



COMILLAS

UNIVERSIDAD PONTIFICIA

ICAI

GRADO EN INGENIERÍA EN TECNOLOGÍAS INDUSTRIALES

TRABAJO FIN DE GRADO

OPTIMIZACIÓN DE LA CONFIGURACIÓN DE UN PARQUE SOLAR UTILIZANDO DIVERSOS TIPOS DE ORIENTACIONES Y SEGUIMIENTOS

Autor: Beatriz Pineda Salcedo

Director: Javier Reneses Guillén

Co-Director: Fernando García Mariño

Madrid

Junio de 2023

Declaro, bajo mi responsabilidad, que el Proyecto presentado con el título

**Optimización de la configuración de un parque solar utilizando
diversos tipos de orientaciones y seguimientos**

en la ETS de Ingeniería - ICAI de la Universidad Pontificia Comillas en el

curso académico 2022/23 es de mi autoría, original e inédito y

no ha sido presentado con anterioridad a otros efectos.

El Proyecto no es plagio de otro, ni total ni parcialmente y la información que ha sido

tomada de otros documentos está debidamente referenciada.

Fdo.: Beatriz Pineda Salcedo

Fecha: 13/06/2023

Autorizada la entrega del proyecto

EL DIRECTOR DEL PROYECTO

Fdo.: Javier Reneses Guillén

Fecha: 13/06/2023

EL CODIRECTOR DEL PROYECTO

Fdo.: Fernando García Mariño

Fecha: 13/06/2023

Agradecimientos

Al director de este trabajo Javier Reneses Guillén, a Pía Rodríguez Ortega y al codirector Fernando García Mariño por ofrecerme esta oportunidad, su apoyo, paciencia y dedicación para transmitirme sus conocimientos. También a todo SIMULYDE por su gran acogida durante este tiempo de prácticas y por haberme facilitado herramientas que han hecho posible este trabajo.

A mi familia, por el apoyo incondicional que siempre me han dado, en especial a mis padres y mis abuelos. Soy quien soy gracias a vosotros.

OPTIMIZACIÓN DE LA CONFIGURACIÓN DE UN PARQUE SOLAR UTILIZANDO DIVERSOS TIPOS DE ORIENTACIONES Y SEGUIMIENTOS

Autor: Pineda Salcedo, Beatriz.

Director: Reneses Guillén, Javier.

Codirector: García Mariño, Fernando.

Entidad Colaboradora: SIMULYDE, S.L.

RESUMEN DEL PROYECTO

La energía solar fotovoltaica es una de las energías que ha experimentado un mayor aumento en su potencia instalada durante este período de transición energética en el que nos encontramos debido a su naturaleza de energía limpia y renovable. Uno de los aspectos con mayor peso es la rentabilidad de la inversión en este tipo de energía. Este trabajo estudia la maximización de beneficios a través del modelo de optimización creado a tal fin. Se plantea la posibilidad de instalar en una planta fotovoltaica varias configuraciones combinando la orientación y estructura de los módulos. Finalmente se estudian y analizan diversos casos con distinta capacidad de punto de interconexión y área disponible. Se estudia el dimensionamiento y la potencia instalada de cada configuración, analizando la rentabilidad de cada caso.

Palabras clave: Planta solar fotovoltaica, optimización, configuración, orientación, estructura, rentabilidad

1. Introducción

En estos últimos años ha habido una gran fluctuación en los precios de la energía y se prevé que se va a seguir en los años venideros. Como se aprecia en la Ilustración 1, obtenida del modelo comercial xPryce© propiedad de Simulyde, los precios caerán especialmente en las horas de mayor generación fotovoltaica debido a, entre otras razones, el relevante impulso de potencia instalada renovable, sobre todo fotovoltaica, en el parque generador español [1], aunque a largo plazo se estabilizarán.

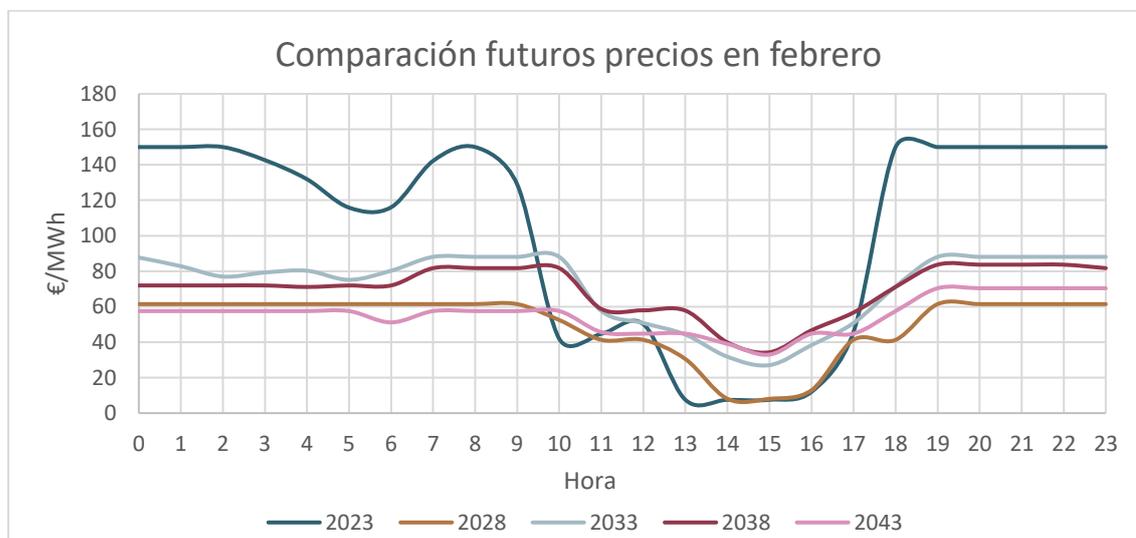


Ilustración 1. Comparación de precios medios de febrero desde 2023 a 2043.

De estas fluctuaciones en los precios nace la cuestión de si es posible aumentar la rentabilidad de una planta solar utilizando distintos tipos de configuraciones, es decir, combinando diferentes orientaciones o estructuras. Cada configuración tiene su propio perfil de generación tal y como se refleja en la Ilustración 2. Al instalar una combinación de estas, se aprovechan varios perfiles de generación que permiten producir más energía a horas no tan usuales y, por lo tanto, a horas en las que los precios sean más elevados.

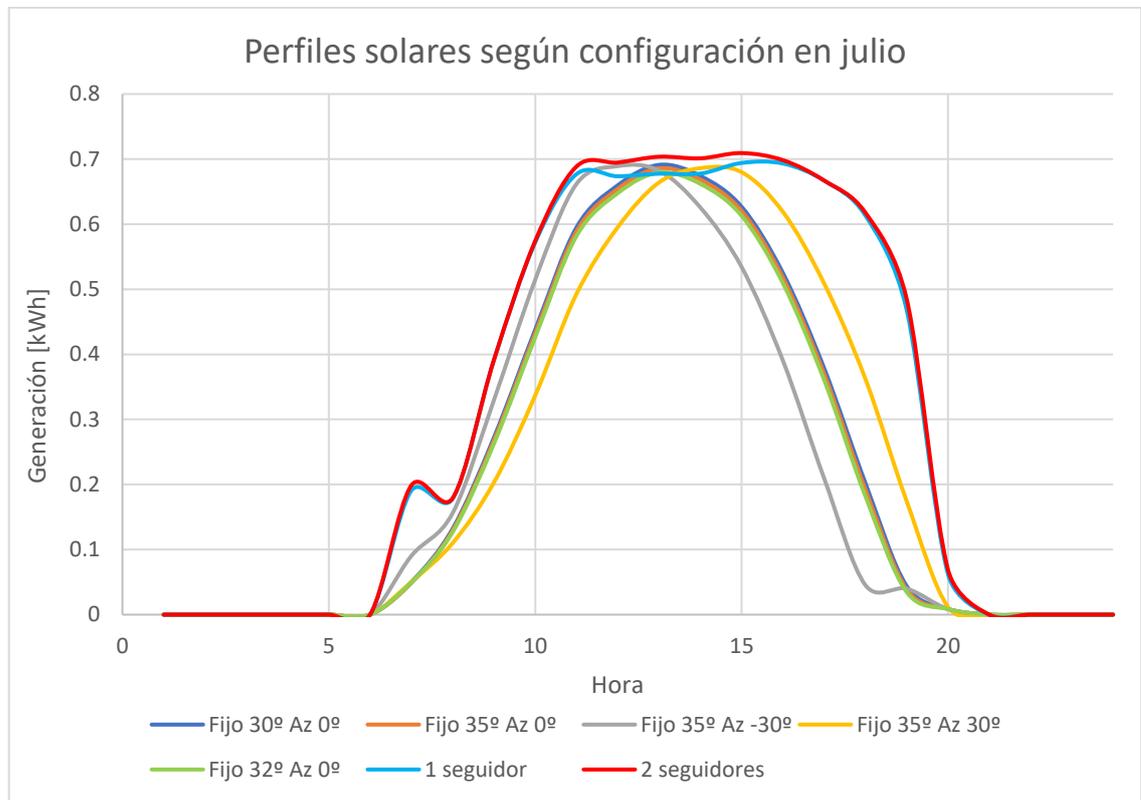


Ilustración 2. Perfil de generación solar horario según tipo de estructura y orientación.

2. Definición del Proyecto

El objetivo de este proyecto es desarrollar un modelo de optimización de beneficios de una planta fotovoltaica, utilizando como datos de entrada los perfiles de generación según la configuración, una predicción de precios horarios y otras características técnicas y geográficas, como la ubicación de la planta, el área disponible y la capacidad del punto de interconexión.

3. Descripción del modelo

Este trabajo desarrolla un modelo de optimización en GAMS/CPLEX para maximizar los beneficios de una planta fotovoltaica, proponiendo la posibilidad de instalar distintas configuraciones que combinen el tipo de estructura y los ángulos de inclinación y azimut. Asimismo, para facilitar la ejecución de casos, el intercambio de datos de entrada y salida y el posterior análisis económico se crea una interfaz en formato Excel.

Se han escogido 7 configuraciones distintas de módulos fotovoltaicos para representar ampliamente las posibles variantes por las que se podría optar. Para una estructura fija, se usan los ángulos de inclinación de 30°, 32° y 35°. Con respecto al azimut, para un ángulo de inclinación de 35° se han considerado -30°, 0° y 30°. Por último, se han incluido los sistemas de seguimiento a uno y dos ejes.

Se han descargado de la plataforma PVGIS [2] tres perfiles de generación anuales por configuración[2]. Antes de usarlos como datos de entrada para el modelo, los perfiles se han normalizado para construir un P50, ya que los tres deben tener la misma cantidad de energía generada anual.

El problema de optimización se basa en el cálculo de la potencia instalada de cada tipo de configuración para alcanzar la rentabilidad óptima de una instalación fotovoltaica, es decir, ingresos por venta de energía menos costes de inversión y de operación y mantenimiento.

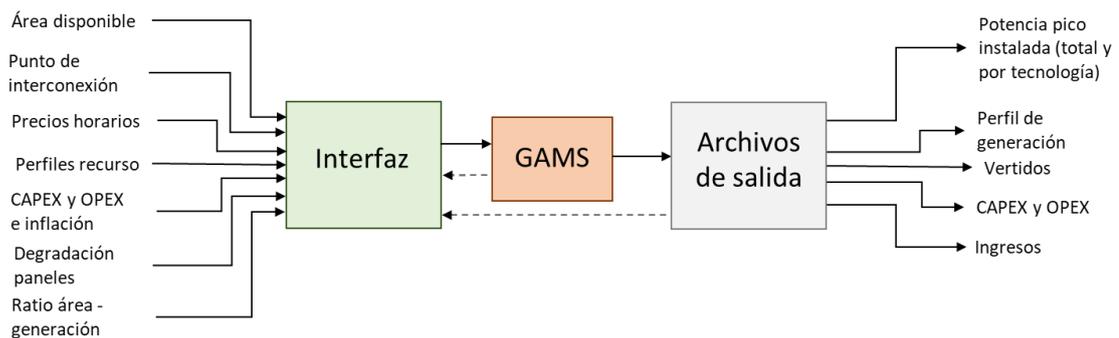


Ilustración 3. Estructura de la herramienta desarrollada.

4. Resultados

Se estudia la optimización de una planta solar fotovoltaica en la provincia de Ciudad Real según el área disponible y la capacidad el punto de interconexión.

Caso 1: Área ilimitada

Aunque en la realidad los proyectos suelen estar limitados por el área, este primer caso estudia cuál sería la potencia instalada que llevase a la maximización de beneficios si el área no estuviera restringida.

La estructura elegida, independientemente de la capacidad del punto de interconexión, es la de seguimiento a un eje, debido a su amplio perfil de generación y sus costes relativamente bajos en proporción a la captación de energía obtenible. Se observa un sobredimensionamiento óptimo de casi dos veces la capacidad del punto de interconexión, ya que de esta forma se generará más energía y se obtendrán mayores beneficios.

Caso 2: Instalación limitada a estructura fija

En este segundo caso se da la posibilidad de instalar únicamente configuraciones con estructura fija y se observa el comportamiento de la potencia instalada por configuración según se modifica el área.

Para la ubicación ejemplo escogida, el modelo elige dos configuraciones óptimas según el área del que se disponga. Una configuración es la que mayor producción total genera

y la otra tiene un perfil de generación en el que las horas donde más genera coinciden con precios no tan usuales para la energía solar y, por lo tanto, más elevados.

Según se aumenta el área, la potencia instalada total aumenta y la configuración instalada varía. En áreas más restringidas, se opta por la configuración con mayor generación total. En cambio, según se amplía el área, se prefiere la configuración que, aunque tenga una menor generación total, presenta un perfil de generación que incrementa los beneficios.

Caso 3: Variación del CAPEX

En este último caso, debido a la tendencia a la baja en los precios del CAPEX en la última década [3], se modifica en un porcentaje el valor de los costes asociados a la inversión en plantas fotovoltaicas.

Un cambio del 20% en el CAPEX influye significativamente tanto en los beneficios como en la potencia instalada. El TIR varía más de un 3% entre la modificación al alza y a la baja. Respecto a la potencia instalada, según se disminuyen los costes, se tiende a instalar más potencia de estructura fija mientras que, si aumentan, se escoge la estructura de seguimiento a un eje.

5. Conclusiones

La optimización de la potencia instalada de un parque solar fotovoltaico es esencial para conseguir la mayor rentabilidad posible de un proyecto.

Además, la herramienta desarrollada facilita el estudio de dimensionamiento y rentabilidad de una planta fotovoltaica dados unos parámetros de entrada representativos del caso a analizar.

Se concluye que la estructura de seguimiento a un eje es la configuración escogida por excelencia. Sin embargo, en ciertos casos donde el área se restringe, se consigue la maximización de beneficios con la combinación de dos configuraciones.

6. Referencias

- [1] REE. “Las energías renovables podrían alcanzar el 50% del ‘mix’ de generación eléctrica en España en 2023”, Presentación de los Informes del sistema eléctrico y de Energías renovables 2022. Marzo, 2023. <https://www.ree.es/es/sala-de-prensa/actualidad/nota-de-prensa/2023/03/las-energias-renovables-podrian-alcanzar-50porciento-del-mix-de-generacion-electrica-en-espana-en-2023>
- [2] PVGIS, https://re.jrc.ec.europa.eu/pvg_tools/es/
- [3] International Renewable Energy Agency, “The Power to Change: Solar and Wind Cost Reduction Potential to 2025.”, Junio, 2016, ISBN 978-92-95111-97-4. <https://www.irena.org/publications/2016/Jun/The-Power-to-Change-Solar-and-Wind-Cost-Reduction-Potential-to-2025>

OPTIMIZATION OF THE CONFIGURATION OF A SOLAR PARK USING SEVERAL TYPES OF ORIENTATIONS AND TRACKERS

Author: Pineda Salcedo, Beatriz.

Supervisor: Reneses Guillén, Javier.

Co-Supervisor: García Mariño, Fernando.

Collaborating Entity: SIMULYDE S.L.

ABSTRACT

Solar photovoltaic energy has experienced a major increase in its installed capacity during this period of energy transition in which we now find ourselves due to the fact that it is a renewable and clean energy. The profitability of the investment in this type of energy is a relevant aspect to consider. This work studies the maximization of benefits through the optimization model created for this purpose. The possibility of installing in a photovoltaic plant several configurations combining the orientation and structure of the modules is considered. Finally, diverse cases with different interconnection capacity and available area are examined and analysed. The sizing and installed power of each configuration is studied, evaluating the profitability of each case.

Keywords: Photovoltaic solar power plant, optimization, configuration, orientation, structure, profitability.

1. Introduction

There has been a large fluctuation in energy prices over recent years, and this is expected to continue in the years to come. As shown in Figure 1, obtained from Simulyde's proprietary xPryce© commercial model, prices will fall especially during peak PV generation hours due to, among other reasons, the significant boost in installed renewable power, especially PV, in the Spanish generation park [1], although in the long term they will stabilize.

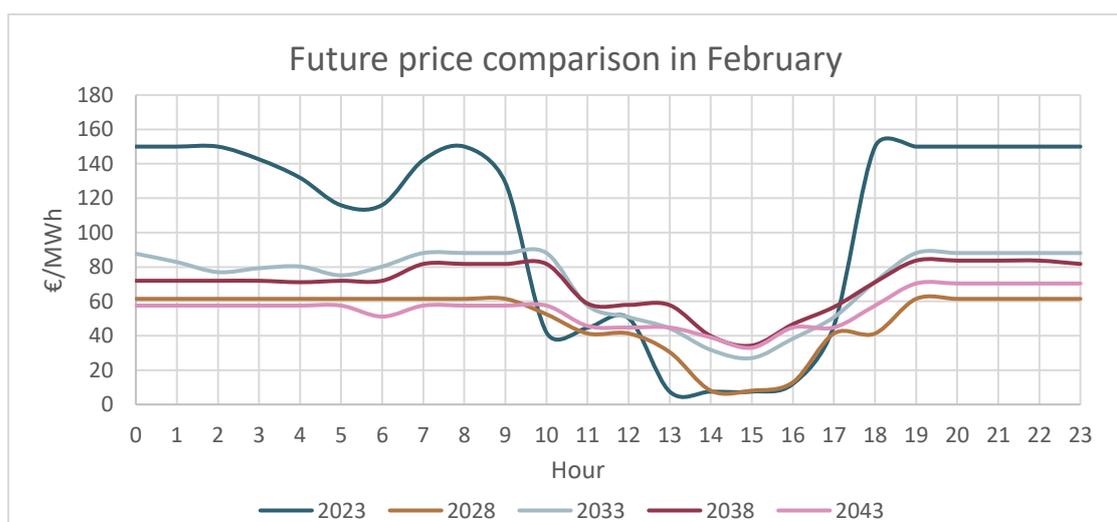


Figure 1. Comparison of average February prices from 2023 to 2043.

