



Escuela Pontificia Comillas

MODELAJE TÉCNICO-ECONÓMICO DE UNA PLANTA FOTOVOLTAICA DE 50 MW.

Clave Académica: 201602394

Sergio Escalante Vinuesa

MADRID | 2025

ÍNDICE:

1.	RESUMEN.....	5
1.1	ESPAÑOL.....	5
1.2	ENGLISH.....	6
2.	PALABRAS CLAVE.....	7
3.	INTRODUCCIÓN.....	8
3.1	CONTEXTO & MOTIVACIÓN.....	8
4.	JUSTIFICACIÓN DE LA INSTALACIÓN.....	9
5.	MARCO TEÓRICO.....	10
5.1	ALCANCE.....	10
5.2	SÍNTESIS.....	11
5.3	METODOLOGÍA.....	13
5.4	SIGNIFICATIVIDAD.....	14
6.	OBJETIVOS.....	16
7.	SOFTWARE Y HERRAMIENTAS EMPLEADAS.....	18
7.1	PVSYST.....	18
7.2	HERRAMIENTA FINANCIERA.....	19
8.	METODOLOGÍA.....	21
8.1	INPUTS ENERGÉTICOS.....	21
8.2	INPUTS FINANCIEROS.....	21
8.2.1	ESTIMACIONES DE CAPEX Y OPEX:.....	21
8.2.2	ESTIMACIONES y SUPOSICIONES ESTRUCTURA FINANCIERA 22	
8.2.3	ESTIMACION DE PRECIOS DE VENTA DE ELECTRICIDAD.....	23
8.3	CALCULO DE COSTES DE PRODUCCIÓN.....	26
8.4	CALCULO DE FLUJOS DE CAJA.....	27
8.4.1	INGRESOS Y FLUJOS DE CAJA.....	27
7.4.2	CUADRO DE AMORTIZACIÓN FINANCIERA.....	28
7.4.5	CUADRO DE AMORTIZACIÓN FLUJOS DE CAJA.....	30
7.4.6	FLUJOS DE CAJA DEL PROYECTO Y DEL CAPITAL APORTADO.....	32
8.5	CALCULO DE VARIABLES: RENTABILIDAD.....	34
8.6	CÓDIGO.....	36

8.7	OUTPUTS	36
9.	ANALISIS RESULTADOS FINANCIEROS	37
9.1	LCOE.....	37
9.2	IRR	38
9.3	ROE	39
9.4	NPV	40
10.	ESCENARIOS DESTACABLES.....	41
10.1	IDENTIFICACIÓN ESCENARIOS REMARCABLES.....	41
10.2	CAPEX/OPEX y PRECIO VENTA ESCENARIOS REMARCABLES	41
10.3	ANALISIS FINANCIERO	41
11.	ANALISIS DE SENSIBILIDAD	42
11.1	IRR	42
11.2	ROE	42
11.3	NPV	43
11.4	CONCLUSIONES ANALISIS DE SENSIBILIDAD.....	43
12.	ESCENARIOS ENERGÉTICOS VIABLES FÍSICAMENTE.....	43
12.1	DIMENSIONAMIENTO	43
12.1.1	ESCENARIO 45: VALORES TÉCNICOS	43
12.1.2	ESCENARIO 49: VALORES TÉCNICOS	44
12.1.3	ANALISIS COMPARATIVO	44
12.2	ELECCION DEL ESCENARIO OPTIMO	45
13.	CONCLUSIONES.....	46
13.1	Contribución del trabajo	46
13.2	Utilidad, aplicaciones e implicaciones	46
13.3	Reflexión sobre el papel financiero en el sector energético	47
13.4	Limitaciones del estudio.....	47
14.	POSIBLES PROYECTOS en un futuro	47
15.	AGENDA 2030 y OBJETIVOS DE DESARROLLO SOSTENIBLE	51
16.	REFERENCIAS	54
17.	ANEXOS	55
17.1	201602934-TEO-CALCULOS Y ARQUITECTURA TÉCNICA	55
	DEFINICION ESCENARIO ENERGETICO.....	55

INPUTS	55
DISTRIBUCIÓN POSIBLE DE BLOQUES- ANALISIS PRELIMINAR	58
ESCENARIOS ENERGÉTICOS	59
18. DOCUMENTOS ANEXADOS EN ENTREGABLES	62
18.1 ANALISIS FINANCIERO DE ESCENARIOS DESTACABLES	62
18.2 TMY CALCULO.....	62
18.3 FICHAS TÉCNICAS	62
18.4 CÓDIGO.....	62
18.5 PVSYST SIMULATION REPORTS ESCENARIOS 45 & 49.....	62
19.6 JUSTIFICACIÓN PRECIOS DE VENTA	62

1. RESUMEN

1.1 ESPAÑOL

Este Trabajo de Fin de Grado tiene como objetivo principal el análisis económico-financiero de una instalación fotovoltaica conectada a red de 50 MW, con el fin de determinar la configuración óptima que maximice la rentabilidad del proyecto. El estudio se enmarca en el contexto actual de transición energética, donde las energías renovables representan una oportunidad estratégica tanto a nivel medioambiental como de inversión.

A partir de simulaciones energéticas realizadas con software especializado, se han generado 55 escenarios técnicos que permiten cuantificar la producción anual estimada de la planta bajo diferentes configuraciones de diseño. Estos resultados han sido integrados en un modelo financiero propio que evalúa la viabilidad del proyecto utilizando indicadores clave como el *Levelized Cost of Energy (LCOE)*, la *Tasa Interna de Retorno (IRR)*, el *Valor Actual Neto (NPV)* y la *Rentabilidad sobre el Patrimonio (ROE)*.

El análisis financiero se ha llevado a cabo mediante iteraciones sobre distintas combinaciones de costes de inversión (CAPEX), costes operativos (OPEX) y precios de venta de electricidad, considerando diferentes escenarios de mercado. Asimismo, se ha aplicado un análisis de sensibilidad que permite evaluar el impacto de estas variables sobre la rentabilidad del proyecto.

El resultado final es la selección de un escenario óptimo desde una perspectiva económica, que sirve como caso práctico aplicable al análisis de inversiones en activos energéticos dentro del sector de las renovables. Este trabajo aporta una herramienta de evaluación financiera para la toma de decisiones en el ámbito empresarial, integrando criterios de sostenibilidad, rentabilidad y eficiencia en la gestión de inversiones energéticas.

1.2 ENGLISH

This Final Degree Project focuses on the economic and financial analysis of a 50 MW grid-connected photovoltaic power plant, with the objective of identifying the optimal configuration that maximizes the project's profitability. The study is framed within the current transition in energy production systems, where renewable energy sources represent a strategic opportunity from both an environmental and financial perspective.

Based on energy simulations conducted with specialized software, 55 technical scenarios have been generated to estimate the plant's annual energy output under different design configurations. These results have been incorporated into a financial model made from scratch to assess the project's feasibility using key performance indicators such as the Levelized Cost of Energy (LCOE), Internal Rate of Return (IRR), Net Present Value (NPV), and Return on Equity (ROE).

The financial analysis includes iterations across different combinations of capital expenditures (CAPEX), operational expenditures (OPEX), and electricity sale prices, considering a range of market scenarios. In addition, a sensitivity analysis has been applied to evaluate how these variables influence the overall profitability of the project.

The outcome is the selection of an economically optimal scenario, serving as a practical case study for investment analysis in renewable energy assets. This work provides a financial evaluation tool for decision-making in the business field, integrating sustainability, profitability, and efficiency criteria in the management of energy investments.

2. PALABRAS CLAVE

[ES]: Valor Actual Neto; Tasa Interna de Retorno; Instalación Fotovoltaica; Modelo Iterativo; Análisis Técnico-Económico; Energía Renovable

[EN]: Net Present Value; Internal Rate of Return; Photovoltaic Installation; Iterative Model; Technical-Economic Analysis; Renewable Energy

3. INTRODUCCIÓN

3.1 CONTEXTO & MOTIVACIÓN

En un contexto global marcado por la creciente preocupación por el cambio climático y la urgencia de avanzar hacia modelos energéticos más sostenibles, la energía solar fotovoltaica ha emergido no solo como una solución tecnológica viable, sino también como una oportunidad estratégica desde el punto de vista empresarial y financiero. Los compromisos internacionales con los Objetivos de Desarrollo Sostenible (ODS), junto con políticas públicas orientadas a la descarbonización, han impulsado un marco favorable para la inversión en energías renovables, posicionando a la solar fotovoltaica como un activo con alto potencial de rentabilidad.

La industria fotovoltaica ha mostrado un crecimiento acelerado en los últimos años, motivado por avances tecnológicos que han permitido reducir costes de inversión (CAPEX), aumentar la eficiencia energética y mejorar la viabilidad económica de los proyectos. Este escenario ha despertado el interés de actores del ámbito empresarial y financiero, tanto públicos como privados, por entender las variables que condicionan la rentabilidad y sostenibilidad de este tipo de inversiones.

Este Trabajo de Fin de Grado se enmarca dentro de esa lógica, con el objetivo de analizar, desde una perspectiva económica y empresarial, las configuraciones óptimas de una instalación fotovoltaica conectada a red. Para ello, se estudian distintos parámetros técnicos que afectan directamente a la generación energética, y se traduce su impacto en términos financieros, utilizando métricas como el *Levelized Cost of Energy* (LCOE), la *Tasa Interna de Retorno* (IRR), el *Valor Actual Neto* (NPV) y la *Rentabilidad sobre el Patrimonio* (ROE).

La motivación de este estudio parte de la oportunidad de vincular el desarrollo de infraestructuras energéticas sostenibles con la creación de valor económico. En este sentido, el análisis propuesto busca contribuir al diseño de proyectos más rentables, eficientes y alineados con la estrategia empresarial de inversión responsable, en un momento en el que la transición energética no solo es una necesidad ambiental, sino también una fuente de ventaja competitiva.

4. JUSTIFICACIÓN DE LA INSTALACIÓN

La instalación de una planta solar fotovoltaica en el marco de este proyecto se justifica tanto por razones estratégicas como económicas. En primer lugar, desde una perspectiva de negocio, este tipo de instalaciones representan una inversión con retornos cada vez más atractivos, especialmente en entornos con alta radiación solar y marcos regulatorios favorables. La caída progresiva en los costes de tecnología fotovoltaica y el aumento de su competitividad frente a fuentes convencionales han hecho que este tipo de activos sean cada vez más interesantes para carteras de inversión orientadas a la sostenibilidad.

Desde el punto de vista financiero, se trata de un proyecto que permite aplicar herramientas de análisis económico avanzadas para evaluar su rentabilidad, su riesgo y su impacto a largo plazo. Además, estas inversiones contribuyen a diversificar las fuentes de ingresos de las empresas energéticas, mejorando su resiliencia ante fluctuaciones de precios en los mercados internacionales de energía.

Asimismo, la instalación aporta valor estratégico al reducir la dependencia de importaciones energéticas, mejorando la seguridad del suministro. En el marco de la transición energética, este tipo de proyectos no solo responden a una necesidad ambiental, sino que se consolidan como oportunidades de negocio alineadas con los principios de ESG (*Environmental, Social and Governance*), que hoy día condicionan tanto la financiación como la reputación corporativa.

