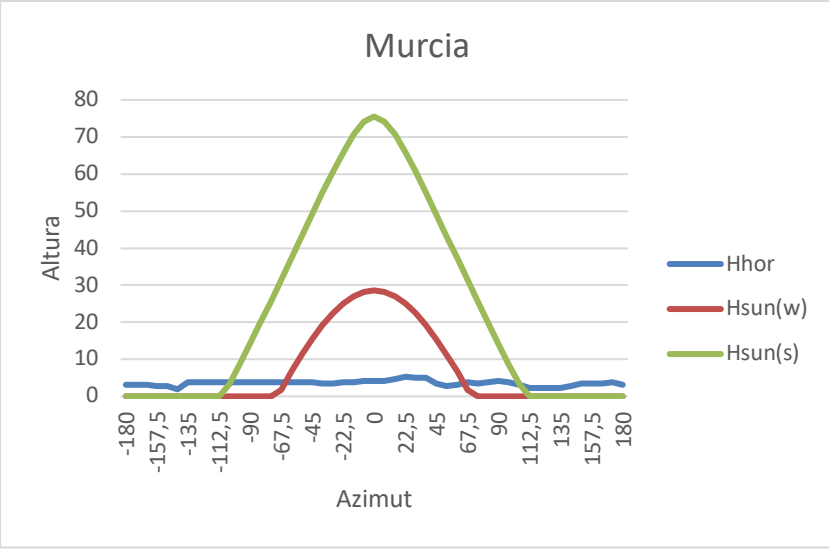

Cáceres
Altura
80
70
60
50
40
30
20
10
0
-180
-157,5
-135
-112,5
-90
-67,5
-45
-22,5
0
22,5
45
67,5
90
112,5
135
157,5
180
Azimut
Hhor
Hsun(w)
Hsun(s)

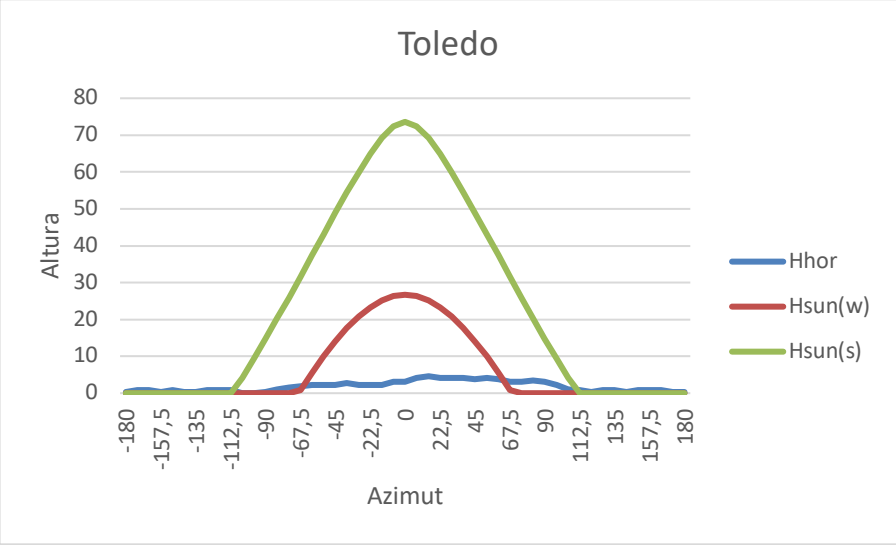

C.Real
Altura
80
70
60
50
40
30
20
10
0
-180
-157,5
-135
-112,5
-90
-67,5
-45
-22,5
0
22,5
45
67,5
90
112,5
135
157,5
180
Azimut
Hhor
Hsun(w)
Hsun(s)


Castellón
Altura
80
70
60
50
40
30
20
10
0
-180
-157,5
-135
-112,5
-90
-67,5
-45
-22,5
0
22,5
45
67,5
90
112,5
135
157,5
180
Azimut
Hhor
Hsun(w)
Hsun(s)


Valencia
Altura
80
70
60
50
40
30
20
10
0
-180
-157,5
-135
-112,5
-90
-67,5
-45
-22,5
0
22,5
45
67,5
90
112,5
135
157,5
180
Azimut
Hhor
Hsun(w)
Hsun(s)


Albacete
Altura
80
70
60
50
40
30
20
10
0
-180
-157,5
-135
-112,5
-90
-67,5
-45
-22,5
0
22,5
45
67,5
90
112,5
135
157,5
180
Azimut
Hhor
Hsun(w)
Hsun(s)


Murcia
Altura
80
70
60
50
40
30
20
10
0
-180
-157,5
-135
-112,5
-90
-67,5
-45
-22,5
0
22,5
45
67,5
90
112,5
135
157,5
180
Azimut
Hhor
Hsun(w)
Hsun(s)

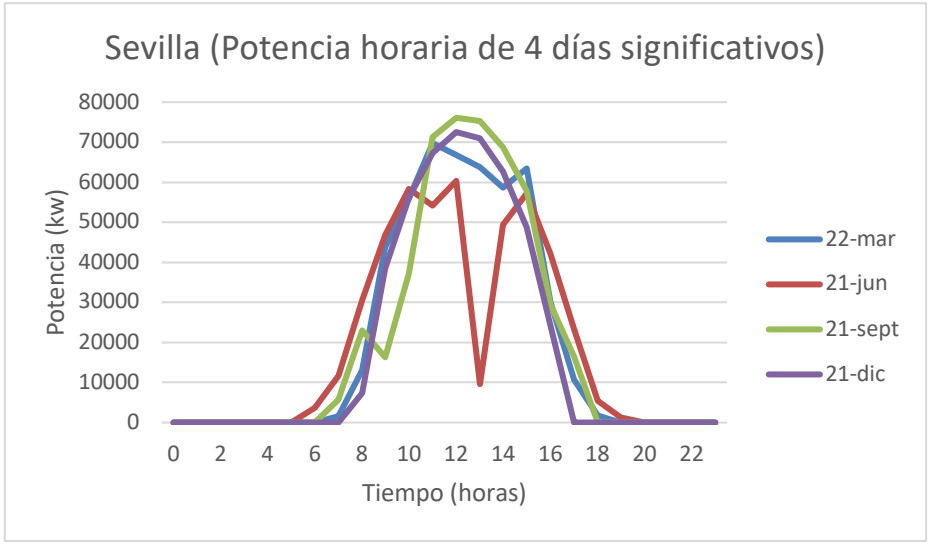

Toledo
Altura
80
70
60
50
40
30
20
10
0
-180
-157,5
-135
-112,5
-90
-67,5
-45
-22,5
0
22,5
45
67,5
90
112,5
135
157,5
180
Azimut
Hhor
Hsun(w)
Hsun(s)

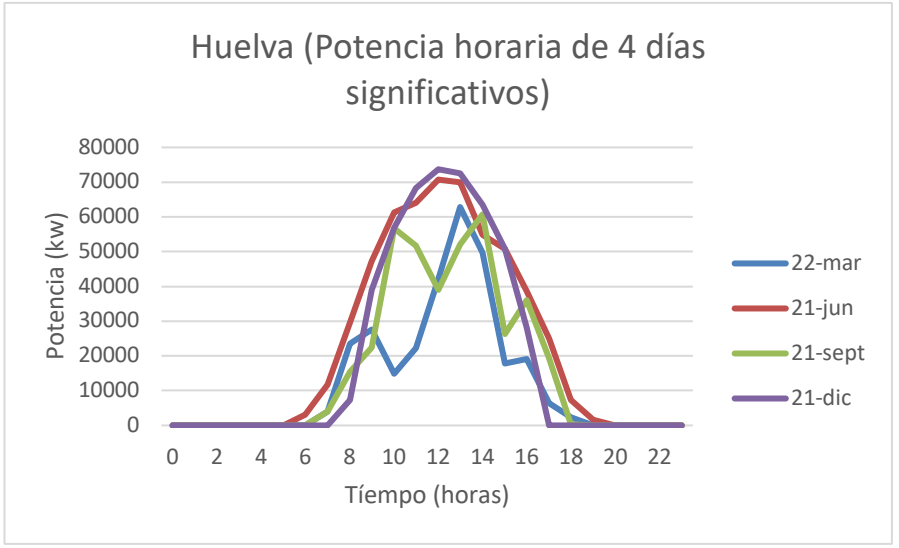
8.2.3. Datos primarios de PVGIS. Potencia, temperatura y energía para Madrid.

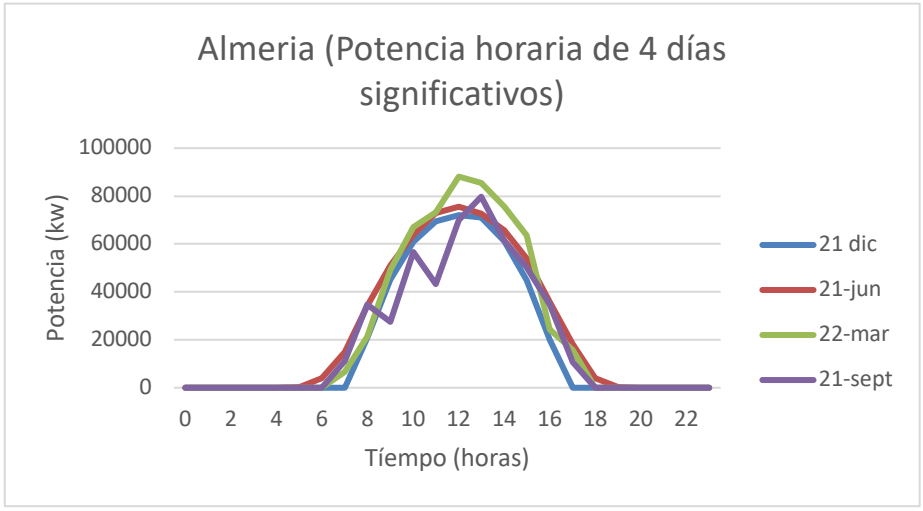
1	Latitude (decimal degrees):	40.272						
2	Longitude (decimal degrees):	-3.662						
3	Elevation (m):	614						
4	Radiation database:	PVGIS-SARAH						
5								
6								
7	Slope: 37 deg, (optimum)							
8	Azimuth: -3 deg, (optimum)							
9	Nominal power of the PV system (c-Si) (kWp):	100000						
10	System losses (%):	14						
11	time	P (Kw)	G(i)	H_sun	T2m	WS10m	Int	P (w)
12	20150101:0010	0	0	0	-0,8	0,63	0	0
13	20150101:0110	0	0	0	-1	0,66	0	0
14	20150101:0210	0	0	0	-1,1	0,68	0	0
15	20150101:0310	0	0	0	-1,3	0,7	0	0
16	20150101:0410	0	0	0	-1,6	1,09	0	0
17	20150101:0510	0	0	0	-1,9	1,47	0	0
18	20150101:0610	0	0	0	-2,3	1,85	0	0
19	20150101:0710	0	0	0	-1,4	1,85	0	0
20	20150101:0810	1054	23,17	4,44	-0,5	1,86	0	1054000
21	20150101:0910	44163	504,02	13,1	0,33	1,86	0	44163000
22	20150101:1010	63105	739,19	20,1	2,76	1,66	0	63105000
23	20150101:1110	73051	882,89	24,8	5,19	1,46	0	73051000
24	20150101:1210	75182	928,54	26,7	7,62	1,26	0	75182000
25	20150101:1310	71348	881,99	25,6	8,22	1,02	0	71348000
26	20150101:1410	62008	759,55	21,5	8,81	0,78	0	62008000
27	20150101:1510	45902	556,11	15,1	9,4	0,54	0	45902000
28	20150101:1610	22408	278,96	6,84	8,48	0,78	0	22408000
29	20150101:1710	0	0	0	7,56	1,02	0	0
30	20150101:1810	0	0	0	6,63	1,26	0	0
31	20150101:1910	0	0	0	4,97	1,36	0	0
32	20150101:2010	0	0	0	3,3	1,46	0	0
33	20150101:2110	0	0	0	1,63	1,56	0	0
34	20150101:2210	0	0	0	0,84	1,59	0	0
35	20150101:2310	0	0	0	0,06	1,62	0	0
36	20150102:0010	0	0	0	-0,7	1,66	0	0
37	20150102:0110	0	0	0	-1,2	1,56	0	0
38	20150102:0210	0	0	0	-1,7	1,47	0	0
39	20150102:0310	0	0	0	-2,2	1,38	0	0
40	20150102:0410	0	0	0	-2,5	1,46	0	0
41	20150102:0510	0	0	0	-2,7	1,54	0	0
42	20150102:0610	0	0	0	-3	1,63	0	0
43	20150102:0710	0	0	0	-2,1	1,68	0	0
44	20150102:0810	1057	23,17	4,44	-1,2	1,73	0	1057000

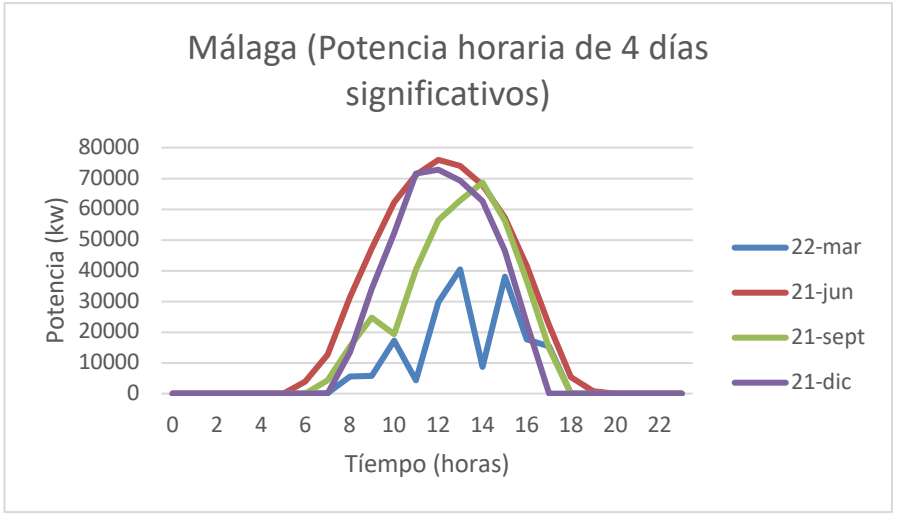
Imagen reducida ya que el archivo contiene 8760 valores horarios de cada día del año.

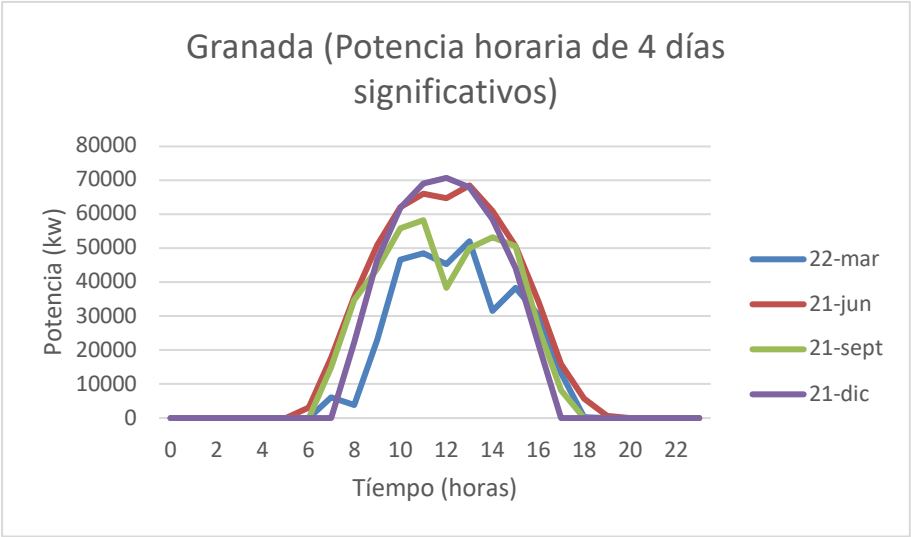
8.2.4. Potencias horarias para los 4 días más significativos (red de España)