These price fluctuations raise the question of whether it is possible to increase the profitability of a solar plant by using different types of configurations, i.e., combining multiple orientations or structures. Each configuration has its own generation curve as shown in Figure 2. By installing a combination of these, several generation profiles are exploited, enabling more energy to be produced at off-peak hours and, therefore, at times when prices are higher.

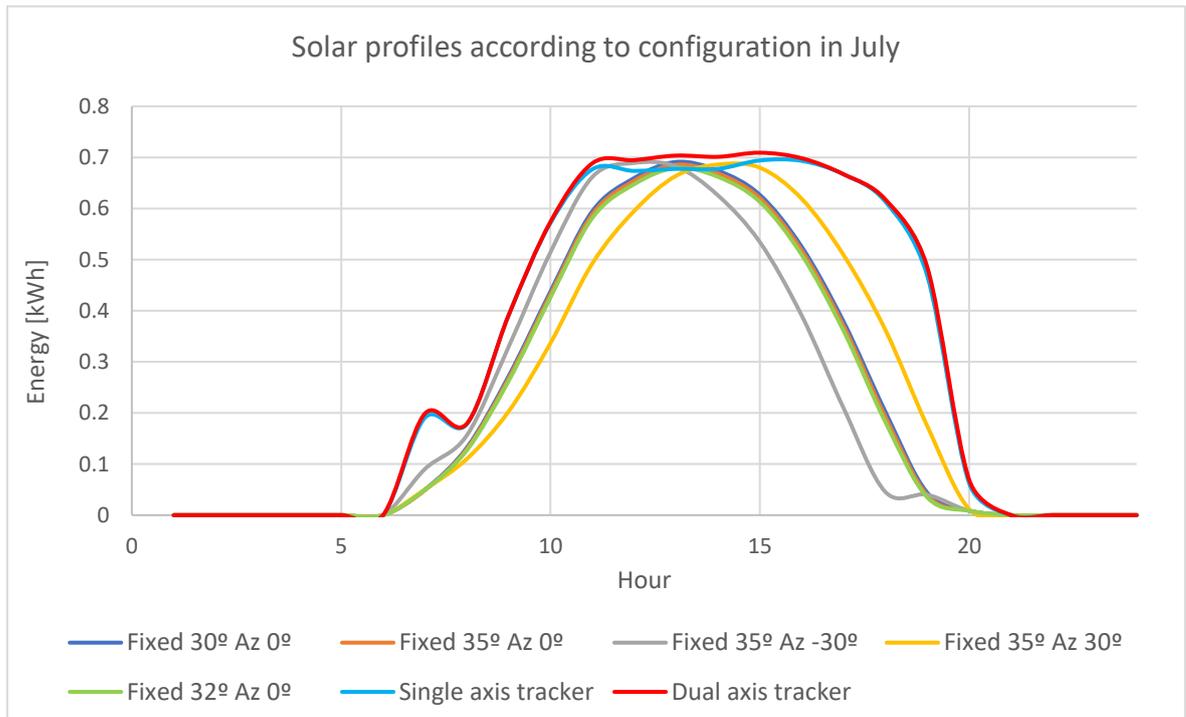


Figure 2. Hourly solar generation profile according to type of structure and orientation.

2. Definition of the project

The objective of this project is to develop a photovoltaic plant profit optimization model, using as input data the generation profiles according to the configuration, a prediction of hourly prices and other technical and geographical characteristics, such as the solar power plant location, available area, and interconnection capacity.

3. Description of the model

This work develops an optimization model in GAMS/CPLEX to maximize the benefits of a photovoltaic plant, suggesting the possibility of installing different configurations combining the type of structure and the tilt and azimuth angles. In addition, to simplify the execution of cases, the exchange of input and output data and the subsequent economic analysis, an interface in Excel format is created.

Seven different configurations of photovoltaic modules have been chosen to broadly represent the possible variants that could be chosen. For a fixed structure, tilt angles of 30°, 32° and 35° are used. Regarding azimuth, for 35° tilt angle, -30°, 0° and 30° have been considered. Lastly, one and two-axis tracking systems have been included.

Three annual generation profiles per configuration have been downloaded from the PVGIS [2] platform. Prior to using them as input data for the model, the profiles have

been normalized to build a P50, since all three should have the same amount of annual generated power.

The optimization problem is based on the calculation of the installed power of each type of configuration to achieve the optimal profitability of a PV system, i.e., revenue from energy sales minus investment and O&M costs.

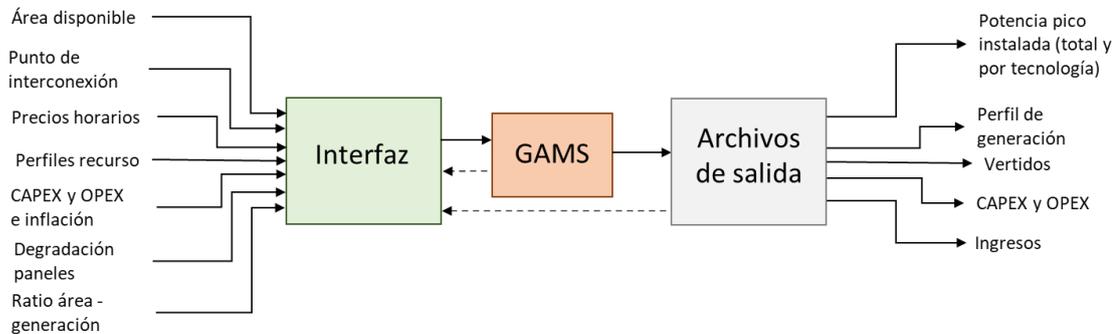


Figure 3. Structure of the implemented tool.

4. Results

A solar photovoltaic solar power plant in the province of Ciudad Real is optimized according to the available area and the interconnection capacity.

Case 1: Unlimited area

Despite the fact that in reality photovoltaic projects are usually limited by the area, this first case studies what would be the installed power that would lead to the maximization of benefits if the area were not restricted.

The structure chosen, regardless of the interconnection capacity, is single-axis tracking, due to its wide generation profile and its relatively low costs in proportion to the obtainable energy capture. An optimal oversizing of almost twice the interconnection capacity is observed, since this way more energy will be generated, and more benefits will be obtained.

Case 2: Installation limited to fixed structure

In this second case, only configurations with fixed structure can be installed and the behavior of the installed power per configuration is observed as the area is modified.

For the selected location, the model chooses two optimal configurations according to the available area. One configuration is the one that generates the highest production and the other has a generation profile in which the hours where it generates the most coincide with prices that are not so usual for solar energy and, therefore, higher.

As the area increases, the total installed capacity increases and the installed configuration varies. In more restricted areas, the configuration with the highest total generation is chosen.

On the other hand, as the area expands, the configuration that has a generation profile that increases the benefits is preferred, although it has a lower total generation.

Case 3: CAPEX variation

In this final case, due to the downward trend in CAPEX prices in the last decade [3], the value of the costs associated with investment in PV plants is modified by a percentage.

A 20% change in CAPEX significantly influences both profits and installed power. The IRR varies by more than 3% between the upward and downward change. Regarding the installed power, as costs decrease, there is a tendency to install more fixed structure power, while if they increase, the single-axis tracking structure is chosen.

5. Conclusions

The optimization of the installed capacity of a photovoltaic solar park is essential to achieve the maximum profitability of a project.

Furthermore, the developed tool provides the sizing and profitability study of a photovoltaic plant given representative input parameters of the analyzed case.

It is concluded that the single axis tracking structure is the configuration of choice par excellence. However, in certain cases where the area is restricted, profit maximization is achieved with the combination of two configurations.

6. References

- [1] REE. “Las energías renovables podrían alcanzar el 50% del ‘mix’ de generación eléctrica en España en 2023”, Presentación de los Informes del sistema eléctrico y de Energías renovables 2022. Marzo, 2023. <https://www.ree.es/es/sala-de-prensa/actualidad/nota-de-prensa/2023/03/las-energias-renovables-podrian-alcanzar-50porciento-del-mix-de-generacion-electrica-en-espana-en-2023>
- [2] PVGIS, https://re.jrc.ec.europa.eu/pvg_tools/es/
- [3] International Renewable Energy Agency, “The Power to Change: Solar and Wind Cost Reduction Potential to 2025.”, Junio, 2016, ISBN 978-92-95111-97-4. <https://www.irena.org/publications/2016/Jun/The-Power-to-Change-Solar-and-Wind-Cost-Reduction-Potential-to-2025>

Índice de la memoria

Capítulo 1. Introducción	9
Capítulo 2. Descripción de las Tecnologías.....	13
2.1 PVGIS	13
2.1.1 Marco conceptual.....	13
2.1.2 Configuraciones seleccionadas	15
2.2 GAMS	17
2.3 xPryce.....	18
Capítulo 3. Estado de la cuestión.....	19
Capítulo 4. Definición del Trabajo	21
4.1 Objetivos	21
4.2 Metodología.....	21
4.3 Planificación y Estimación Económica.....	22
Capítulo 5. Preparación de Datos	23
Capítulo 6. Modelo Desarrollado.....	27
6.1 Datos de Entrada	27
6.1.1 Perfiles de Generación.....	27
6.1.2 Precios Horarios	28
6.1.3 Curvas de CAPEX Y OPEX.....	28
6.1.4 Sobrecoste de Capex y Opex	33
6.1.5 División de Tramos.....	33
6.1.6 Configuración.....	34
6.1.7 Degradación.....	34
6.1.8 Ratio de área respecto a generación.....	35
6.1.9 Inflación.....	35
6.2 Planteamiento del Problema.....	36
6.2.1 Función objetivo.....	38
6.2.2 Modelización del CAPEX y OPEX.....	38
6.2.3 Restricciones Generales	40

Capítulo 7. Análisis de Resultados.....	41
7.1 Área ilimitada.....	41
7.2 Limitado a estructura fija	43
7.3 Modificando el CAPEX de todas las estructuras un %	45
Capítulo 8. Conclusiones y Trabajos Futuros.....	47
Capítulo 9. Bibliografía.....	51
ANEXO I. Objetivos de desarrollo sostenible.....	53
ANEXO II. Código GAMS.....	56
ANEXO III. Perfiles mensuales de generación	64

Índice de figuras

Figura 1. Comparación de los futuros precios de la electricidad en invierno.	9
Figura 2. Comparación de los futuros precios de la electricidad en verano.	10
Figura 3. Perfil de generación solar horaria según tipo de estructura y orientación.	11
Figura 4. Ángulo azimut en el recorrido del Sol [3].	14
Figura 5. Seguidor solar de un eje [4].	15
Figura 6. Localización ejemplo para la obtención de datos en PVGIS.	16
Figura 7. Datos obtenidos de PVGIS para un sistema con estructura fija a 35° de inclinación y 30° de azimut.	17
Figura 8. Perfiles obtenidos de PVGIS para cada tipo de configuración.	24
Figura 9. Medias mensuales de la estructura fija a 35° de inclinación y 0° de azimut.	25
Figura 10. Perfiles de generación horaria de 2018 según el tipo de configuración.	27
Figura 11. Predicción de precios horarios obtenida de xPryce para el perfil de 2018.	28
Figura 12. CAPEX según la capacidad pico de la instalación facilitada por SIMULYDE. 29	
Figura 13. OPEX según la capacidad pico de la instalación facilitada por SIMULYDE. ..	29
Figura 14. Comparación de los precios de OPEX respecto a la potencia instalada según el tipo de estructura.	30
Figura 15. División en 3 tramos de la curva de los costes marginales de OPEX respecto a la capacidad pico de la instalación para estructura fija.	31
Figura 16. División en 3 tramos de la curva de los costes totales de OPEX respecto a la capacidad pico de la instalación para estructura fija.	32
Figura 17. Datos de la configuración de la planta fotovoltaica.	34
Figura 18. Degradación anual de los paneles fotovoltaicos.	34
Figura 19. Hipótesis de inflación ofrecida por SIMYLYDE para el proyecto expresada en %.....	35
Figura 20. Representación del cálculo de CAPEX y OPEX en el modelo.....	39
Figura 21. Comportamiento de los precios medios anuales desde 2023 hasta 2042.....	48

Índice de tablas

Tabla 1. Resultados de las simulaciones con área ilimitada para una capacidad del POI de 10, 20 y 50 MW.....	42
Tabla 2. Resultados de las simulaciones para una capacidad del POI de 50 MW variando el área total disponible.....	43
Tabla 3. Resultados de las simulaciones según la variación del CAPEX para una capacidad de POI 50 MW y 900 000 m ²	45
Tabla 4. ODS con los que se alinea el proyecto.....	55

Índice de abreviaturas

PVGIS	<i>Photovoltaic Geographical Information System</i> (Sistema de Información Geográfica Fotovoltaica)
Fx30Az0	Estructura fija con ángulo de inclinación 30° y azimut 0°
Fx32Az0	Estructura fija con ángulo de inclinación 30° y azimut 0°
Fx35Az0	Estructura fija con ángulo de inclinación 30° y azimut 0°
Fx35Az-30	Estructura fija con ángulo de inclinación 30° y azimut 0°
Fx35Az30	Estructura fija con ángulo de inclinación 30° y azimut 0°
Inc0	Estructura de seguimiento de un eje con ángulo de inclinación 0°
Twoaxis	Estructura de seguimiento de dos ejes
MIBEL	Mercado I bérico de la E lectricidad
TMY	<i>Typical Meteorological Year</i> (Año típico meteorológico)
GAMS	<i>General Algebraic Modeling System</i> (Sistema general de modelización algebraica)
MIP	<i>Mixed Integer Programming</i> (Programación lineal entera mixta)
LP	<i>Linear Programming</i> (Programación lineal)
POI	<i>Point of interconnection</i> (Punto de interconexión)
LCOE	<i>Levelized Cost of Energy</i> (Coste nivelado de la energía)

Nomenclatura

Índices

i	Años
h	Horas
j	Tipo de configuración $\{Fx30Az0, Fx32Az0, Fx35Az0, Fx35Az-30, Fx35Az30, Inc0, Twoaxis\}$
k	Tramos de CAPEX y OPEX $\{t1, t2, t3\}$
ss	Tipo de estructura $\{Fijo, 1eje, 2ejes\}$
t	Características del parque $\{pot_inversor, areaparque\}$
$j_ss (j, ss)$	Indicador de tipo de estructura ss según su configuración j

Parámetros

$profiles_{h,j}$	Producción generada en la hora h con la configuración j
$precios_{h,i}$	Precios de la electricidad en la hora h del año i
$settings_t$	Configuración de características de la planta fotovoltaica
$degradacion_i$	Degradación que sufren los paneles en el año i
$ratio_j$	Ratio de área ocupada respecto a generación de la configuración j
$sobrecostecapex_j$	Precio añadido en los costes de CAPEX de la configuración j respecto al de la estructura fija

$sobrecosteopex_j$	Precio añadido en los costes de OPEX de la configuración j respecto al de la estructura fija
$divtramos_k$	Valor inicial del intervalo del tramo k
$capex1_k$	Pendiente de la recta de los precios de CAPEX del tramo k en €/MW
$capex2_k$	Término independiente de la recta de los precios de CAPEX del tramo k en €/MW
$opex1_k$	Pendiente de la recta de los precios de OPEX del tramo k en €/MW
$opex2_k$	Término independiente de la recta de los precios de OPEX del tramo k en €/MW
γ	Indicador de activación de la restricción de área
$inflacion_i$	Inflación en el año i
M	Cota superior para la restricción de los tramos del CAPEX/OPEX

Variables

$PROFITS$	Beneficios de la planta fotovoltaica
$P_{entregada_{j,i,h}}$	Producción entregada a la red generada por la configuración j en la hora h del año i
$P_{generada_{j,i,h}}$	Producción de energía generada por la configuración j en la hora h del año i
$P_{vertidos_{j,i,h}}$	Producción vertida por la configuración j en la hora h del año i

$P_{instalada\ j}$	Potencia instalada de la configuración j
$P_{tramo\ ss,k}$	Cantidad de potencia instalada de la estructura ss vista desde el valor inicial del tramo k
$CAPEX_{ss}$	Costes de inversión del proyecto para la estructura ss
$OPEX_{ss,i}$	Costes operativos del proyecto para la estructura ss en el año i
$\delta_{ss,k}$	Indicador de localización de tramo

Capítulo 1. INTRODUCCIÓN

La idea de este proyecto surge debido a la gran fluctuación no solo anual, sino también diaria que se prevé van a sufrir los futuros precios de la electricidad con respecto a su comportamiento en la actualidad.

Una de las razones fundamentales de esta variación de precios es el relevante aumento en los próximos años de potencia instalada renovable tanto eólica como solar, lo que provocará una caída de los precios especialmente a las horas de mayor generación fotovoltaica, ya que es en esos momentos cuando ambas energías pueden estar funcionando al mismo tiempo. En la Figura 1 se muestran los futuros precios horarios de un día medio del mes de febrero utilizando el modelo xPryce©, propiedad de SIMULYDE, en períodos de 5 años y comparados con los precios actuales. En los años más cercanos seguirán dándose estas fluctuaciones; sin embargo, a largo plazo los precios serán más planos, ya que existirá una mayor respuesta de la demanda, almacenamiento y capacidad de interconexión.

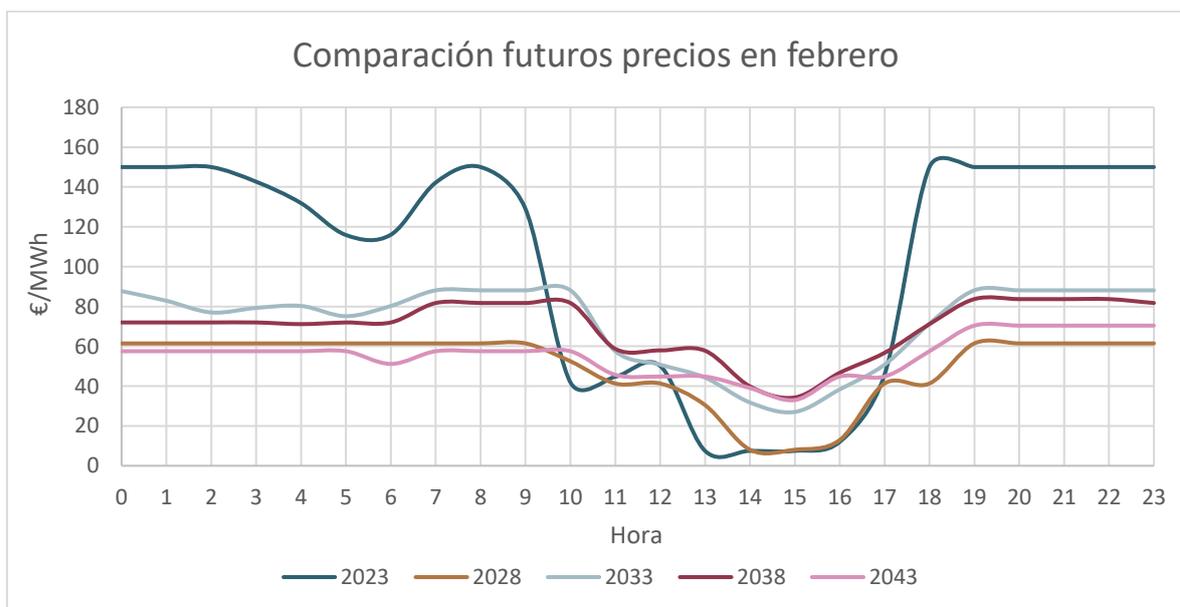


Figura 1. Comparación de los futuros precios de la electricidad en invierno.