En definitiva, este trabajo plantea una propuesta de análisis técnico-económico que permite optimizar decisiones de inversión en energía solar ya que itera distintos escenarios técnicos para maximizar el retorno, contribuyendo al desarrollo de un modelo energético más rentable, eficiente y sostenible.

5. MARCO TEÓRICO

5.1 ALCANCE

El presente marco teórico se ha construido con el objetivo de establecer una base sólida para comprender los aspectos clave que influyen en la viabilidad económico-financiera de una instalación fotovoltaica conectada a red. Dado que el Trabajo de Fin de Grado se sitúa en el ámbito de la Administración y Dirección de Empresas, se han seleccionado con especial atención aquellos conceptos, enfoques y herramientas que permiten analizar la inversión desde una perspectiva empresarial, sin perder de vista los fundamentos técnicos necesarios para contextualizar y justificar los resultados económicos.

Criterios de inclusión:

- Se han incluido estudios y fuentes académicas relevantes que abordan la **evaluación económica de proyectos energéticos**, especialmente en el sector fotovoltaico, con énfasis en indicadores como el *Valor Actual Neto (VAN)*, la *Tasa Interna de Retorno (TIR)*, el *Levelized Cost of Energy (LCOE)* y el *Retorno sobre el Capital (ROE)*.
- También se han considerado publicaciones sobre **modelización iterativa** y análisis de sensibilidad, debido a su utilidad para comprender la variabilidad de los resultados en función de factores clave como el CAPEX, el OPEX o el precio de la electricidad.
- Se ha revisado literatura técnica básica que permite interpretar de manera rigurosa las variables que afectan a la generación de energía (como el pitch o el ángulo de inclinación de los paneles), por su influencia directa en el rendimiento económico del sistema.
- Finalmente, se han tenido en cuenta informes del sector, organismos oficiales y bases de datos de mercado que aportan **información actualizada y contextualizada** sobre costes, regulaciones y condiciones de mercado.

Criterios de exclusión:

- Se han excluido estudios puramente tecnológicos que no establecen una conexión directa con variables de rentabilidad o viabilidad económica.
- No se han incorporado investigaciones centradas en instalaciones fotovoltaicas aisladas (off-grid), dado que el objeto del proyecto es una instalación conectada a red.
- Asimismo, se han dejado fuera aquellos análisis que carecen de rigor metodológico no presentan datos actualizados o se centran en contextos geográficos o regulatorios no comparables con el caso de estudio analizado.

Este alcance permite centrar el marco teórico en una revisión útil y alineada con los objetivos del TFG: analizar con criterios técnico-económicos la viabilidad económica de una instalación solar a partir de una base técnica precisa, pero con el foco puesto en la toma de decisiones financieras y estratégicas.

5.2 SÍNTESIS

La evaluación de proyectos fotovoltaicos ha experimentado una notable transformación en las últimas décadas. Inicialmente, los estudios se enfocaban predominantemente en aspectos técnicos, como la eficiencia de los módulos y la maximización de la producción energética. Sin embargo, con la creciente competitividad del sector y la necesidad de garantizar la rentabilidad a largo plazo, ha emergido un enfoque más integrador que combina análisis técnicos y financieros para optimizar las inversiones en energía solar.

Tradicionalmente, la atención se centraba en mejorar la eficiencia de conversión de los módulos fotovoltaicos y en reducir los costes de instalación. Estos esfuerzos han dado frutos, evidenciados por la disminución significativa en los costes de producción de electricidad a partir de la luz solar. Por ejemplo, en 2020, la energía solar se posicionó como la fuente de electricidad más económica en muchas regiones, con acuerdos de compra de energía que registraron costes mínimos históricos [5]

A pesar de estos avances, la variabilidad inherente de la generación solar y las fluctuaciones en los precios de la electricidad han resaltado la importancia de incorporar análisis financieros detallados en la evaluación de proyectos fotovoltaicos. Indicadores como el **Valor Actual Neto (VAN)** y la **Tasa Interna de Retorno (TIR)** se han convertido en herramientas esenciales para determinar la viabilidad económica de estos proyectos. Estudios recientes han aplicado metodologías como la simulación de Monte Carlo para evaluar la rentabilidad de instalaciones solares, considerando incertidumbres en la generación de energía y variaciones en los costes. [9]

Además, la estructura de financiación juega un papel crucial en la rentabilidad de los proyectos fotovoltaicos. La utilización de modelos como el **Project Finance** permite una gestión más eficiente de los riesgos y puede maximizar el rendimiento financiero. Un análisis económico-financiero de un parque fotovoltaico en España destacó que esta estructura de financiación es clave para optimizar la gestión de riesgos y mejorar la rentabilidad esperada del proyecto. [2]

La integración de modelos iterativos en el análisis técnico-económico también ha ganado relevancia. Estos modelos permiten evaluar múltiples configuraciones de diseño y condiciones de mercado, facilitando la identificación de escenarios óptimos que maximizan la rentabilidad. Por ejemplo, un estudio que aplicó optimización bayesiana para minimizar el **Coste Nivelado de Energía (LCOE)** en arreglos de paneles bifaciales demostró que configuraciones no convencionales pueden reducir significativamente el LCOE, desafiando las prácticas de diseño establecidas.[4]

En contraste con estudios previos que abordaban por separado los aspectos técnicos y financieros, este Trabajo de Fin de Grado propone una **síntesis metodológica** que vincula estrechamente las decisiones de diseño técnico con los resultados económicos. Al emplear un enfoque iterativo, se analizan diversas combinaciones de variables técnicas (como el **pitch** o distancia entre filas de paneles, la orientación y el factor de sobredimensionamiento AC/DC) y económicas (incluyendo **CAPEX**, **OPEX**, precio de venta de electricidad, **VAN**, **TIR**, **ROE** y **LCOE**). Este enfoque permite comprender las **relaciones de sensibilidad** entre las decisiones de diseño y sus implicaciones financieras, proporcionando una herramienta valiosa para la toma de decisiones estratégicas en inversiones sostenibles dentro del sector energético.

En resumen, mientras que la literatura previa tendía a separar los análisis técnicos de los financieros, este proyecto integra ambos aspectos, ofreciendo una perspectiva más completa y aplicable al análisis de inversiones en energía solar fotovoltaica. Esta integración es especialmente relevante para las personas interesadas en la inversión sostenible, la estrategia energética y la transición hacia fuentes de energía renovables.

5.3 METODOLOGÍA

La metodología de cálculo empleada, la cual se detalla en los capítulos siguientes de este documento, sigue la estructura establecida en el diagrama de bloques que se presenta a continuación.

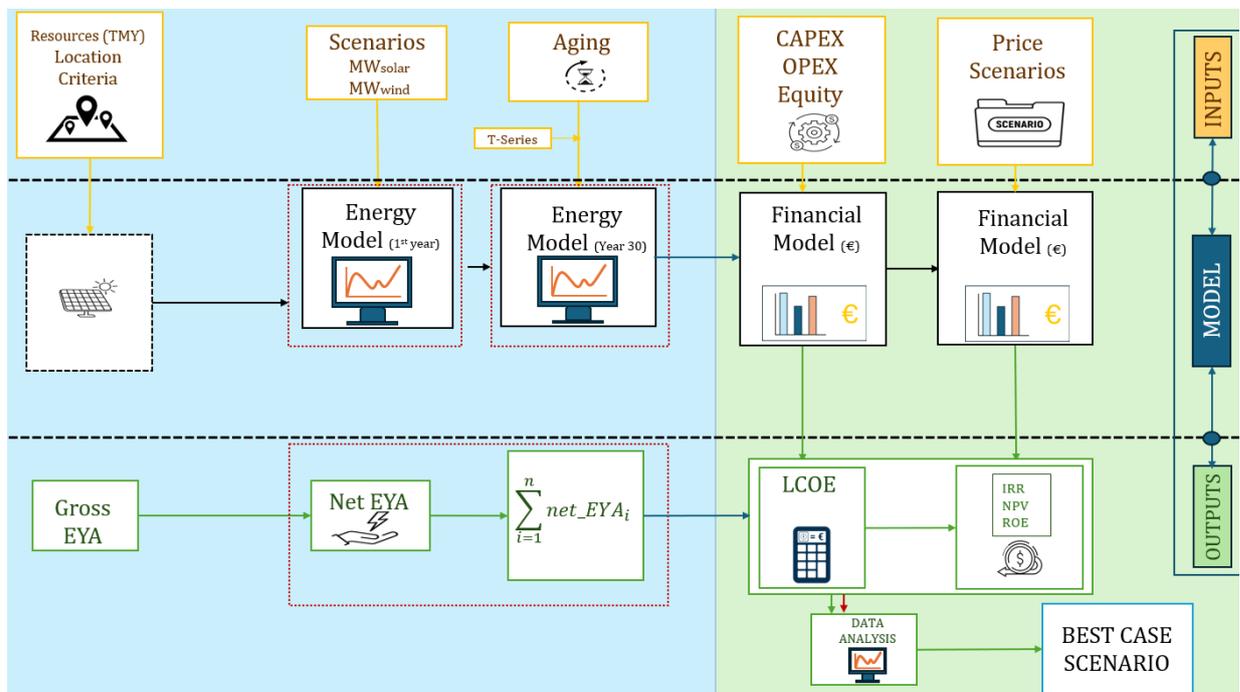


Figura 1 METODOLOGIA DE CALCULO-DIAGRAMA DE BLOQUE

Es fundamental señalar que la metodología de cálculo adoptada se caracteriza por su enfoque iterativo. Este enfoque consiste en la evaluación masiva de diferentes opciones, lo que permite llevar a cabo un análisis global de los resultados. A través de este análisis, se pueden identificar patrones de comportamiento, lo que facilita la toma de decisiones

en la etapa de diseño conceptual. Además, este método permite la exploración de opciones adicionales con el objetivo de encontrar el escenario técnico-económico más ventajoso.

El procedimiento seguido se sustenta, en primer lugar, en un análisis energético (destacado en azul), sobre el cual se realiza posteriormente un análisis económico (destacado en verde). Estos análisis se desarrollan a través de una serie de pasos estructurados.

a) Cálculos energéticos:

- Identificación de la localización y el recurso primario
- Para todos los escenarios de interacción
 - o Escalado de la potencia DC para cada una de las iteraciones por medio de una escalabilidad del pitch
 - o Estimación de la generación de energía neta disponible
 - o Implementación de los valores de degradación de la instalación fotovoltaica en el largo plazo

b) Cálculos financieros:

- Estimación de ratios de CAPEX y OPEX para la instalación fotovoltaica
- Estimación de escenarios de precio de venta de la energía generada
 - o Análisis de LCoE
 - o Cálculo de ratios financieros de rentabilidad

5.4 SIGNIFICATIVIDAD

El presente trabajo no solo tiene relevancia académica como ejercicio de análisis técnico-financiero, sino que también ofrece un alto grado de aplicabilidad práctica para el sector energético y el ámbito empresarial. Su valor radica en aportar una metodología replicable que permite evaluar inversiones en instalaciones fotovoltaicas con una lógica empresarial fundamentada en datos, simulaciones y criterios de rentabilidad, eficiencia y riesgo.