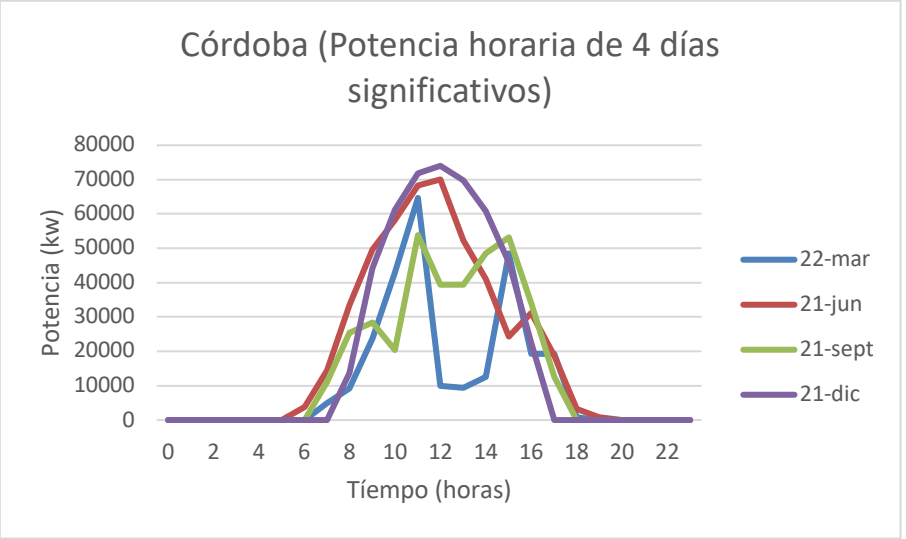


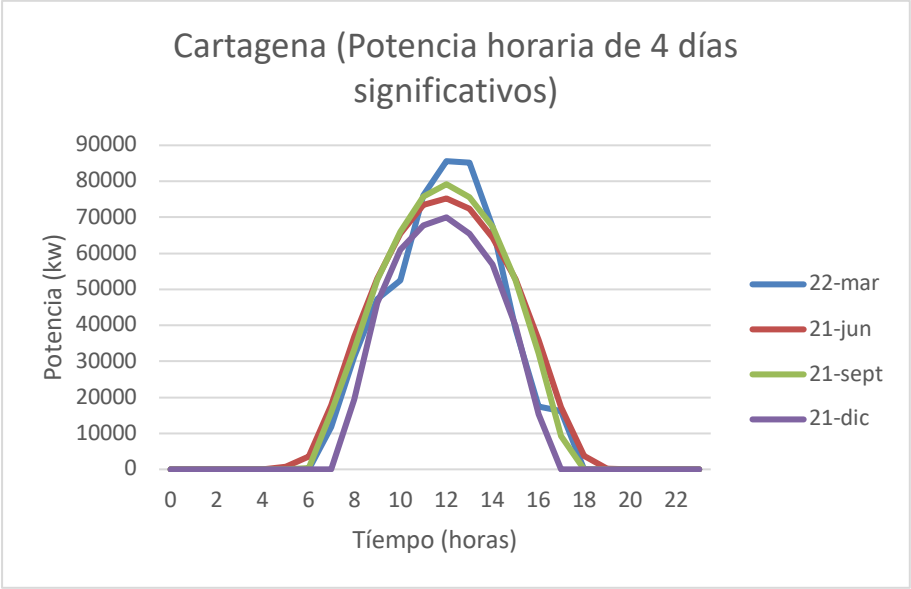


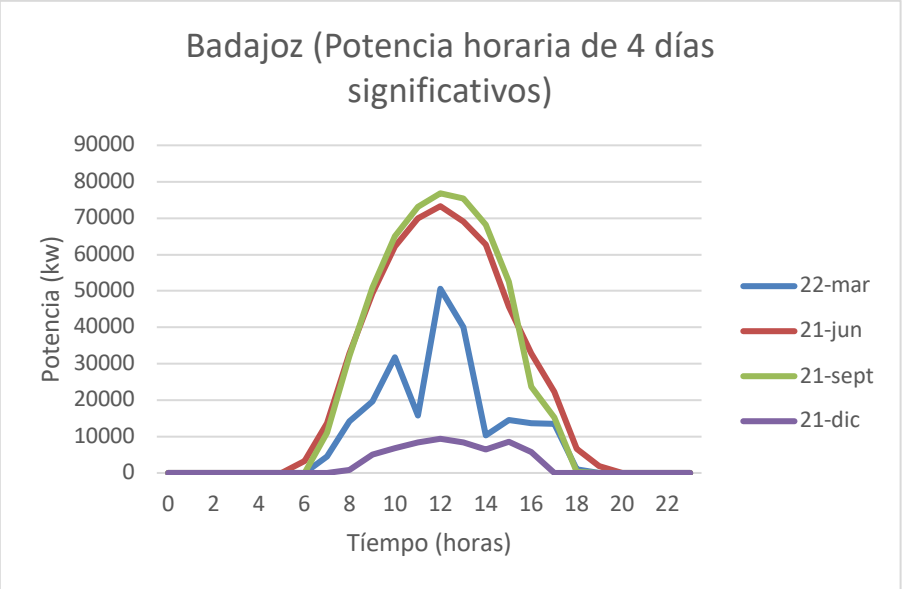


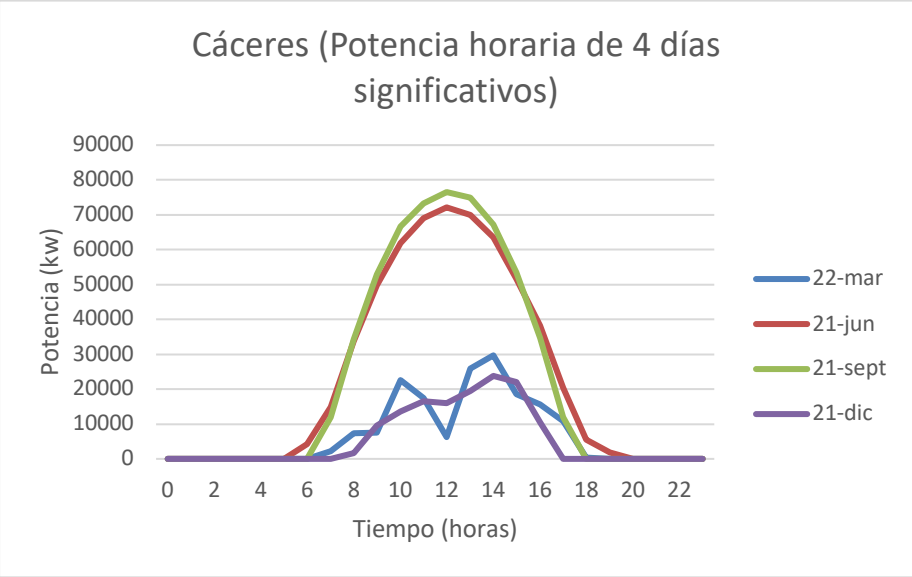


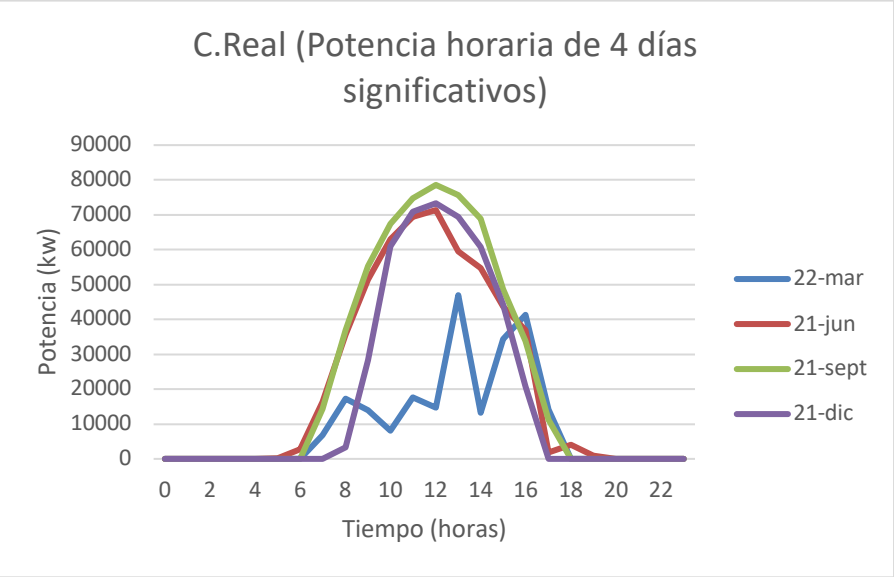

Granada (Potencia horaria de 4 días significativos)
Potencia (kw)
80000
70000
60000
50000
40000
30000
20000
10000
0
0 2 4 6 8 10 12 14 16 18 20 22
Tiempo (horas)
22-mar
21-jun
21-sept
21-dic

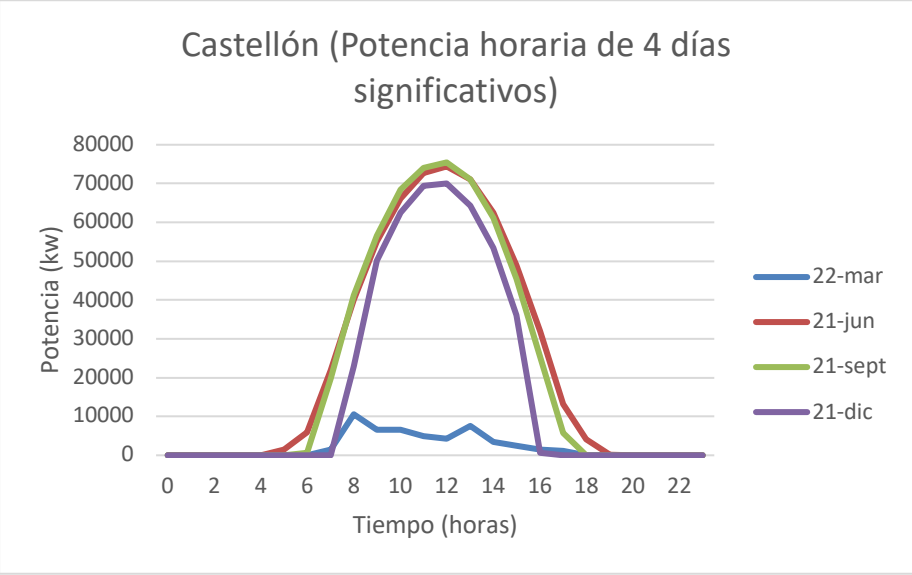

Córdoba (Potencia horaria de 4 días significativos)
Potencia (kw)
80000
70000
60000
50000
40000
30000
20000
10000
0
0 2 4 6 8 10 12 14 16 18 20 22
Tiempo (horas)
22-mar
21-jun
21-sept
21-dic

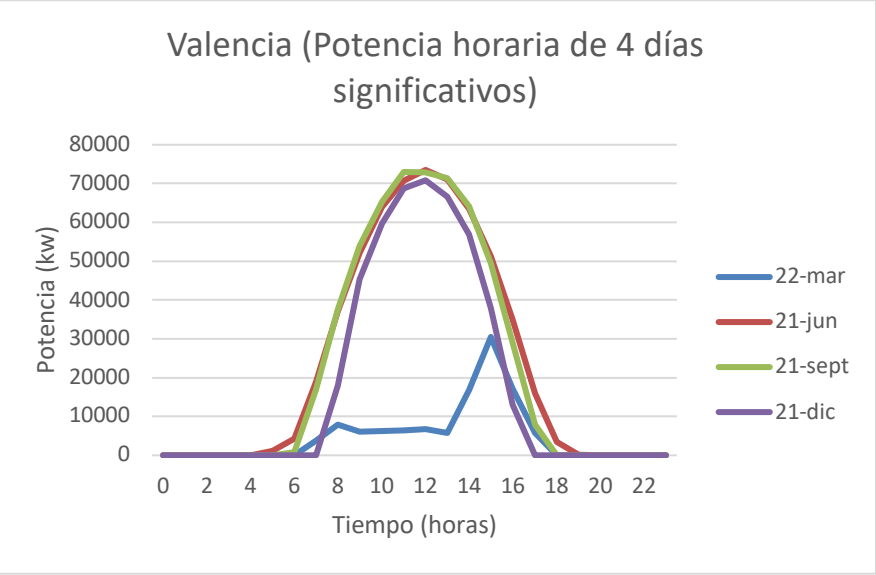

Cartagena (Potencia horaria de 4 días significativos)
Potencia (kw)
90000
80000
70000
60000
50000
40000
30000
20000
10000
0
0 2 4 6 8 10 12 14 16 18 20 22
Tiempo (horas)
22-mar
21-jun
21-sept
21-dic

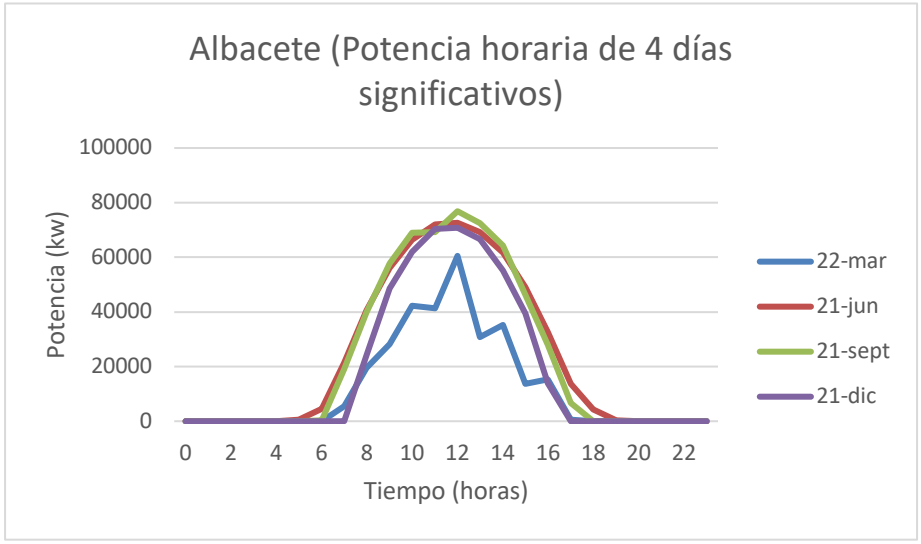

Badajoz (Potencia horaria de 4 días significativos)
Potencia (kw)
90000
80000
70000
60000
50000
40000
30000
20000
10000
0
0 2 4 6 8 10 12 14 16 18 20 22
Tiempo (horas)
22-mar
21-jun
21-sept
21-dic

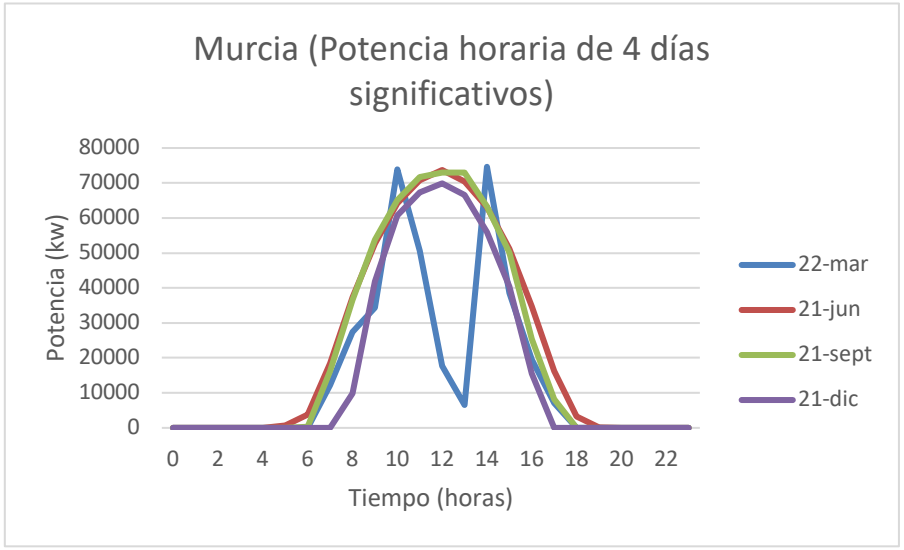

Cáceres (Potencia horaria de 4 días significativos)
Potencia (kw)
90000
80000
70000
60000
50000
40000
30000
20000
10000
0
0 2 4 6 8 10 12 14 16 18 20 22
Tiempo (horas)
22-mar
21-jun
21-sept
21-dic

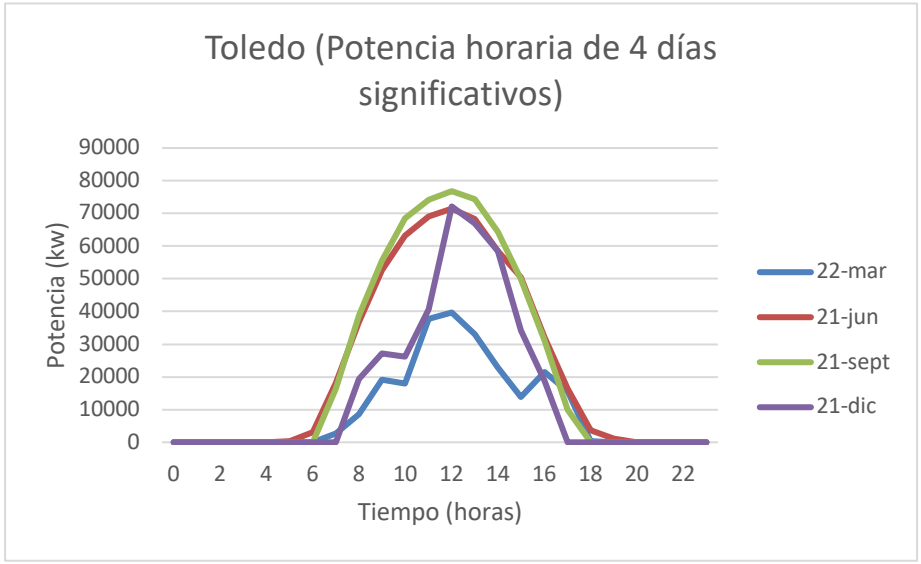

C.Real (Potencia horaria de 4 días significativos)
Potencia (kw)
90000
80000
70000
60000
50000
40000
30000
20000
10000
0
0 2 4 6 8 10 12 14 16 18 20 22
Tiempo (horas)
22-mar
21-jun
21-sept
21-dic


Castellón (Potencia horaria de 4 días significativos)
Potencia (kw)
80000
70000
60000
50000
40000
30000
20000
10000
0
0 2 4 6 8 10 12 14 16 18 20 22
Tiempo (horas)
22-mar
21-jun
21-sept
21-dic

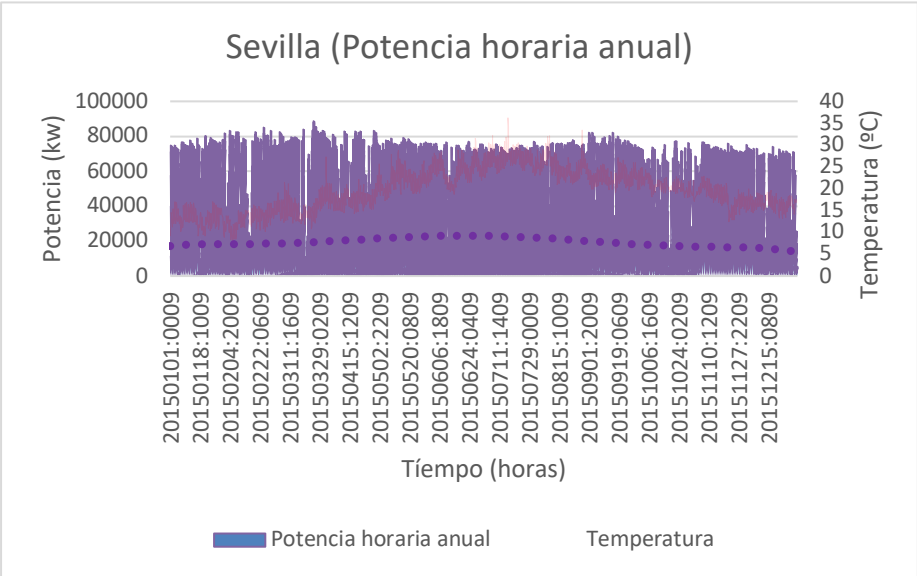

Valencia (Potencia horaria de 4 días significativos)
Potencia (kw)
80000
70000
60000
50000
40000
30000
20000
10000
0
0 2 4 6 8 10 12 14 16 18 20 22
Tiempo (horas)
22-mar
21-jun
21-sept
21-dic

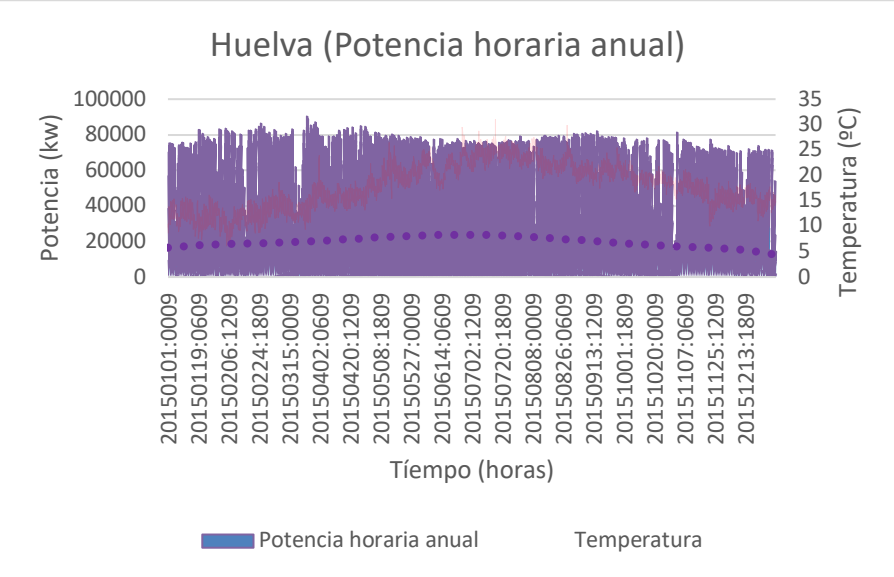

Albacete (Potencia horaria de 4 días significativos)
Potencia (kw)
100000
80000
60000
40000
20000
0
0 2 4 6 8 10 12 14 16 18 20 22
Tiempo (horas)
22-mar
21-jun
21-sept
21-dic

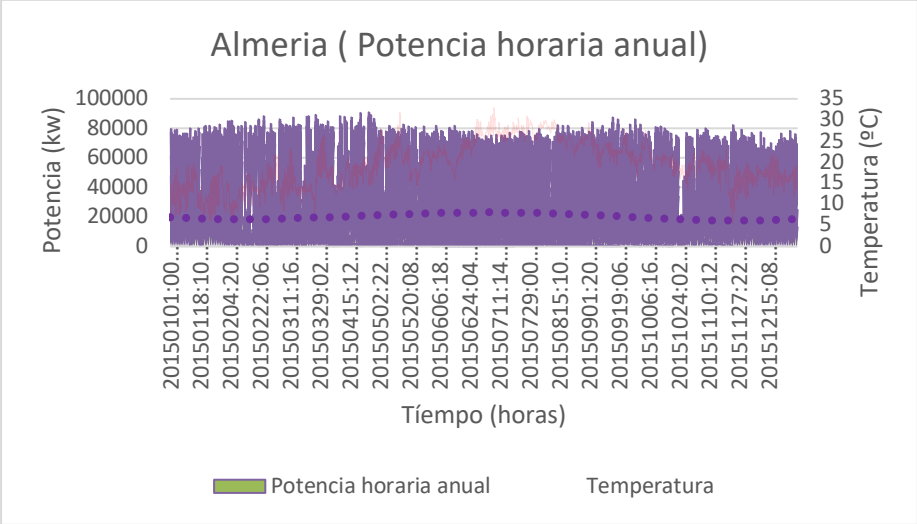

Murcia (Potencia horaria de 4 días significativos)
Potencia (kw)
80000
70000
60000
50000
40000
30000
20000
10000
0
0 2 4 6 8 10 12 14 16 18 20 22
Tiempo (horas)
22-mar
21-jun
21-sept
21-dic