Se observa en la Figura 1 que el valle coincide justamente con las horas de mayor generación fotovoltaica, por lo que los ingresos que puedan darse en este tipo de generación serán menores que otras formas de producción independientes de la luz solar. En verano la caída se acentúa aún más, llegando en algunas horas a precios cercanos a 0 €/MWh. Al cociente entre el valor capturado con precio medio del mercado y el precio medio fotovoltaico durante el periodo de generación solar, se le denomina **apuntamiento fotovoltaico**.

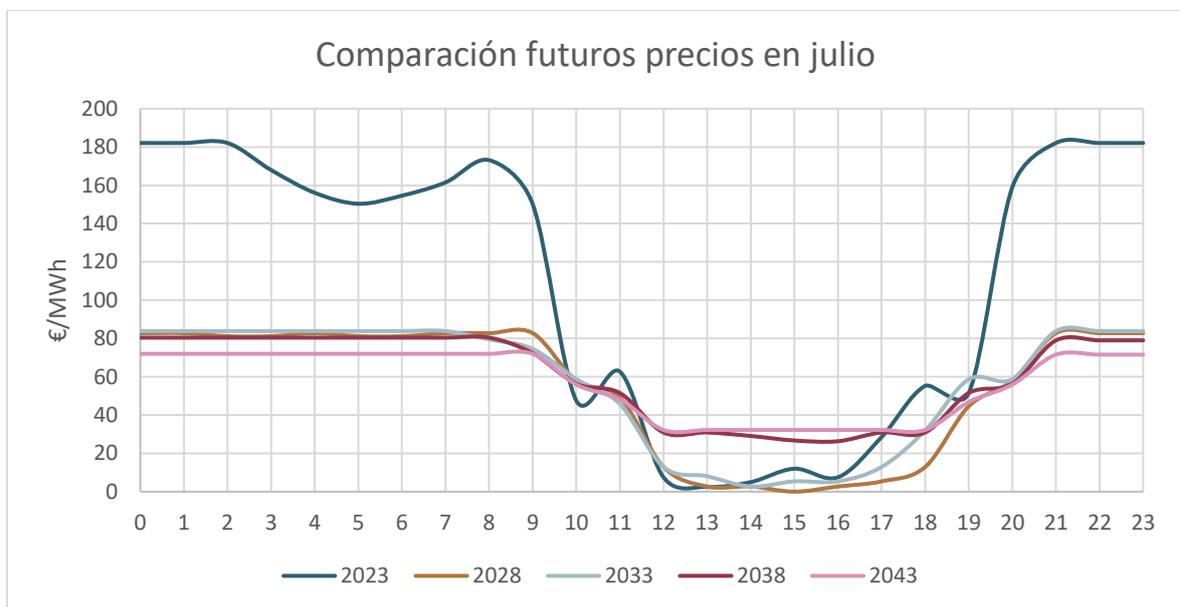


Figura 2. Comparación de los futuros precios de la electricidad en verano.

A raíz de estas fluctuaciones en los precios, se cuestionó que se pudiese aumentar la rentabilidad de una planta solar utilizando varios tipos de orientaciones o estructuras. Si se instala una combinación de distintas orientaciones o estructuras se podrá generar más energía en horas del día no tan habituales, aunque siempre dentro del valle comentado anteriormente, ya que coincide plenamente con las horas donde hay sol. Los precios de esas nuevas horas serían más altos que los de una generación estándar y, por lo tanto, podrían producir más ingresos.

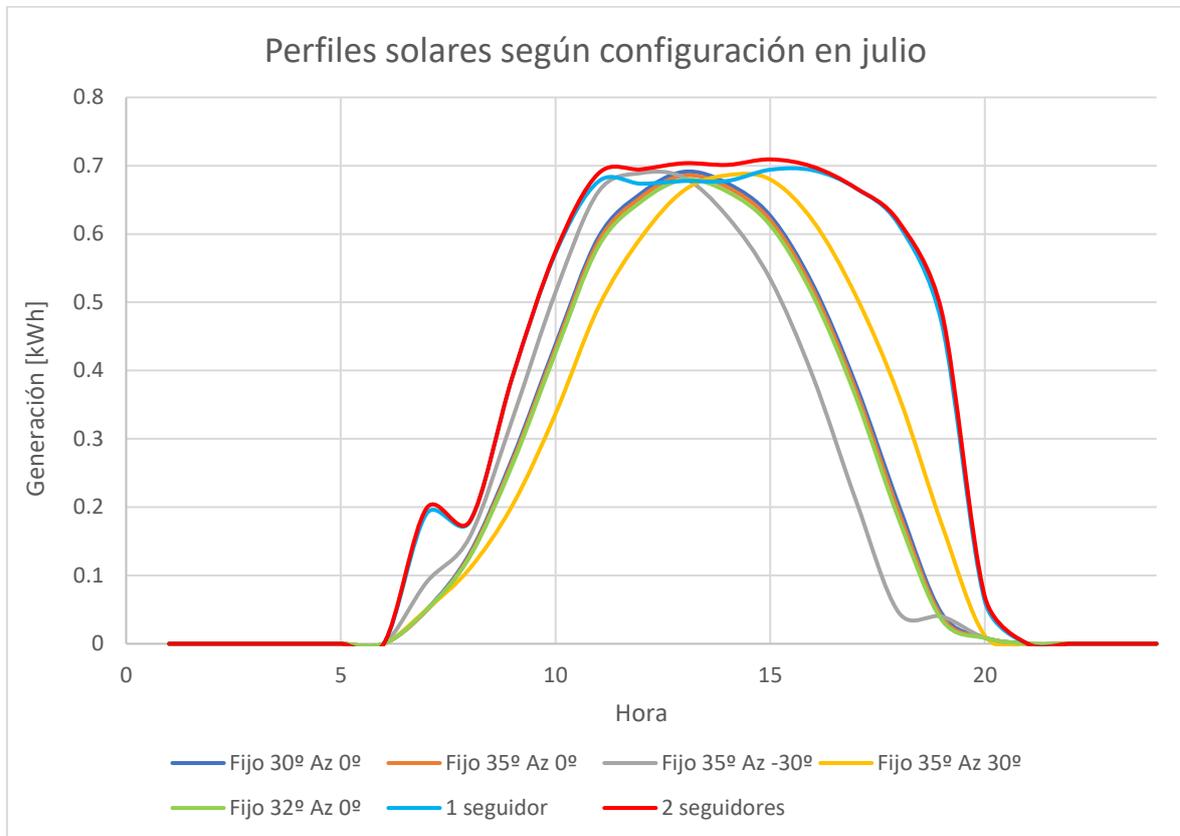


Figura 3. Perfil de generación solar horaria según tipo de estructura y orientación.

Es decir, en vez de instalar parques fotovoltaicos con una misma orientación y seguimiento, por ejemplo, de estructura fija a 35° de inclinación, se instalarían diversas orientaciones o seguimientos. A modo de aclaración, la mitad de un parque podría tener paneles fijos a 30° y la otra mitad a 35°.

Además, cada vez hay más restricciones de área y menos localizaciones disponibles para nuevas instalaciones. A este problema de espacio, que cada vez será más importante, hemos de sumar los requisitos que ha de tener un terreno que se considere apto para una instalación fotovoltaica. De este modo, usar la menor superficie posible es un factor esencial a tener en cuenta en un proyecto fotovoltaico.

Este trabajo busca la maximización de beneficios de una planta fotovoltaica dadas unas características propias tales como el área disponible o la capacidad de su punto de

interconexión. Se plantea la posibilidad de que en algunos casos se consigan mayores beneficios si se instalan distintas configuraciones combinando diferentes estructuras y orientaciones, aprovechando los distintos perfiles de generación que tiene cada configuración vista en la Figura 3 aplicándola a cada caso concreto.

Se ha creado un modelo de optimización de beneficios para plantas fotovoltaicas teniendo en cuenta las siete configuraciones que aparecen en la Figura 3 y que se explican más adelante. Se ha desarrollado en GAMS junto con una interfaz en formato Excel para facilitar el intercambio de datos y el análisis de resultados. Los datos de entrada son los perfiles de generación obtenidos de la plataforma PVGIS y datos de proyectos reales de SIMULYDE. Finalmente, se han estudiado distintos casos prestando atención a en qué casos lo más rentable es instalar una combinación de configuraciones. También se ha analizado la rentabilidad de cada uno de los supuestos a través de los indicadores financieros TIR y VAN.

Capítulo 2. DESCRIPCIÓN DE LAS TECNOLOGÍAS

2.1 PVGIS

PVGIS [1] es una interfaz de la Comisión Europea que facilita datos sobre radiación solar y producción de energía de sistemas fotovoltaicos según una serie de datos a introducir como la localización, la estructura, la orientación o las pérdidas del sistema. Tiene 4 bases de datos que proporcionan estimaciones horarias de radiación solar calculadas a partir de imágenes de satélite. En este caso se ha elegido la base de datos PVGIS-SARAH2, que es la recomendada si la localización está en Europa o África.

Para conocer los perfiles de generación, es necesario conocer la radiación solar de la localización escogida. Hay bases de datos que vía imágenes satélite recopilan información de radiación solar y con ella, estiman las componentes de radiación o la potencia FV. En este proyecto se ha decidido usar PVGIS.

2.1.1 MARCO CONCEPTUAL

En este proyecto, se han escogido 7 tipos de configuración en las que se han tenido en cuenta las siguientes características:

- I. El ángulo de inclinación.** Es el ángulo que forma el módulo con el plano horizontal en los sistemas de montaje fijo. Los seguidores de un eje constan de un grado de libertad, y éste es el ángulo que varía.

- II. El ángulo de azimut.** En PVGIS es el ángulo que presenta el panel solar con respecto a la dirección sur. Es importante tenerlo en cuenta porque el recorrido del sol no es fijo. Durante los Equinoccios [2] coincide con el este y el oeste, pero la mayor parte del año tiene una inclinación que hace que no coincida completamente con la trayectoria este-oeste. Según es invierno o verano, la inclinación será hacia un lado u otro del eje este-oeste. El azimut es el ángulo que define esta inclinación.

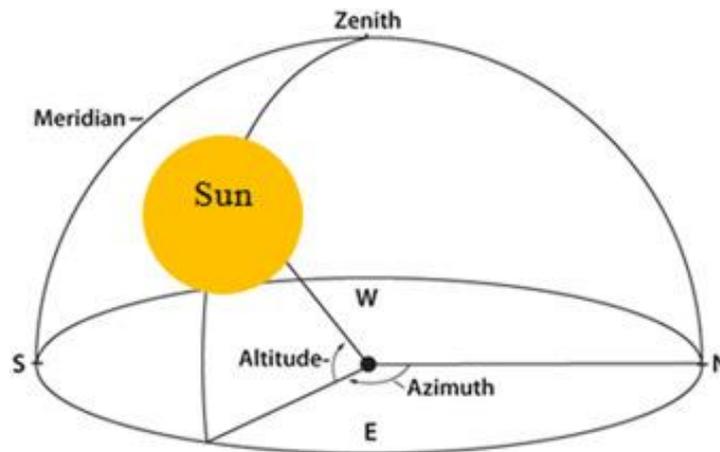


Figura 4. Ángulo azimut en el recorrido del Sol [3].

- III. El tipo de estructura.** Un módulo o panel fotovoltaico puede estar instalado como un sistema fijo, es decir, con unos ángulos de inclinación y azimut específicos, o con seguidores solares de uno o dos ejes. Añadir seguidores implica un aumento de generación. Sin embargo, también conlleva un importante incremento en el coste de instalación y mantenimiento.

En el caso de un seguidor de un eje, al tener un grado de libertad, el módulo se fija a un azimut e inclinación constante y el panel rota sobre su eje para ir siguiendo la trayectoria del sol. De esa manera, sigue la dirección del sol desde que sale por el este hasta que se pone por el oeste. Por otro lado, el seguidor de

dos ejes tiene dos grados de libertad. Esto hace que su movimiento sea aún más preciso y que siga totalmente el recorrido del sol en cualquier momento, ya que el azimut ya no es fijo.

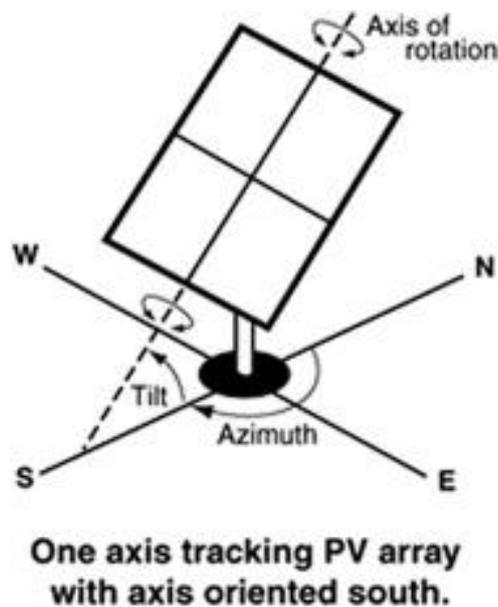


Figura 5. Seguidor solar de un eje [4].

2.1.2 CONFIGURACIONES SELECCIONADAS

Los 7 tipos de configuración elegidos en este proyecto son los siguientes:

Fx30Az0 Fx32Az0 Fx35Az0 Fx35Az-30 Fx35Az30 Inc0 Twoaxis

Se denominan de este modo en el modelo, porque Fx, Inc y Twoaxis hacen alusión al tipo de estructura del módulo, el número a continuación es el ángulo de inclinación elegido, las siglas Az hacen referencia al azimut y el número posterior refleja su valor.

Por ejemplo, Fx30Az0 significa estructura fija con una inclinación de 30° y azimut de 0°. En el índice de abreviaturas se detalla qué caracteriza a cada configuración.

Para una estructura fija, se han elegido unos ángulos de inclinación de 30°, 32° y 35°, ya que los ángulos que se instalan normalmente en la Península Ibérica están en un rango de 30° a 35°. Con respecto al azimut, se han considerado -30°, 0° y 30° para un ángulo de inclinación de 35°, que describiría el desvío mencionado en 2.1.1 con relación a la trayectoria este-oeste. Por último, se ha optado por los sistemas con seguimiento a uno y dos ejes.

Respecto a la elección de la localización ejemplo, se han seguido como criterios que tenga un buen recurso solar y que la ubicación pueda ser candidata a que exista una planta fotovoltaica en el futuro. Las coordenadas exactas de la localización ejemplo de la planta pertenecientes a la provincia de Ciudad Real son:

- Latitud: 39.398°
- Longitud: -3.164°

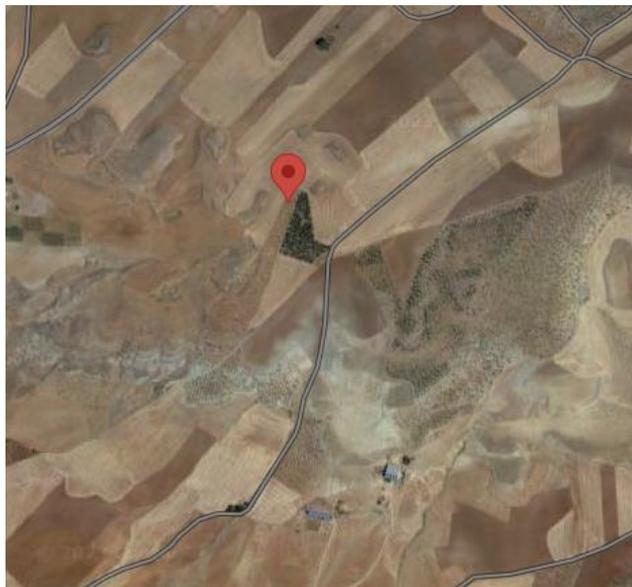


Figura 6. Localización ejemplo para la obtención de datos en PVGIS.

Se descargan los datos horarios de energía generada por kW instalado en la localización mencionada anteriormente desde 2005 hasta 2020 inclusive para cada tipo de las 7 configuraciones seleccionadas. Al obtener los datos, se ha considerado un panel de silicio cristalino y unas pérdidas del sistema del 14%, que son las que generalmente se asumen por

defecto. La Figura 7 muestra uno de los archivos adquiridos de la base de datos para un sistema fijo con ángulo de inclinación de 35° y azimut de 30°, en el que la columna P(W) es el perfil de generación fotovoltaica usado en este proyecto.

	A	B	C	D	E	F	G	H	I	J
1	Latitude (decimal degrees):	39 398								
2	Longitude (decimal degrees):	-3 164								
3	Elevation (m):	682								
4	Radiation database:	PVGIS-SARAH2								
5										
6										
7	Slope: 35 deg.									
8	Azimuth: 30 deg.									
9	Nominal power of the PV system (c-Si) (kWp):	1								
10	System losses (%):	14								
11	time	P(W)	Gb(i)	Gd(i)	Gr(i)	H_sun	T2m	WS10m	Int	
12	20050101:0010	0	0	0	0	0	0	3.03	1.31	0
13	20050101:0110	0	0	0	0	0	0	2.37	1.31	0
14	20050101:0210	0	0	0	0	0	0	1.59	1.52	0
15	20050101:0310	0	0	0	0	0	0	1.01	1.66	0
16	20050101:0410	0	0	0	0	0	0	0.49	1.86	0
17	20050101:0510	0	0	0	0	0	0	0.1	1.79	0
18	20050101:0610	0	0	0	0	0	0	-0.27	1.59	0
19	20050101:0710	0	0	0	0	0	0	-0.21	1.45	0
20	20050101:0810	0	0	0	0	0	0	-0.45	1.31	0
21	20050101:0910	196.68	190.24	55.03	3.18	13.99	1.7	0.62	0	
22	20050101:1010	420.73	421.37	73.24	5.95	21.01	5.08	0.69	0	
23	20050101:1110	572.37	576.65	106.51	7.78	25.72	7.74	0.97	0	
24	20050101:1210	681.33	719.61	113.69	8.79	27.58	9.58	1.1	0	
25	20050101:1310	738.26	811.81	108.91	8.79	26.33	10.9	1.1	0	
26	20050101:1410	710.79	742.02	141.46	7.45	22.14	11.73	1.31	0	
140268										
140269	P: PV system power (W)									
140270	Gb(i): Beam (direct) irradiance on the inclined plane (plane of the array) (W/m2)									
140271	Gd(i): Diffuse irradiance on the inclined plane (plane of the array) (W/m2)									
140272	Gr(i): Reflected irradiance on the inclined plane (plane of the array) (W/m2)									
140273	H_sun: Sun height (degree)									
140274	T2m: 2-m air temperature (degree Celsius)									
140275	WS10m: 10-m total wind speed (m/s)									
140276	Int: 1 means solar radiation values are reconstructed									
140277										
140278										
140279										
140280	PVGIS (c) European Union	2001-2022								

Figura 7. Datos obtenidos de PVGIS para un sistema con estructura fija a 35° de inclinación y 30° de azimut.