1. Impacto en la toma de decisiones empresariales

Desde el punto de vista financiero, este TFG pone de relieve la importancia de contar con herramientas integradas que ayuden a los responsables de inversión, planificación

estratégica o desarrollo de negocio a tomar decisiones informadas. La metodología desarrollada:

- Permite **evaluar la rentabilidad de una planta fotovoltaica bajo múltiples escenarios**, anticipando riesgos asociados a la variabilidad de precios, costes o rendimiento.
- Facilita la **optimización del diseño técnico** no solo por criterios de producción, sino por su efecto en métricas de rentabilidad financiera.
- Ofrece un **modelo adaptable** a distintos tamaños de proyecto, mercados energéticos o contextos geográficos, convirtiéndose en una base sólida para estudios de viabilidad o *due diligence* empresarial.

2. Contribución al desarrollo de proyectos sostenibles

La energía solar fotovoltaica se ha consolidado como uno de los pilares de la transición energética. Sin embargo, para lograr su expansión a gran escala, es indispensable demostrar que estos proyectos son **sólidos económicamente y financieramente sostenibles**. En este sentido, el presente trabajo:

- Aporta un enfoque riguroso que **vincula sostenibilidad ambiental con rentabilidad económica**, un binomio esencial para canalizar inversión privada hacia proyectos renovables.
- Promueve una visión de la energía como **activo estratégico**, integrando criterios ESG (Environmental, Social and Governance) en el análisis del negocio.
- Sirve como **referencia para entidades financieras, fondos de inversión o instituciones públicas** que requieran herramientas de evaluación objetiva y comparativa para la financiación de proyectos renovables.

3. Potencial de escalabilidad y transferencia

El enfoque técnico-económico utilizado en este TFG no se limita a una única planta de 50 MW. Su estructura puede ser fácilmente replicada para analizar otras tecnologías (como la solar híbrida, con baterías o hidrógeno), otros marcos regulatorios o incluso para simular portafolios completos de instalaciones. Esto lo convierte en una herramienta con **potencial de escalabilidad**, útil tanto para pequeñas startups del sector como para grandes Utilities.

4. Conexión con tendencias actuales

Por último, este trabajo se alinea con las tendencias más relevantes del contexto empresarial y energético actual:

- La creciente exigencia de **modelos financieros sólidos** en proyectos sostenibles.
- La necesidad de **criterios objetivos de rentabilidad** para acceder a financiación verde.
- La importancia de construir modelos que integren **riesgo, retorno y sostenibilidad** en un mismo marco analítico.

6. OBJETIVOS

El presente Trabajo de Fin de Grado tiene como propósito central analizar la viabilidad económico-financiera de una instalación solar fotovoltaica conectada a red, integrando variables técnicas del diseño con herramientas de evaluación financiera, en un contexto de transición energética y creciente exigencia de rentabilidad en inversiones sostenibles.

Objetivo General

Evaluar la rentabilidad de una planta fotovoltaica de 50 MW mediante un modelo técnico-económico iterativo que permita identificar la configuración óptima desde el punto de vista financiero, integrando los parámetros técnicos de diseño con indicadores clave de decisión empresarial.

Objetivos Específicos

1. **Modelar el comportamiento energético** de distintas configuraciones de la planta solar (variando pitch, ratio AC/DC y potencia instalada), a través de simulaciones realizadas con software especializado.
2. **Desarrollar un modelo financiero propio** que permita calcular indicadores fundamentales para la toma de decisiones de inversión, tales como el Valor Actual Neto (VAN), la Tasa Interna de Retorno (TIR), el Retorno sobre el Patrimonio (ROE) y el Coste Nivelado de Energía (LCOE).

3. **Integrar los resultados energéticos con las proyecciones económicas,** estableciendo vínculos cuantitativos entre variables técnicas y su impacto en la rentabilidad del proyecto.
4. **Realizar un análisis de sensibilidad,** con el fin de evaluar cómo las variaciones en los parámetros clave (CAPEX, precio de la electricidad, tasa de descuento) afectan la viabilidad financiera y los márgenes de beneficio del proyecto.
5. **Identificar la configuración óptima de la planta** que maximice la rentabilidad esperada y minimice el riesgo económico, ofreciendo así una guía práctica para futuras inversiones en proyectos similares.
6. **Proporcionar una herramienta replicable y útil** para empresas, inversores o instituciones interesadas en desarrollar proyectos solares económicamente sostenibles, basada en criterios técnicos reales y un enfoque financiero riguroso.

7. SOFTWARE Y HERRAMIENTAS EMPLEADAS

7.1 PVSYST

PVSYST es una de las herramientas de software más ampliamente utilizadas en la industria de la energía solar fotovoltaica para el diseño, simulación y análisis de sistemas solares. Desarrollado por el Dr. André Mermoud en la Universidad de Ginebra [8] PVSYST ha evolucionado desde sus primeras versiones hasta convertirse en un estándar en la planificación y evaluación de proyectos fotovoltaicos, gracias a su capacidad para ofrecer simulaciones precisas y detalladas que abarcan tanto aspectos técnicos como financieros.

Funcionalidades Principales de PVSYST

PVSYST permite a los usuarios modelar sistemas fotovoltaicos completos, desde instalaciones residenciales pequeñas hasta plantas solares a gran escala. El software es capaz de simular todos los componentes clave del sistema, incluyendo módulos fotovoltaicos, inversores, sistemas de montaje, baterías y transformadores. Uno de los aspectos más destacables de PVSYST es su capacidad para realizar cálculos detallados de la producción energética de un sistema en función de diferentes parámetros y condiciones ambientales, lo que incluye la radiación solar disponible, la temperatura ambiente, la inclinación y orientación de los paneles, y las características del sitio de instalación.

Además, PVSYST permite realizar análisis de sobredimensionamiento del campo solar, evaluación de pérdidas debido al sombreado, mismatching entre módulos, y efectos térmicos. Esto es especialmente útil para optimizar el diseño del sistema y asegurar que se maximice la producción de energía bajo las condiciones específicas de cada proyecto.

Proceso de Simulación en PVSYST

El proceso de simulación en PVSYST comienza con la introducción de datos específicos del sitio, como la ubicación geográfica, los datos meteorológicos (incluyendo los de un

TMY), y las características del terreno. El software incluye una extensa base de datos de ubicaciones y condiciones meteorológicas a nivel global, lo que permite a los usuarios seleccionar fácilmente los datos climáticos más representativos para su proyecto.

Una vez definidos los datos de entrada, el usuario puede diseñar el sistema fotovoltaico seleccionando los módulos e inversores más apropiados de la extensa base de datos de componentes de PVSYST, o introduciendo sus propios modelos si es necesario. PVSYST permite ajustar una amplia gama de parámetros de diseño, como la inclinación de los módulos, la configuración en serie y paralelo, y la distancia entre filas de paneles (pitch), lo que es crucial para minimizar las sombras y maximizar la captación de energía.

Después de configurar el sistema, PVSYST realiza una simulación horaria del rendimiento del sistema durante un año típico, basado en los datos meteorológicos proporcionados. Esta simulación produce una serie de resultados clave, como la energía generada, las pérdidas en el sistema (por ejemplo, por sombra, temperatura, y pérdidas eléctricas), y el rendimiento global del sistema. Además, PVSYST puede generar un informe detallado que incluye gráficos y tablas que resumen el comportamiento del sistema, lo que facilita la evaluación del diseño y la toma de decisiones.

7.2 HERRAMIENTA FINANCIERA

Los cálculos financieros realizados se han basado en la repetición iterativa de un modelo financiero de desarrollo propio para todos los escenarios energéticos calculados

El modelo financiero utilizado sigue la filosofía de cálculo siguiente:

1. Lectura de los inputs energéticos con degradación de producción de electricidad a largo plazo
2. Estimación de inputs financieros:
 - a. Estimación de CAPEX. Este parámetro se desglosa en el siguiente concepto:
 - i. CAPEX de generación fotovoltaica
 - b. Estimación de OPEX. Este parámetro se desglosa en el siguiente concepto:
 - i. OPEX generación fotovoltaica

- c. Estimación de precios de sustitución de elementos
- d. Estimaciones de variables financieras
 - i. Estructuración De La Deuda
 - ii. Esquema de impuestos
- 3. Cálculo de los costes de producción de electricidad
 - a. LCoE
- 4. Estimación de precios de venta de electricidad
- 5. Cálculo de cuadro de amortización de la deuda
- 6. Cálculo de amortizaciones de activos
- 7. Estimación de flujos de caja e impuestos
- 8. Estimación de variables de rentabilidad de proyecto
 - a. IRR
 - b. ROE
 - c. NPV
 - d. EBITDA

A continuación, se da la justificación de cada uno de los inputs utilizados en el modelo.

Es importante mencionar que el modelo financiero se ha calculado para varios escenarios de CAPEX y OPEX al igual que para varios escenarios de venta de energía.

8. METODOLOGÍA

8.1 INPUTS ENERGÉTICOS

Se utilizan como inputs energéticos para el modelo financiero:

	Variable	Unidades
1	Potencia AC	[kW AC a 30°]
2	Numero de strings	[-]
3	Potencia DC: PV Peak Power Iterated	[Wp]
4	Pitch	[m]
5	Energía Neta	[MWh/año]
6	Factor de envejecimiento de la planta fotovoltaica	[%/año]
7	Vida Útil de la instalación.	[años]

Tabla 1 INPUTS ENERGÉTICOS

8.2 INPUTS FINANCIEROS

A continuación, se desglosan los inputs financieros del modelo económico de elaboración propia.

8.2.1 ESTIMACIONES DE CAPEX Y OPEX:

La herramienta financiera itera tres posibles parejas de CAPEX y OPEX de la instalación fotovoltaica para cada uno de los escenarios energéticos, las cuales se resumen en la siguiente tabla:

Escenario	CAPEX [€/Wp]	OPEX [€/MWp]
Optimista	0.48	7700
Probable	0.515	8000
Pesimista	0.54	8300

Tabla 2 INPUTS ENERGÉTICOS

8.2.2 ESTIMACIONES y SUPOSICIONES ESTRUCTURA FINANCIERA

Financial Structure		Units
Equity		
% LT Debt		65% %
Debt term (years)		15 years
Interest Rate	https://www.bde.es/f/webbe/GAF	2.64% %
Interest During Construction		
% of Capex subject to VAT		0.00% %
VAT rate		21.00% %
Reserve Accounts		
Inflation	https://datosmacro.expansion.com	4.00% %
Payment OPEX period (months)		6 months
DSRA term (months)		6 months
Cash Flows		
Corporation tax		25.00% %
Discount Rate		6.00% %

Tabla 3 INPUTS ENERGÉTICOS

Se asume la siguiente estructura financiera del proyecto:

- Proyecto financiado:
 - o 65% deuda a largo plazo con entidad bancaria
 - o 35% patrimonio propio de la empresa contratadora.
- Deuda:
 - o Tiempo de préstamo: 15 años
 - o Tasa de interés: 2,64%

La tasa de interés se fija en dicho valor siguiendo las directrices del banco de España en tipos de interés aplicados por las entidades de crédito a las sociedades en proyectos de similares características industriales:

El pago de los principales se calcula bianualmente asumiendo: [1]

- Inflación: 4%

La inflación se fija en un 4% como el valor proporcionado por el Euribor en marzo de 2024. También es de importancia mencionar que no se somete el CAPEX del proyecto a VAT (Value Added Tax) para la simplificación de los cálculos.