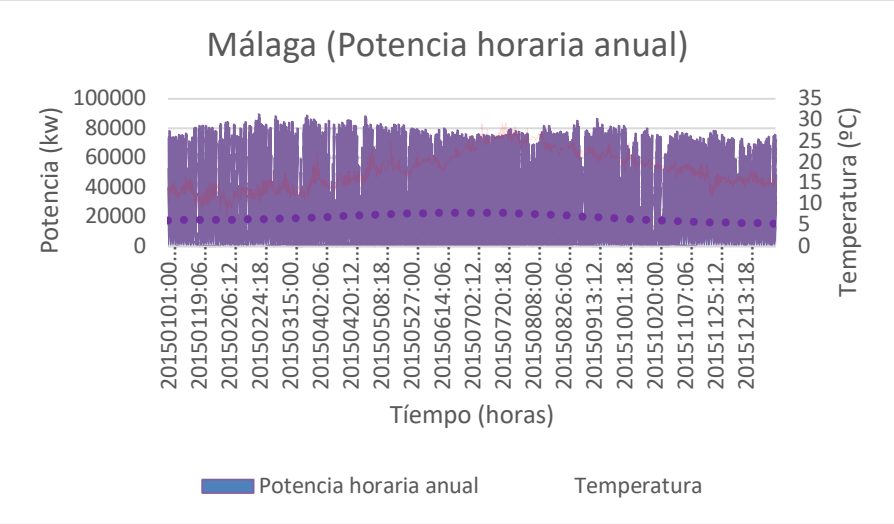

Toledo (Potencia horaria de 4 días significativos)
Potencia (kw)
90000
80000
70000
60000
50000
40000
30000
20000
10000
0
0 2 4 6 8 10 12 14 16 18 20 22
Tiempo (horas)
22-mar
21-jun
21-sept
21-dic

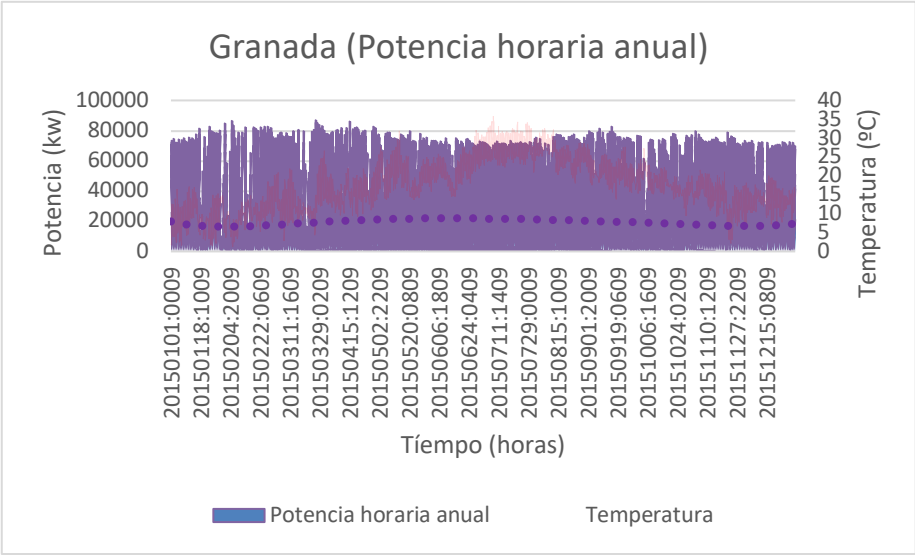
8.2.5. Potencia horaria anual (red de España)

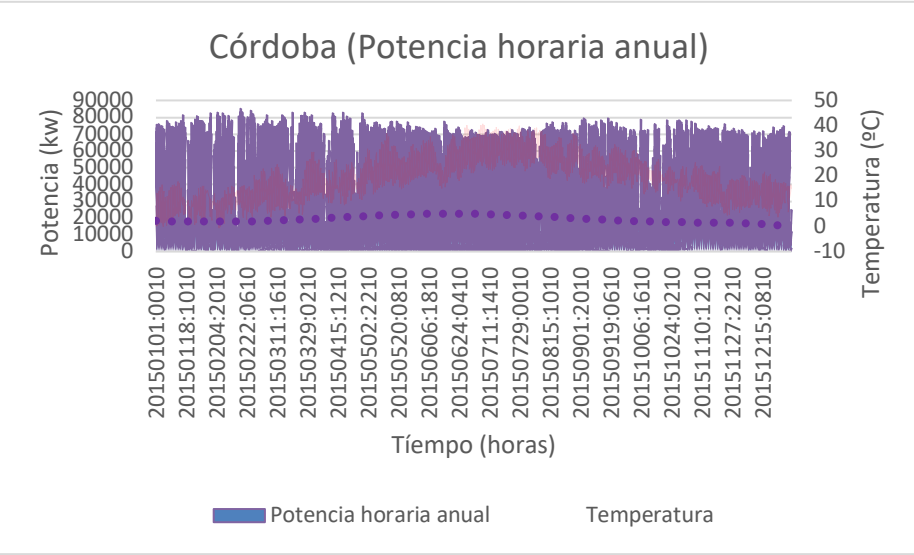


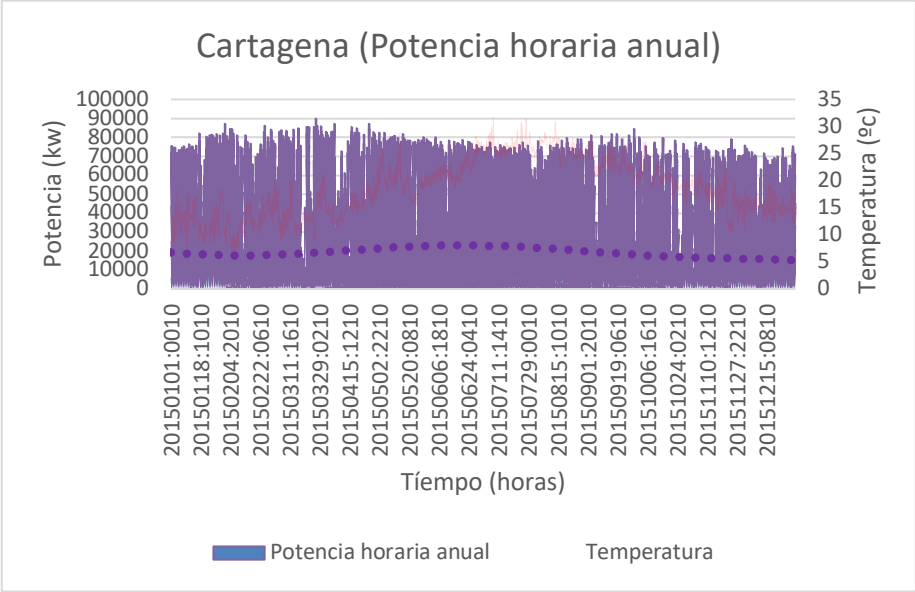


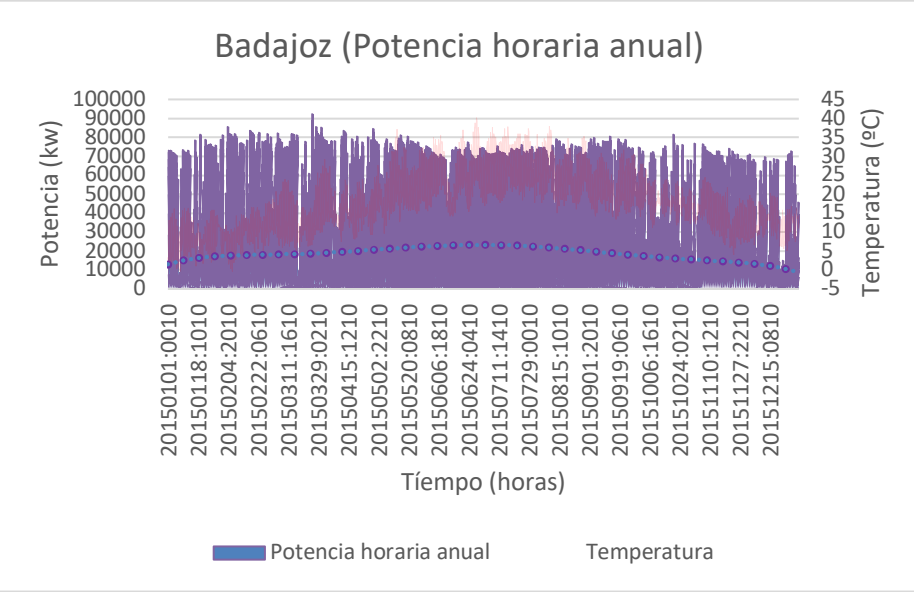


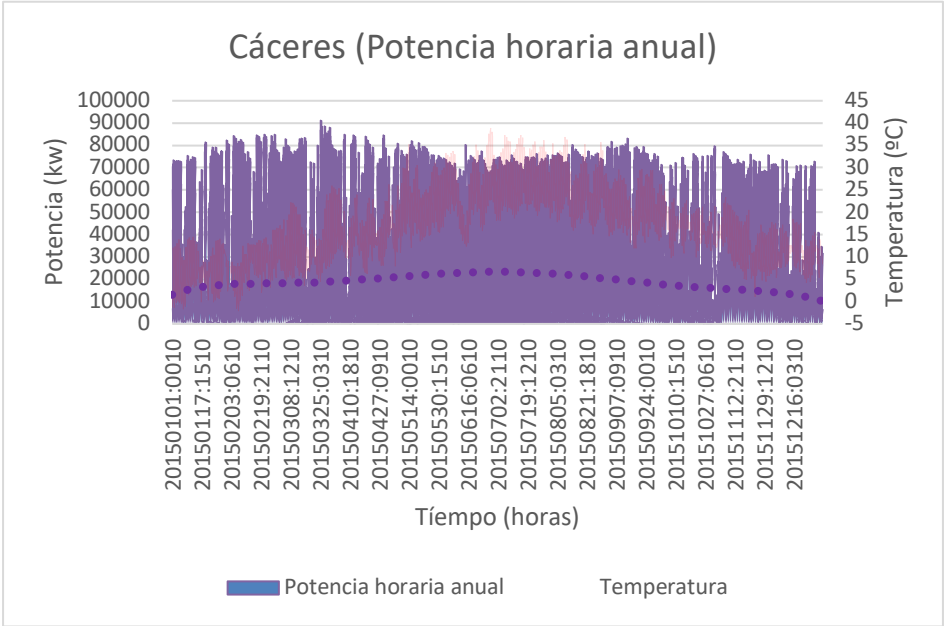


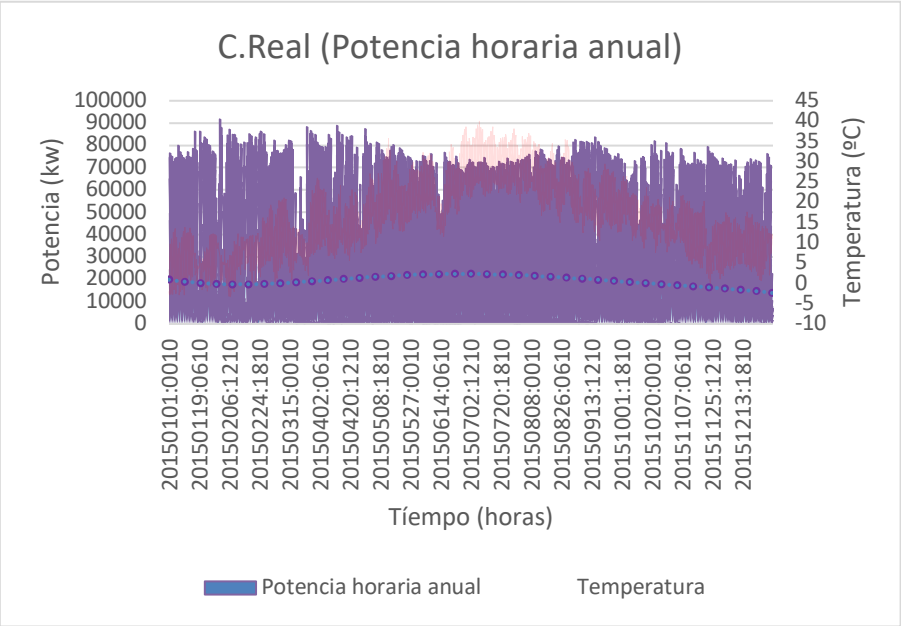

Granada (Potencia horaria anual)
Potencia (kw)
Temperatura (ºC)
Tíempo (horas)
Potencia horaria anual
Temperatura

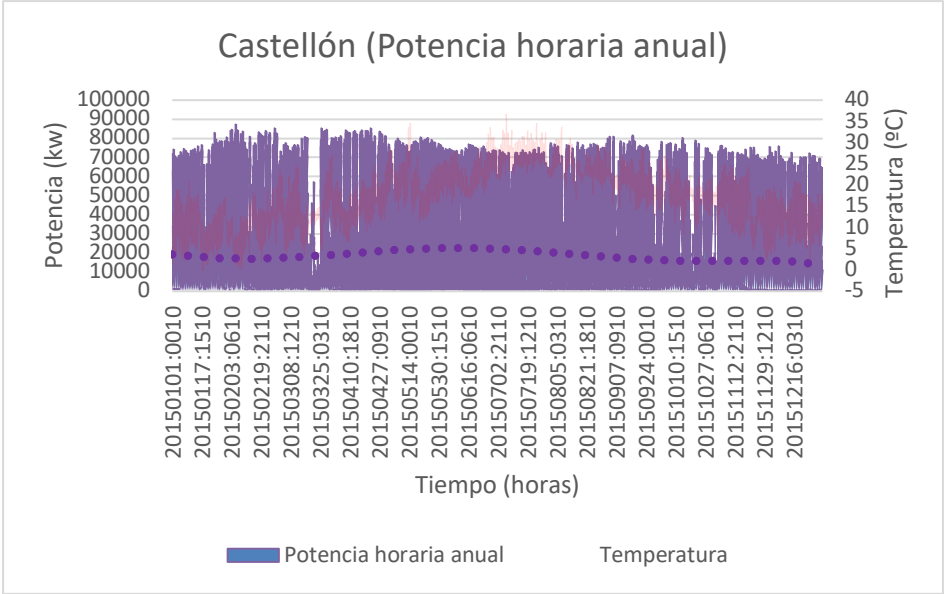

Córdoba (Potencia horaria anual)
Potencia (kw)
Temperatura (ºC)
Tíempo (horas)
Potencia horaria anual
Temperatura

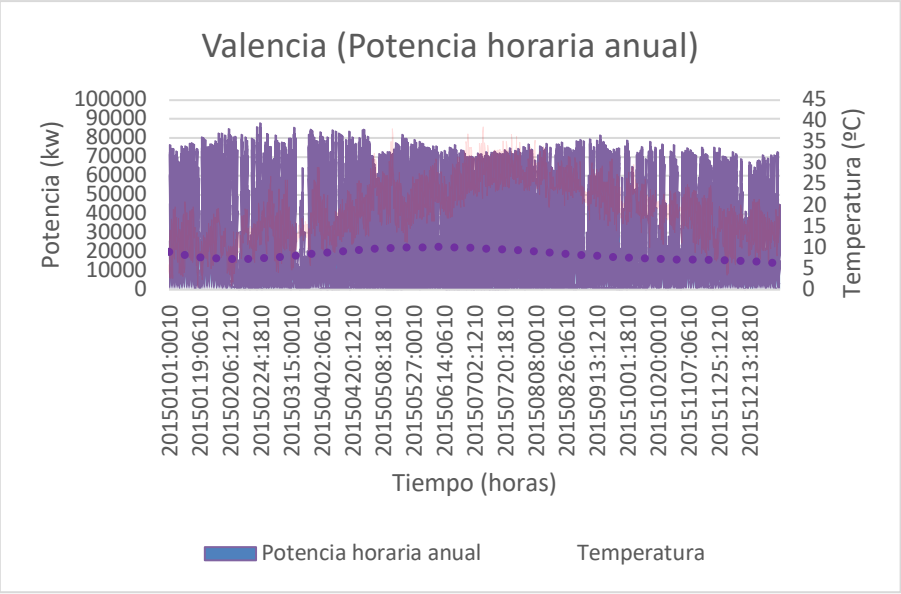

Cartagena (Potencia horaria anual)
Potencia (kw)
Temperatura (ºc)
Tíempo (horas)
Potencia horaria anual
Temperatura

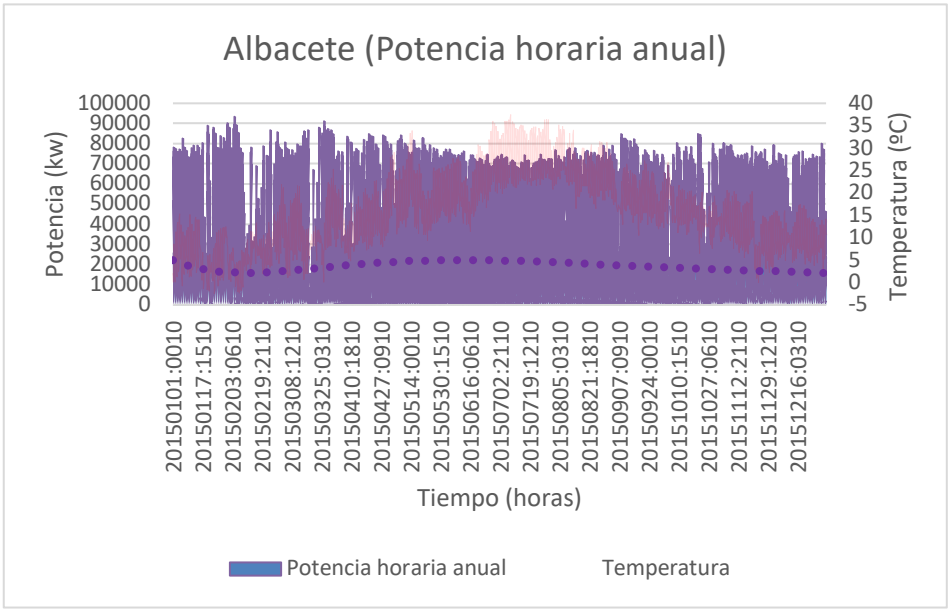

Badajoz (Potencia horaria anual)
Potencia (kw)
Temperatura (ºC)
Tíempo (horas)
Potencia horaria anual
Temperatura

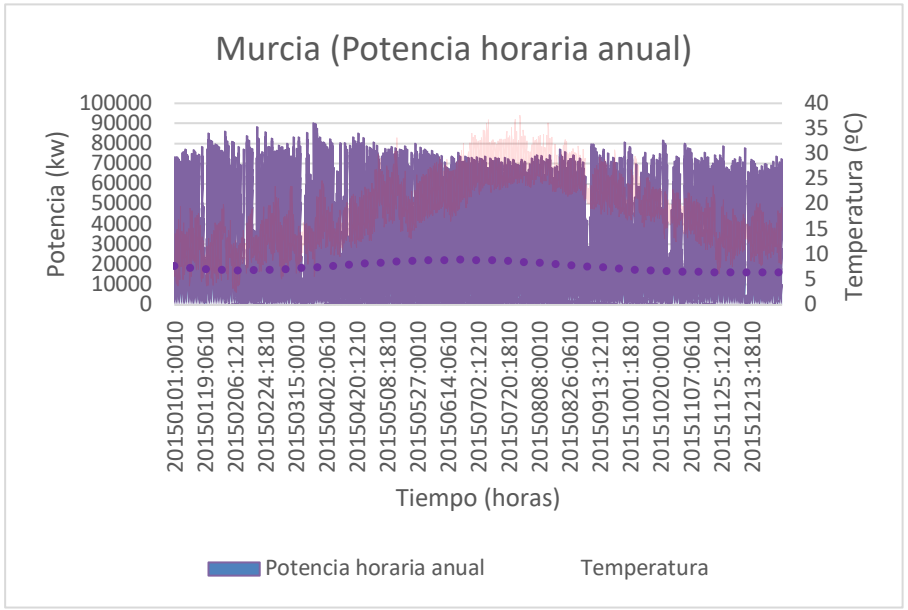

Cáceres (Potencia horaria anual)
Potencia (kw)
Temperatura (ºC)
Tíempo (horas)
Potencia horaria anual
Temperatura