2.2 GAMS

El modelo se ha implantado en GAMS [5], que ha sido la plataforma de simulación elegida debido a que está específicamente diseñado para modelar problemas de optimización lineales, no lineales y lineales enteros mixtos. Además, es eficaz para problemas grandes y complejos.

Se ha escogido definir el modelo como un MIP porque combina la posibilidad de que, aunque el problema a resolver sea complejo, también sea de gran magnitud. Al ser datos de entrada

los perfiles horarios de generación y la predicción de precios horarios de 25 años, no es posible haber escogido un no lineal, ya que no se podría resolver un problema de semejante tamaño. Por lo tanto, el modelo al ser MIP debe ser lineal y puede contener variables continuas y enteras o binarias.

En el lenguaje GAMS se encuentran disponibles los optimizadores CPLEX, OSL, XA y XPRESS para problemas LP y MIP. En este proyecto, se ha usado CPLEX.

2.3 xPRYCE

xPryce© es un Modelo Fundamental desarrollado por SIMULYDE que simula la casación del mercado diario MIBEL y Francia considerando todas las variables relevantes. xPryce está programado en GAMS/CPLEX y utiliza una interfaz para el intercambio de datos de entrada y salida con el usuario en formato Excel. El horizonte temporal de las simulaciones abarca un modelado de largo plazo que alcanza más de 25 años.

El modelado tiene en cuenta tanto las restricciones técnicas asociadas a las diferentes tecnologías de producción como la estructura del mercado y su regulación.

De forma resumida, xPryce usa como variables de entrada la demanda horaria para todos los años del horizonte temporal, las tecnologías de generación con sus correspondientes características técnicas, perfiles de producción y capacidades instaladas para cada año, los precios de las materias primas mensuales y la capacidad de interconexión y precios de Francia, Marruecos, Andorra y las islas Baleares (en caso de ejecutar sólo MIBEL).

En este proyecto, los precios horarios de la electricidad para los años en los que la planta fotovoltaica estaría en funcionamiento se obtienen de esta fuente. Se ha considerado una vida útil del parque de 25 años, por lo que se han obtenido datos de precios desde enero de 2026 hasta diciembre de 2050.

Capítulo 3. ESTADO DE LA CUESTIÓN

En 2022 se han añadido 4,5 GW [6] de potencia fotovoltaica en España, lo que constata la imponente evolución de la solar fotovoltaica. La creciente implementación al mix energético de las energías renovables ha supuesto un desafío que ha causado un gran desarrollo en este área y relevantes avances tecnológicos. Ha habido un progreso no sólo en la expansión de proyectos fotovoltaicos, sino también en la investigación y desarrollo (I+D) de la tecnología aplicable. En este capítulo se incluye una revisión de artículos científicos relacionados con el proyecto sobre los métodos de optimización.

La investigación sobre los parámetros que influyen en la producción de una planta fotovoltaica y la optimización del sistema son factores clave para mejorar su eficiencia. Uno de los principales objetivos de los métodos de optimización es minimizar la inversión, los costes de operación y mantenimiento o las emisiones [7]. Sin embargo, se ha investigado desde muchos más enfoques.

En [8] se busca el ángulo óptimo de instalación en el hemisferio norte para los módulos de estructura fija según la latitud con el fin de maximizar la generación fotovoltaica.

En otros como en [9] se optimiza la localización de una planta fotovoltaica para minimizar los costes de inversión, CAPEX, y de operación y mantenimiento, OPEX. Se desarrolla un modelo matemático, que se aplica para una instalación en Irán y se compara su eficiencia con otro tipo de algoritmos que se podrían utilizar.

Respecto a investigaciones donde se haya hecho un estudio económico, en [10] se propone construir un sistema híbrido en Camerún, que integra tanto la energía solar como la eólica y la implementación de baterías para almacenamiento. Además, se instalan módulos con seguimiento a un eje y dos ejes. El autor afirma que los seguidores de dos ejes comparado con un sistema de estructura fija tienen una producción máxima hasta un 30,73% mayor y que la estructura de dos ejes es la que menos LCOE presenta de todas las implementadas.

También es necesario comentar que hay muchas optimizaciones de instalaciones fotovoltaicas que se centran en aspectos más técnicos. Por ejemplo, [11] que analiza el comportamiento de distintos componentes de células fotovoltaicas como el monocristalino, el policristalino o las células solares de silicio negro. Sin embargo, no se va a entrar a analizar estos elementos técnicos ya que con carácter previo se ha decidido usar módulos de silicio cristalino.

Finalmente, en este trabajo se optimizarán los beneficios de una planta fotovoltaica, por lo que no se tendrá en cuenta otra energía aparte de la solar. Se estudiará la posibilidad de instalar distintas configuraciones, es decir, orientaciones y estructuras, con el fin de investigar qué configuraciones tienen una mayor rentabilidad o si hay casos singulares que se puedan estudiar. Para su desarrollo se usará un modelo de predicción de los precios de la electricidad y PVGIS para obtener los perfiles de generación.

En cuanto a modelos de predicción de los precios de la electricidad, se trata de una dinámica incierta y difícil de predecir debido entre otras razones a la liberalización del mercado y la creciente expansión de las energías renovables. Como ejemplo, [12] se basa en el uso de datos de subastas de venta y compra del MIBEL para estimar parámetros estructurales de 2015 a 2019. Luego utilizan modelos de series temporales sobre los parámetros estructurales para predecir los precios diarios. En nuestro caso se usará xPryce facilitado por SIMULYDE, descrito en 2.3, modelo fiable en el que confían reconocidas empresas del sector energético.

Capítulo 4. DEFINICIÓN DEL TRABAJO

4.1 OBJETIVOS

- I. Revisión del estado del arte de los distintos tipos de optimización para plantas fotovoltaicas y de modelos de predicción de precios de la electricidad.
- II. Desarrollo del modelo de optimización de beneficios teniendo en cuenta distintas configuraciones.
- III. Simulaciones modificando variables como el POI, el área total disponible o los valores de CAPEX y OPEX.
- IV. Análisis de los resultados obtenidos a partir de las simulaciones, principalmente sobre los indicadores financieros.
- V. Conclusiones sobre la eficacia de considerar instalar un parque fotovoltaico compuesto por distintas configuraciones.

4.2 METODOLOGÍA

En primer lugar, se ha llevado a cabo una revisión bibliográfica de artículos científicos relacionados con problemas de optimización de plantas fotovoltaicas, prestando atención a su variable de decisión, y con la predicción de precios de la electricidad a medio y largo plazo. Antes de comenzar con la realización del trabajo, se ha desarrollado un documento preparatorio denominado “Anexo B” en el que se detalla el contexto y los fundamentos del proyecto.

Después, se preparan los perfiles para introducirlos al modelo, que se programará con GAMS/CPLEX. Asimismo, se desarrollará una interfaz en formato Excel para el intercambio de datos de entrada y salida y el análisis económico. Se crea el modelo de optimización de beneficios de la planta fotovoltaica en el que se propone la posibilidad de instalar distintas configuraciones, que combinan ángulos de inclinación, azimut y estructura.

Se procede a la simulación de distintos casos, modificando arbitrariamente el área disponible o el valor del punto de interconexión.

Se examinan los resultados de las simulaciones con los que se obtienen las ideas principales del proyecto, según la configuración que se instale, su rentabilidad y las posibles mejoras del diseño del modelo.

Finalmente, se procede a redactar la memoria del trabajo final de grado y se presenta para su evaluación.

4.3 PLANIFICACIÓN Y ESTIMACIÓN ECONÓMICA

Las distintas fases en las que se ha ido realizando el proyecto se pueden resumir como:

- Preparación de datos de entrada: Hasta el 18 de diciembre.
- Diseño del modelo: Hasta el 22 de abril.
- Ejecuciones, obtención y análisis de resultados: Hasta el 13 de mayo.
- Redacción de la memoria: En los meses de abril y mayo.

En relación con el coste del proyecto se tendrán en cuenta los precios de las herramientas necesarias para el desarrollo del proyecto y el tiempo dedicado para llevarlo a cabo.

Así, la licencia académica de GAMS tiene un precio de 2.000,00 € al año. Respecto al paquete Office, se considera gratuita ya que la proporciona la Universidad Pontificia Comillas. Considerando un salario de 15€/hora y tomando como tiempo a dedicar el número de horas que se recogen para la asignatura Trabajo Fin de Grado que consta de 6 créditos y que equivale a 180 horas resulta un total de 2.700,00€.

En total, el proyecto supone un coste aproximado de 4.700,00 €.

Capítulo 5. PREPARACIÓN DE DATOS

Los perfiles de generación descargados en PVGIS se deben tratar antes de utilizarlos como entrada en el modelo de optimización. Se deben normalizar para construir un P50 ya que, para la misma configuración, el valor de la generación anual no es constante y varía según el año del que se escoja el perfil.

El percentil es una medida estadística de posición, que divide la distribución ordenada de los datos en cien partes iguales. En este caso P50 representa el nivel de producción anual que se espera superar con una probabilidad del 50%; es decir, la mediana. Si se escogiese un P90, el riesgo de que no llegase a superarse esa producción sería menor, pero al ser una estimación más conservadora, la cantidad de producción también decrecería. Se ha elegido un P50 porque representa la mejor instalación. Es decir, el percentil 50 sería el caso medio, mientras que el percentil 90 correspondería al caso más desfavorable, lo contrario del percentil 10 correspondiente al caso más favorable.

En la Figura 8 se muestran todos los perfiles descargados a tratar de las 7 configuraciones. Se han seleccionado 3 años de cada configuración para poder simular el modelo 3 veces y obtener resultados con distintos perfiles, ya que cada año la forma del perfil y de los precios horarios será distinta. Como aclaración, en una fecha específica se producirá más a unas horas que en otras, por lo que cada perfil anual tendrá su propia forma. Antes de usarlos, habrá que escalarlos para que su generación total sea la misma pero siempre conservando la forma de los perfiles.

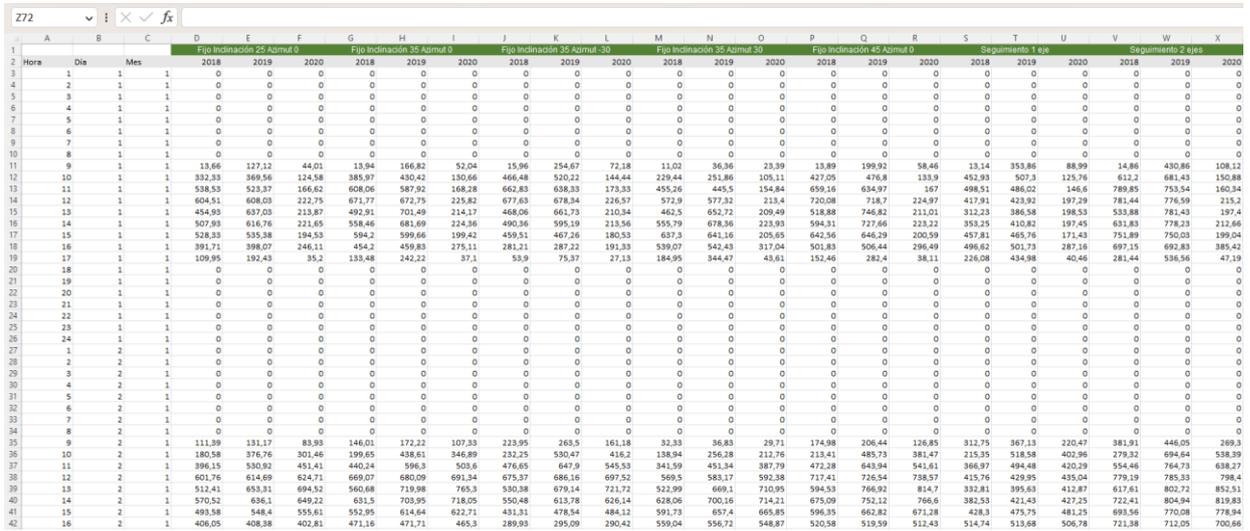


Figura 8. Perfiles obtenidos de PVGIS para cada tipo de configuración.

En un año típico meteorológico la generación elegida cada mes del TMY es la del mes del año que más se parece a la media mensual. Como aclaración, en este caso se calculará una media de generación del mes de enero con todos los años de los que se disponga información y después compara qué generación total del mes de enero de esos 16 años se parece más a ese número. Si el mes de enero de 2017 fuese el caso, entonces la generación de ese mes sería la generación del mes de enero del TMY. Así consecutivamente con los demás meses del año.

En este proyecto en vez de crear un TMY, se va a calcular la media mensual para desarrollar un P50. El cálculo del P50 equivale a la media de los perfiles de los años de los que se disponga información. Para normalizar los perfiles, se decide calcular la media mensual de generación con los datos de los 16 años descargados de PVGIS. Hay que hacer esto para cada una de las 7 configuraciones, ya que la forma de su perfil cambia. Es decir, dependiendo de los ángulos y del tipo de estructura se generará más a unas horas u otras. Se fuerza a la suma de generación mensual del perfil a tratar a ser igual a esa media mensual calculada.

En la Figura 9 se muestra el perfil para la configuración Fx35Az0. Los 3 perfiles anuales de esa configuración deben sumar mensualmente la cantidad de producción de la Figura 9. Se realiza el mismo proceso con las demás configuraciones.

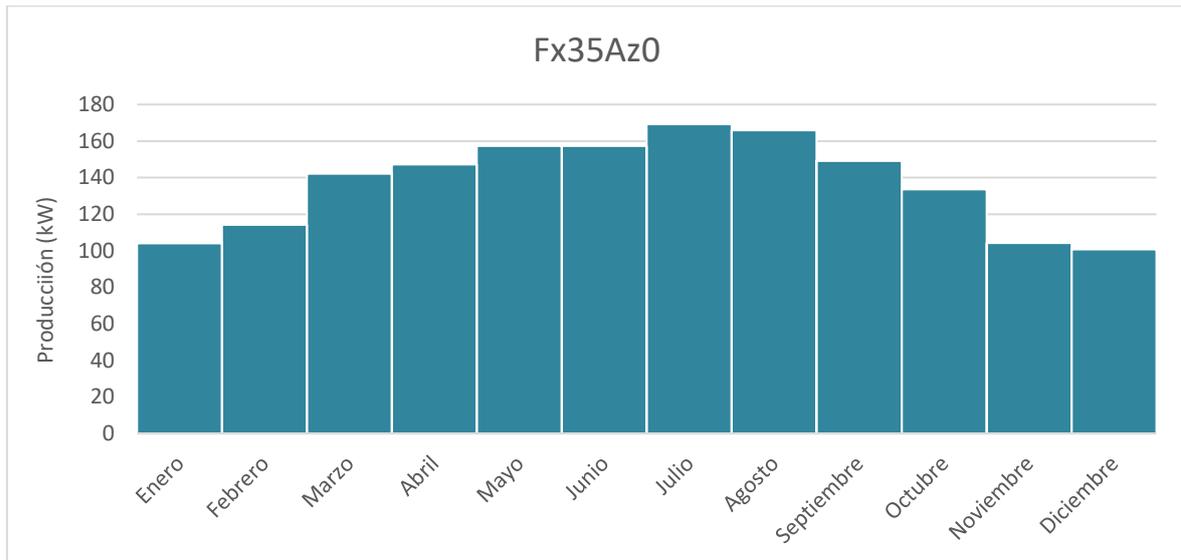


Figura 9. Medias mensuales de la estructura fija a 35° de inclinación y 0° de azimut.

Para que el perfil siga manteniendo la forma, la manera de igualarlo a la media mensual es multiplicando cada generación horaria por un coeficiente a determinar, que es equivalente a multiplicar la generación mensual de un perfil anual específico por el coeficiente. Por lo tanto, habrá un coeficiente para cada mes de cada perfil anual y cada configuración. Para hallar los coeficientes, se ha diseñado una macro en VBA con el objetivo de que el cociente entre la suma de la generación mensual de un año de un perfil y la media mensual calculada anteriormente sea 1.

Una vez ejecutada la macro, la suma de generación de los perfiles es prácticamente igual a las medias mensuales calculadas. Los coeficientes son muy cercanos a 1.

Los perfiles resultantes son una de las entradas del modelo. Sirven para darle forma al perfil de generación durante los años de servicio de la instalación. La generación anual de la planta tendrá el mismo contorno que el perfil de entrada, pero se escalará según el año.

Capítulo 6. MODELO DESARROLLADO

El modelo desarrollado maximiza los beneficios de un parque fotovoltaico. Se prestará especial atención a la potencia instalada de cada configuración para analizar en qué casos sale más rentable combinar distintas estructuras u orientaciones.

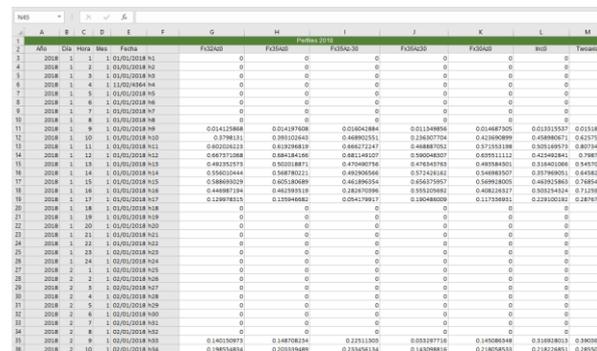
El modelo se ha implementado en GAMS. Se ha desarrollado una interfaz para el intercambio de datos de entrada y salida con el usuario en formato Excel. También se realiza el análisis de resultados y el estudio económico en esta misma herramienta.

6.1 DATOS DE ENTRADA

A continuación, se describirán los recursos y parámetros utilizados como datos de entrada al modelo de optimización.

6.1.1 PERFILES DE GENERACIÓN

En este proyecto un caso se simula tres veces, variando en cada simulación el perfil de entrada con los 3 perfiles de generación que se han tratado anteriormente, como se ha detallado en el Capítulo 5. Se han escogido los perfiles de 2018, 2019 y 2020 como los 3 perfiles de entrada para cada configuración. Se convierten los valores a kWh, que es la unidad con la que trabaja el modelo.