Se establece una cuenta de reserva del servicio de la deuda (DSRA) como una cuenta de efectivo de retención de dinero para el pago del principal. Dicha cuenta sigue el mismo termino temporal que el pago.

Se fija un impuesto de corporación siguiendo el valor de dicho impuesto en España

- 25%

Por último, se fija una tasa de descuento con el objetivo de no buscar valores mínimos de rentabilidad cubriendo solo la inflación, si no aportar también cierto margen de seguridad:

- Tasa de descuento: 6%

8.2.3 ESTIMACION DE PRECIOS DE VENTA DE ELECTRICIDAD

Aparte de iterar parejas de CAPEX y OPEX de la instalación fotovoltaica, la herramienta financiera también itera el precio de venta de la electricidad para los siguientes valores:

- 20 [€/MWh]
- 25 [€/MWh]
- 30 [€/MWh]

Justificación de los precios de venta a simular: [7]

El precio final medio de la demanda nacional del sistema eléctrico español para el año 2023 fue de 100,20 €/MWh. Sin embargo, asumir que el beneficio que tiene el cliente por su planta fotovoltaica es su producción total por el precio medio anual en España es una sobre simplificación. Para llegar a los tres valores de iteración se ha seguido la lógica desarrollada en el siguiente entregable al que se puede referenciar:

- 201602394-TFG-CAL-JUSTIFICACION PRECIOS ITERATIVOS

El primer paso consiste en bajarse los datos de OMIE en base horaria con el objetivo de calcular los precios marginales medios de la hora i para el mes j . Los datos referenciados corresponden al año móvil de los últimos dos semestres para obtener la máxima precisión:

horas	2023						2024					
	Julio	Agosto	Septiembre	Octubre	Noviembre	Diciembre	Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio
	7	8	9	10	11	12	1	2	3	4	5	6
1	108.18	111.98	114.58	93.23	56.78	69.76	67.83	39.46	21.80	17.36	48.42	59.13
2	100.78	105.64	107.76	86.15	51.73	63.83	63.21	35.31	17.53	13.61	44.02	54.21
3	95.47	99.03	103.32	82.75	48.44	59.38	60.06	32.73	15.58	12.74	40.28	53.01
4	94.37	97.28	100.84	80.11	47.02	55.96	57.57	31.65	14.97	12.86	39.32	51.28
5	93.16	95.26	99.24	78.43	46.53	53.94	55.85	30.84	14.19	12.38	38.63	51.57
6	96.05	98.81	99.81	79.75	50.57	56.59	57.93	33.01	16.15	13.48	40.24	53.11
7	103.63	107.38	109.64	91.08	59.81	62.81	65.12	37.51	22.20	16.60	44.34	57.99
8	107.91	111.28	119.39	104.57	74.25	73.30	77.62	45.35	34.38	29.48	51.49	64.08
9	102.28	108.83	121.62	111.18	79.28	81.02	88.14	50.66	30.92	24.31	41.09	53.37
10	89.90	95.35	111.32	102.21	66.00	77.72	84.51	43.54	15.02	10.33	25.76	42.67
11	79.50	82.20	93.43	86.03	56.42	68.17	74.16	37.03	9.52	5.49	15.31	31.73
12	72.23	75.92	83.14	74.73	51.20	62.30	66.53	33.14	6.38	4.51	9.60	22.55
13	70.52	74.21	78.03	70.00	50.03	59.64	63.05	30.75	5.76	3.87	8.36	20.72
14	66.63	73.40	75.73	68.05	48.49	58.20	61.05	28.98	5.02	3.14	6.12	18.75
15	62.97	70.67	71.83	65.77	46.79	58.09	61.55	28.39	4.54	2.68	5.08	16.74
16	61.48	67.89	71.08	63.71	49.10	59.83	62.97	28.55	4.60	2.58	3.88	15.11
17	62.36	69.42	76.69	69.56	61.72	69.96	70.18	31.33	6.36	2.37	3.79	15.14
18	67.06	77.29	86.72	83.23	79.02	87.01	84.34	38.12	11.27	2.92	6.39	18.41
19	74.58	86.84	106.57	102.06	92.12	96.13	95.27	49.05	22.43	5.17	12.06	26.23
20	93.17	107.08	126.40	117.74	94.52	100.54	101.75	59.14	47.24	10.91	25.94	39.59
21	112.01	122.73	139.75	129.06	92.17	101.23	105.82	68.04	55.97	26.81	44.22	58.52
22	120.71	128.66	138.40	118.95	82.79	93.71	93.64	58.00	45.21	41.50	63.94	77.61
23	121.65	122.64	126.09	107.37	73.13	85.78	84.68	47.89	34.46	31.11	59.87	76.78
24	114.65	115.32	118.80	97.05	64.78	77.28	75.55	41.50	25.18	21.86	51.43	66.17

Tabla 4 PRECIO MARGINAL MEDIO HORARIO DE CADA MES

A partir de estos cálculos se ponderan las horas de producción solar:

horas	2023						2024					
	Julio	Agosto	Septiembre	Octubre	Noviembre	Diciembre	Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio
	7	8	9	10	11	12	1	2	3	4	5	6
1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
3	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
4	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
5	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
6	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
7	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
8	1.08	1.11	1.19	1.05	0.74	0.73	0.78	0.45	0.34	0.29	0.51	0.64
9	1.53	1.63	1.82	1.67	1.19	1.22	1.32	0.76	0.46	0.36	0.62	0.80
10	2.70	2.86	3.34	3.07	1.98	2.33	2.54	1.31	0.45	0.31	0.77	1.28
11	3.97	4.11	4.67	4.30	2.82	3.41	3.71	1.85	0.48	0.27	0.77	1.59
12	7.22	7.59	8.31	7.47	5.12	6.23	6.65	3.31	0.64	0.45	0.96	2.26
13	7.05	7.42	7.80	7.00	5.00	5.96	6.30	3.08	0.58	0.39	0.84	2.07
14	13.33	14.68	15.15	13.61	9.70	11.64	12.21	5.80	1.00	0.63	1.22	3.75
15	12.59	14.13	14.37	13.15	9.36	11.62	12.31	5.68	0.91	0.54	1.02	3.35
16	6.15	6.79	7.11	6.37	4.91	5.98	6.30	2.85	0.46	0.26	0.39	1.51
17	6.24	6.94	7.67	6.96	6.17	7.00	7.02	3.13	0.64	0.24	0.38	1.51
18	3.35	3.86	4.34	4.16	3.95	4.35	4.22	1.91	0.56	0.15	0.32	0.92
19	2.24	2.61	3.20	3.06	2.76	2.88	2.86	1.47	0.67	0.16	0.36	0.79
20	1.40	1.61	1.90	1.77	1.42	1.51	1.53	0.89	0.71	0.16	0.39	0.59
21	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
22	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
23	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
24	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
SUMA	68.85	75.35	80.86	73.64	55.13	64.86	67.74	32.49	7.90	4.21	8.54	21.06
MEDIA	46.72											

Tabla 5 PRECIO HORARIO PONDERADO POR VOLUMEN DE GENERACION SOLAR

Como se puede observar, la media sale a:

- 46.72 €/MWh

Sin embargo, se detecta que la tendencia temporal es decreciente y que para cuando el proyecto este operativo la media anual del precio marginal total de las horas será más baja que la calculada en dicho estudio. Como consecuencia, se aplica una aproximación de caída de precios del 40%. La media de precio horario ponderado por volumen de generación solar pasaría a ser:

- 25 €/MWh

Consecuente con el conocimiento de que dicho valor es una aproximación, se decide iterar los valores de ± 5 €/MWh resultando en los tres valores elegidos de:

- 20 [€/MWh]
- 25 [€/MWh]
- 30 [€/MWh]

8.3 CALCULO DE COSTES DE PRODUCCIÓN

Para el cálculo de los costes de producción se utiliza el LCOE (Levelized Cost of Electricity por sus siglas en ingles).

El LCOE de una instalación fotovoltaica es una métrica que representa el coste promedio de producir una unidad de energía eléctrica (€/MWh) a lo largo de la vida útil de la instalación. Se calcula considerando todos los costes involucrados en la construcción, operación y mantenimiento de la instalación, incluyendo CAPEX (gastos de capital), OPEX (gastos operativos), y el coste de financiación.

La fórmula utilizada en dicho proyecto es la siguiente [10]:

$$LCOE = \frac{I_0 + \sum_{t=1}^n \frac{A_t}{(1+i)^t}}{\sum_{t=1}^n \frac{M_{t,el}}{(1+i)^t}}$$

Donde:

- LCOE: Levelized Cost of Electricity
- A_t : Coste anual en € por año
- i : Tasa de interés en %
- $M_{t,el}$: Energía total en kWh anual
- n : Vida útil económica del proyecto
- t : Año analizado de la vida útil de la instalación

Este valor permite comparar la rentabilidad y la viabilidad económica de diferentes proyectos de generación de energía, facilitando la toma de decisiones sobre inversiones en energía renovable. Un LCOE más bajo indica una mayor eficiencia económica en la producción de energía.

8.4 CALCULO DE FLUJOS DE CAJA

8.4.1 INGRESOS Y FLUJOS DE CAJA

Con el objetivo de poder calcular los flujos de caja de tanto el proyecto como del capital aportado se estructuran los ingresos de la siguiente manera. Se utilizará un ejemplo de un caso concreto para explicar el funcionamiento:

Yr	Energía NETA (MWh)	Gross Revenues [€]	Sales Price of Energy [€]	Levelized Sales Price of Energy [€]	VAT Base [€]	Opex	Levelized OPEX [€]	Ebitda	% of Revenues
0									
1	138,800	2,776,000	20.00	20.00	2,776,000	-654,584	-654,584	2,121,416	76%
2	138,555	2,881,936	20.80	20.00	2,881,936	-680,767	-642,233	2,201,169	76%
3	138,310	2,991,915	21.63	20.00	2,991,915	-707,998	-630,115	2,283,917	76%
4	138,065	3,106,090	22.50	20.00	3,106,090	-736,318	-618,226	2,369,773	76%
5	137,821	3,224,623	23.40	20.00	3,224,623	-765,770	-606,562	2,458,852	76%
6	137,577	3,347,679	24.33	20.00	3,347,679	-796,401	-595,117	2,551,278	76%
7	137,334	3,475,431	25.31	20.00	3,475,431	-828,257	-583,889	2,647,174	76%
8	137,091	3,608,058	26.32	20.00	3,608,058	-861,387	-572,872	2,746,671	76%
9	136,849	3,745,746	27.37	20.00	3,745,746	-895,843	-562,063	2,849,903	76%
10	136,607	3,888,689	28.47	20.00	3,888,689	-931,677	-551,458	2,957,013	76%
11	136,366	4,037,087	29.60	20.00	4,037,087	-968,944	-541,053	3,068,143	76%
12	136,124	4,191,148	30.79	20.00	4,191,148	-1,007,701	-530,845	3,183,446	76%
13	135,884	4,351,088	32.02	20.00	4,351,088	-1,048,010	-520,829	3,303,078	76%
14	135,644	4,517,131	33.30	20.00	4,517,131	-1,089,930	-511,002	3,427,201	76%
15	135,404	4,689,511	34.63	20.00	4,689,511	-1,133,527	-501,360	3,555,984	76%
16	135,164	4,868,469	36.02	20.00	4,868,469	-1,178,868	-491,900	3,689,601	76%
17	134,925	5,054,257	37.46	20.00	5,054,257	-1,226,023	-482,619	3,828,234	76%
18	134,687	5,247,134	38.96	20.00	5,247,134	-1,275,064	-473,513	3,972,070	76%
19	134,449	5,447,372	40.52	20.00	5,447,372	-1,326,066	-464,579	4,121,305	76%
20	134,211	5,655,251	42.14	20.00	5,655,251	-1,379,109	-455,813	4,276,142	76%
21	133,974	5,871,063	43.82	20.00	5,871,063	-1,434,273	-447,213	4,436,790	76%
22	133,737	6,095,111	45.58	20.00	6,095,111	-1,491,644	-438,775	4,603,466	76%
23	133,501	6,327,709	47.40	20.00	6,327,709	-1,551,310	-430,496	4,776,398	75%
24	133,265	6,569,183	49.29	20.00	6,569,183	-1,613,362	-422,374	4,955,820	75%
25	133,029	6,819,872	51.27	20.00	6,819,872	-1,677,897	-414,405	5,141,975	75%