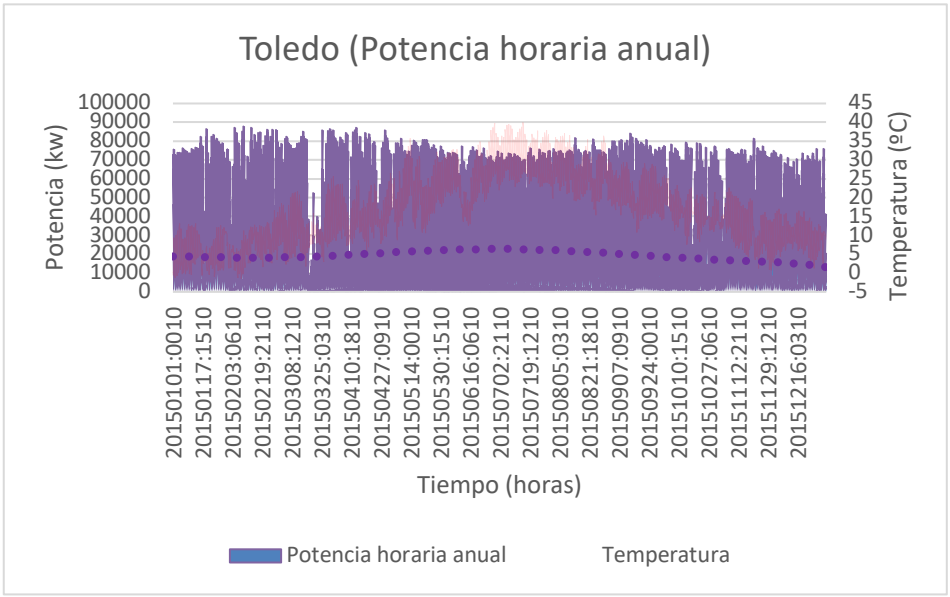

C.Real (Potencia horaria anual)
Potencia (kw)
Temperatura (ºC)
Tíempo (horas)
Potencia horaria anual
Temperatura


Castellón (Potencia horaria anual)
Potencia (kw)
Temperatura (ºC)
Tiempo (horas)
Potencia horaria anual
Temperatura

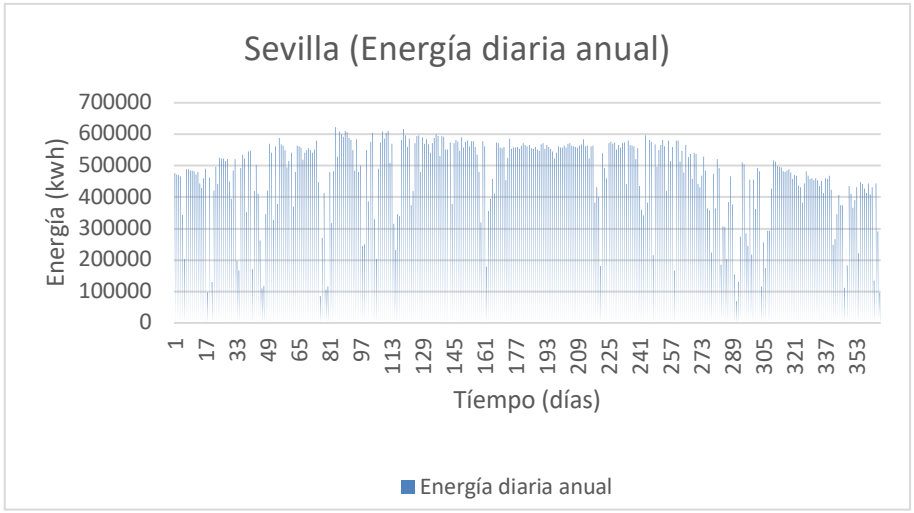

Valencia (Potencia horaria anual)
Potencia (kw)
Temperatura (ºC)
Tiempo (horas)
Potencia horaria anual
Temperatura

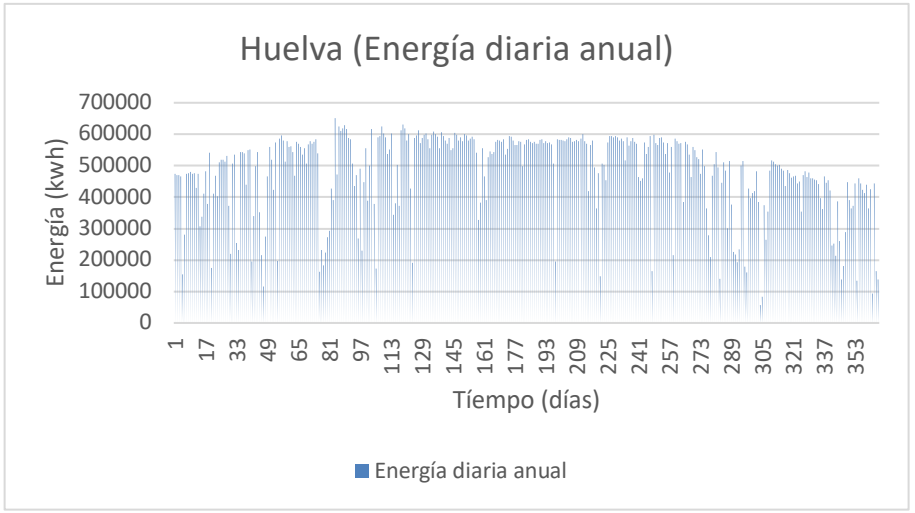

Albacete (Potencia horaria anual)
Potencia (kw)
Temperatura (ºC)
Tiempo (horas)
Potencia horaria anual
Temperatura

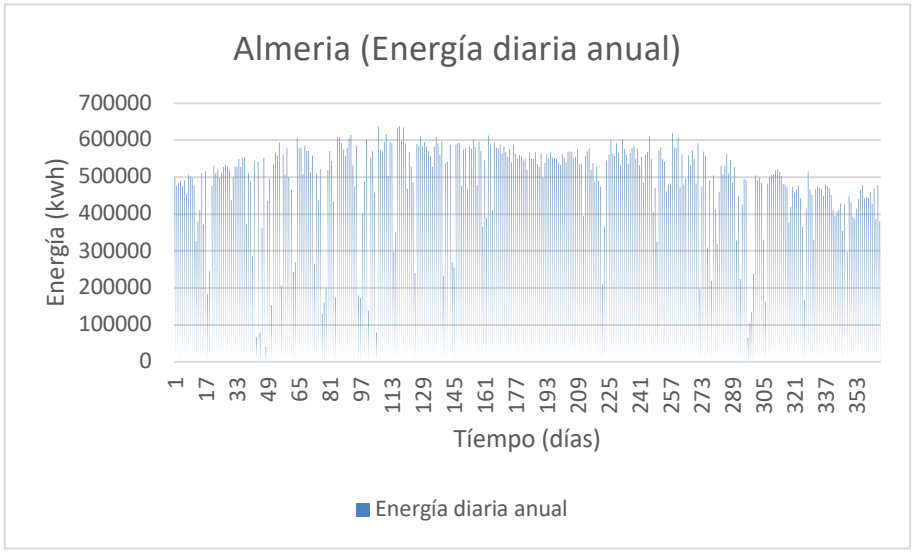

Murcia (Potencia horaria anual)
Potencia (kw)
Temperatura (ºC)
Tiempo (horas)
Potencia horaria anual
Temperatura

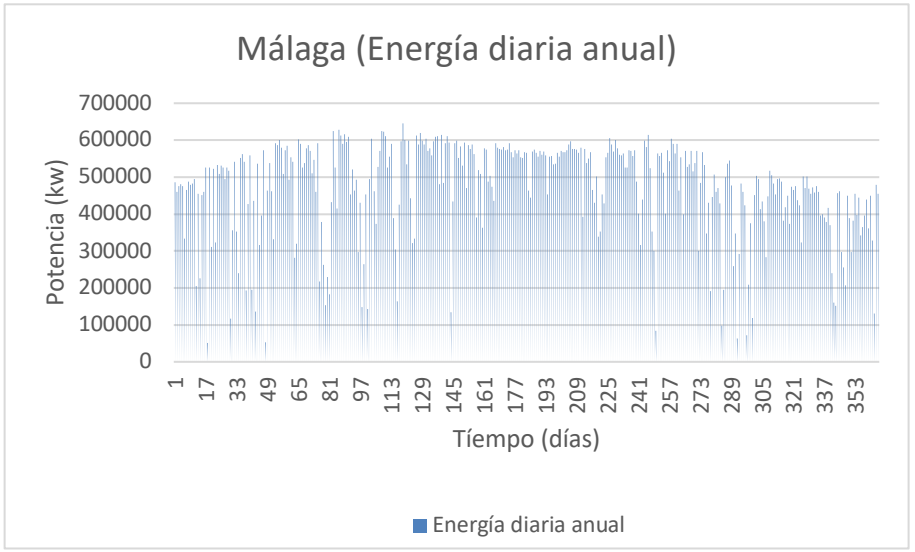

Toledo (Potencia horaria anual)
Potencia (kw)
Temperatura (ºC)
Tiempo (horas)
Potencia horaria anual
Temperatura

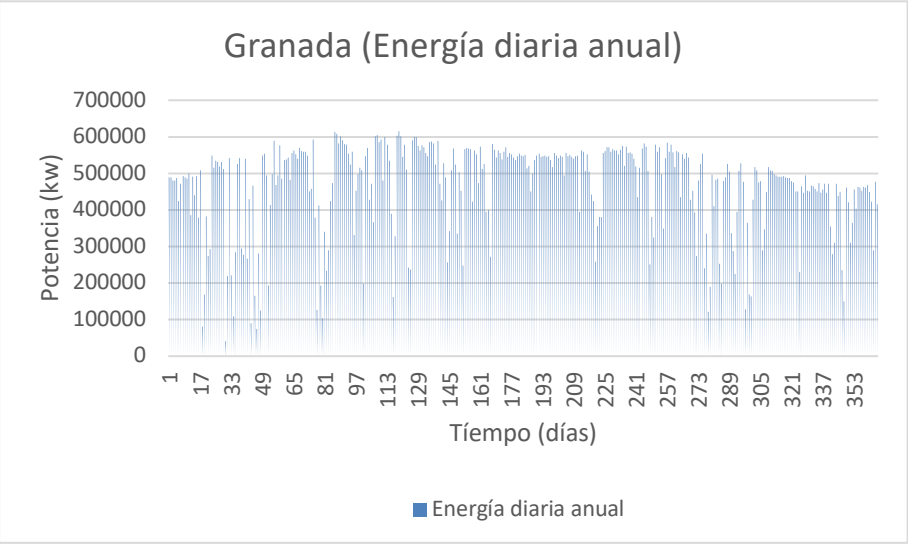
8.2.6. Energía diaria anual (red de España)

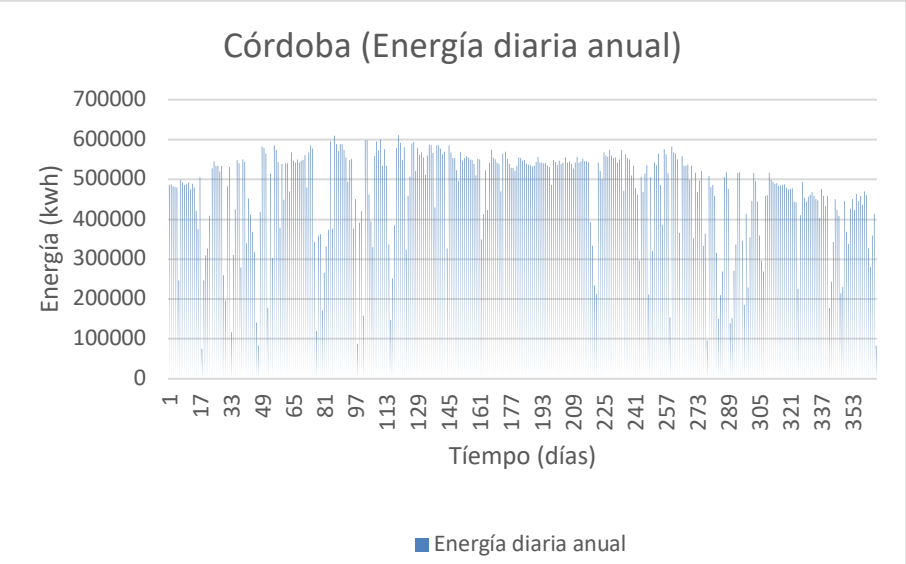


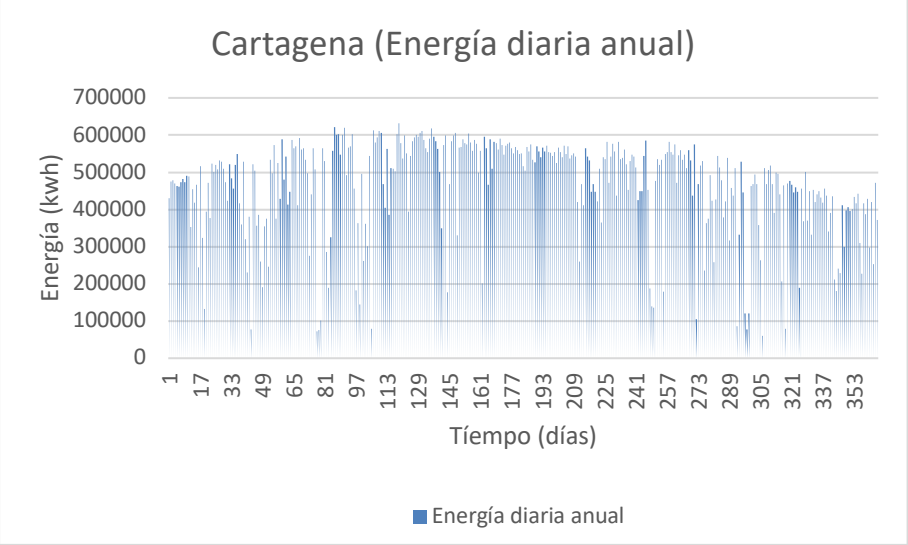


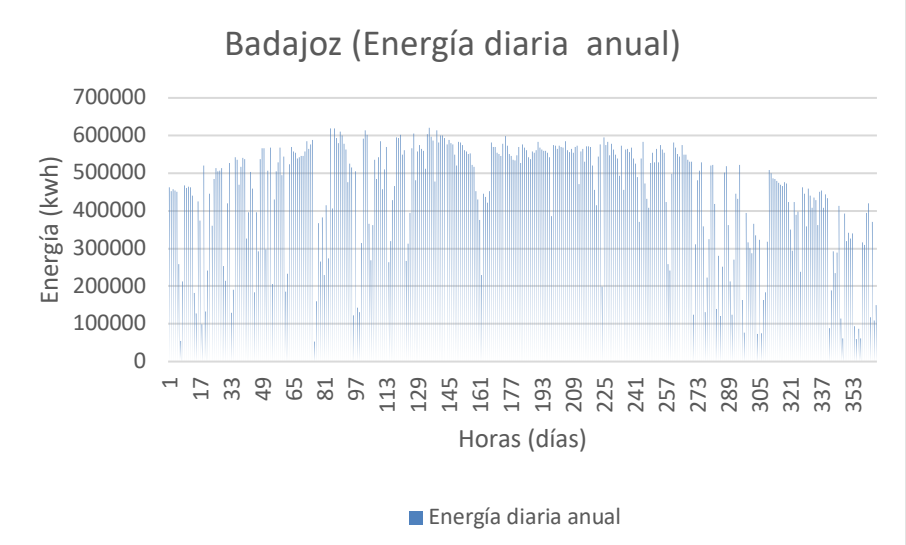


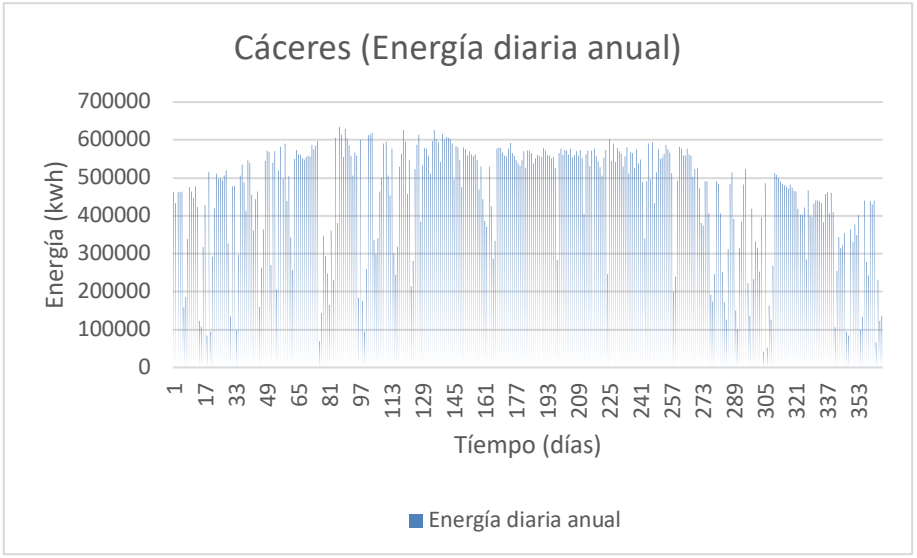


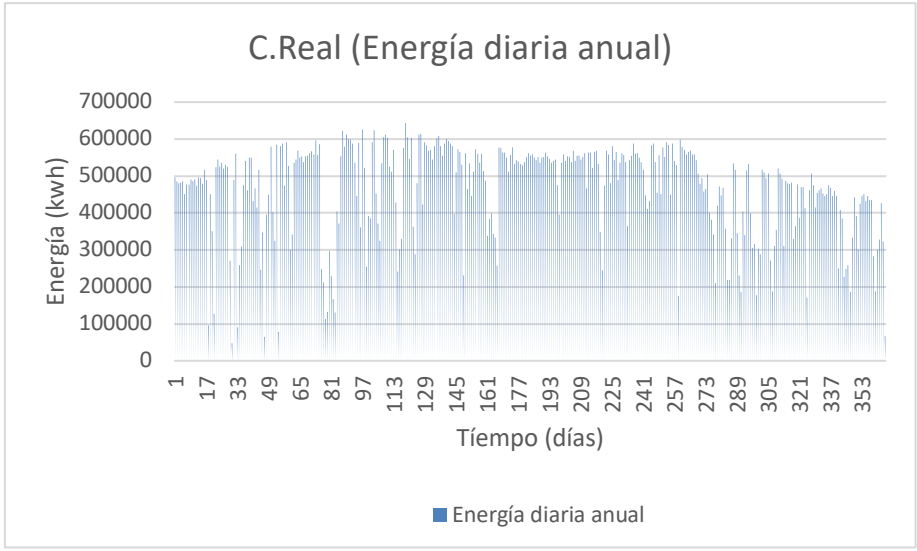

Granada (Energía diaria anual)
Potencia (kw)
700000
600000
500000
400000
300000
200000
100000
0
1 17 33 49 65 81 97 113 129 145 161 177 193 209 225 241 257 273 289 305 321 337 353
Tíempo (días)
Energía diaria anual