	A	B	C	D	E	F	G	H	I	J	K	L	M
	Year	Month	Day	Hour	Fecha	F0200	F0300	F0400	F0500	F0600	Inc		Tercera
3	2018	1	1	1	01/01/2018 1:1	0	0	0	0	0	0	0	0
4	2018	1	2	1	01/01/2018 1:2	0	0	0	0	0	0	0	0
5	2018	1	3	1	01/01/2018 1:3	0	0	0	0	0	0	0	0
6	2018	1	4	1	01/01/2018 1:4	0	0	0	0	0	0	0	0
7	2018	1	5	1	01/01/2018 1:5	0	0	0	0	0	0	0	0
8	2018	1	6	1	01/01/2018 1:6	0	0	0	0	0	0	0	0
9	2018	1	7	1	01/01/2018 1:7	0	0	0	0	0	0	0	0
10	2018	1	8	1	01/01/2018 1:8	0	0	0	0	0	0	0	0
11	2018	1	9	1	01/01/2018 1:9	0	0	0	0	0	0	0	0
12	2018	1	10	1	01/01/2018 1:10	0.378131	0.39322643	0.46892351	0.23807734	0.42390989	0.45890671	0.4237387	0.4237387
13	2018	1	11	1	01/01/2018 1:11	0.40205213	0.43209619	0.46672247	0.44886762	0.37120198	0.30549573	0.4873482	0.4873482
14	2018	1	12	1	01/01/2018 1:12	0.68771588	0.68424466	0.68114927	0.59004837	0.67011112	0.42348241	0.798747	0.798747
15	2018	1	13	1	01/01/2018 1:13	0.49320373	0.50205897	0.47499794	0.47434376	0.49308401	0.33480296	0.4545451	0.4545451
16	2018	1	14	1	01/01/2018 1:14	0.55603044	0.56878021	0.49290566	0.57243182	0.54888307	0.35786921	0.4484218	0.4484218
17	2018	1	15	1	01/01/2018 1:15	0.58890529	0.60526089	0.44289554	0.65677957	0.59993805	0.44852061	0.7365425	0.7365425
18	2018	1	16	1	01/01/2018 1:16	0.44887194	0.46339319	0.28247096	0.59520682	0.40822837	0.30214524	0.7132061	0.7132061
19	2018	1	17	1	01/01/2018 1:17	0.12997812	0.19596682	0.054119917	0.18648609	0.11736891	0.22910082	0.2878732	0.2878732
20	2018	1	18	1	01/01/2018 1:18	0	0	0	0	0	0	0	0
21	2018	1	19	1	01/01/2018 1:19	0	0	0	0	0	0	0	0
22	2018	1	20	1	01/01/2018 1:20	0	0	0	0	0	0	0	0
23	2018	1	21	1	01/01/2018 1:21	0	0	0	0	0	0	0	0
24	2018	1	22	1	01/01/2018 1:22	0	0	0	0	0	0	0	0
25	2018	1	23	1	01/01/2018 1:23	0	0	0	0	0	0	0	0
26	2018	1	24	1	01/01/2018 1:24	0	0	0	0	0	0	0	0
27	2018	2	1	1	02/01/2018 1:1	0	0	0	0	0	0	0	0
28	2018	2	2	1	02/01/2018 1:2	0	0	0	0	0	0	0	0
29	2018	2	3	1	02/01/2018 1:3	0	0	0	0	0	0	0	0
30	2018	2	4	1	02/01/2018 1:4	0	0	0	0	0	0	0	0
31	2018	2	5	1	02/01/2018 1:5	0	0	0	0	0	0	0	0
32	2018	2	6	1	02/01/2018 1:6	0	0	0	0	0	0	0	0
33	2018	2	7	1	02/01/2018 1:7	0	0	0	0	0	0	0	0
34	2018	2	8	1	02/01/2018 1:8	0	0	0	0	0	0	0	0
35	2018	2	9	1	02/01/2018 1:9	0.140320973	0.148708793	0.23711303	0.030377146	0.144088348	0.338838031	0.2805884	0.2805884
36	2018	2	10	1	02/01/2018 1:10	0.188544834	0.20339489	0.230456134	0.143098816	0.218058533	0.218226851	0.2850502	0.2850502

Figura 10. Perfiles de generación horaria de 2018 según el tipo de configuración.

6.1.2 PRECIOS HORARIOS

Se introducen los precios horarios por año desde 2026 hasta 2050, ya que este período de 25 años se considera la vida útil de una planta fotovoltaica. Se han obtenido en xPryce 3 tablas de precios como la Figura 11 habiendo utilizado como entrada los respectivos perfiles de generación reales en España de los 3 años que se van a usar para las simulaciones del modelo posterior. De esta manera se consigue que el perfil de precios horarios del pool concuerde con el perfil de cada año en el emplazamiento seleccionado. Es decir, se alimenta al modelo xPryce con un perfil de generación basado, por ejemplo, en el año 2018, y luego los precios generados se cruzan con las irradiaciones en el emplazamiento en ese mismo año, manteniendo de esa manera la sincronización entre las distintas salidas.

Año	Fecha	A	B	C	D	E	F	G	H	I	J	K	L	M	N	O	P	Q	R	S	T	U	V	W	X	Y	Z	AA			
2018	01/01/2018 0:00	h1	59.9018	62.1199	84.4983	85.5893	70.7509	88.8054	88.0449	87.9006	87.2095	99.2744	83.8844	94.2573	90.5358	80.3304	77.896	82.4972	79.8653	79.2862	66.7477	58.5645	62.7248	59.4295	56.4964	57.4854	49.2395				
2018	01/01/2018 1:00	h2	63.1507	69.5978	84.4983	85.5893	89.0283	92.9205	97.5935	95.3625	99.7108	99.3253	99.8415	99.8608	90.5349	88.7678	79.8811	82.4972	79.7117	76.2862	63.7566	68.6585	60.5383	58.7115	56.4964	57.5457	50.7263				
2018	01/01/2018 2:00	h3	68.2168	69.5978	84.4983	85.5893	82.8998	89.4339	91.8439	90.7423	99.3993	99.3366	99.8609	90.5463	80.0008	79.8811	82.2386	79.2171	73.2862	69.2124	62.3888	67.2048	68.9734	64.4611	59.2391	57.0463					
2018	01/01/2018 3:00	h4	70.4727	69.5978	84.4983	85.5893	88.5784	88.0139	100.3029	90.3328	87.2713	99.4054	108.8864	105.0338	102.8342	83.2388	76.1793	96.9336	93.4839	77.6721	71.5836	61.7285	64.9425	67.2101	60.3795	60.939	58.1355				
2018	01/01/2018 4:00	h5	70.4727	69.5978	84.4983	85.5893	86.4947	85.4506	100.3029	91.2042	84.4788	99.424	99.2758	102.8342	79.8458	71.6136	96.8397	94.2907	77.6415	70.2448	61.442	65.5685	62.5267	60.4006	60.5706	58.8399					
2018	01/01/2018 5:00	h6	70.4727	69.5978	84.4983	85.5893	85.0424	92.9205	100.3029	89.2138	82.8356	99.4389	99.479	99.8609	90.6439	79.8325	70.2186	97.1088	93.6168	77.6524	73.1383	65.5362	62.2468	69.7265	63.6428	61.2122	55.1783				
2018	01/01/2018 6:00	h7	70.4727	69.5978	84.4983	85.5893	85.0424	101.9328	102.7617	91.5369	84.3665	105.2206	105.3353	103.4943	89.8318	79.7066	97.0556	91.894	89.7484	77.679	61.4738	63.6167	79.6654	65.1763	62.2964	52.8842					
2018	01/01/2018 7:00	h8	70.4727	69.5978	84.4983	85.5893	85.0424	101.9328	102.7617	91.7895	84.9691	116.9095	108.8864	110.8912	106.384	91.8938	71.2249	97.0556	93.8174	89.7484	84.084	62.3774	74.2959	73.0864	65.5784	67.3181	57.3936				
2018	01/01/2018 8:00	h9	70.4727	69.5978	84.4983	85.5893	85.0424	101.9328	102.7617	98.1404	92.8477	116.9095	116.4322	119.8912	106.384	91.8938	78.4321	97.0556	93.8174	89.7484	84.291	69.4644	74.7368	74.1111	65.5705	68.1427	57.3172				
2018	01/01/2018 9:00	h10	59.2253	63.9914	84.4983	85.5893	71.6948	101.9328	102.7617	69.289	97.22	107.6183	108.8864	105.0338	102.8342	91.8938	79.8811	97.0556	93.8174	85.0984	55.0785	75.6242	68.9813	66.4583	55.9894	45.6264					
2018	01/01/2018 10:00	h11	2.6882	8.0645	12.9032	41.49	48.4633	48.5628	82.824	33.3787	53.6368	88.2894	38.9771	37.072	54.8833	49.7288	44.7347	49.28	42.6566	38.9317	48.2387	48.5213	55.6861	53.81	50.1668	49.4939	45.2364				
2018	01/01/2018 11:00	h12	0	0	0	2.6882	2.6882	8.0645	8.0645	12.9032	12.9032	13.9032	13.9032	13.9032	13.9032	13.9032	13.9032	13.9032	13.9032	13.9032	13.9032	13.9032	13.9032	13.9032	13.9032	13.9032	13.9032	13.9032	13.9032	8.0645	
2018	01/01/2018 12:00	h13	0	0	0	0	0	2.6882	2.6882	2.6882	2.6882	2.6882	2.6882	2.6882	2.6882	2.6882	2.6882	2.6882	2.6882	2.6882	2.6882	2.6882	2.6882	2.6882	2.6882	2.6882	2.6882	2.6882	2.6882	0	
2018	01/01/2018 13:00	h14	0	0	0	0	0	2.6882	2.6882	2.6882	2.6882	2.6882	2.6882	2.6882	2.6882	2.6882	2.6882	2.6882	2.6882	2.6882	2.6882	2.6882	2.6882	2.6882	2.6882	2.6882	2.6882	2.6882	2.6882	2.6882	
2018	01/01/2018 14:00	h15	0	0	0	0	0	0	2.6882	2.6882	2.6882	2.6882	2.6882	2.6882	2.6882	2.6882	2.6882	2.6882	2.6882	2.6882	2.6882	2.6882	2.6882	2.6882	2.6882	2.6882	2.6882	2.6882	2.6882	2.6882	
2018	01/01/2018 15:00	h16	0	0	0	0	0	2.6882	2.6882	2.6882	2.6882	2.6882	2.6882	2.6882	2.6882	2.6882	2.6882	2.6882	2.6882	2.6882	2.6882	2.6882	2.6882	2.6882	2.6882	2.6882	2.6882	2.6882	2.6882	2.6882	
2018	01/01/2018 16:00	h17	2.6882	2.6882	8.0645	8.0645	12.9032	12.9032	12.9032	12.9032	12.9032	12.9032	12.9032	12.9032	12.9032	12.9032	12.9032	12.9032	12.9032	12.9032	12.9032	12.9032	12.9032	12.9032	12.9032	12.9032	12.9032	12.9032	12.9032	12.9032	
2018	01/01/2018 17:00	h18	12.9032	37.8157	54.3473	59.9125	62.7137	71.8187	70.8994	64.4309	68.4537	67.2413	66.9262	69.4092	65.5762	69.3489	56.6183	63.7763	63.9625	62.145	57.9506	48.5215	55.6081	53.81	50.1668	49.4519	45.2364				
2018	01/01/2018 18:00	h19	49.3309	48.7185	59.5488	60.4025	60.8997	70.82	70.2366	69.2942	68.1237	107.6183	106.4148	105.0338	95.4068	63.123	63.8666	63.9065	63.9879	62.521	63.7299	53.7217	58.3368	58.5363	51.9129	52.7284	45.2364				
2018	01/01/2018 19:00	h20	49.3309	54.9739	66.4885	69.5893	71.8844	70.8995	102.7617	109.1022	108.2362	107.6183	105.9738	105.0338	90.9117	79.8722	78.4419	63.7339	79.612	73.8888	65.6886	58.1363	58.1129	50.3651	51.9129	49.4519	45.2364				
2018	01/01/2018 20:00	h21	57.5298	61.9511	84.4983	85.5893	71.9533	70.5993	102.7617	89.1353	99.0909	107.6183	105.9738	105.0338	90.9117	79.855	78.4419	60.229	79.7471	73.3849	66.0252	53.6855	58.2729	56.5303	51.9129	49.4519	45.2364				
2018	01/01/2018 21:00	h22	63.1907	69.2352	84.4983	85.5893	71.8794	70.5526	100.3029	91.6677	100.0734	100.8222	99.7332	99.0274	90.9117	79.8356	78.4419	69.229	79.4326	73.8889	64.0463	54.0065	58.3363	55.2364	51.9129	49.4519	45.2364				
2018	01/01/2018 22:00	h23	57.7317	62.0491	84.4983	85.5893	71.8794	70.5526	100.3029	91.6677	100.0734	100.8222	99.7332	99.0274	90.9117	79.8356	78.4419	69.229	79.4326	73.8889	64.0463	54.0065	58.3363	55.2364	51.9129	49.4519	45.2364				
2018	01/01/2018 23:00	h24	53.6781	58.9361	72.4627	85.5893	71.6481	70.2176	98.8477	91.5399	87.3095	91.4754	89.7581	90.9627	90.5207	79.7748	72.0423	80.229	79.7039	73.3493	65.0439	50.55	58.1603	53.81	51.6004	49.4519	45.2364				

Figura 11. Predicción de precios horarios obtenida de xPryce para el perfil de 2018.

6.1.3 CURVAS DE CAPEX Y OPEX

Se parte de la Figura 12 y la Figura 13 con tendencia logarítmica facilitadas por SIMULYDE.

Los costes de inversión y de operación y mantenimiento tienen esta tendencia porque se ven afectados por la economía de escala. Cuanto mayor es una planta fotovoltaica, el coste por unidad disminuye y que hay muchos elementos comunes independientes del tamaño. El coste marginal se reduce cuanto mayor es la potencia instalada, es decir, el coste por unidad se abarata cuanto más potencia se instala.

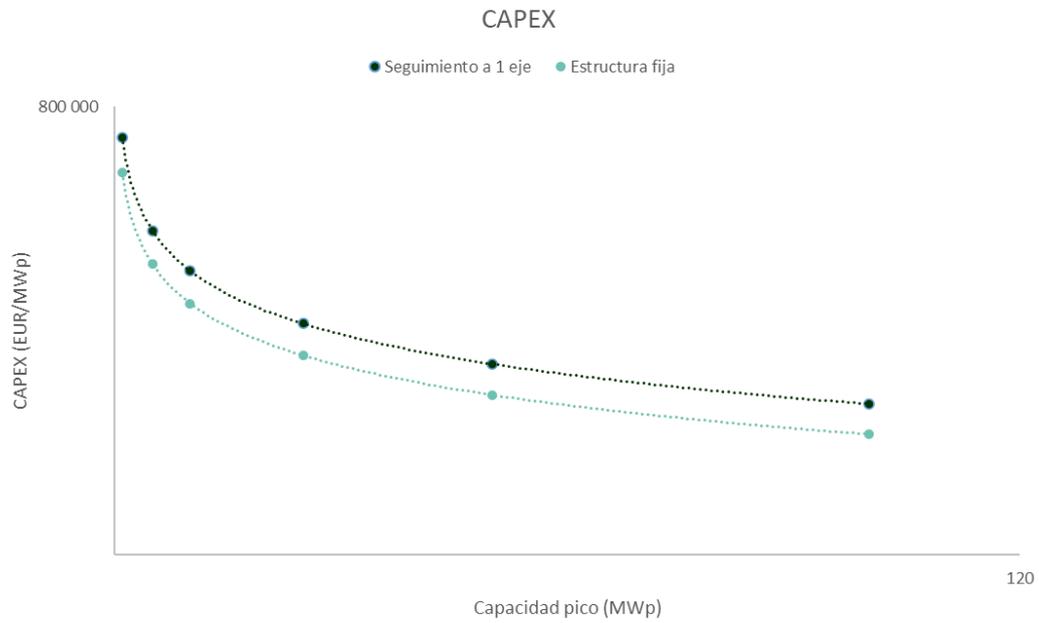


Figura 12. CAPEX según la capacidad pico de la instalación facilitada por SIMULYDE.

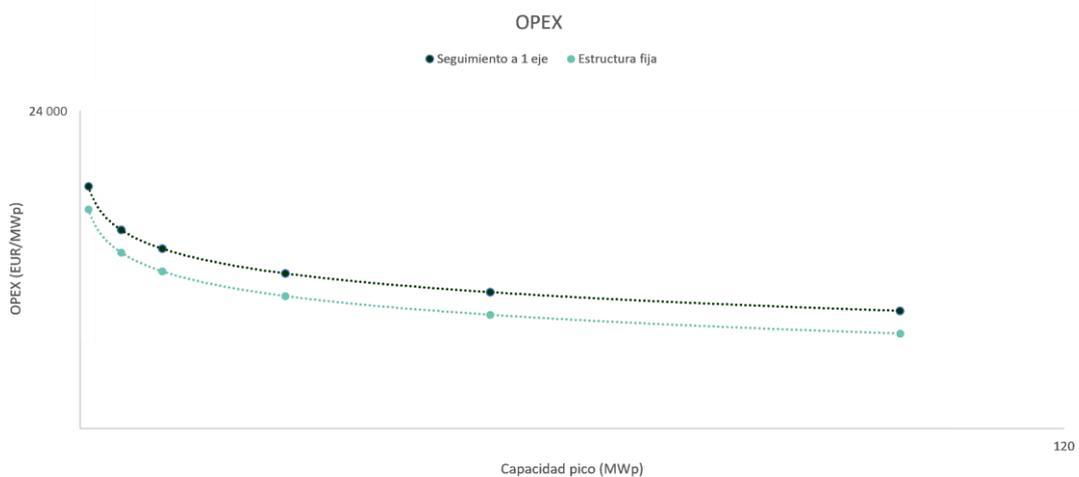


Figura 13. OPEX según la capacidad pico de la instalación facilitada por SIMULYDE.

Se debe aclarar que, aunque se consideren 5 configuraciones distintas todas ellas para una estructura fija, al contabilizar los costes las potencias instaladas de las configuraciones con estructura fija se agrupan todas en una, ya que el ángulo de inclinación o azimut en el que se instalan no afecta al coste de inversión ni de mantenimiento.

Representando el CAPEX y el OPEX de las distintas estructuras juntas -en la Figura 14 vemos la representación del OPEX- se aprecia que la diferencia de coste a lo largo del eje horizontal es prácticamente constante entre cada una de las estructuras. Por ello, se decide que en vez de representar el CAPEX y OPEX con una expresión para cada estructura, se use la expresión de la estructura fija y en el caso de que la optimización resulte en instalar estructuras de seguimiento, se ha de agregar un sobre coste dependiendo de si se trata de uno o de dos ejes.