Tabla 6 INGRESOS Y FLUJOS DE CAJA

- Energía Neta: La energía neta del modelo energético para cada escenario es representativa de la energía producida por la instalación en el año 1. Para el cálculo en años posteriores se le aplica la degradación de la planta fotovoltaica (Input del modelo financiero).
- Precio de Venta [€/MWh]: El precio de venta de la energía es una de las variables iteradas para dicho proyecto sin embargo es importante puntualizar que se le aplica la inflación anual en el cálculo de ingresos brutos.
- Como se menciona previamente, no se le aplicaran impuestos VAT por lo que el valor de ingresos no se ve afectado
- El OPEX es calculado siguiendo la siguiente formula:

$$OPEX = (OPEX_{anual}) \cdot (1 + OPEX \text{ inflation})^{t-1}$$

Donde:

- OPEX anual: Coste de operación anual
- OPEX Inflation: Inflación que sufre el OPEX anual
- T: Año de vida de la instalación

Con el objetivo de nivelar el valor se le aplica la tasa de descuento para el posterior cálculo de LCOE.

Con dichos cálculos somos capaces de calcularnos el beneficio antes de intereses, impuestos, depreciaciones y amortizaciones (EBITDA).

7.4.2 CUADRO DE AMORTIZACIÓN FINANCIERA

De acuerdo con los inputs financieros y la estructuración de la deuda expuestos en los capítulos anteriores, se implementa un sistema de amortización basado en el esquema francés. Este sistema se caracteriza por la amortización mediante cuotas constantes, las cuales se determinan por tres factores fundamentales:

- Capital total financiado
- Tipo de interés (fijo, variable o mixto)
- Duración del préstamo.

El cálculo de las cuotas se realiza utilizando la siguiente fórmula matemática, propia del sistema de amortización francés:

$$C = \frac{V}{\frac{(1 - (\frac{1}{1+i})^n)}{i}}$$

Donde:

- C: Cuota de pago
- V: Valor total del préstamo bancario
- N: Número total de cuotas

- I: Tipo de interés efectivo

Aunque la vida útil del proyecto sea mayor que la duración del préstamo, el principal debe ser cero al finalizar los años del capital financiado. Estos cuadros de amortización se realizan para todas las iteraciones de CAPEX, OPEX y precio de venta de todos los escenarios energéticos.

Siguiendo la dinámica de los ‘Ingresos y Flujos de Caja’ la siguiente figura muestra un ejemplo ilustrativo de una de las iteraciones:

<i>LT_Debt</i>				
Yr	Debt Service	Interest	AmortCorporation_taxation	Principal o/s
0	-1,248,449	-1,248,449		29,502,671
1	-2,407,435	-778,871	-1,628,564	27,874,107
2	-2,407,435	-735,876	-1,671,558	26,202,549
3	-2,407,435	-691,747	-1,715,687	24,486,862
4	-2,407,435	-646,453	-1,760,981	22,725,880
5	-2,407,435	-599,963	-1,807,471	20,918,409
6	-2,407,435	-552,246	-1,855,189	19,063,220
7	-2,407,435	-503,269	-1,904,166	17,159,055
8	-2,407,435	-452,999	-1,954,435	15,204,619
9	-2,407,435	-401,402	-2,006,033	13,198,587
10	-2,407,435	-348,443	-2,058,992	11,139,595
11	-2,407,435	-294,085	-2,113,349	9,026,246
12	-2,407,435	-238,293	-2,169,142	6,857,104
13	-2,407,435	-181,028	-2,226,407	4,630,697
14	-2,407,435	-122,250	-2,285,184	2,345,513
15	-2,407,435	-61,922	-2,345,513	0
16	0	-0	0	0
17	0	-0	0	0
18	0	-0	0	0
19	0	-0	0	0
20	0	-0	0	0
21	0	-0	0	0
22	0	-0	0	0
23	0	-0	0	0
24	0	-0	0	0
25	0	-0	0	0

Tabla 7 DEUDA A LARGO PLAZO

Como se puede observar, el cuadro de amortización de la deuda a largo plazo funciona de la siguiente manera:

$$\text{Principal} = \text{Servicio de deuda} - \text{Intereses}$$

Donde:

- Principal: Cantidad total restante de deuda
- Servicio de deuda (anual): Cantidad a pagar anualmente a la entidad bancaria
- Intereses: Valor del servicio de deuda representativo de los intereses del préstamo
- AmortCorporation_Taxation: Valor del principal pagado anualmente sin contar los intereses.

Por último, mencionar que los intereses y la duración del préstamo son inputs del modelo financiero por lo que, si el cliente deseara, podrían ajustarse ante cambios en la deuda a largo plazo.

7.4.5 CUADRO DE AMORTIZACIÓN FLUJOS DE CAJA

Con el objetivo de representar las depreciaciones que sufren los activos del proyecto, se calcula la depreciación del valor que experimentan a lo largo de la vida útil del proyecto. Esto consigue que la depreciación se calcule de forma progresiva para que, al finalizar el último año, los activos tengan valor cero.

Se muestra un ejemplo ilustrativo del mismo escenario iterado en los dos subcapítulos anteriores en la siguiente figura para explicar su funcionamiento:

Depreciation	Profit Before Tax (PBT)	Σ PBT	Tax	Net Cash Flow
	-1,248,449	-1,248,449	0	-1,248,449
-1,703,495	-360,949	-1,609,398	0	-286,018
-1,703,495	-238,202	-1,847,600	0	-206,266
-1,703,495	-111,325	-1,958,925	0	-123,518
-1,703,495	19,825	-1,939,101	0	-37,662
-1,703,495	155,394	-1,783,706	0	51,418
-1,703,495	295,537	-1,488,169	0	143,843
-1,703,495	440,410	-1,047,759	0	239,739
-1,703,495	590,177	-457,583	0	339,236
-1,703,495	745,007	287,424	-71,856	370,613
-1,703,495	905,075	1,192,499	-226,269	323,309
-1,703,495	1,070,563	2,263,062	-267,641	393,068
-1,703,495	1,241,659	3,504,721	-310,415	465,597
-1,703,495	1,418,556	4,923,277	-354,639	541,005
-1,703,495	1,601,456	6,524,733	-400,364	619,403
-1,703,495	1,790,568	8,315,300	-447,642	700,907
-1,703,495	1,986,106	10,301,406	-496,527	3,193,074
-1,703,495	2,124,739	12,426,145	-531,185	3,297,049
-1,703,495	2,268,575	14,694,720	-567,144	3,404,926
-1,703,495	2,417,811	17,112,531	-604,453	3,516,853
-1,703,495	2,572,647	19,685,178	-643,162	3,632,980
-1,703,495	2,733,295	22,418,473	-683,324	3,753,466
-1,703,495	2,899,972	25,318,445	-724,993	3,878,474
-1,703,495	3,072,904	28,391,348	-768,226	4,008,173
-1,703,495	3,252,325	31,643,674	-813,081	4,142,739
-1,703,495	3,438,480	35,082,153	-859,620	4,282,355

Tabla 8 AMORTIZACION FLUJO DE CAJA

La depreciación se calcula de forma lineal utilizando la siguiente formula, de tal manera que la suma total de la depreciación de todos los años sea el coste de la planta:

$$\text{Depreciacion anual} = \frac{\text{Coste de la planta FV}}{\text{Vida Util Instalación}}$$

Con la depreciación ya calculada se procede a calcular los beneficios antes de impuestos para a posterior aplicarle los impuestos (en caso de que el valor sea positivo) y aterrizar en el flujo de caja neta anual.

7.4.6 FLUJOS DE CAJA DEL PROYECTO Y DEL CAPITAL APORTADO

El flujo de caja neto es una medida financiera que refleja la cantidad de efectivo que una empresa o proyecto genera o consume durante un período de tiempo específico, después de contabilizar todos los ingresos y gastos. Esta métrica se puede calcular tanto para el proyecto en su totalidad como para el capital propio, y con la finalidad de poder analizar exhaustivamente cada iteración de los escenarios financieros se calculan los dos

- a) Flujo de Caja Neto (SPV Equity): El flujo de caja neto del proyecto entero representa el efectivo neto generado o consumido por todo el proyecto
- b) Flujo de Caja Neto para el capital propio (Project): El flujo de caja neto para el capital propio, también conocido como flujo de caja de equity o flujo de caja disponible para los accionistas, es el efectivo neto que queda después de cubrir todos los gastos y obligaciones del proyecto, incluyendo el servicio de la deuda. Representa el retorno de efectivo disponible para los inversores propietarios del capital, después de haber pagado todas las deudas y obligaciones financieras del proyecto.

La siguiente figura muestra un ejemplo para la misma iteración de los subapartados anteriores:

	Net Cash Flow	Project	SPV Equity	DSCR
Yr	-1,248,449	-45,388,725	-15,886,054	
1	-286,018	2,121,416	-286,018	88%
2	-206,266	2,201,169	-206,266	91%
3	-123,518	2,283,917	-123,518	95%
4	-37,662	2,369,773	-37,662	98%
5	51,418	2,458,852	51,418	102%
6	143,843	2,551,278	143,843	106%
7	239,739	2,647,174	239,739	110%
8	339,236	2,746,671	339,236	114%
9	370,613	2,778,047	370,613	115%
10	323,309	2,730,744	323,309	113%
11	393,068	2,800,502	393,068	116%
12	465,597	2,873,032	465,597	119%
13	541,005	2,948,439	541,005	122%
14	619,403	3,026,837	619,403	126%
15	700,907	3,108,342	700,907	129%
16	3,193,074	3,193,074	4,745,980	na
17	3,297,049	3,297,049	3,297,049	na
18	3,404,926	3,404,926	3,404,926	na
19	3,516,853	3,516,853	3,516,853	na
20	3,632,980	3,632,980	3,632,980	na
21	3,753,466	3,753,466	3,753,466	na
22	3,878,474	3,878,474	3,878,474	na
23	4,008,173	4,008,173	4,008,173	na
24	4,142,739	4,142,739	4,142,739	na
25	4,282,355	4,282,355	4,282,355	na

Tabla 9 FLUJOS DE CAJA PROYECTO Y CAPITAL

- Project & SPV Equity: Como se puede observar, los valores de dichos flujos de caja no son equivalentes hasta que se finaliza el pago de la deuda a largo plazo.
- DSCR: El DSCR (Debt Service Coverage Ratio), o Índice de Cobertura del Servicio de la Deuda en español, es un indicador financiero que mide la capacidad de un proyecto o empresa para generar suficiente flujo de caja operativo para cubrir las obligaciones de deuda, es decir, el pago de intereses y el reembolso del principal.
 - o El DSCR se calcula dividiendo el flujo de caja operativo neto (después de gastos operativos, pero antes de gastos financieros e impuestos) entre el servicio de la deuda total (que incluye tanto los pagos de intereses como de principal) durante un período específico:

$$DSCR = \frac{\text{Flujo de Caja Operativo Neto}}{\text{Servicio de la deuda total}}$$

- Un DSCR de 1.0 indica que el flujo de caja operativo neto es justo suficiente para cubrir el servicio de la deuda, mientras que un DSCR superior a 1.0 sugiere que hay un excedente de flujo de caja después de cubrir las obligaciones de deuda, lo que se considera una señal de mayor solvencia y menor riesgo para los prestamistas. Un DSCR inferior a 1.0 indica que el flujo de caja no es suficiente para cubrir el servicio de la deuda, lo que podría indicar problemas financieros potenciales.