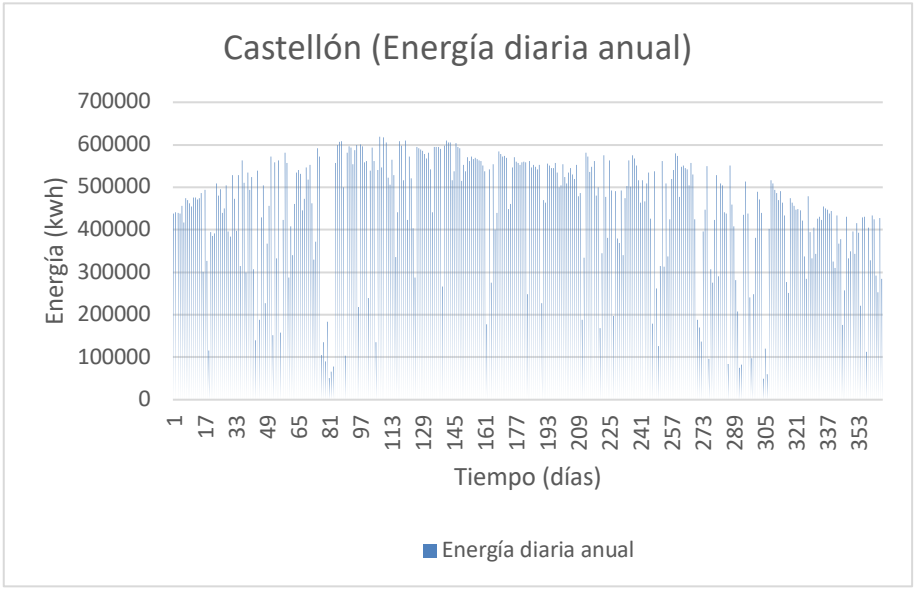

Córdoba (Energía diaria anual)
Energía (kwh)
700000
600000
500000
400000
300000
200000
100000
0
1 17 33 49 65 81 97 113 129 145 161 177 193 209 225 241 257 273 289 305 321 337 353
Tíempo (días)
Energía diaria anual

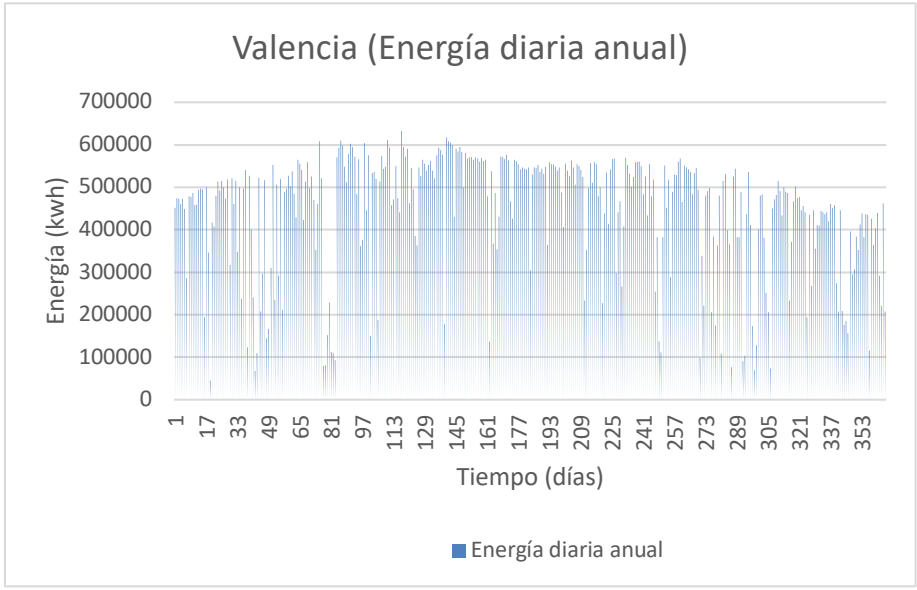

Cartagena (Energía diaria anual)
Energía (kwh)
700000
600000
500000
400000
300000
200000
100000
0
1 17 33 49 65 81 97 113 129 145 161 177 193 209 225 241 257 273 289 305 321 337 353
Tíempo (días)
Energía diaria anual

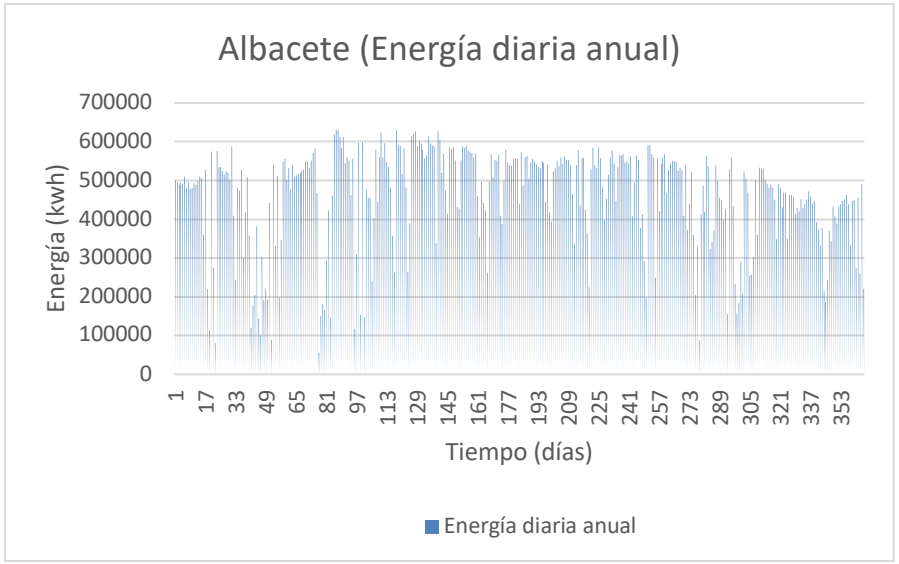

Badajoz (Energía diaria anual)
Energía (kwh)
700000
600000
500000
400000
300000
200000
100000
0
1 17 33 49 65 81 97 113 129 145 161 177 193 209 225 241 257 273 289 305 321 337 353
Horas (días)
Energía diaria anual

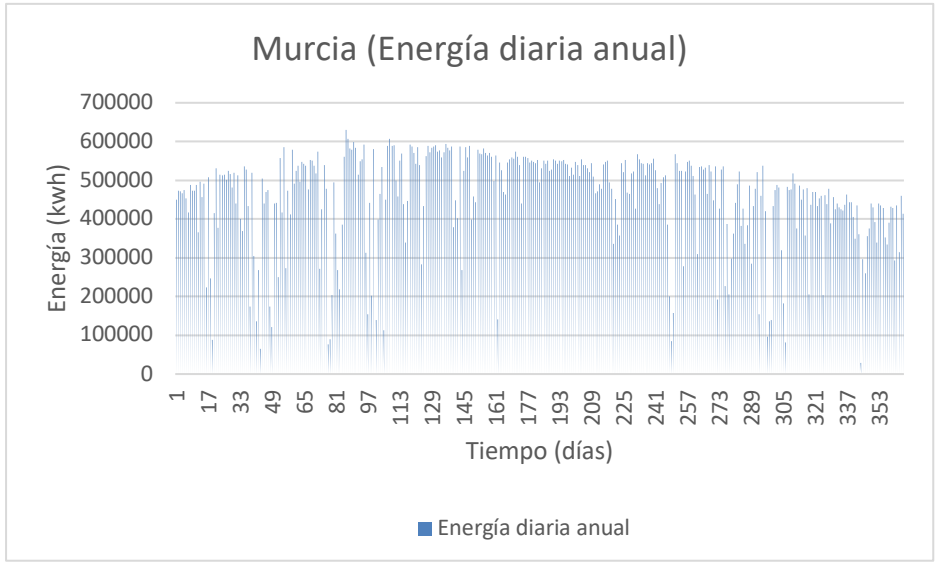

Cáceres (Energía diaria anual)
Energía (kwh)
700000
600000
500000
400000
300000
200000
100000
0
1 17 33 49 65 81 97 113 129 145 161 177 193 209 225 241 257 273 289 305 321 337 353
Tíempo (días)
Energía diaria anual

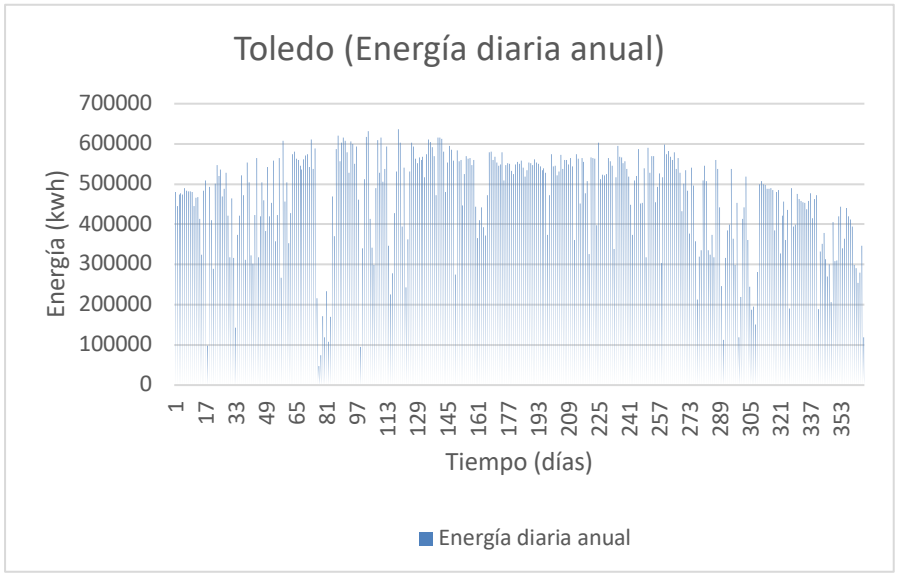

C.Real (Energía diaria anual)
Energía (kwh)
700000
600000
500000
400000
300000
200000
100000
0
1 17 33 49 65 81 97 113 129 145 161 177 193 209 225 241 257 273 289 305 321 337 353
Tíempo (días)
Energía diaria anual


Castellón (Energía diaria anual)
Energía (kwh)
700000
600000
500000
400000
300000
200000
100000
0
1 17 33 49 65 81 97 113 129 145 161 177 193 209 225 241 257 273 289 305 321 337 353
Tiempo (días)
Energía diaria anual


Valencia (Energía diaria anual)
Energía (kwh)
700000
600000
500000
400000
300000
200000
100000
0
1 17 33 49 65 81 97 113 129 145 161 177 193 209 225 241 257 273 289 305 321 337 353
Tiempo (días)
Energía diaria anual


Albacete (Energía diaria anual)
Energía (kwh)
700000
600000
500000
400000
300000
200000
100000
0
1 17 33 49 65 81 97 113 129 145 161 177 193 209 225 241 257 273 289 305 321 337 353
Tiempo (días)
Energía diaria anual


Murcia (Energía diaria anual)
Energía (kwh)
700000
600000
500000
400000
300000
200000
100000
0
1 17 33 49 65 81 97 113 129 145 161 177 193 209 225 241 257 273 289 305 321 337 353
Tiempo (días)
Energía diaria anual


Toledo (Energía diaria anual)
Energía (kwh)
700000
600000
500000
400000
300000
200000
100000
0
1 17 33 49 65 81 97 113 129 145 161 177 193 209 225 241 257 273 289 305 321 337 353
Tiempo (días)
Energía diaria anual

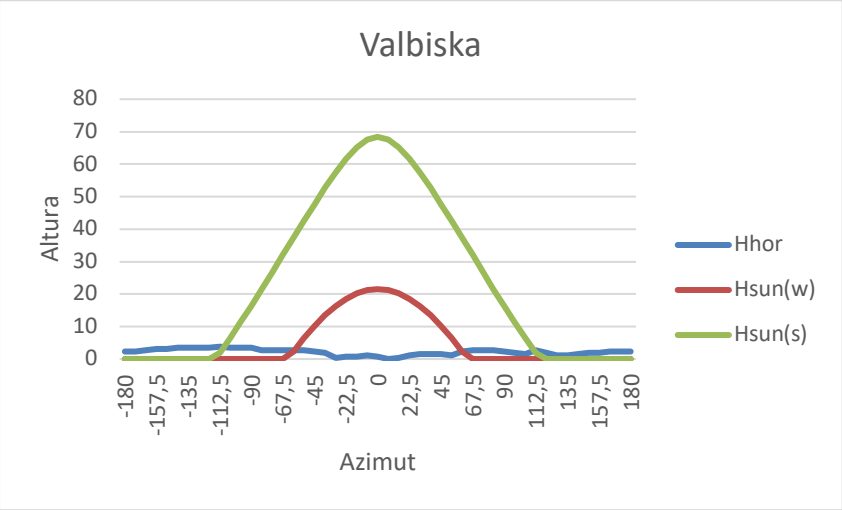
8.3. Red de Europa

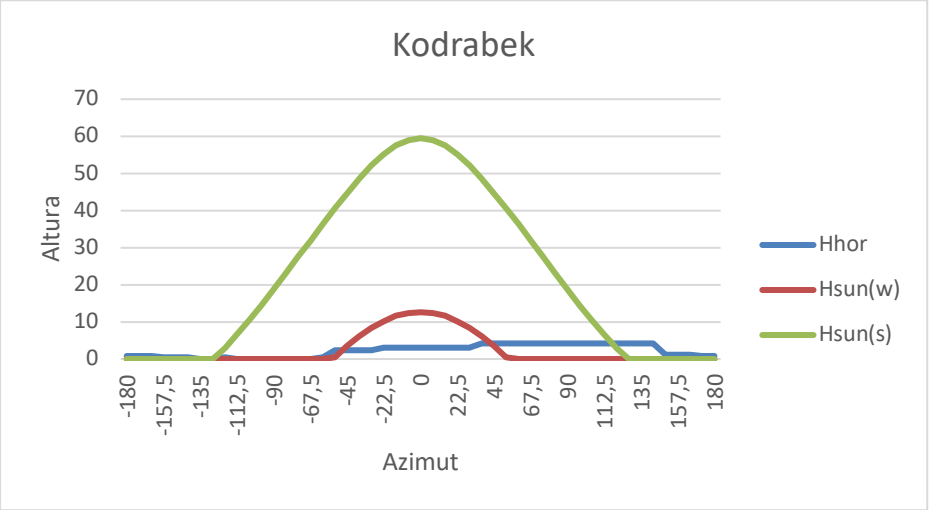
8.3.1. Datos primarios de PVGIS. Pérdidas por el sombreado del horizonte (Malta).

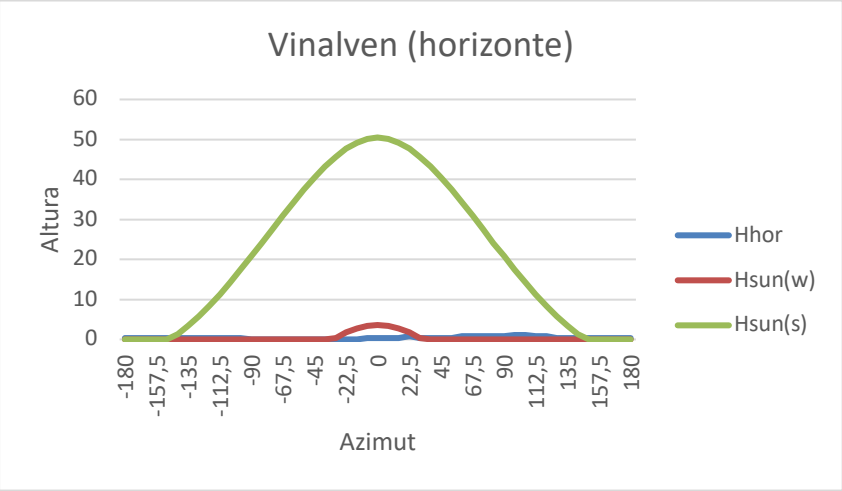
1	Latitude (deg,): 35,827					
2	Longitude (deg,): 14,500					
3						
4	A	H_hor	A_sun(w)	H_sun(w)	A_sun(s)	H_sun(s)
5	-180	1,1	-180	0	-180	0
6	-172,5	1,1	-150,3	0	-172	0
7	-165	1,1	-129,5	0	-164,2	0
8	-157,5	1,1	-116,3	0	-156,8	0
9	-150	1,1	-107,2	0	-149,8	0
10	-142,5	1,1	-100,5	0	-143,3	0
11	-135	0	-95	0	-137,3	0
12	-127,5	0	-90,3	0	-131,7	0
13	-120	0	-86,1	0	-126,7	0
14	-112,5	0	-82,1	0	-121,9	0
15	-105	0	-78,3	0	-117,5	2,3
16	-97,5	0	-74,5	0	-113,4	7,8
17	-90	0	-70,6	0	-109,4	13,5
18	-82,5	0	-66,6	0	-105,5	19,3
19	-75	0	-62,5	0	-101,7	25,2
20	-67,5	0	-58,1	3	-97,9	31,2
21	-60	0	-53,3	8	-93,9	37,2
22	-52,5	0	-48,3	12,7	-89,7	43,3
23	-45	0	-42,7	17	-85	49,4
24	-37,5	0	-36,7	20,9	-79,5	55,4
25	-30	0	-30,2	24,3	-72,8	61,3
26	-22,5	0	-23,2	27	-63,7	66,9
27	-15	0	-15,8	29	-50,5	72,1
28	-7,5	0	-8	30,3	-29,7	76
29	0	0	0	30,7	0	77,6
30	7,5	0,4	8	30,3	29,7	76
31	15	0,8	15,8	29	50,5	72,1
32	22,5	0,8	23,2	27	63,7	66,9
33	30	1,1	30,2	24,3	72,8	61,3
34	37,5	1,1	36,7	20,9	79,5	55,4
35	45	2,3	42,7	17	85	49,4
36	52,5	2,3	48,3	12,7	89,7	43,3
37	60	2,3	53,3	8	93,9	37,2
38	67,5	2,3	58,1	3	97,9	31,2
39	75	2,3	62,5	0	101,7	25,2
40	82,5	2,3	66,6	0	105,5	19,3
41	90	2,3	70,6	0	109,4	13,5
42	97,5	2,3	74,5	0	113,4	7,8
43	105	2,3	78,3	0	117,5	2,3
44	112,5	2,3	82,1	0	121,9	0
45	120	2,3	86,1	0	126,7	0
46	127,5	2,3	90,3	0	131,7	0
47	135	2,3	95	0	137,3	0
48	142,5	1,9	100,5	0	143,3	0
49	150	1,9	107,2	0	149,8	0
50	157,5	1,9	116,3	0	156,8	0
51	165	1,1	129,5	0	164,2	0
52	172,5	1,1	150,3	0	172	0
53	180	1,1	180	0	180	0

8.3.2. Pérdidas por el sombreado del horizonte (red de Europa).

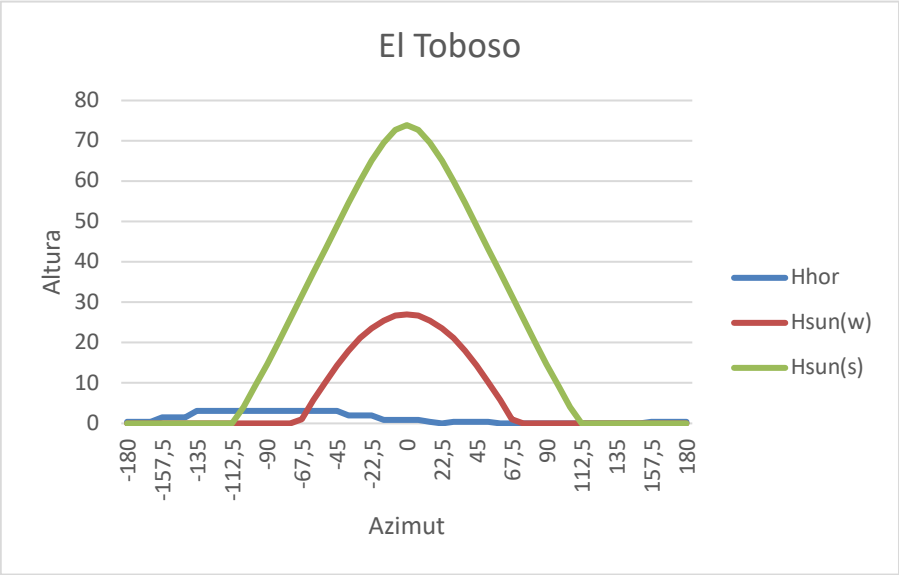
Países con igual longitud y distinta latitud