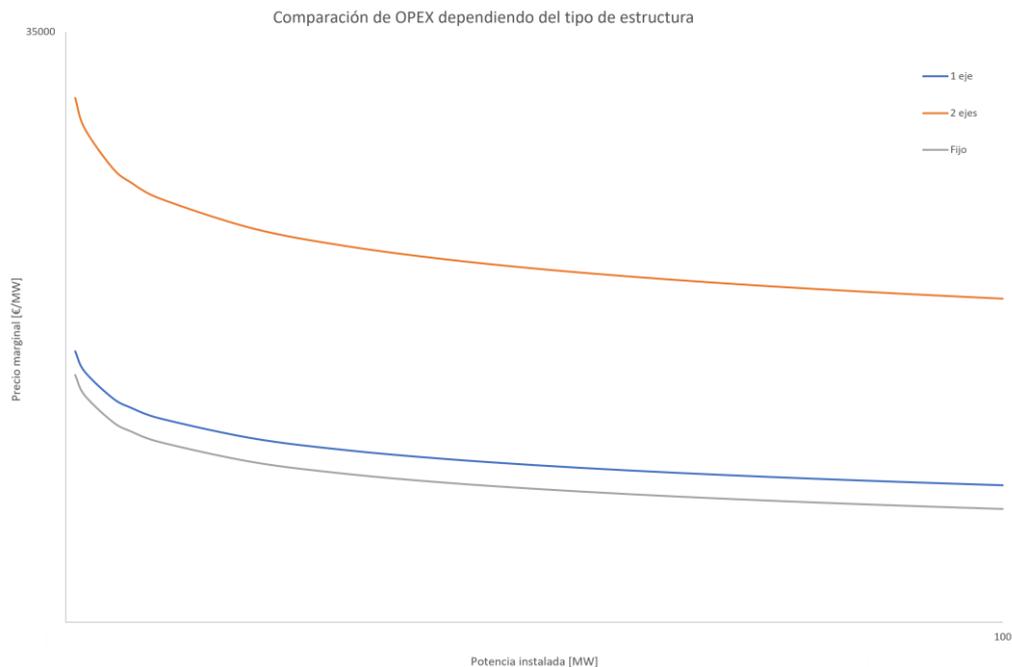


Figura 14. Comparación de los precios de OPEX respecto a la potencia instalada según el tipo de estructura.

Al ser el tipo de modelo un MIP solo se deben introducir restricciones lineales. Por ello, se han de linealizar las curvas y dividir las en 3 tramos para no perder excesiva precisión. En la Figura 15 se muestra el resultado de la división por tramos de los costes de operación y mantenimiento para la configuración de estructura fija.

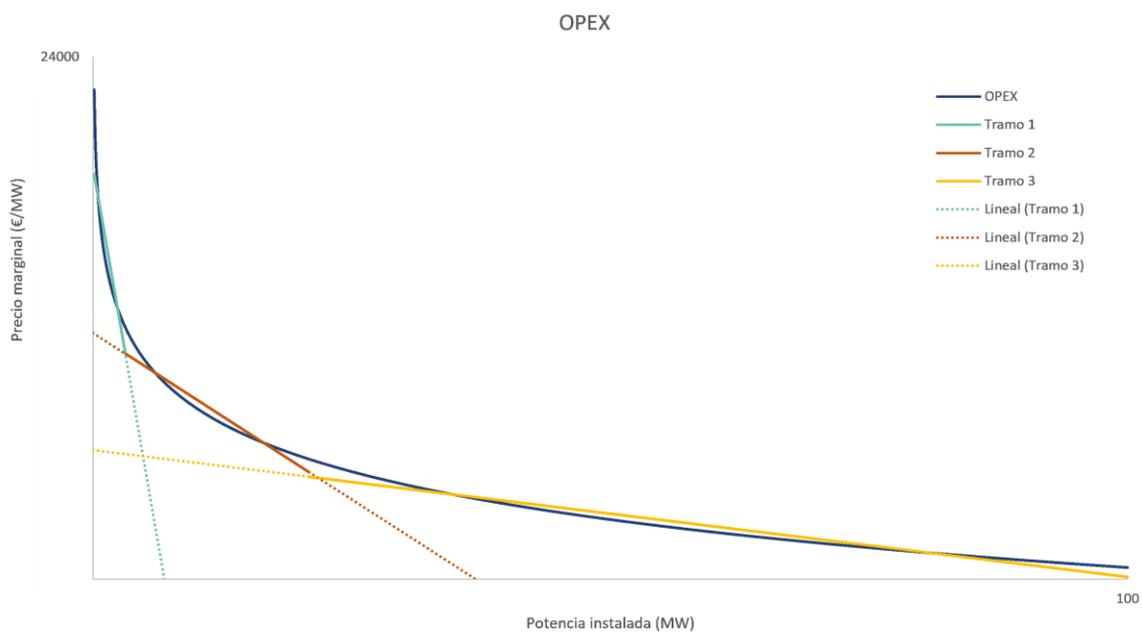


Figura 15. División en 3 tramos de la curva de los costes marginales de OPEX respecto a la capacidad pico de la instalación para estructura fija.

Al linealizarla en tres tramos y formular la expresión de costes totales y no marginales, haría que el modelo fuese un problema cuadrático. Como se ha explicado en 2.2, se ha decidido que el modelo que se diseñe sea un MIP. Para que el problema sea lineal y semidefinido positivo, se da como entrada al modelo cada una de las tres rectas linealizadas multiplicada por la potencia instalada.

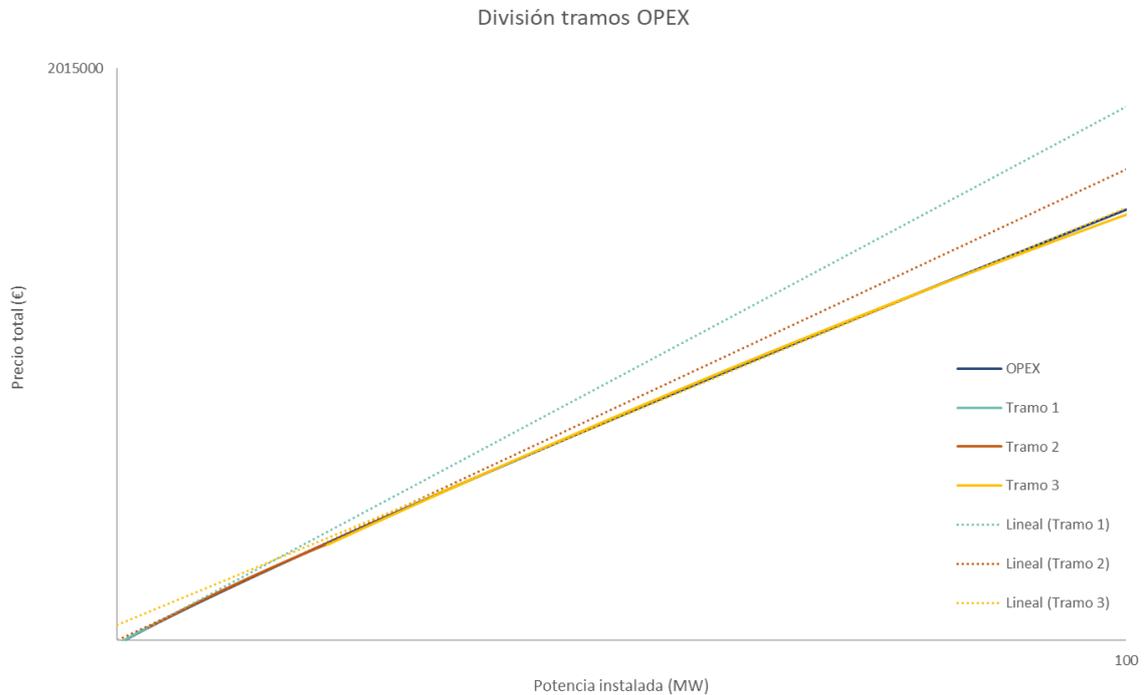


Figura 16. División en 3 tramos de la curva de los costes totales de OPEX respecto a la capacidad pico de la instalación para estructura fija.

Finalmente, como entradas al modelo para expresar los costes de CAPEX y OPEX se introducen 4 parámetros, 2 para expresar el CAPEX y 2 para el OPEX. Como los costes dependen de la potencia instalada total del parque, se introducen la pendiente y el término independiente de las 3 rectas según el tramo en el que se encuentre el valor de la potencia instalada. Cabe destacar que, a través de estas rectas que sustituyen a la curva logarítmica de CAPEX y OPEX en el modelo, se calcula el coste para una estructura fija.

Los parámetros se denominan *opex1*, *opex2*, *capex1* y *capex2*. Los que están acompañados del número 1, llevan los valores de las pendientes de las tres rectas en las que se ha dividido la curva. Por otro lado, los que llevan un 2 son el término independiente de estas rectas. Cada parámetro es un vector que contiene tres elementos, uno para cada recta.

6.1.4 SOBRECOSTE DE CAPEX Y OPEX

Como la diferencia entre los costes de CAPEX y OPEX en función de la potencia instalada entre los 3 tipos de estructuras se mantiene prácticamente constante, si el modelo instala potencia de una estructura con seguimiento, se le suma una constante denominada *sobrecosteopex* o *sobrecostecapex* por kW instalado que depende del tipo de seguimiento.

El parámetro *sobrecoste* depende del tipo de configuración, por lo que tiene un vector de 7 elementos. Los que tienen estructura fija son nulos, ya que las rectas por tramo mencionadas en 6.1.3 hallan directamente el precio para estructura fija. Por tanto, el valor de los primeros 5 elementos del vector *sobrecoste*, que corresponde con los de estructura fija, es 0. Los valores de los otros dos elementos se obtienen como la diferencia entre la curva de estructura fija y la de seguimiento de uno o dos ejes respectivamente representadas en la Figura 14 en el caso del OPEX.

6.1.5 DIVISIÓN DE TRAMOS

Al estar las expresiones de los costes de CAPEX y OPEX en función de la potencia instalada divididos en 3 intervalos, se ha creado un parámetro que recoge los 3 valores que los establecen.

Como ejemplo de aclaración, si el primer intervalo fuese de 0 a 10 MW, el segundo de 10 MW a 50 MW y el tercero de 50 MW a 100 MW, el parámetro denominado *divtramos* siempre tiene un valor 0 MW para el primer tramo, para el segundo 10 MW y para el tercero 50 MW.

Si se quisiese plantear la construcción de un parque fotovoltaico mayor, habría que adaptar los tramos al caso requerido. En este proyecto, no se van a plantear instalaciones de mayor tamaño que el tercer tramo determinado, por lo que no se va a modificar este parámetro.

6.1.6 CONFIGURACIÓN

El parámetro configuración contiene aspectos que definen a la planta fotovoltaica, tales como la capacidad del POI, reflejada en kW, o el área total disponible para la instalación, recogida en m². Estos son los valores que se van modificando para crear distintos casos, analizar los resultados y observar cómo cambian la potencia instalada de cada configuración y los indicadores económicos.

Configuración	
pot_inversor	50 000
areaparque	500 000

Figura 17. Datos de la configuración de la planta fotovoltaica.

6.1.7 DEGRADACIÓN

Contamos con dos tipos de degradación. Se considera una degradación inicial que hace efecto al instalarse los módulos y otra degradación lineal que se expresa anualmente. Se ha tomado una degradación inicial de los paneles de 1,55% y una degradación anual lineal de 0,50%. En el modelo se ha introducido como un vector anual de valor decreciente ya que cuanto más tiempo pase, más capacidad de generación van perdiendo los módulos.

Degradación paneles	
2 026	0.9845
2 027	0.9796
2 028	0.9747
2 029	0.9698
2 030	0.9650
2 031	0.9601
2 032	0.9553
2 033	0.9506
2 034	0.9458
2 035	0.9411
2 036	0.9364
2 037	0.9317
2 038	0.9270
2 039	0.9224
2 040	0.9178
2 041	0.9132
2 042	0.9086
2 043	0.9041
2 044	0.8996
2 045	0.8951
2 046	0.8906
2 047	0.8861
2 048	0.8817
2 049	0.8773
2 050	0.8729

Figura 18. Degradación anual de los paneles fotovoltaicos.

6.1.8 RATIO DE ÁREA RESPECTO A GENERACIÓN

El área disponible puede ser uno de los factores más relevantes a la hora de diseñar una planta fotovoltaica. Para tener en cuenta que el área ocupada depende de los ángulos de inclinación, azimut y el tipo de estructura, se ha desarrollado un parámetro expresado en m^2/kW que represente la superficie que no se puede utilizar según el tipo de configuración. Éste no solo incluye el espacio físico verdaderamente ocupado por el módulo, sino también el espacio que se debe dejar libre debido a otros factores como las sombras que provocan los propios paneles.

6.1.9 INFLACIÓN

Al contabilizarse anualmente los gastos operativos u OPEX, se debe tener en cuenta la inflación de los costes. Se parte de la hipótesis de que la senda de inflación, facilitada por SIMULYDE, es de la siguiente manera:

Inflación	
2 026	3.16
2 027	2.92
2 028	2.81
2 029	2.67
2 030	2.64
2 031	2.55
2 032	2.54
2 033	2.54
2 034	2.54
2 035	2.54
2 036	2.54
2 037	2.60
2 038	2.60
2 039	2.60
2 040	2.60
2 041	2.60
2 042	2.71
2 043	2.71
2 044	2.71
2 045	2.71
2 046	2.71
2 047	2.74
2 048	2.74
2 049	2.74
2 050	2.74

Figura 19. Hipótesis de inflación ofrecida por SIMYLYDE para el proyecto expresada en %.

6.2 PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA

El modelo simula la producción de una planta fotovoltaica durante su vida útil y decide la potencia instalada de cada tipo de configuración con el objetivo de maximizar los beneficios de la instalación. Las ecuaciones que rigen este modelo son las siguientes:

$$Max PROFITS = \sum_{j,i,h} (P_{entregada_{j,i,h}} \cdot precios_{h,i}) - \sum_{ss} (CAPEX_{ss}) - \quad (1)$$

$$\sum_{i,ss} (OPEX_{ss,i} \cdot inflacion_i)$$

$$CAPEX_{ss} = capex1_{t1} \cdot \sum_{j \in j_{ss}} (P_{instalada_j}) + capex2_{t1} - \quad (2)$$

$$\sum_{ord(k)>1} [P_{tramo_{ss,k}} \cdot (capex1_{k-1} - capex1_k)] + \sum_{j \in j_{ss}} (sobrecostecapex_j \cdot P_{instalada_j}) \forall ss$$

$$OPEX_{ss,i} = opex1_{t1} \cdot \sum_{j \in j_{ss}} (P_{instalada_j}) + opex2_{t1} \quad (3)$$

$$- \sum_{ord(k)>1} [P_{tramo_{ss,k}} \cdot (opex1_{k-1} - opex1_k)] + \sum_{j \in j_{ss}} (sobrecosteopex_j \cdot P_{instalada_j}) \forall ss, i$$

$$0 \leq P_{tramo_{ss,k}} - \sum_{j \in j_{ss}} (P_{instalada_j}) + divtramos_k \quad \forall \text{ ord}(k) > 1 \quad (4)$$

$$P_{tramo_{ss,k}} - \sum_{j \in j_{ss}} (P_{instalada_j}) + divtramos_k \leq M \cdot (1 - \delta_{ss,k}) \quad \forall \text{ ord}(k) > 1 \quad (5)$$

$$0 \leq P_{tramo_{ss,k}} \quad \forall \text{ ord}(k) > 1 \quad (6)$$

$$P_{tramo_{ss,k}} \leq M \cdot \delta_{ss,k} \quad \forall \text{ ord}(k) > 1 \quad (7)$$

$$settings^{areaparque} \geq \sum_j (ratio_j \cdot P_{instalada_j}) \cdot \gamma \quad (8)$$

$$P_{generada_{j,i,h}} = P_{instalada_j} \cdot perfiles_{h,j} \cdot degradacion_i \quad \forall j, i, h \quad (9)$$

$$P_{entregada_{j,i,h}} = P_{generada_{j,i,h}} - P_{vertidos_{j,i,h}} \quad \forall j, i, h \quad (10)$$

$$\sum_j (P_{entregada_{j,i,h}}) \leq settings^{potinversor} \quad \forall i, h \quad (11)$$

6.2.1 FUNCIÓN OBJETIVO

La función objetivo (1) va a maximizar el margen de beneficios, es decir ingresos menos gastos.

Los gastos son los costes de inversión o CAPEX y los de operación y mantenimiento u OPEX.

Los ingresos se calculan multiplicando la producción entregada a la red por los precios en sus respectivas horas de generación.

6.2.2 MODELIZACIÓN DEL CAPEX Y OPEX

Para calcular los costes de CAPEX y OPEX, se deben agrupar las configuraciones que tengan la misma estructura. Para ello se ha creado el índice dinámico j_{ss} que depende de los índices estáticos j y ss . En él, se agrupan en 3 las 7 configuraciones según su tipo de estructura: fija, uno o dos ejes.

La variable $P_{tramo_{ss,k}}$ se ha creado para poder expresar la cantidad de potencia instalada desde el inicio de un tramo específico de las curvas de costes y para una determinada estructura. Siguiendo el ejemplo dado en 6.1.5, si se decidiese instalar 60 MW de estructura fija, estaría en el tramo 3 y $P_{tramo_{Fijo},t3}$ valdría 10 MW, ya que la división entre el segundo y tercer tramo está en 50 MW.

Las restricciones (4) y (5) definen la variable, que será la diferencia entre la cantidad de potencia instalada de esa estructura y el valor inicial de la división de tramo en la que se encuentre.

Por otro lado, las restricciones (6) y (7) limitan a la variable a ser positiva y tener un valor nulo si la potencia instalada de esa estructura no es mayor que el valor inicial del tramo o es nula.