8.5 CALCULO DE VARIABLES: RENTABILIDAD

Las variables de rentabilidad analizadas en las iteraciones para la selección del escenario energético más rentable son las siguientes:

a) NPV (Net Present Value):

Definición: De acuerdo con los inputs financieros y la estructuración de la deuda expuestos en los capítulos anteriores, se implementa un sistema de amortización basado en el esquema francés. Este sistema se caracteriza por la amortización mediante cuotas constantes, las cuales se determinan por tres factores fundamentales:

Formulación:

$$NPV = \sum_{n=0}^N \frac{C_n}{(1+r)^n}$$

$$NPV = -C_0 + \frac{C_1}{(1+r)^1} + \frac{C_1}{(1+r)^2} + \dots + \frac{C_r}{(1+r)^T}$$

Donde:

- $-C_0$: Inversión Inicial
- C : Flujo de Caja
- R : Tasa de descuento
- T : Vida útil del proyecto

b) IRR(Tasa Interna de Retorno):

Definición: El IRR (Internal Rate of Return), o Tasa Interna de Retorno (TIR) en español, es un indicador financiero que representa la tasa de descuento que hace que el valor actual neto (NPV) de los flujos de caja futuros de una inversión sea igual a cero. En otras palabras, el IRR es la tasa de retorno que un proyecto o inversión genera sobre el capital invertido, considerando los flujos de caja esperados a lo largo del tiempo.

Formulación:

$$0 = NPV \sum_{t=1}^T \frac{C_t}{(1 + IRR)^t} - C_0$$

Donde:

- C_t : Flujo de caja neta durante el periodo t
- C_0 : Inversión inicial total
- IRR: Tasa de retorno interna
- T: Numero de periodos anuales

c) ROE (Return on Equity):

Definición: El ROE (Return on Equity), o Rentabilidad sobre el Patrimonio en español, es un indicador financiero que mide la rentabilidad que una empresa genera sobre los recursos propios invertidos por los accionistas. El ROE se calcula dividiendo el beneficio neto de la empresa entre el patrimonio neto, y se expresa como un porcentaje.

Formulación:

$$ROE = \frac{\text{Beneficio Neto del Proyecto}}{\text{Capital Propio Invertido}} \times 100$$

Donde:

- Beneficio Neto del Proyecto: Ganancia total que el proyecto genera después de deducir todos los gastos operativos, financieros, e impuestos asociados al proyecto.
- Capital Propio Invertido en el Proyecto: Es la cantidad total de dinero que los accionistas o inversores han aportado específicamente para financiar el proyecto

8.6 CÓDIGO

Para consultar el código realizado para generar la herramienta económica consulte el siguiente anexo:

- 201602394-COD-100-HERRAMIENTA FINANCIERA CODIGO

8.7 OUTPUTS

La siguiente tabla resume las variables que proporciona la herramienta financiera:

#	Variable	Unidades
1	Escenario Energético	[-]
2	PV Peak Power	[Wp]
3	Yield Production	[MW]
4	Electricity Sales Price	[€/MW]
5	CAPEX	[€/Wp]
6	OPEX	[€/MWp]
7	ACOE	[€/MWh]
8	LCOE Inflation	[€/MWh]
9	LCOE Discount Rate	[€/MWh]
10	Average EBITDA	[€/yr]
11	IRR Project	[%]
12	NPV Project	[€]
13	IRR-WACC	[%]

Tabla 10 OUTPUT VARIABLES MODELO FINANCIERO

9. ANALISIS RESULTADOS FINANCIEROS

Tal como se mencionó en los apartados anteriores, los cálculos presentados se realizan de manera iterativa para todos los escenarios energéticos y los distintos precios de venta de energía, con el fin de evaluar los escenarios más favorables.

Es importante señalar que todas las variables financieras presentadas en este documento se han calculado dos veces, considerando dos valores distintos para la tasa de descuento:

- Una tasa de descuento equivalente a la inflación estimada.
- Una tasa de descuento equivalente al WACC.

9.1 LCOE



Figura 1 LCOE

La gráfica muestra la evolución del LCOE tanto con la tasa de descuento equivalente a la inflación estimada como con la tasa de descuento equivalente al WACC estimado para los diferentes escenarios iterados. Podemos observar que el LCOE basado en la inflación (línea azul) es consistentemente menor que el calculado con el WACC (línea roja), lo cual es esperado, dado que el WACC generalmente incluye un margen adicional sobre la inflación para cubrir el riesgo y el costo del capital.

Es destacable cómo se observan saltos significativos en el LCOE a intervalos regulares, lo que sugiere cambios discretos en las configuraciones o en las condiciones simuladas que afectan notablemente el coste nivelado de la energía.

9.2 IRR

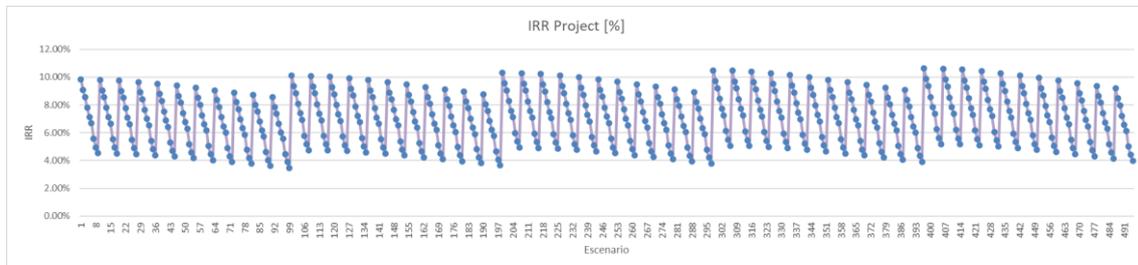


Figura 2 IRR ITERACIONES TOTALES

La gráfica presenta el IRR para todos los escenarios iterados. Observamos una tendencia oscilatoria alrededor de un rango específico, lo que indica que hay fluctuaciones en la rentabilidad interna de los proyectos. Estas oscilaciones están relacionadas con variaciones en los costes (CAPEX y OPEX) o con cambios en los ingresos proyectados debido a diferencias en la generación de energía o en los precios de venta de la electricidad.

La amplitud de las oscilaciones sugiere que ciertos escenarios presentan una rentabilidad significativamente mayor que otros, lo que refleja la sensibilidad del IRR a las variaciones en las condiciones económicas y operativas del proyecto. Sin embargo, la tendencia general sugiere que el IRR se mantiene dentro de un margen relativamente estable, lo cual es indicativo de una estructura de costes y precios de venta razonablemente estable para la mayoría de los escenarios.

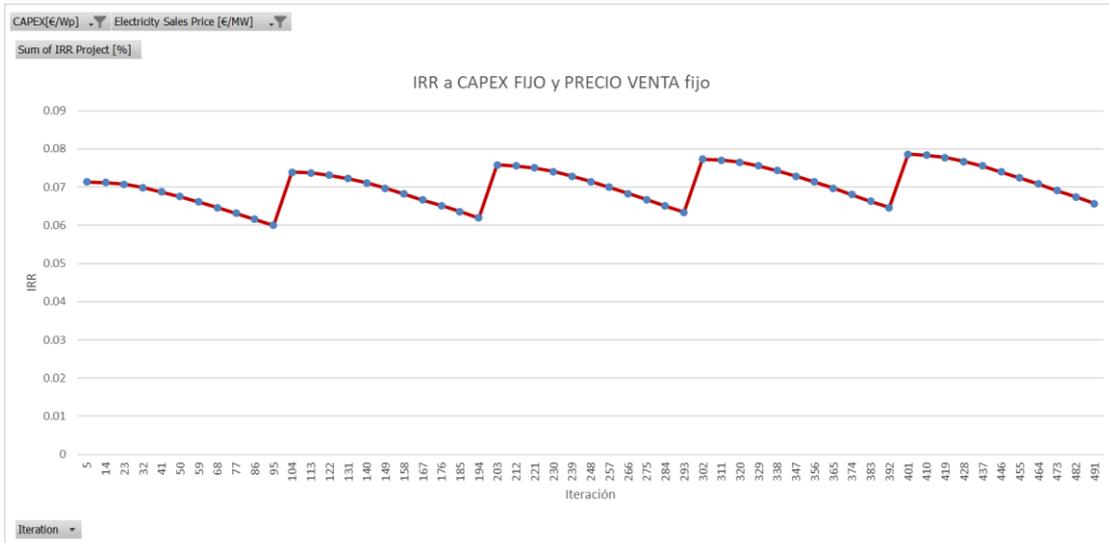


Figura 3 IRR CAPEX Y PRECIO DE VENTA FIJO

Como se puede observar, al fijar el CAPEX y precio de venta al caso base, se estabiliza el rizado y consecuentemente facilita el análisis. La tendencia de la gráfica es descendiente en bloques debido a que, aunque en cada iteración existe un incremento en la energía neta generada como consecuencia de la subida de potencia pico instalada, el coste en CAPEX para el incremento de dicha potencia es mayor, y por la tanto disminuye la rentabilidad.

9.3 ROE

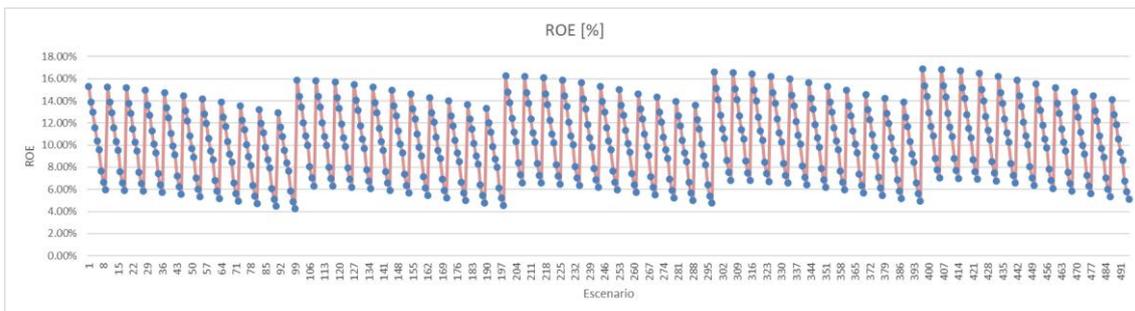


Figura 4 ROE ITERACIONES TOTALES

La gráfica muestra el ROE para todos los escenarios iterados. Se observa una estructura de comportamiento similar a la del IRR, con oscilaciones que indican cambios en la rentabilidad sobre el patrimonio en función de las condiciones de cada escenario.