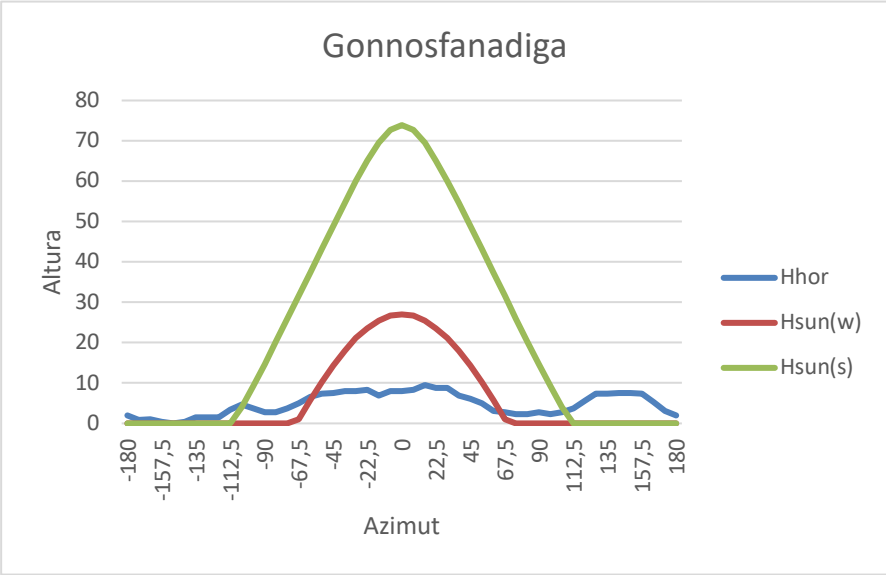


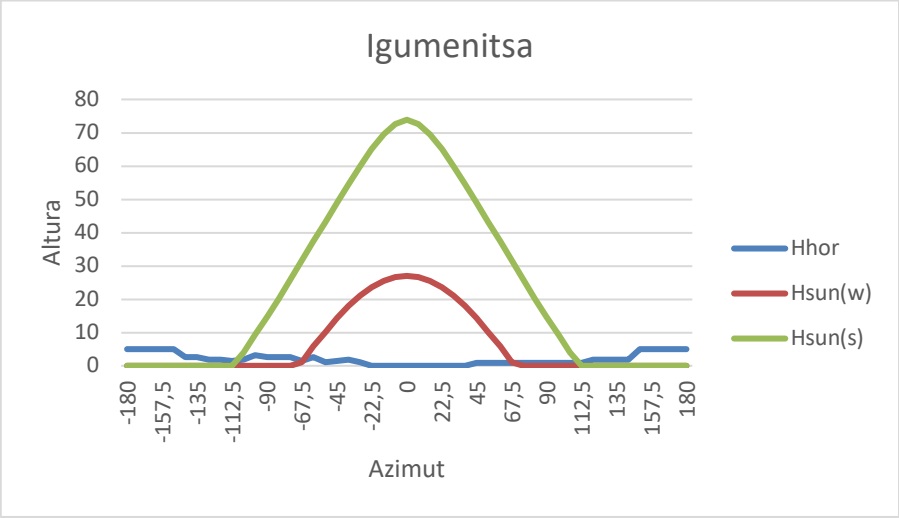


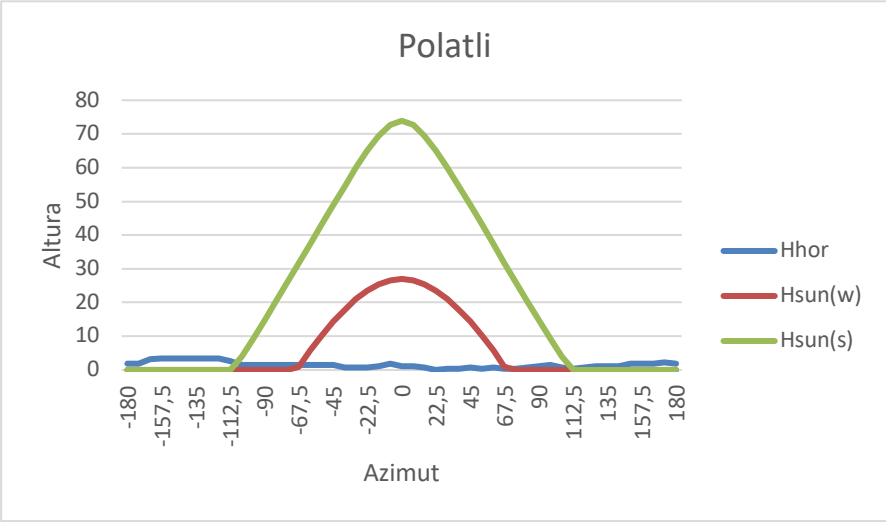


Países con igual latitud y distinta longitud

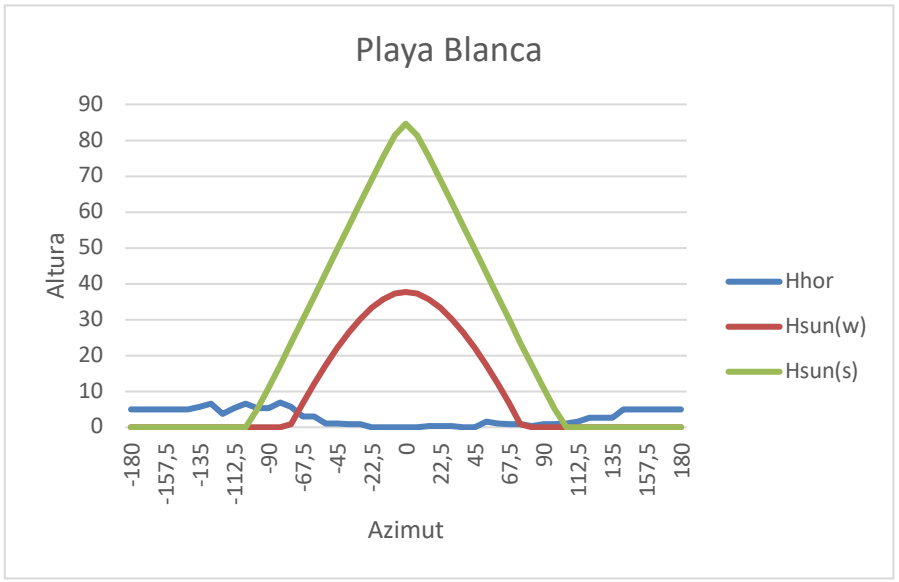


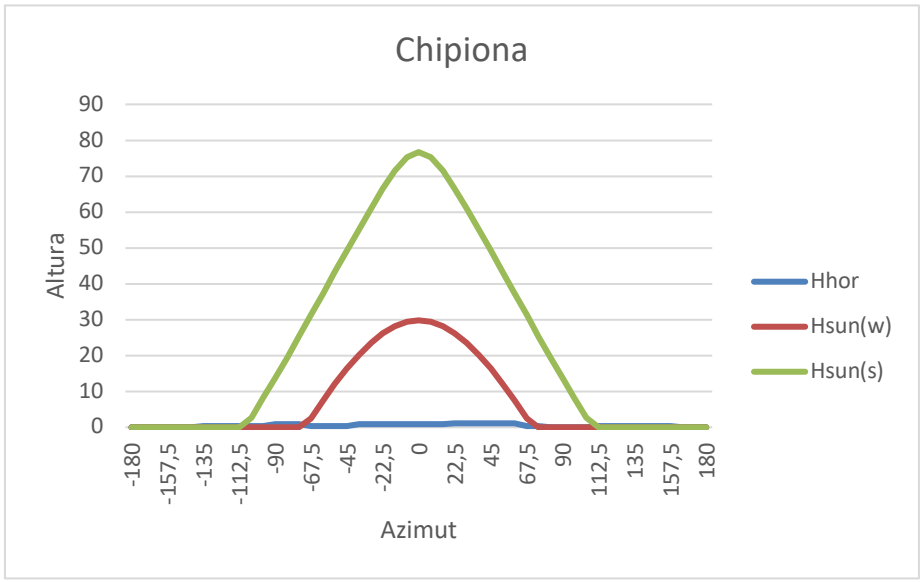


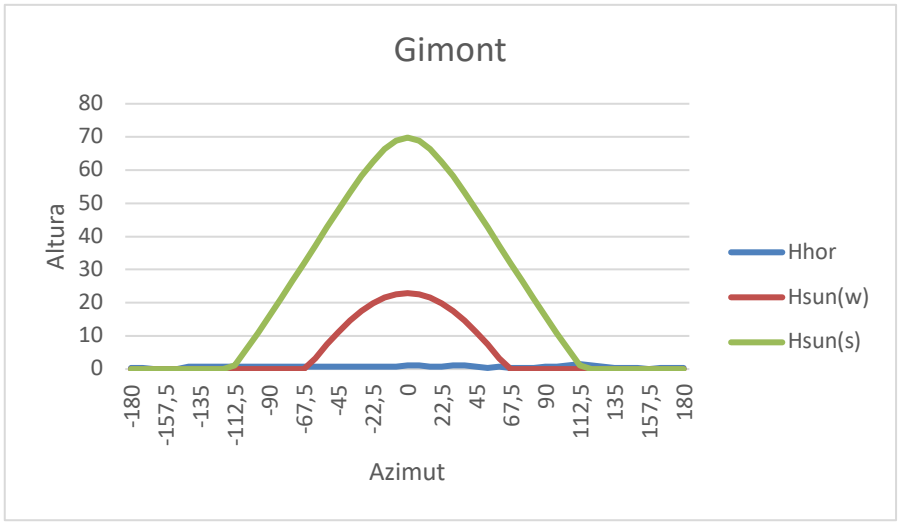


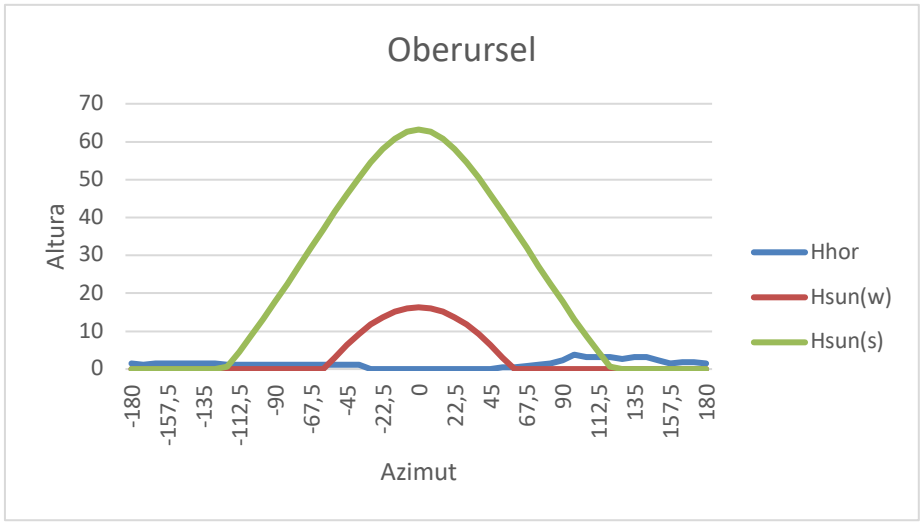


Países con distinta latitud y distinta longitud









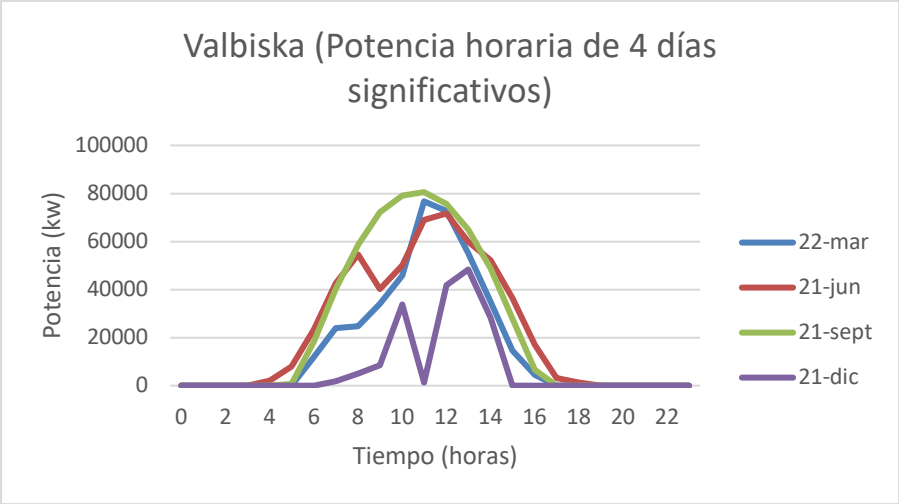
8.3.3. Datos primarios de PVGIS. Potencia, temperatura y energía para Malta.

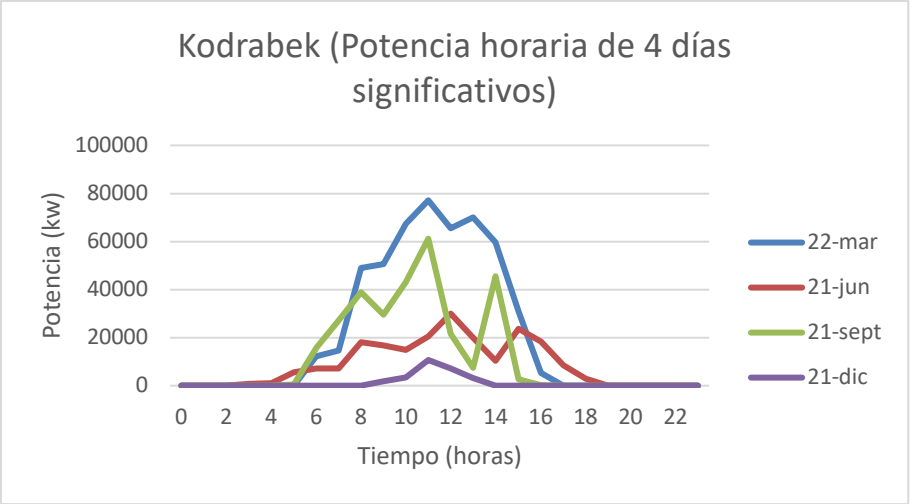
1	Latitude (decimal degrees):	35.827						
2	Longitude (decimal degrees):	14.500						
3	Elevation (m):	85						
4	Radiation database:	PVGIS-SARAH						
5								
6								
7	Slope: 31 deg, (optimum)							
8	Azimuth: 0 deg, (optimum)							
9	Nominal power of the PV system (c-Si) (kWp):	100000						
10	System losses (%):	14						
11	time	P (Kw)	G(i)	H_sun	T2m	WS10m	Int	P (w)
12	20150101:0009	0	0	0	5,25	7,78	0	0
13	20150101:0109	0	0	0	6,32	7,88	0	0
14	20150101:0209	0	0	0	7,38	7,99	0	0
15	20150101:0309	0	0	0	8,44	8,1	0	0
16	20150101:0409	0	0	0	8,64	8,7	0	0
17	20150101:0509	0	0	0	8,83	9,3	0	0
18	20150101:0609	0	0	0	9,02	9,9	0	0
19	20150101:0709	420	14,14	9,02	9,29	8,17	0	420000
20	20150101:0809	2053	37,72	18	9,57	6,44	0	2053000
21	20150101:0909	18737	230,19	25,1	9,84	4,7	0	18737000
22	20150101:1009	9800	130,12	29,7	9,99	5,41	0	9800000
23	20150101:1109	27312	325,99	31,2	10,1	6,12	0	27312000
24	20150101:1209	8892	119,75	29,2	10,3	6,83	0	8892000
25	20150101:1309	12309	158,67	24,2	10,6	6,23	0	12309000
26	20150101:1409	6068	87,25	16,8	11	5,62	0	6068000
27	20150101:1509	3448	56,17	7,57	11,3	5,02	0	3448000
28	20150101:1609	0	0	0	11,5	6,26	0	0
29	20150101:1709	0	0	0	11,7	7,5	0	0
30	20150101:1809	0	0	0	11,9	8,74	0	0
31	20150101:1909	0	0	0	11,9	10,16	0	0
32	20150101:2009	0	0	0	11,8	11,58	0	0
33	20150101:2109	0	0	0	11,8	12,99	0	0
34	20150101:2209	0	0	0	11,8	12,49	0	0
35	20150101:2309	0	0	0	11,7	11,98	0	0
36	20150102:0009	0	0	0	11,7	11,48	0	0
37	20150102:0109	0	0	0	11,6	11,09	0	0
38	20150102:0209	0	0	0	11,4	10,71	0	0
39	20150102:0309	0	0	0	11,3	10,33	0	0
40	20150102:0409	0	0	0	11,3	10,08	0	0
41	20150102:0509	0	0	0	11,4	9,83	0	0
42	20150102:0609	0	0	0	11,5	9,57	0	0
43	20150102:0709	1544	31,12	9,01	11,5	9,33	0	1544000
44	20150102:0809	40314	471,62	18	11,6	9,09	0	40314000

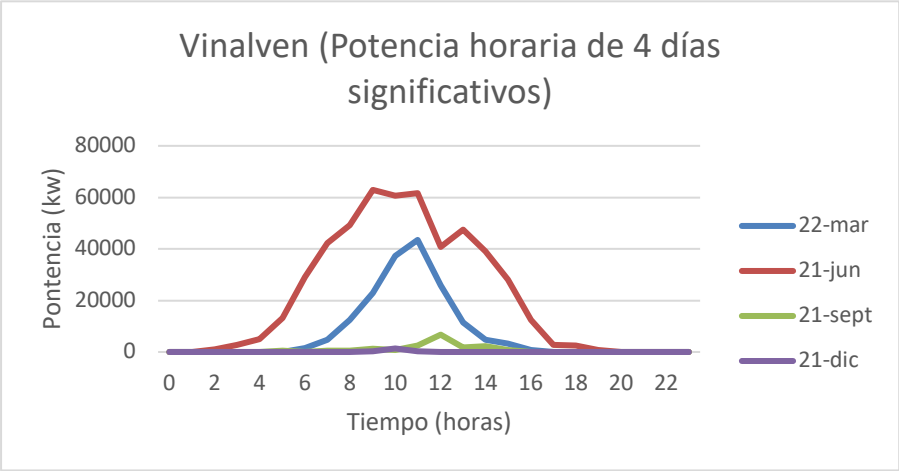
Imagen reducida ya que el archivo contiene 8760 valores horarios de cada día del año