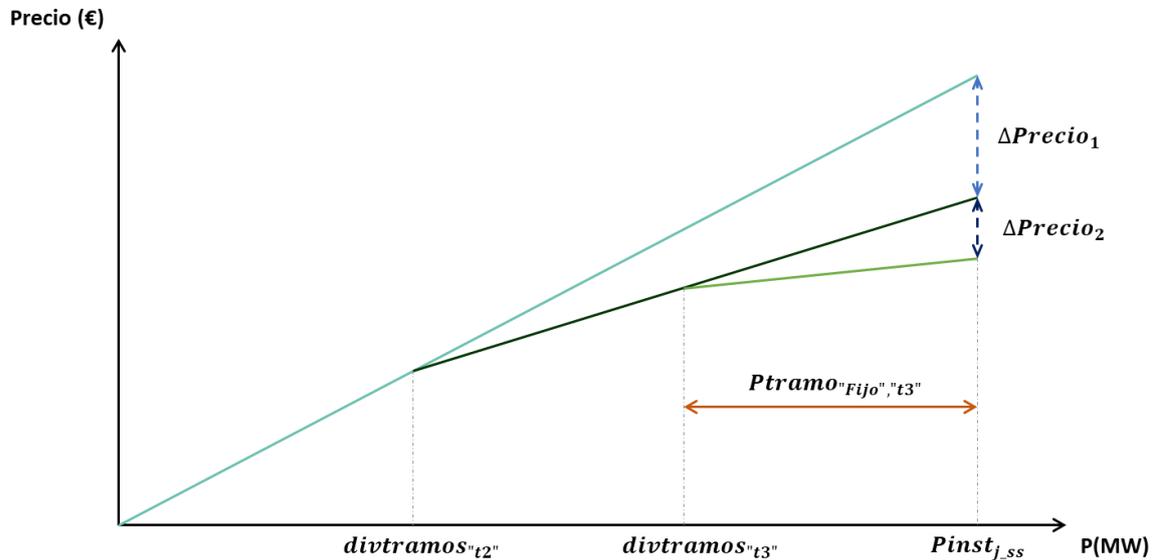


Figura 20. Representación del cálculo de CAPEX y OPEX en el modelo.

La Figura 20 representa un ejemplo del cálculo de las ecuaciones (2) y (3). Se parte de la definición de la pendiente de una recta, m :

$$m = \frac{\Delta y}{\Delta x}; \Delta y = m \cdot \Delta x$$

Para obtener el precio real para una potencia instalada específica, se empieza calculando el precio para la recta del primer tramo, que es la recta azul que empieza en el origen de la gráfica. A ese valor se le sustrae el precio añadido por no ser el valor del tramo adecuado a través de la diferencia de pendientes entre cada dos tramos. Para ello, m es la diferencia entre tramos de los parámetros $capex1$ u $opex1$ y Δx es P_{tramo} del tramo y estructura que se esté hallando. En el caso de la Figura 20, hay dos Δy ya que la potencia instalada total se encuentra en el tercer tramo. $\Delta Precio_1$ se obtiene de la diferencia entre las pendientes del primer y segundo tramo y $\Delta Precio_2$ de la diferencia entre el segundo y tercer tramo.

6.2.3 RESTRICCIONES GENERALES

El perfil de generación durante los años de vida de la instalación se calcula en la ecuación (9) a partir de los perfiles de entrada, la potencia instalada de cada estructura y la degradación anual. La forma del perfil de generación anual de una estructura específica será igual, pero sus valores van disminuyendo según pasa el tiempo y los módulos se degradan. Es decir, cada año se escala el perfil de generación con un factor menor debido a su degradación.

Hay varias restricciones que podrían limitar la dimensión de la planta fotovoltaica. El área total disponible representada en (8) depende del tipo de configuración que se instale. Dentro de la estructura fija, los ángulos de inclinación y azimut hacen que el módulo necesite más o menos superficie, por lo que según su orientación la máxima potencia instalada para un área fija varía. Igualmente ocurre con el tipo de estructura ya que debido a las sombras que pueden crear, los sistemas de seguimiento a un eje necesitan más espacio que los fijos y los de dos ejes son los que más ocupan.

Este requerimiento de espacio respecto a potencia instalada se ha reflejado en el parámetro *ratio_j*, que tiene unas unidades de m^2/kW . En los casos en que el área disponible sea un factor relevante y escaso, esta restricción probablemente esté activa y busque la configuración que permita la máxima potencia instalada.

Otro factor que podría ser limitante es el punto de interconexión. La planta fotovoltaica podrá volcar a la red como máximo el valor del POI. Es decir, si se instala mucha más potencia que el valor del POI, habrá mucha energía que no pueda pasar a la red y que, por lo tanto, se convierta en vertidos. Esta restricción se determina en (11).

En la ecuación (10) se define la relación entre la producción de energía generada, entregada a la red y vertida. Ésta, combinada con (11), dan valor a las variables de producción. Se vuelca a la red toda la producción generada siempre y cuando no supere el valor del POI. Si lo superase, no se puede volcar a la red toda la producción generada y se producen vertidos.

Capítulo 7. ANÁLISIS DE RESULTADOS

En este capítulo se destacan los resultados más relevantes del proyecto. Consta de 3 casos:

- el primero en el que se parte de área ilimitada y se varía el POI para comprobar qué configuración instala al limitar únicamente el punto de interconexión,
- el segundo donde se restringe la instalación a únicamente las 5 configuraciones con estructura fija
- y, por último, el tercero donde se altera el valor del CAPEX en un mismo porcentaje en todas las estructuras.

En cada simulación se ha calculado el valor de los indicadores financieros TIR y VAN, que se utilizan para analizar cuál es el caso con mayores beneficios. Este TIR y VAN se calcula a partir del flujo de caja, teniendo en cuenta el CAPEX, OPEX y los ingresos por venta de energía. En las curvas de CAPEX previamente mostradas se incluye el coste del propio proyecto, es decir, coste de materiales y obra civil, mientras que se excluyen todos los gastos previos a la acometida del mismo como pueden ser estudios previos, costes de promoción o due diligence, entre otros.

7.1 ÁREA ILIMITADA

Aunque en la realidad los proyectos suelen estar limitados por el área, se ha querido contemplar el caso en el que se dispusiese de área ilimitada para examinar qué configuraciones se instalarían en este caso. La Tabla 1 muestra los resultados para área ilimitada de tres simulaciones con valores de potencia de interconexión de 20, 35 y 50 MW.

<i>POI</i> [MW]	<i>Potencia instalada por tecnología [MW]</i>							<i>TIR</i> [%]	<i>VAN</i> [€]
	<i>Fx30Az0</i>	<i>Fx32Az0</i>	<i>Fx35Az0</i>	<i>Fx35Az-30</i>	<i>Fx35Az30</i>	<i>Inc0</i>	<i>Twoaxis</i>		
10	0	0	0	0	0	19,7	0	10,11	4 220 500
20	0	0	0	0	0	39,5	0	10,61	9 596 095
50	0	0	0	0	0	98,7	0	10,92	25 722 898

Tabla 1. Resultados de las simulaciones con área ilimitada para una capacidad del POI de 10, 20 y 50 MW. Se observa que en todas las simulaciones se elige la configuración con estructura de seguimiento a un eje. Se comprueba que es la configuración más rentable independientemente del valor de potencia de interconexión.

La configuración con estructura de seguimiento a dos ejes no se escoge en ningún caso. Esto se debe a que su perfil y cantidad de generación son muy cercanos al de un eje, como se puede apreciar en la Figura 3. Sin embargo, sus costes de OPEX y CAPEX son significativamente mayores que la configuración de seguimiento a un eje.

Las configuraciones con estructura fija no se eligen en este caso de área ilimitada porque, aunque su perfil de generación pueda aprovecharse de precios más altos, estos no llegan a ser tan significativos como para dar mayores beneficios que los de un eje. Como se puede apreciar en la Figura 3, las estructuras de un eje generan siempre una cantidad superior de energía.

Por otro lado, la cantidad de potencia total instalada es mucho mayor, aproximadamente el doble, que el valor del punto de interconexión. Al buscar la maximización de beneficios, se instalará toda la potencia posible que salga más rentable instalar. De esta manera, se estará saturando el punto de interconexión en la mayoría de las horas de producción solar, es decir, a muchas horas se estará volcando a la red la mayor cantidad de energía que permite el inversor. Esto se traduce en un aumento de beneficios hasta cierto valor de potencia instalada.

Si se instalase una potencia mayor a ese límite, entonces los beneficios empezarían a disminuir ya que la energía volcada a la red no aumentaría debido a la limitación del POI. Al mismo tiempo, este sobredimensionamiento provoca que a las horas de mayor producción haya vertidos.

7.2 LIMITADO A ESTRUCTURA FIJA

En este caso la posibilidad de instalar distintas configuraciones se ha limitado a aquellas con estructura fija. La Tabla 2 muestra los resultados para un parque de 50 MW según se varía el área total disponible.

Área máxima [m ²]	Potencia instalada por tecnología [MW]							TIR [%]	VAN [€]
	Fx30Az0	Fx32Az0	Fx35Az0	Fx35Az-30	Fx35Az30	Inc0	Twoaxis		
500 000	0	0	45,4	0	0	0	0	9,48	6 766 920
600 000	0	0	52,2	0	0	0	0	9,58	8 423 894
700 000	0	0	46,2	16,6	0	0	0	9,67	10 101 632
800 000	0	0	0,9	68,7	0	0	0	9,72	11 651 890
900 000	0	0	0	78,260	0	0	0	9,47	11 803 778

Tabla 2. Resultados de las simulaciones para una capacidad del POI de 50 MW variando el área total disponible.

Se observa que, para la localización escogida en Ciudad Real, las configuraciones dentro de estructura fija más rentables son la de inclinación de 35° con azimut 0° o la de inclinación 35° con azimut -30°. Si el área es muy limitada, se prefiere la de azimut 0° porque la ratio área ocupada respecto a generación es menor que la de azimut -30°. Al haber un poco más de área disponible en los casos de 700 000 y 800 000 m², se aprecia que se combinan estas

dos configuraciones. Finalmente, al seguir aumentando el área, se escoge la configuración de 35° de inclinación y -30° de azimut.

Comparando los perfiles de generación de estas dos configuraciones en la Figura 9 y el ANEXO III. Perfiles mensuales de generación, se comprueba que la generación total anual de $Fx35Az0$ es mayor que la de $Fx35Az-30$. Sin embargo, la configuración escogida que maximiza los beneficios según se sigue incrementando el área es $Fx35Az-30$. Esto es debido a la forma del perfil de la configuración $Fx35Az-30$ que, aunque genere en su totalidad anual menos que $Fx35Az0$, su producción ocurre en horas donde los precios son más elevados, lo cual conlleva que en este caso sea la mejor opción.

Se comprueba que, aunque la configuración más rentable sea la de estructura de seguimiento a un eje, la estructura fija también ofrece buenos resultados llegando a obtener un TIR del 9,72 %. Según se aumenta el área, también se aprecia cómo se llega a unos beneficios máximos para 900 000 m^2 .

De nuevo, según se incrementa el área, la potencia total instalada va aumentando. Como se ha podido comprobar en el anterior caso con área ilimitada, esto se debe a que la cantidad de energía generada será mucho mayor, incluso a horas donde la curva de generación solar normalmente no tiene grandes valores. De esta manera, se estará generando más energía a horas donde el precio de la electricidad esté más caro.

7.3 MODIFICANDO EL CAPEX DE TODAS LAS ESTRUCTURAS UN %

Se plantea un caso en el que el coste de inversión, CAPEX, varíe en función de futuros cambios en la economía de costes. En efecto, el CAPEX de una instalación fotovoltaica ha experimentado una reducción en los últimos diez años de aproximadamente el 90% [13].

Factor CAPEX [%]	Potencia instalada por tecnología [MW]							TIR [%]	VAN [€]
	Fx30Az0	Fx32Az0	Fx35Az0	Fx35Az-30	Fx35Az30	Inc0	Twoaxis		
-20	0	0	11,2	66,8	0	0	0	13,06	24 621 827
0	0	0	0	63,8	0	8,9	0	9,80	12 715 362
20	0	0	0	0	0	48,7	0	9,65	10 126 543

Tabla 3. Resultados de las simulaciones según la variación del CAPEX para una capacidad de POI 50 MW y 900 000 m².

Se observa una relación directa entre los costes asociados a la inversión y los beneficios. Como se aprecia en la Tabla 3, al aumentar el CAPEX los beneficios que se ven reflejados en los valores de los indicadores financieros disminuyen. El aumento para un descenso del 20% del valor de los costes de inversión actuales es bastante significativo. Al disminuir el CAPEX, se incrementa la cantidad de potencia total instalada notoriamente.

También se aprecia un incremento de la potencia instalada de estructura de seguimiento a un eje según se aumenta el CAPEX. Al aumentar los precios del CAPEX, se instala únicamente estructura de seguimiento a un eje, ya que como se ha comentado anteriormente es la configuración más rentable. Sin embargo, al reducir los costes de inversión, la opción que maximiza beneficios es una combinación de dos configuraciones con estructura fija. De esta manera, al ocupar menos espacio se puede instalar más potencia, y por ende, generar más cantidad de energía.

Capítulo 8. CONCLUSIONES Y TRABAJOS FUTUROS

La configuración con la estructura de seguimiento a un eje es la más rentable de las 7 planteadas. Independientemente del área disponible o la capacidad del POI, se escoge instalar esta configuración debido a que su generación es significativamente superior a aquellas configuraciones con estructura fija, mientras que su coste no aumenta significativamente en proporción. Por ello, los ingresos que genera el seguimiento a un eje obtienen mayores beneficios, aunque su CAPEX y OPEX sean superiores.

Además, se confirma que la estructura de seguimiento a dos ejes no es una buena configuración, ya que su perfil de generación es muy parecido al de un eje, pero sus costes aumentan con respecto a este. Coincide con la información barajada en proyectos reales recientes en España, según la información facilitada por SIMULYDE, en los que no consideran instalar seguimiento a dos ejes.

Aunque la estructura de seguimiento a un eje sea la configuración que maximiza beneficios en la mayoría de los casos, se ha comprobado en este trabajo que los proyectos con estructura fija también muestran una buena rentabilidad.

Respecto al planteamiento de que una combinación de configuraciones podría conseguir los máximos beneficios posibles en vez de una sola configuración, se ha concluido que se cumple. Esto ocurre en casos específicos y escasos en los que se limita el área, y el resultado es instalar una combinación de dos configuraciones: una configuración que genere más en su totalidad con otra configuración que tenga un perfil de generación más desplazado hacia horas donde los precios se eleven. En el caso de poder instalar cualquier tipo de estructura, la combinación se da entre el seguimiento a un eje y la segunda configuración mencionada anteriormente, una que genere más en horas en las que los precios sean elevados.

Esta combinación de estructuras dependerá de la localización de la planta fotovoltaica, ya que el perfil de generación se ve influido por la latitud y longitud de una ubicación. Se

deberán estudiar distintas combinaciones de orientaciones según dónde se ubique la planta fotovoltaica.

Respecto a la modificación del CAPEX de todas las estructuras, un cambio del 20% influye significativamente tanto en los beneficios como en la potencia instalada óptima. El TIR varía más de un 3% entre la modificación al alza y a la baja. Respecto a la potencia instalada, según se disminuyen los costes, se tiende a instalar más potencia de estructura fija, mientras que si aumentan, se prefiere estructura de seguimiento a un eje.

Por último, prestando atención al flujo de caja, se observa que disminuye según discurren los años. El flujo de caja de años cercanos a la actualidad es mucho mayor que los de dentro de 10 años. Es lógico si se analiza el comportamiento de los precios medios anuales a largo plazo en la Figura 21, en la que se aprecia que en los próximos 5 años hay un notorio decrecimiento. Por lo tanto, se extrae que ahora es un momento idóneo para invertir, ya que a medio plazo los ingresos de las instalaciones fotovoltaicas se verán afectados significativamente.

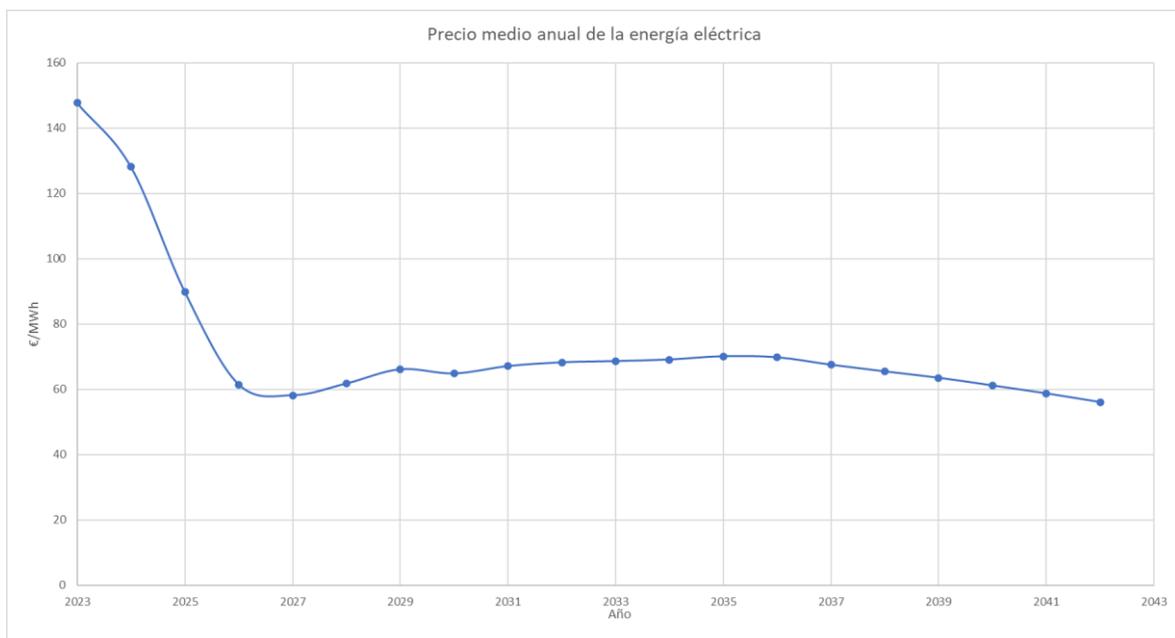


Figura 21. Comportamiento de los precios medios anuales desde 2023 hasta 2042.

En trabajos futuros que se pueden plantear como continuación de este trabajo, cabría la posibilidad de añadir más tramos para la expresión de CAPEX y OPEX para aumentar la precisión de los cálculos de los indicadores financieros. Además, se podrían considerar un mayor número de configuraciones para indagar más a fondo por ejemplo en la variación de uno de los dos ángulos que se estudian. También se podría estudiar una ubicación distinta, ya que la localización es un factor determinante para los resultados.