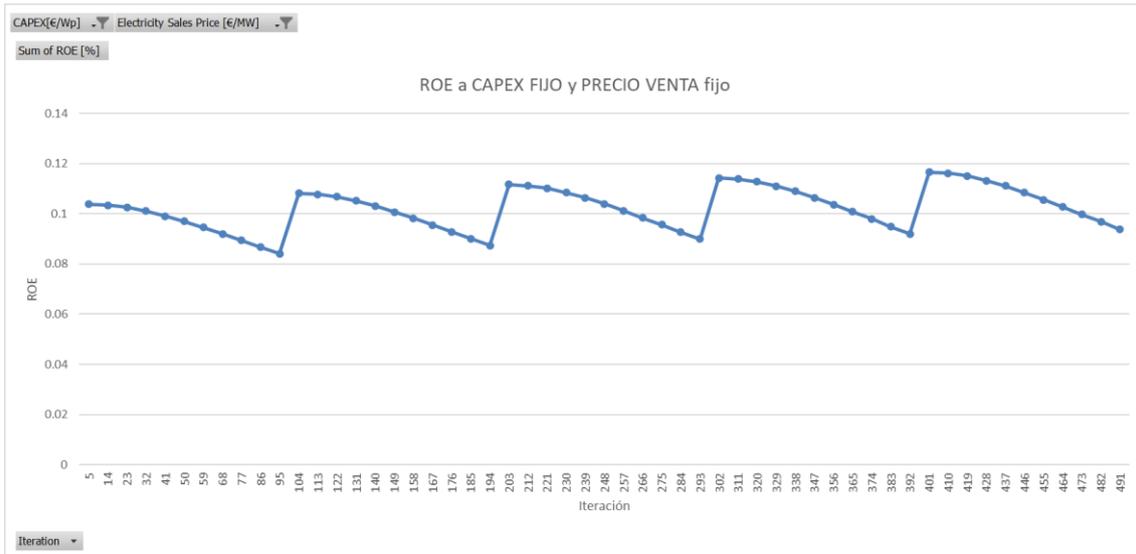


Figura 5 ROE CAPEX Y PRECIO DE VENTA FIJO

El comportamiento del ROE al fijar el precio de CAPEX y de venta es equivalente al observado con el IRR, como era de esperar.

9.4 NPV

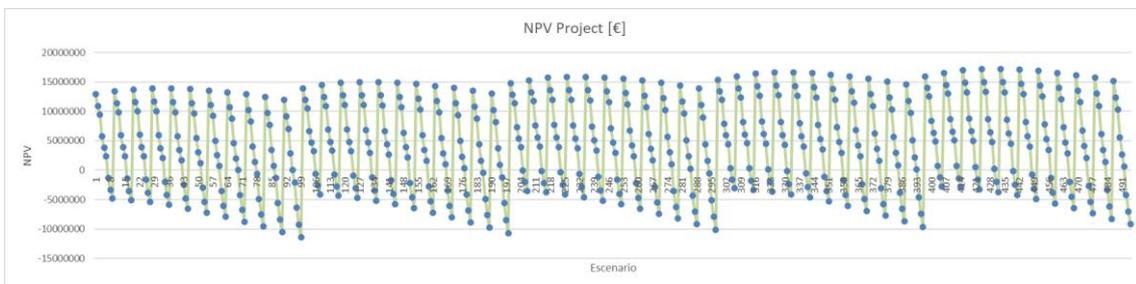


Figura 6 NPV ITERACIONES TOTALES

Finalmente, se observa la gráfica que muestra el NPV para todos los escenarios iterados. Similar al ROE, el NPV muestra una variabilidad considerable, con puntos en los que el valor presente neto del proyecto es positivo, indicando escenarios donde el proyecto es económicamente viable y rentable, y otros donde el NPV es negativo, sugiriendo que el proyecto no recupera la inversión inicial. El NPV en general muestra una tendencia ascendente a medida que se le aumenta el pitch. Esto se debe a que el Net Present Value premia al volumen frente a la optimización económica

10. ESCENARIOS DESTACABLES

Después de la simulación de todos los escenarios energéticos con la herramienta financiera se procede a la identificación y análisis de los escenarios energéticos óptimos desde un punto de vista financiero.

10.1 IDENTIFICACIÓN ESCENARIOS REMARCABLES

		Escenarios Remarcables				Arquitectura		
#	Escenario Energetico	Variable	Min/Max	Valor	Iteración	Potencia DC	Pitch	Ratio DC/AC
1	45	LCOE Opex Inflation	Min	21.11	403	54,723kWp	6.5m	105.18%
2	45	LCOE Discount Rate	Min	23.85	400/403	54,723kWp	6.5m	105.18%
3	45	IRR	Max	10.63%	397	54,723kWp	6.5m	105.18%
4	45	ROE	Max	16.89%	397	54,723kWp	6.5m	105.18%
5	49	NPV	Max	17,208,096	433	64,380kWp	6.5m	123.74%

Tabla 11 ESCENARIOS REMARCABLES ARQUITECTURA

10.2 CAPEX/OPEX y PRECIO VENTA ESCENARIOS REMARCABLES

Iteración	CAPEX	OPEX	Precio Venta
397	0.48	7700	30
400	0.48	7700	30
433	0.48	7700	30

Tabla 12 ESCENARIOS REMARCABLES INPUTS ECONOMICOS

10.3 ANALISIS FINANCIERO

Para un análisis financiero detallado de cada uno de los escenarios en este capítulo consultar los siguientes anexos:

- 201602394-CAL-200-ESCENARIOS DESTACABLES
- 201602394-CAL-201-ESCENARIOS DESTACABLES

11. ANALISIS DE SENSIBILIDAD

Para agrandar el espectro de las iteraciones realizadas, se procede a ejecutar un análisis de sensibilidad para el escenario energético de máxima rentabilidad respecto a dos variables económicas del proyecto:

- Precio de venta de la electricidad: Es importante recalcar que el estudio se ha hecho para valores de venta de electricidad por debajo del precio de tasación medio del OMIE.
- Coste de la instalación fotovoltaica: Si bien se han iterado tres parejas de CAPEX y OPEX como escenarios probables, optimistas y pesimistas existen mucha variación de los precios según el proyecto y se prevé que en un futuro sigan disminuyendo

11.1 IRR

		Matriz Sensibilidad IRR									
		Precio de venta ENERGÍA [€/MWh]									
		10	20	30	40	50	60	70	80	90	
CAPEX [€/kWp]	5.18%	0.2	4.97%	14.81%	22.56%	29.80%	36.87%	43.89%	50.87%	57.85%	64.82%
		0.25	3.41%	12.15%	18.74%	24.73%	30.50%	36.18%	41.82%	47.44%	53.05%
		0.3	2.24%	10.23%	16.06%	21.24%	26.17%	30.97%	35.72%	40.43%	45.13%
		0.35	1.33%	8.75%	14.05%	18.67%	23.00%	27.20%	31.31%	35.39%	39.44%
		0.4	0.58%	7.57%	12.46%	16.67%	20.57%	24.31%	27.96%	31.56%	35.14%
		0.45	-0.22%	6.59%	11.17%	15.06%	18.64%	22.03%	25.33%	28.56%	31.76%
		0.5	-0.90%	5.76%	10.09%	13.73%	17.04%	20.17%	23.19%	26.13%	29.04%
		0.55	-1.51%	5.04%	9.17%	12.60%	15.70%	18.61%	21.40%	24.12%	26.79%
		0.6	-2.05%	4.41%	8.36%	11.63%	14.56%	17.29%	19.90%	22.43%	24.90%
		0.65	-2.53%	3.85%	7.66%	10.78%	13.56%	16.14%	18.60%	20.97%	23.28%
		0.7	-2.98%	3.34%	7.03%	10.03%	12.68%	15.14%	17.46%	19.70%	21.88%
	0.75	-3.38%	2.89%	6.46%	9.36%	11.90%	14.25%	16.46%	18.58%	20.65%	
	0.8	-3.75%	2.48%	5.95%	8.75%	11.20%	13.45%	15.57%	17.59%	19.55%	
	0.85	-4.10%	2.10%	5.49%	8.20%	10.57%	12.74%	14.77%	16.70%	18.58%	
	0.9	-4.42%	1.76%	5.06%	7.70%	9.99%	12.09%	14.04%	15.90%	17.70%	

Tabla 13 ANALISIS SENSIBILIDAD IRR

11.2 ROE

		Matriz Sensibilidad ROE									
		Precio de venta ENERGÍA [€/MWh]									
		10	20	30	40	50	60	70	80	90	
CAPEX [€/kWp]	7.02%	0.2	6.75%	25.84%	45.11%	64.80%	84.61%	104.45%	124.29%	144.14%	163.98%
		0.25	4.20%	20.02%	35.23%	50.90%	66.75%	82.67%	98.60%	114.53%	130.47%
		0.3	2.35%	16.13%	28.71%	41.64%	54.81%	68.06%	81.36%	94.67%	107.98%
		0.35	0.94%	13.31%	24.09%	35.06%	46.28%	57.61%	69.00%	80.42%	91.85%
		0.4	-0.19%	11.15%	20.65%	30.17%	39.90%	49.78%	59.73%	69.71%	79.72%
		0.45	-1.38%	9.42%	17.98%	26.39%	34.97%	43.70%	52.51%	61.38%	70.26%
		0.5	-2.41%	8.00%	15.83%	23.39%	31.05%	38.85%	46.75%	54.71%	62.70%
		0.55	-3.31%	6.79%	14.06%	20.94%	27.86%	34.91%	42.05%	49.26%	56.51%
		0.6	-4.11%	5.74%	12.57%	18.91%	25.23%	31.64%	38.15%	44.73%	51.36%
		0.65	-4.83%	4.83%	11.29%	17.18%	23.00%	28.89%	34.86%	40.91%	47.01%
		0.7	-5.49%	4.02%	10.17%	15.70%	21.11%	26.55%	32.06%	37.65%	43.29%
	0.75	-6.09%	3.29%	9.19%	14.41%	19.47%	24.53%	29.65%	34.83%	40.07%	
	0.8	-6.64%	2.64%	8.31%	13.27%	18.03%	22.77%	27.54%	32.38%	37.27%	
	0.85	-7.16%	2.06%	7.52%	12.26%	16.76%	21.22%	25.70%	30.23%	34.81%	
	0.9	-7.64%	1.53%	6.80%	11.35%	15.63%	19.84%	24.06%	28.32%	32.63%	