8.3.4. Potencias horarias para los cuatro días más significativos (red de Europa)

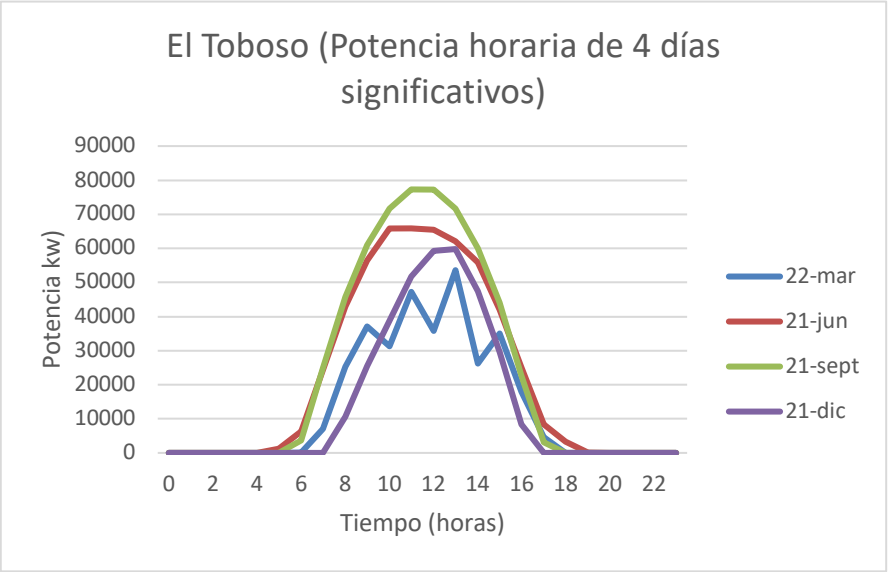
Países con igual longitud y distinta latitud

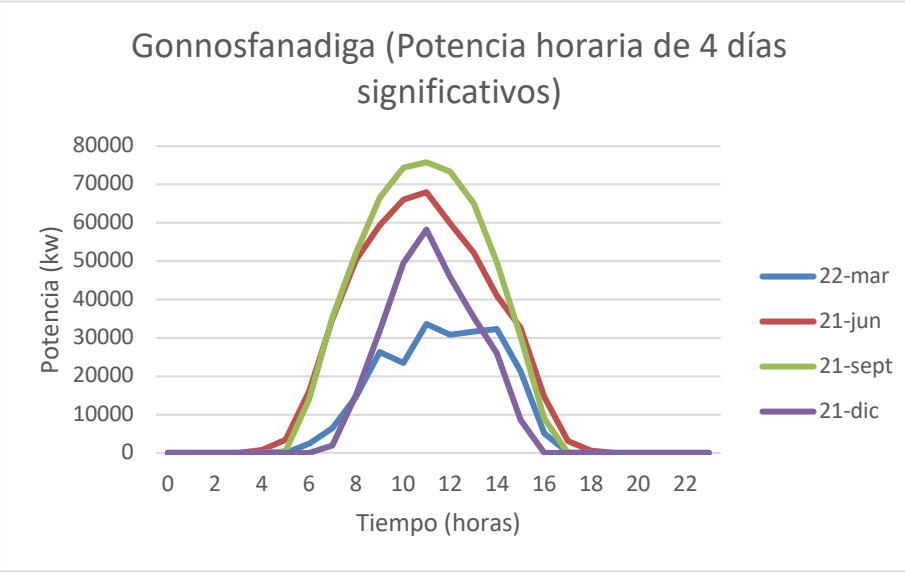


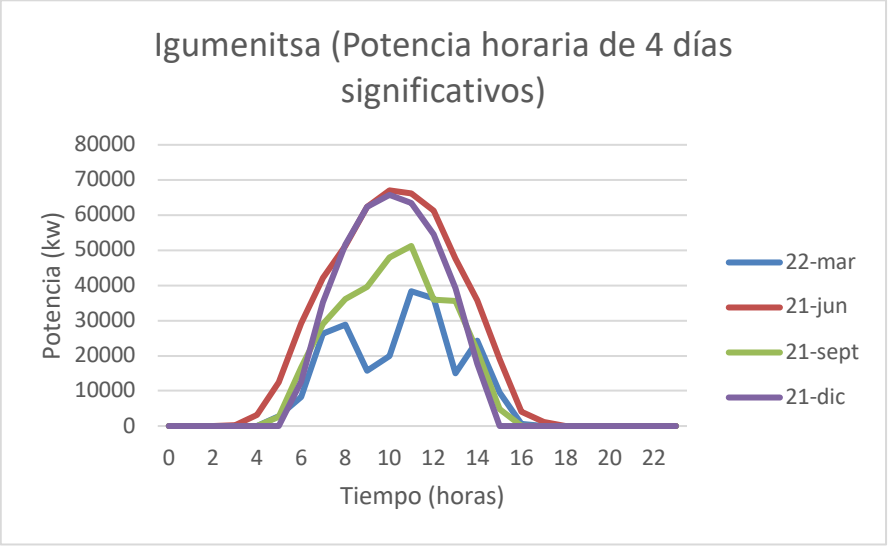


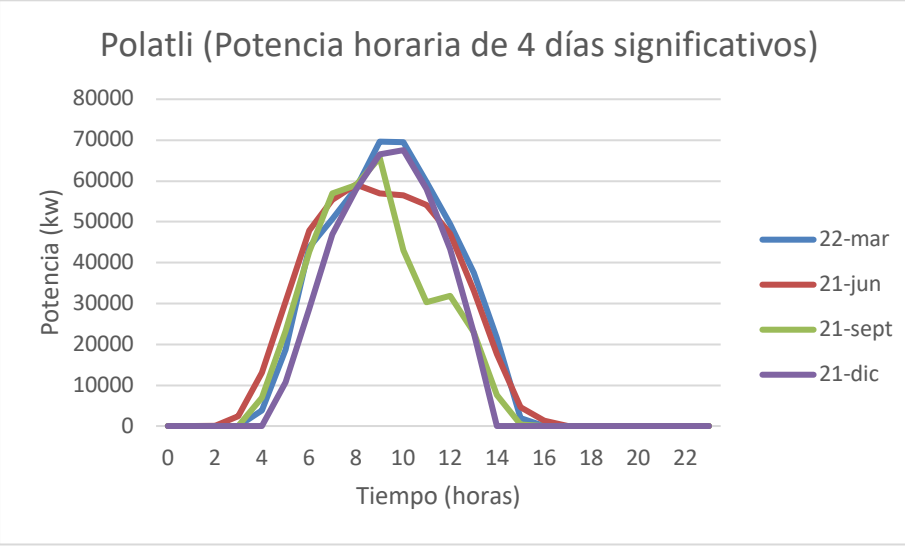


Países con igual latitud y distinta longitud

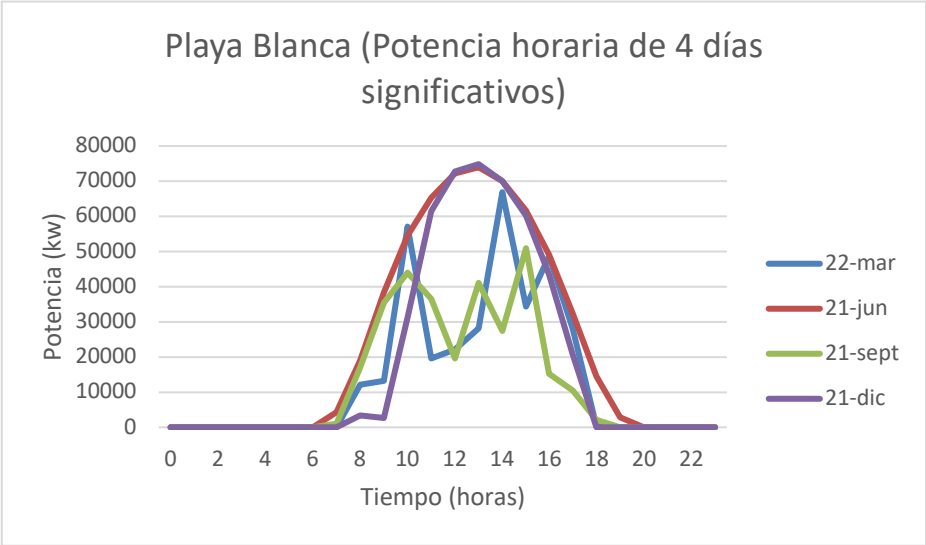


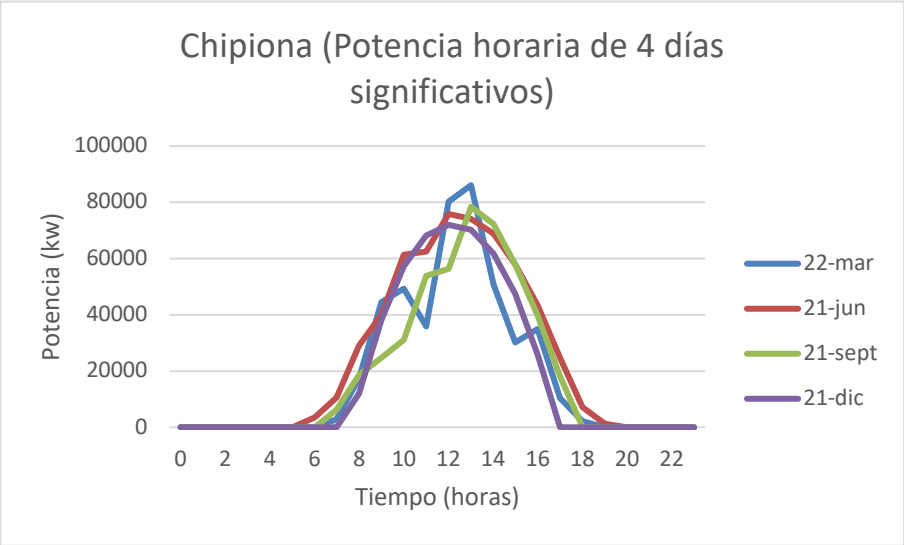


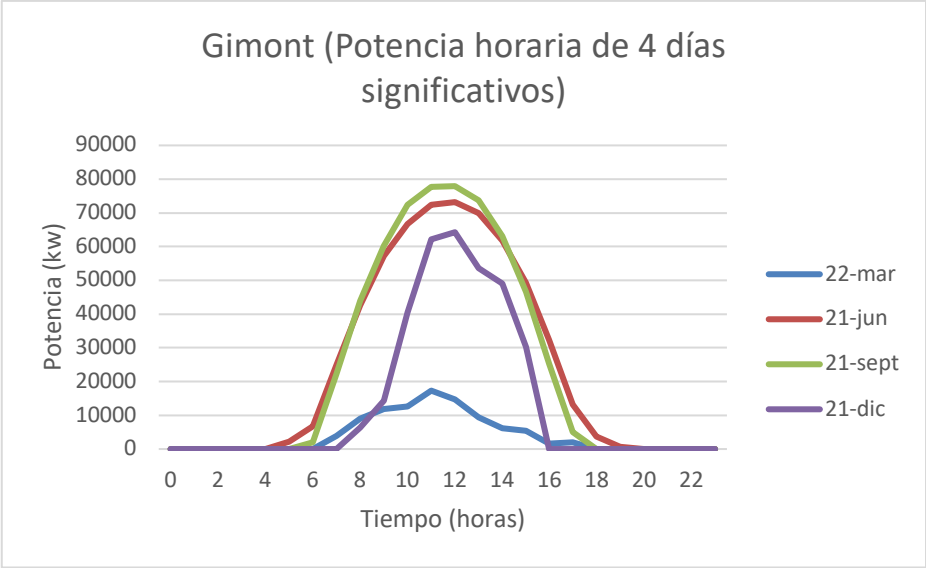


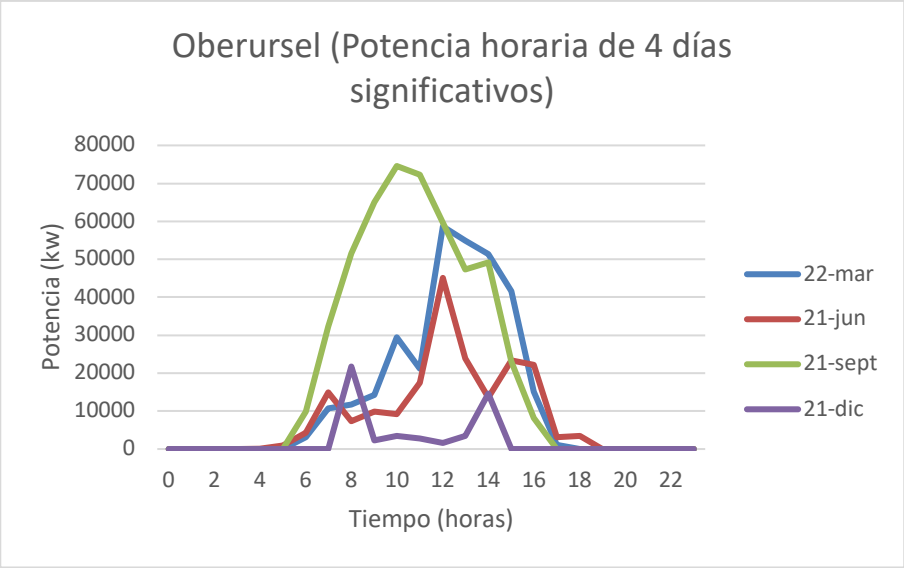


Países con distinta latitud y distinta longitud



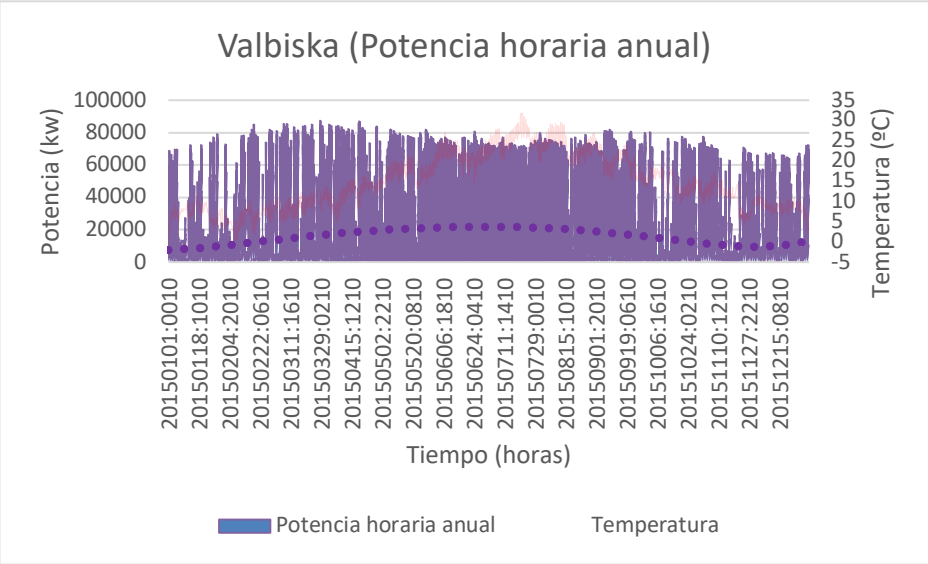


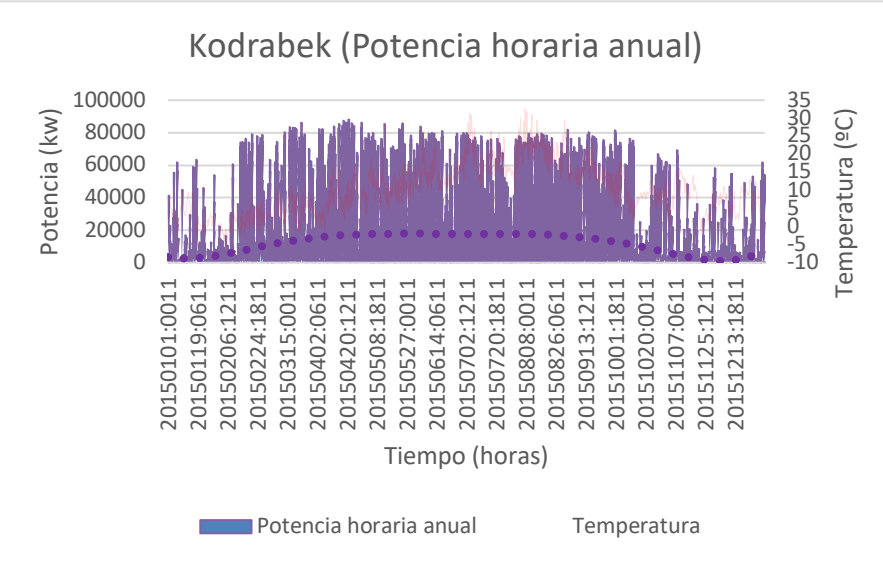


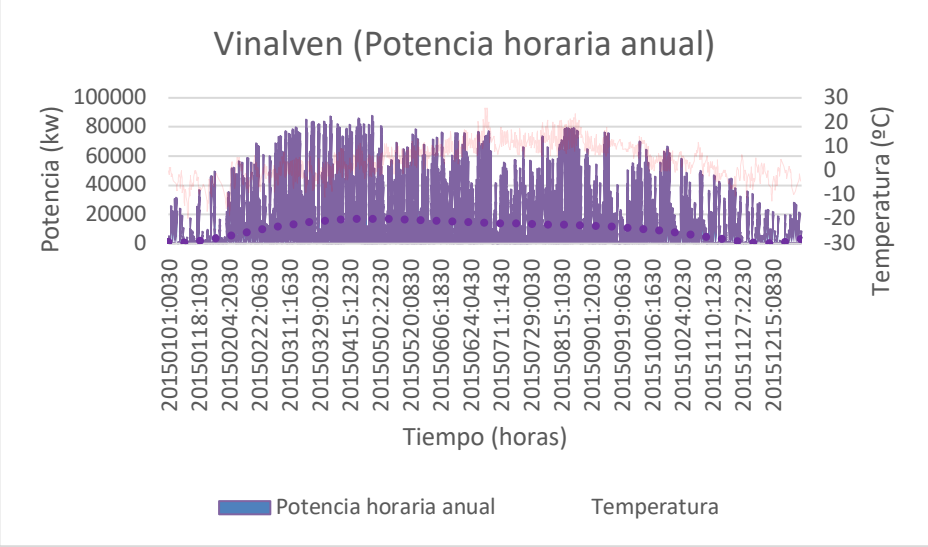


8.3.5. Potencia horaria anual (red de Europa)

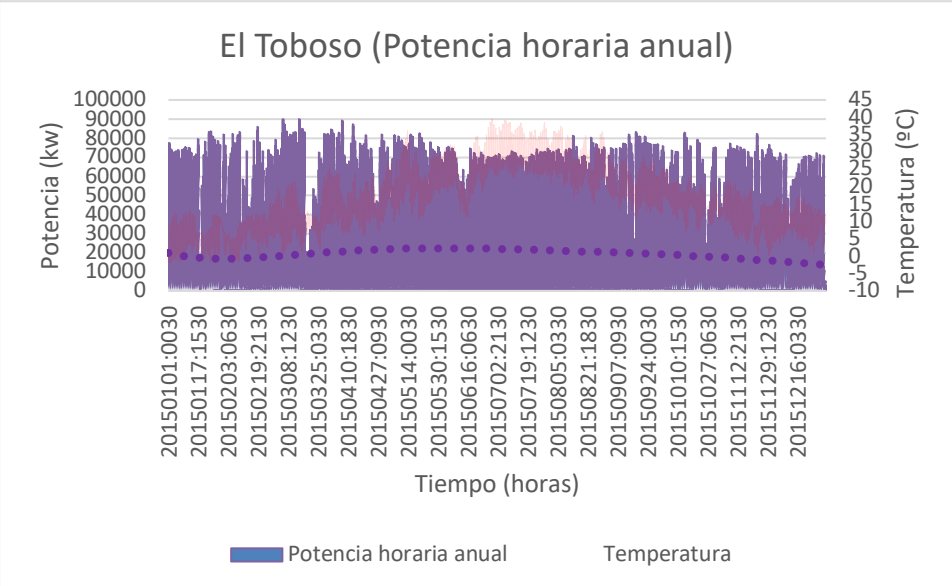
Países con igual longitud y distinta latitud