Capítulo 9. BIBLIOGRAFÍA

- [1] PVGIS, https://re.jrc.ec.europa.eu/pvg_tools/es/
- [2] Hafez, A.Z.; Soliman, A.; El-Metwally, K.A.; Ismail, I.M. “Tilt and azimuth angles in solar energy applications – A review”, Renewable and Sustainable reviews. Septiembre, 2017. <https://www.sciencedirect.com/science/article/abs/pii/S1364032117304677#ab0010>
- [3] Awasthi, A.. “Review on sun tracking technology in solar PV system”, Energy reports. Noviembre, 2020. <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S2352484719304780>
- [4] Awasthi, A.; Shukla, A. K.; Murali Manohar, S.R.; Dondariya, C.; Shukla, K.N.; Porwal, D.; Richhariya, G. “Review on sun tracking technology in solar PV system”, Energy reports. Noviembre, 2020. <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S2352484719304780>. doi : <https://doi.org/10.1016/j.egy.2020.02.004> <https://doi.org/10.1016/j.egy.2020.02.004>
- [5] GAMS. <https://www.gams.com/>
- [6] REE. “Las energías renovables podrían alcanzar el 50% del ‘mix’ de generación eléctrica en España en 2023”, Presentación de los Informes del sistema eléctrico y de Energías renovables 2022. Marzo, 2023. <https://www.ree.es/es/sala-de-prensa/actualidad/nota-de-prensa/2023/03/las-energias-renovables-podrian-alcanzar-50porciento-del-mix-de-generacion-electrica-en-espana-en-2023>
- [7] Al-Shahri, O.A.; Alnaimi, B. I.; Hannan, M.A.; Hossain Lipu, M.S.; Al-Shetwi, A. Q.; Begum, R.A.; Al-Muhsen, F.O.; Soujeri, E. “Solar photovoltaic energy optimization methods, challenges and issues: A comprehensive review”, Journal of Cleaner Production, Volume 284, 2021, 125465, ISSN 0959-6526, <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0959652620355116m>
- [8] Chang, T. P. “The Sun’s apparent position and the optimal tilt angle of a solar collector in the northern hemisphere”, Solar Energy, Volume 83, Issue 8, 2009, Pages 1274-1284, ISSN 0038-092X, <https://doi.org/10.1016/j.solener.2009.02.009>
- [9] Ravanbakhshian, M.; Amindoust, A. “Developing a mathematical model of location decision optimization for solar cells using genetic algorithm”, Energy Sources, Part A: Recovery, Utilization, and Environmental Effects, 42:5, 521-535 <https://doi.org/10.1080/15567036.2019.1587096>

- [10] Tajouo, G. F.; Kapen, P. T.; Koffi, F.L.D. “Techno-economic investigation of an environmentally friendly small-scale solar tracker-based PV/wind/Battery hybrid system for off-grid rural electrification in the mount bamboutos, Cameroon”, *Energy Strategy Reviews*, Volume 48, 2023, 101107, ISSN 2211-467X,
<https://doi.org/10.1016/j.esr.2023.101107>
- [11] Dhass, A.D.; Lakshmi, P.; Natarajan, E. “Investigation of Performance Parameters of Different Photovoltaic Cell Materials using the Lambert-W Function”, *Energy Procedia*, Volume 90, 2016, Pages 566-573, ISSN 1876-6102,
<https://doi.org/10.1016/j.egypro.2016.11.225>
- [12] Ciarreta, A.; Martinez, B.; Nasirov, S. “Forecasting electricity prices using bid data”, *International Journal of Forecasting*, 2022, ISSN 0169-2070,
<https://doi.org/10.1016/j.ijforecast.2022.05.011>
- [13] International Renewable Energy Agency, “The Power to Change: Solar and Wind Cost Reduction Potential to 2025.”, Junio, 2016, ISBN 978-92-95111-97-4.
<https://www.irena.org/publications/2016/Jun/The-Power-to-Change-Solar-and-Wind-Cost-Reduction-Potential-to-2025>

ANEXO I. OBJETIVOS DE DESARROLLO SOSTENIBLE

En este anexo se describen los Objetivos de Desarrollo Sostenible en los que se contribuye a través de la realización del proyecto.

Principalmente, el proyecto se alinea con el ODS 7: “Garantizar el acceso a una energía asequible, segura, sostenible y moderna.”

La solar fotovoltaica es una fuente de energía renovable, que también es accesible y factible económicamente. Es inagotable, a diferencia de la mayoría de las energías contaminantes, y al no dañar al medio ambiente, es un adecuado y conveniente sustituto de estas otras energías que emiten gases de efecto invernadero, como los ciclos combinados o el carbón. Además, su coste, que se compone de la construcción y el mantenimiento, lo hace una opción asequible.

Es un sistema necesario para avanzar en la transición energética, ya que es modular, se puede instalar en zonas rurales o aisladas donde, por ejemplo, el tendido eléctrico no llegue y, asimismo, permite la instalación de baterías para poder almacenar energía y usarla posteriormente, cuando ya no haya luz solar.

La inversión en energía solar es cada vez mayor debido a la transición energética que se está realizando para cumplir objetivos del Acuerdo de París, como limitar el calentamiento mundial a 1.5 °C entre ahora y 2050 en comparación con los niveles preindustriales. Respecto a los planes de la Agenda 2030, va a haber un gran aumento de la energía solar en el mix energético, así como otras renovables. A través de la instalación de este tipo de plantas fotovoltaicas se moderniza la infraestructura de la red eléctrica y se promueve la industrialización sostenible. Al promover la instalación de métodos de generación que no dependan de recursos fósiles y no contaminen tanto, se están aportando soluciones cada vez más rentables contra el calentamiento global.

Más indirectamente, también se contribuye a otros ODS como el 9, 11 y el 13, que son:

“Garantizar el acceso a una energía asequible, segura, sostenible y moderna.”

“Lograr que las ciudades sean más inclusivas, seguras, resilientes y sostenibles.”

“Adoptar medidas urgentes para combatir el cambio climático y sus efectos.”

La Tabla 4 resume los ODS identificados en este proyecto junto con su rol, dimensión y meta dentro del ODS al que se contribuye:

<i>Dimensión</i>	<i>ODS identificado</i>	<i>Rol</i>	<i>Meta del ODS</i>
Sociedad	ODS 7. Garantizar el acceso a una energía asequible, segura, sostenible y moderna.	Primario	De aquí a 2030, aumentar considerablemente la proporción de energía renovable en el conjunto de fuentes energéticas.
Economía	ODS 9. Construir infraestructuras resilientes, promover la industrialización sostenible y fomentar la innovación.	Secundario	De aquí a 2030, modernizar la infraestructura y reconvertir las industrias para que sean sostenibles, utilizando los recursos con mayor eficacia y promoviendo la adopción de tecnologías y procesos industriales limpios y ambientalmente racionales, y logrando que todos los países tomen medidas de acuerdo con sus capacidades respectivas.

Sociedad	ODS 11. Lograr que las ciudades sean más inclusivas, seguras, resilientes y sostenibles.	Secundario	De aquí a 2030, aumentar la urbanización inclusiva y sostenible y la capacidad para la planificación y la gestión participativas, integradas y sostenibles de los asentamientos humanos en todos los países.
Biosfera	ODS 13. Adoptar medidas urgentes para combatir el cambio climático y sus efectos.	Secundario	Mejorar la educación, la sensibilización y la capacidad humana e institucional respecto de la mitigación del cambio climático, la adaptación a él, la reducción de sus efectos y la alerta temprana.

Tabla 4. ODS con los que se alinea el proyecto.

ANEXO II. CÓDIGO GAMS

```

* -----
* Optimización de Parques
*
$title Optimizacionparque
$title Versión 0.0.1
* Modelo de optimización de dimensionamiento de parques fotovoltaicos

* Permite que se usen los comentarios de fin de línea
$eolcom #

* -----
* Definición de índices
* -----

*** Índices estáticos
SETS
* Indices relacionados con la estructura temporal del modelo
i          Years
h          Hours

* Índices relacionados con los datos de entrada de cada tipo de panel
j          Tipo de configuración      /Fx32Az0, Fx35Az0, Fx35Az-30, Fx35Az30,
Fx30Az0, Inc0, Twoaxis/
k          Tramos CAPEX y OPEX        /t1, t2, t3/
*ÁREA ILIMITADA k          Tramos CAPEX y OPEX        /t1/
ss         Tipo de estructura         /Fijo,1eje,2ejes/

* Índices relacionados con la forma del parque a analizar
t          Configuración parque      /pot_inversor, areaparque/
;

*** Índices dinámicos
SETS
j_ss(j,ss)  Indicador de configuraciones a cada tipo de panel
;

* Inicialización de los índices dinámicos
j_ss('Fx32Az0','fijo') = YES ;
j_ss('Fx35Az0','fijo') = YES ;
j_ss('Fx35Az-30','fijo') = YES ;
j_ss('Fx35Az30','fijo') = YES ;
j_ss('Fx30Az0','fijo') = YES ;
j_ss('Inc0','1eje') = YES ;
j_ss('Twoaxis','2ejes') = YES ;

;

```

```

* -----
* Datos de ENTRADA al modelo
* -----

SCALAR
    M                               Para restricción de binaria
/10000000000/
;

PARAMETERS
* Datos de entrada
    settings(t)                    Configuración del parque {pot_inversor
Pparqueinst areaparque tasa_descuento}
    degradacion(i)                 Degradación del panel en cada año i [%
anual]
    inflacion(i)                   Inflación en cada año i [% anual]
    ratio(j)                        Ratio espacio ocupado de cada tecnología
j [m2 por kW]
    sobrecostecapex(j)             Sobrecoste por tecnología con respecto a
fijo [€]
    sobrecosteopex(j)             Sobrecoste por tecnología con respecto a
fijo [€]
    divtramos(k)                   Puntos de división de los tramos de OPEX
y CAPEX [kW]
    capex1(k)                       Pendiente curva CAPEX común [€ por kW]
    capex2(k)                       Ordenada en el origen CAPEX común [€]
    opex1(k)                         Pendiente curva OPEX común [€ por kW]
    opex2(k)                         Ordenada en el origen OPEX común [€]
;

* -----
* LECTURA de índices del modelo
* -----

* Sets
$include './In\sets.dat'

* -----
* LECTURA de datos del modelo
* -----

* Datos de los perfiles solares
Table    perfiles (h,j)
$include './In\perfiles.dat'
;

* Datos de los precios horarios
Table    precios (h,i)
$include './In\precios.dat'
;

```

```
* Datos del parque
Parameters      settings(t)
/
$include '..\In\settings.dat'
/;

* Datos de los módulos fotovoltaicos
Parameters      degradacion(i)
/
$include '..\In\degradacion.dat'
/;
Parameters      ratio(j)
/
$include '..\In\areapanel.dat'
/;
Parameters      sobrecostecapex(j)
/
$include '..\In\sobrecostecapex.dat'
/;
Parameters      sobrecosteopex(j)
/
$include '..\In\sobrecosteopex.dat'
/;
Parameters      divtramos(k)
/
$include '..\In\divtramos.dat'
/;
Parameters      capex1(k)
/
$include '..\In\capex1.dat'
/;
Parameters      capex2(k)
/
$include '..\In\capex2.dat'
/;
Parameters      opex1(k)
/
$include '..\In\opex1.dat'
/;
Parameters      opex2(k)
/
$include '..\In\opex2.dat'
/;

* Datos de ejecución del modelo
Parameters      restric
/
$include '..\In\restric.dat'
/;
Parameters      multprecios
/
$include '..\In\multprecios.dat'
/;
```

```

* Datos generales
Parameters          inflacion(i)
/
$include '\In\inflacion.dat'
/;

* -----
* ESCALADO de los datos de entrada (kW, €, m2, %)
* -----

* Escalado de los perfiles solares
perfiles (h,j)      =      perfiles (h,j) / 1 ;
# kWh -> kWh

* Escalado de los precios
precios (h,i)       =      precios (h,i) / 1e3 ;
# €/MWh -> €/kWh

* Escalado de los datos del parque
settings('pot_inversor') =      settings('pot_inversor') / 1 ;
# kW -> kW
settings('areaparque')   =      settings('areaparque') / 1 ;
# m2 -> m2

* Escalado de los módulos fotovoltaicos
degradacion(i)      =      degradacion(i) / 1 ;
# % -> %
ratio(j)            =      ratio(j) / 1 ;
# m2/kW -> m2/kW
sobrecostecapex(j)  =      sobrecostecapex(j) / 1 ;
# €/kW -> €/kW
sobrecosteopex(j)   =      sobrecosteopex(j) / 1 ;
# €/kW -> €/kW
divtramos(k)        =      divtramos(k) / 1 ;
# kW -> kW
capex1(k)           =      capex1(k) / 1 ;
# €/kW -> €/kW
capex2(k)           =      capex2(k) / 1 ;
# €/kW -> €/kW
opex1(k)            =      opex1(k) / 1 ;
# €/kW -> €/kW
opex2(k)            =      opex2(k) / 1 ;
# €/kW -> €/kW

* Escalado de los parámetros generales
inflacion(i)        =      inflacion(i) / 1 ;
# % -> %

```

```

* -----
* Definición de FICHEROS utilizados para escribir resultados
* -----

FILE
  F_SALH          / '.\Out\sal_hor.out' /          # Salidas de
resultados horarios
  F_SALT          / '.\Out\sal_tec.out' /          # Salidas de
resultados por tecnología
;

* -----
* Definición de VARIABLES
* -----

POSITIVE VARIABLE
P_entregada (j, i, h)          'Potencia entregada a la red en la hora
h del año i de la tecnología j'
P_generada (j, i, h)          'Potencia generada en el parque en la
hora h del año i de la tecnología j'
P_vertidos (j,i, h)          'Potencia vertida, si la generada supera
la potencia máxima del inversor'
P_instalada (j)              'Potencia instalada de cada tecnología
j'
P_tramo(ss,k)              'Valores de división de la potencia por
tramos'
CAPEX (ss)                  'Costes CAPEX '
OPEX (ss,i)                 'Costes OPEX'
;

VARIABLE
PR                          'Beneficios del parque solar'
;

BINARY VARIABLE
delta(ss,k)                 'Elección del tramo'
;

* -----
* Definición de ECUACIONES
* -----

EQUATIONS
* Función objetivo
  profits                    'Beneficios, define la función objetivo'

* Modelización del CAPEX y OPEX con economía de escala
  costesCAPEX (ss)          'Costes CAPEX según la tecnología j'
  costesOPEX (ss,i)         'Costes OPEX según la tecnología ss y el
año i'

```

```

        Elecciontramodown(ss,k)          'Restricción inferior de la eleccion del
tramo a partir de la binaria'
        Elecciontramoup(ss,k)           'Restricción superior de la eleccion del
tramo a partir de la binaria'
        Elecciontramo2down(ss,k)       'Restricción inferior del caso
específico del tramo no primero'
        Elecciontramo2up(ss,k)         'Restricción superior del caso
específico del tramo no primero'

* Restricciones generales
        areatotal                       'Limitación de la superficie del parque'
        pgen(j,i,h)                     'Potencia generada por el parque solar'
        relation(j,i,h)                 'Relación potencias generada, entregada
y vertida'
        max(i,h)                        'La potencia del inversor limita la
potencia entregada a la red'

;

*** Función objetivo
profits..                               PR =E= SUM[(j,i,h), P_entregada(j, i, h)
* precios(h,i)*multprecios] - SUM[(ss), CAPEX(ss)] - SUM[(i,ss), ( OPEX (ss,i) ) *
inflacion(i) ] ;

*** Modelización del CAPEX y OPEX con economía de escala
* CAPEX linearizado en "k" tramos
costesCAPEX (ss)..                     CAPEX(ss)=G=
capex1("t1")*SUM[j$(j_ss(j,ss)),P_instalada(j)] +capex2("t1")-SUM[k $( (ORD(k) GT
1)), P_tramo(ss,k)*( capex1(k-1)-capex1(k) )] +
SUM[j$(j_ss(j,ss)),sobrecostecapex(j)*P_instalada(j)];

* OPEX anual linearizado en "k" tramos
costesOPEX (ss,i)..                     OPEX(ss,i)=G=
opex1("t1")*SUM[j$(j_ss(j,ss)),P_instalada(j)] +opex2("t1")-SUM[k $( (ORD(k) GT
1)), P_tramo(ss,k)*( opex1(k-1) - opex1(k) )] +
SUM[j$(j_ss(j,ss)),sobrecosteopex(j)*P_instalada(j)];

* Restricciones para saber en qué tramos estamos
Elecciontramodown(ss,k)$ (ORD(k) GT 1).. 0=L=P_tramo(ss,k)-
SUM[j$(j_ss(j,ss)),P_instalada(j)]+ divtramos(k);
Elecciontramoup(ss,k)$ (ORD(k) GT 1)..    P_tramo(ss,k)-
(SUM[j$(j_ss(j,ss)),P_instalada(j)]- divtramos(k))=L=M*(1-delta(ss,k));
Elecciontramo2down(ss,k)$ (ORD(k) GT 1).. 0=L=P_tramo(ss,k);
Elecciontramo2up(ss,k)$ (ORD(k) GT 1)..   P_tramo(ss,k)=L=M*delta(ss,k);

*** Restricciones generales
* Limitación por área del parque
areatotal..                             settings("areaparque")=G= SUM[j,
ratio(j)* P_instalada(j)]*restric;

* Generación solar
pgen(j,i,h)..                             P_generada (j,i,h) =E= P_instalada(j)*
perfiles(h,j) * degradacion(i);

```

```

* Restricciones del inversor
relation(j,i,h)..                               P_entregada (j,i,h) =E=
P_generada(j,i,h) - P_vertidos(j,i,h) ;
max(i,h)..                                     SUM[j,P_entregada (j,i,h)] =L= settings
("pot_inversor");

;

* -----
* Asignación de COTAS a las variables
* -----

P_tramo.FX(ss,'t1') = 0 ;

* -----
* Definición y ejecución del MODELO
* -----

* Modelo de optimización de dimensionamiento de parques fotovoltaicos
MODEL Optimizacionparque
/profits,costescapex,costesopex,Elecciontramodown,Elecciontramoup,Elecciontramo2d
own,Elecciontramo2up,areatotal,pngen,relation,max/;

* Opciones de ejecución del modelo
OPTION OPTCR=0;
option MIP=cplex;
Optimizacionparque.optfile=1;

*Solver
SOLVE Optimizacionparque USING MIP MAXIMIZING PR ;

* -----
* ESCRITURA de los FICHEROS de salida
* -----

* Fichero de resultados en resolución por tecnología

File resultFileP_instalada / .\Out\resultP_instalada.txt /;
resultFileP_instalada.pc = 5;

put resultFileP_instalada;

    loop(j,
        put P_instalada.l(j)
        put ,
        put /
    );

    put /

putclose;

```

```
* Fichero de resultados de ingresos anuales
File resultFileIngresos / .\Out\resultIngresos.txt /;
resultFileIngresos.pc = 5;

put resultFileIngresos;

    loop(i,
        put sum[(j,h),P_entregada.l(j,i,h)* precios(h,i)]
        put ,
        put /
    );
    put /
putclose;

*Fichero de resultados de energía horaria entregada

File resultFilePentregada / .\Out\resultFilePentregada.txt /;
resultFilePentregada.pc = 5;

put resultFilePentregada;

    put "hour";
    put "year";
    put "tecnologia";
    put "Pentregada";
    put /
    loop(i,
        loop(h,
            loop(j,

                put h.tl
                put i.tl
                put j.tl
                put P_entregada.l(j, i, h)
                put /

            )
        )
    );
putclose;
```

ANEXO III. PERFILES MENSUALES DE GENERACIÓN