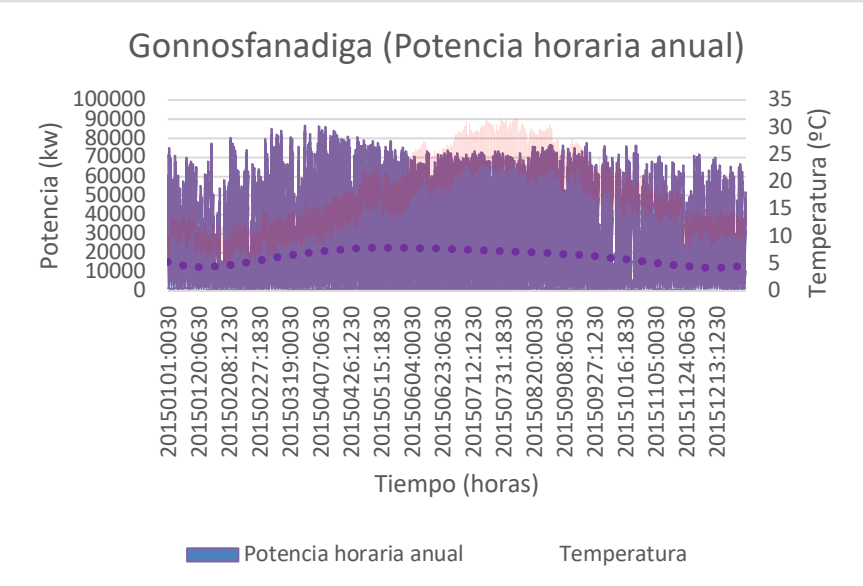


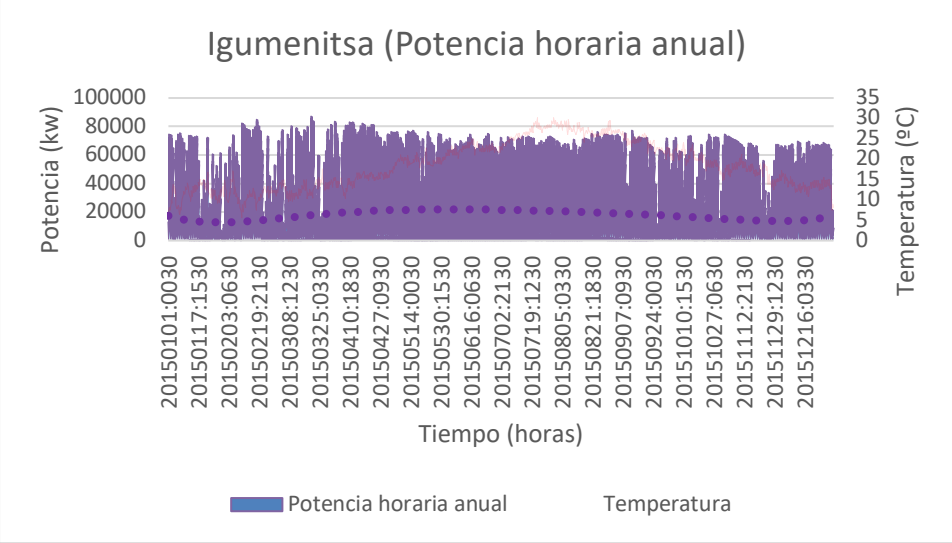


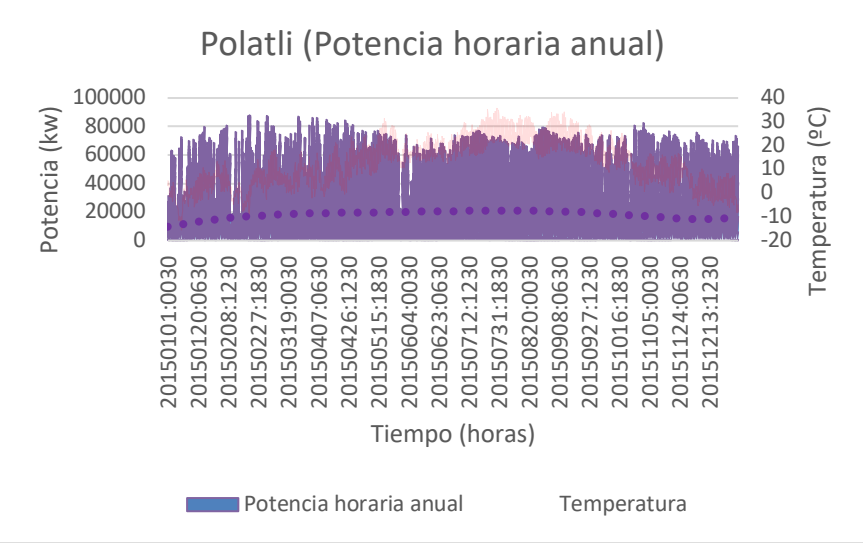


Países con igual latitud y distinta longitud

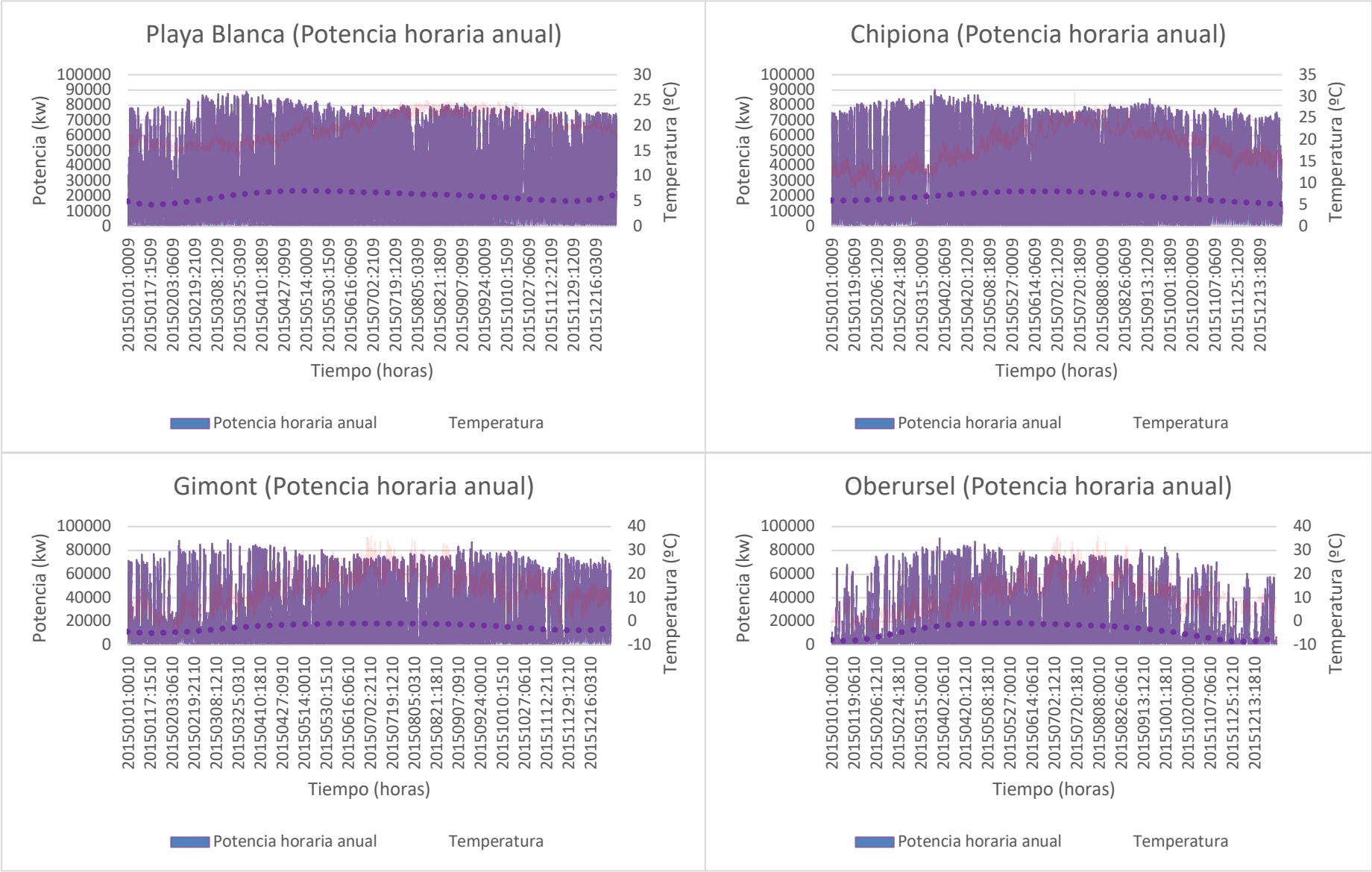






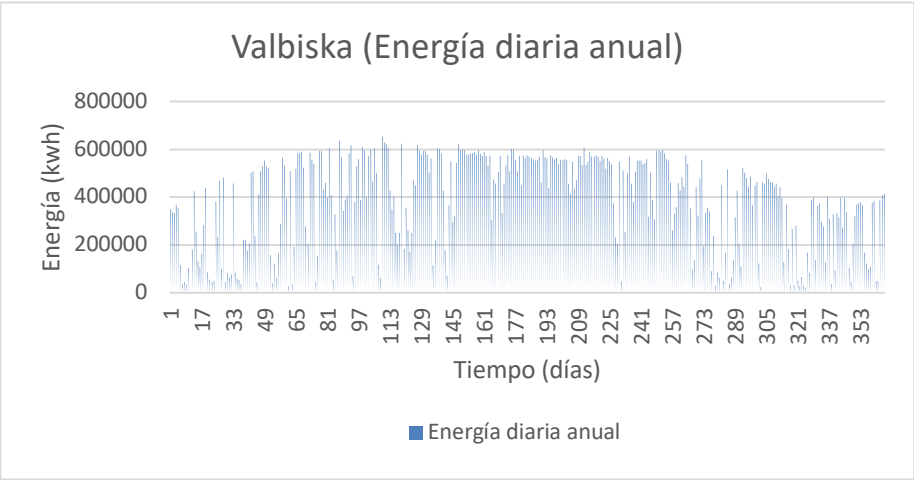


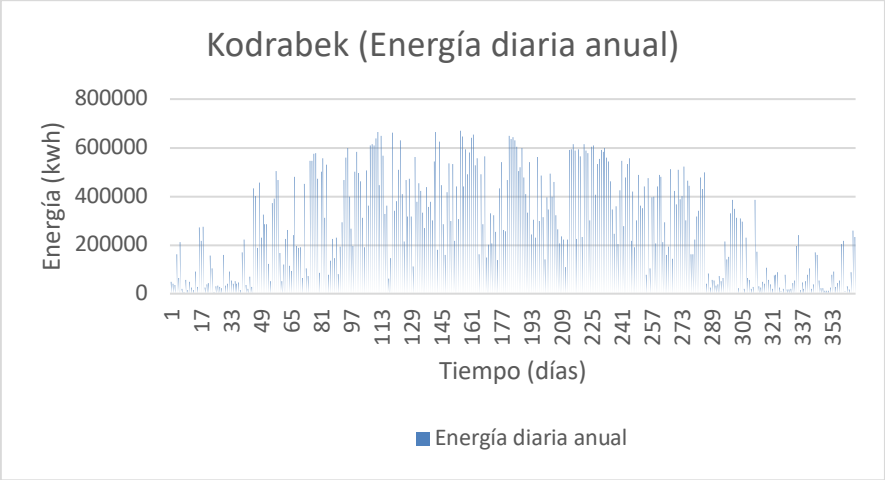
Países con distinta latitud y distinta longitud

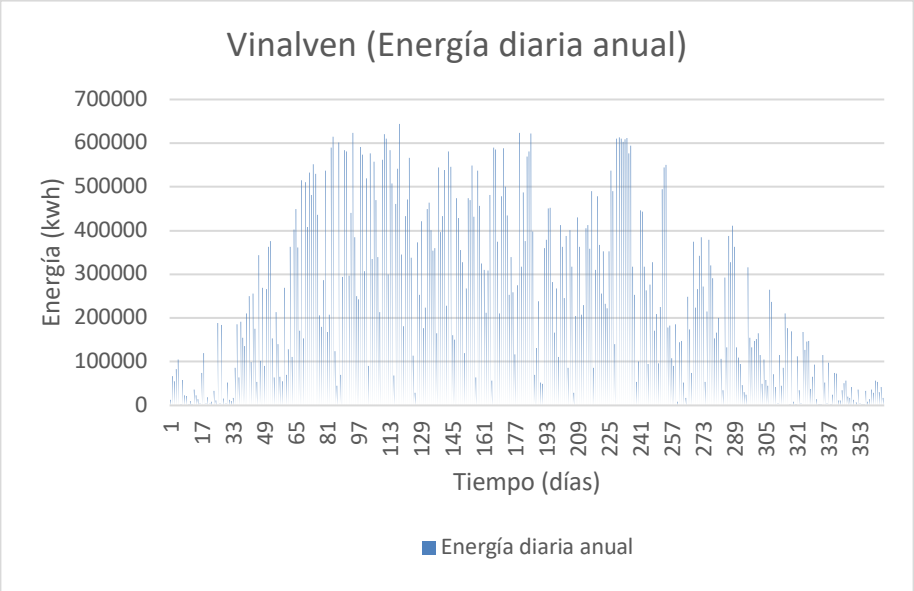


8.3.6. Energía diaria anual (red de Europa)

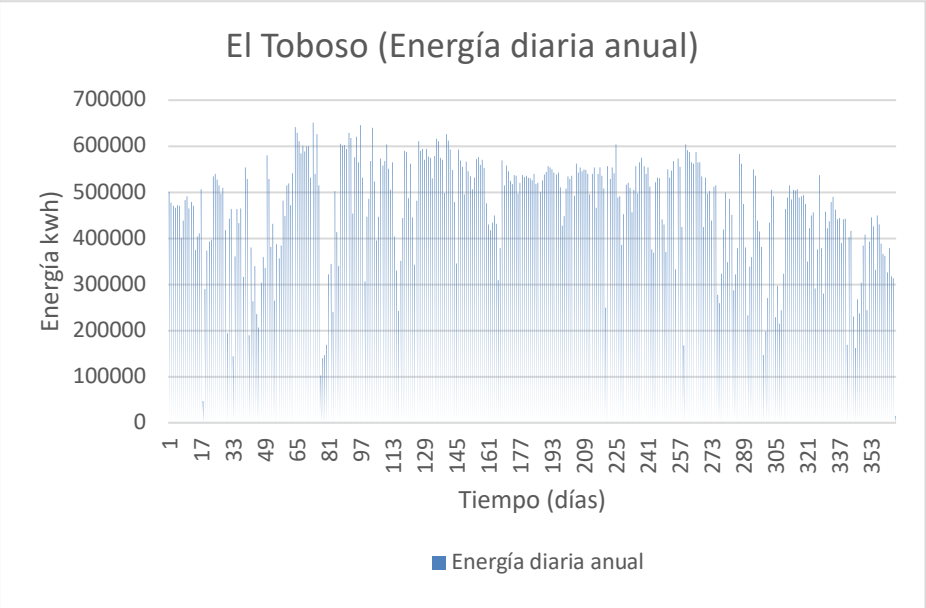
Países con igual longitud y distinta latitud

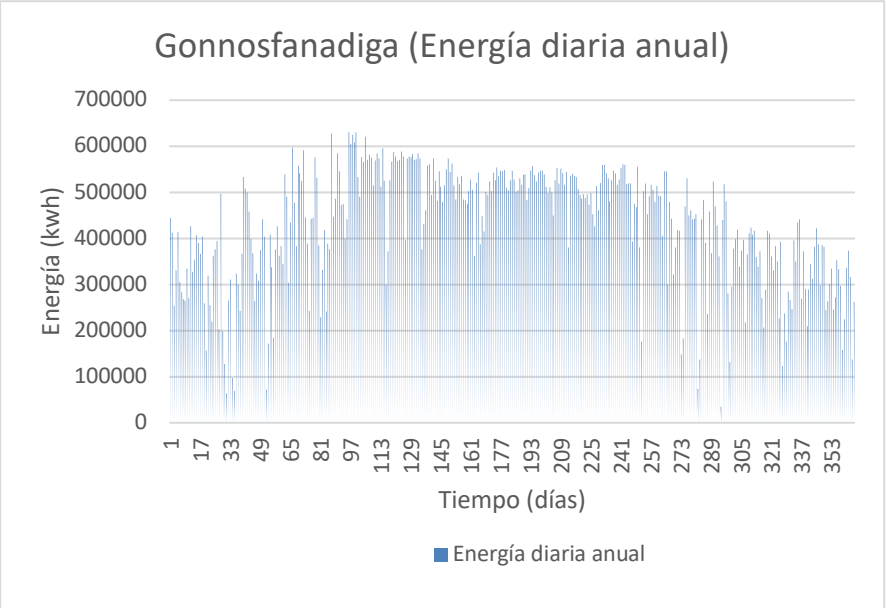


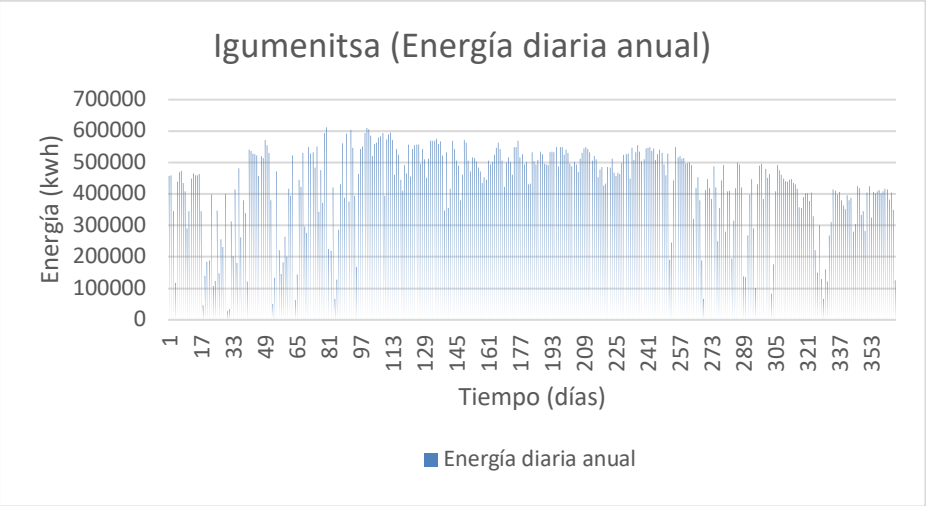


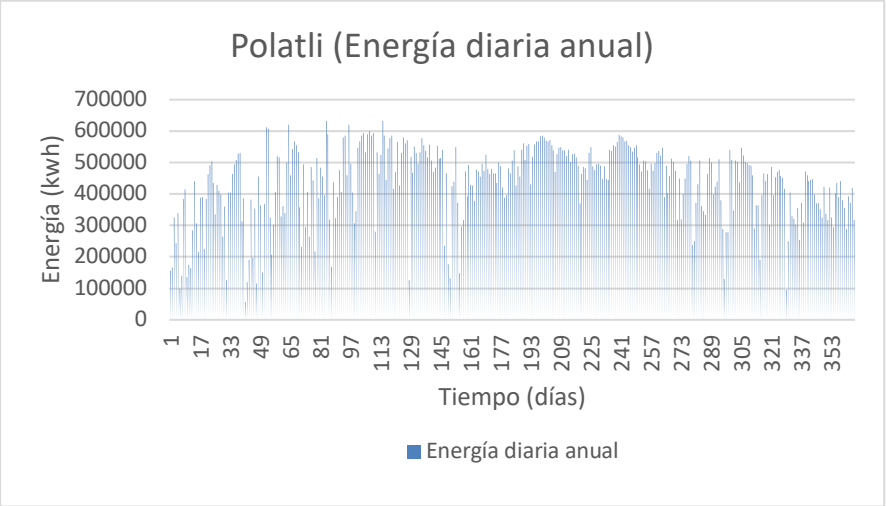


Países con igual latitud y distinta longitud









Países con distinta latitud y distinta longitud