Tabla 14 ANALISIS SENSIBILIDAD ROE

11.3 NPV

		Matriz Sensibilidad NPV								
		Precio de venta ENERGÍA [€/MWh]								
		10	20	30	40	50	60	70	80	90
CAPEX [€/MWp]	-2,728,979									
	0.2	-1,272,656	13,955,603	29,171,885	44,388,167	59,604,449	74,820,730	90,037,012	105,253,294	120,469,576
	0.25	-3,777,360	11,506,466	26,722,747	41,939,029	57,155,311	72,371,593	87,587,874	102,804,156	118,020,438
	0.3	-6,350,032	9,057,328	24,273,609	39,489,891	54,706,173	69,922,455	85,138,737	100,355,018	115,571,300
	0.35	-8,985,749	6,608,190	21,824,472	37,040,753	52,257,035	67,473,317	82,689,599	97,905,881	113,122,162
	0.4	-11,705,247	4,156,531	19,375,334	34,591,616	49,807,897	65,024,179	80,240,461	95,456,743	110,673,024
	0.45	-14,599,750	1,703,640	16,926,196	32,142,478	47,358,759	62,575,041	77,791,323	93,007,605	108,223,887
	0.5	-17,494,253	-755,061	14,477,058	29,693,340	44,909,622	60,125,903	75,342,185	90,558,467	105,774,749
	0.55	-20,388,756	-3,223,486	12,027,920	27,244,202	42,460,484	57,676,766	72,893,047	88,109,329	103,325,611
	0.6	-23,283,259	-5,709,929	9,578,060	24,795,064	40,011,346	55,227,628	70,443,910	85,660,191	100,876,473
0.65	-26,177,761	-8,219,446	7,125,727	22,345,926	37,562,208	52,778,490	67,994,772	83,211,053	98,427,335	
0.7	-29,072,264	-10,754,263	4,673,394	19,896,789	35,113,070	50,329,352	65,545,634	80,761,916	95,978,197	
0.75	-31,966,767	-13,314,539	2,218,633	17,447,651	32,663,932	47,880,214	63,096,496	78,312,778	93,529,060	
0.8	-34,861,270	-15,898,981	-238,797	14,998,513	30,214,795	45,431,076	60,647,358	75,863,640	91,079,922	
0.85	-37,755,773	-18,505,680	-2,702,639	12,547,256	27,765,657	42,981,939	58,198,220	73,414,502	88,630,784	
0.9	-40,650,276	-21,135,634	-5,174,576	10,094,923	25,316,519	40,532,801	55,749,082	70,965,364	86,181,646	

Tabla 15 ANALISIS SENSIBILIDAD NPV

11.4 CONCLUSIONES ANALISIS DE SENSIBILIDAD

Como era de esperar, los valores de IRR y ROE crecen tanto cuando se sube el precio de venta cuando el valor del CAPEX es mínimo. Lo mismo sucede con el NPV donde los valores máximos ocurren para CAPEX bajos y precios de venta altos.

12. ESCENARIOS ENERGÉTICOS VIABLES FISICAMENTE

Aunque este proyecto tenga una índole financiera, la generación del modelo ha sido posible gracias a una arquitectura técnica muy amplia. Para ver el desarrollo de dicha arquitectura y los escenarios energéticos mas destacables leer el anexo.

- 201602394-TEO-CALCULOS Y ARQUITECTURA TÉCNICA

A continuación, se muestran solo los resultados de los dos escenarios energéticos mas destacables

12.1 DIMENSIONAMIENTO

12.1.1 ESCENARIO 45: VALORES TÉCNICOS

- Potencia Nominal del Campo Fotovoltaico (P_DC): 54.72 MWp
- Potencia Nominal del Inversor (P_AC): 47.30 MWac
- Ratio DC/AC: 1.16
- Energía Producida: 109,219,081 kWh/año
- Performance Ratio (PR): 87.22%
- Pérdidas del Inversor por Sobrecarga: 0.02%

12.1.2 ESCENARIO 49: VALORES TÉCNICOS

- Potencia Nominal del Campo Fotovoltaico (P_DC): 64.38 MWp
- Potencia Nominal del Inversor (P_AC): 47.30 MWac
- Ratio DC/AC: 1.36
- Energía Producida: 124,752,874 kWh/año
- Performance Ratio (PR): 84.68%
- Pérdidas del Inversor por Sobrecarga: 1.78%

12.1.3 ANALISIS COMPARATIVO

- Ratio DC/AC:

En el Escenario 45, el ratio DC/AC es de 1.16, lo que indica que el inversor está cerca de su capacidad óptima sin estar excesivamente sobredimensionado.

En el Escenario 49, el ratio DC/AC es de 1.36, lo que sugiere que el inversor está más sobredimensionado, lo cual podría llevar a un mayor clipping o recorte de potencia, como se observa en las pérdidas por sobrecarga.

- Performance Ratio:

El Escenario 1 tiene un PR de 87.22%, que es significativamente más alto que el PR de 84.68% en el Escenario 2. Un PR más alto indica un sistema más eficiente en general, con menores pérdidas relativas.

- Pérdidas por sobrecarga del inversor:

En el Escenario 1, las pérdidas por sobrecarga del inversor son mínimas (0.02%), mientras que en el Escenario 2 estas pérdidas son del 1.78%, lo que indica que en el segundo escenario hay momentos en los que la producción del campo fotovoltaico excede significativamente la capacidad del inversor.

- Energía total producida:

Aunque el Escenario 2 produce más energía total debido a una mayor capacidad instalada de paneles (64.38 MWp frente a 54.72 MWp), el PR más bajo y las mayores pérdidas por sobrecarga del inversor sugieren que el sistema podría no estar aprovechando su potencial de manera tan eficiente.

- Producción Específica:
 - Escenario 45: 1996 kWh/kWp/año
 - Escenario 49: 1938 kWh/kWp/año

La producción específica es una métrica que indica cuánta energía se genera por cada kWp instalado en el sistema. El Escenario 45 tiene una producción específica más alta, lo que sugiere que está utilizando su capacidad instalada de manera más eficiente en comparación con el Escenario 49.

12.2 ELECCION DEL ESCENARIO OPTIMO

Una vez estudiado los dos escenarios energéticos que más rentabilidad económica aportaban y comparando la viabilidad técnica de ambos, se concluye que el escenario óptimo es el 45.

13. CONCLUSIONES

Este Trabajo de Fin de Grado ha alcanzado de manera sólida los objetivos propuestos, formulando una metodología de análisis técnico-económico que permite evaluar con rigor la rentabilidad de una instalación fotovoltaica de gran escala. Aunque la base del trabajo es técnica, su verdadero valor añadido se encuentra en la integración de esta dimensión técnica dentro de una estructura financiera sólida, aplicando herramientas propias del ámbito financiero para generar un modelo de decisión con alto valor práctico.

13.1 Contribución del trabajo

La principal aportación de este estudio reside en el desarrollo de un modelo financiero iterativo, que permite comparar múltiples configuraciones de diseño técnico bajo distintos escenarios económicos. A diferencia de aproximaciones tradicionales que abordan los aspectos técnicos y financieros de forma separada, este trabajo demuestra cómo una planta solar puede ser optimizada simultáneamente desde el punto de vista energético y financiero, generando insights valiosos para empresas del sector, inversores institucionales y entidades públicas.

Además, se ha contribuido a operacionalizar indicadores clave para la toma de decisiones de inversión como el Levelized Cost of Energy (LCOE), el Valor Actual Neto (VAN), la Tasa Interna de Retorno (TIR) o la Rentabilidad sobre el Capital (ROE), contextualizándolos en un caso real de 50 MW y adaptándolos a una lógica empresarial fundamentada.

13.2 Utilidad, aplicaciones e implicaciones

Desde una perspectiva empresarial, el trabajo ofrece una herramienta de análisis replicable y adaptable que permite:

- Simular decisiones de inversión en activos fotovoltaicos con criterios de eficiencia económica.
- Comparar configuraciones técnicas en función de su impacto financiero real.
- Anticipar el comportamiento del proyecto bajo distintos escenarios de mercado (precios, regulación, costes de operación).
- Facilitar la elaboración de business cases para la presentación ante potenciales socios financieros o para procesos de financiación tipo Project Finance.

Su utilidad se extiende más allá del caso concreto estudiado. La metodología puede aplicarse a otras tecnologías renovables (como eólica, híbridos con baterías o hidrógeno), y servir como base para modelos de evaluación más complejos que incorporen:

- Incertidumbre regulatoria
- Contratos de venta de energía (PPA)
- Análisis por sensibilidad estocástica (indicador que permite identificar reversiones de tendencias)

13.3 Reflexión sobre el papel financiero en el sector energético

Este trabajo evidencia que el perfil financiero tiene un rol cada vez más relevante en el desarrollo de proyectos de infraestructura sostenible, al situarse en el punto de encuentro entre la viabilidad técnica y la lógica de rentabilidad. La transición energética no puede analizarse únicamente desde el plano ingenieril o medioambiental: requiere profesionales capaces de traducir datos técnicos en decisiones financieras eficientes, y de evaluar proyectos no solo por su impacto energético, sino por su capacidad de generar valor económico y reducir riesgo.

13.4 Limitaciones del estudio

A pesar de su solidez, el estudio presenta ciertas limitaciones:

- El modelo financiero no incorpora variabilidad horaria ni volatilidad estocástica en los precios de electricidad, lo cual podría influir en la estimación de ingresos.
- No se ha modelado en detalle el impacto de la estructura fiscal ni de mecanismos de apoyo gubernamentales (subvenciones, primas, subastas).
- La financiación del proyecto ha sido tratada de forma genérica, sin desarrollar escenarios de apalancamiento o análisis de estructuras óptimas de capital.

14. POSIBLES PROYECTOS en un futuro

- 1. Hibridación con Eólica y Otras Tecnologías Renovables

Uno de los proyectos de futuro más prometedores es la hibridación de instalaciones fotovoltaicas con otras tecnologías de generación de energía renovable, como la energía eólica[6]. La combinación de energía solar y eólica en una única instalación permite aprovechar las ventajas de ambas fuentes, logrando una mayor estabilidad en la producción de energía. Mientras que la energía solar es más abundante durante el día y en épocas de mayor irradiación solar, la energía eólica puede complementar la generación durante la noche y en estaciones con menos sol pero con más viento.

El diseño de sistemas híbridos solares-eólicos implica un enfoque integral que optimiza la ubicación de las turbinas eólicas y los paneles solares para maximizar la generación conjunta, minimizando las áreas de sombra y maximizando el uso del terreno disponible. Además, la integración de otras tecnologías renovables, como la biomasa o la geotermia, podría expandir aún más el portafolio energético de una instalación, proporcionando fuentes adicionales de energía basadas en la disponibilidad de recursos locales.

Otro aspecto relevante en la hibridación es la integración en redes inteligentes (smart grids), donde la gestión dinámica de la generación de energía renovable de diferentes fuentes permite mejorar la eficiencia del sistema y la estabilidad de la red, reduciendo la necesidad de recursos fósiles y mejorando la resiliencia energética.

- 2. Integración con Sistemas de Almacenamiento de Energía (Baterías)

La integración de sistemas fotovoltaicos con almacenamiento de energía en baterías es otro campo de gran interés para proyectos futuros. [11]

Las baterías permiten almacenar el exceso de energía generado durante los períodos de alta irradiancia solar, para su uso en momentos en que la generación es insuficiente para cubrir la demanda, como durante la noche o en días nublados.

Este tipo de integración no solo mejora la autonomía energética de las instalaciones, sino que también permite una mayor flexibilidad operativa, facilitando el suministro constante de energía, independientemente de las condiciones climáticas. Las baterías de iones de litio son actualmente las más utilizadas, pero tecnologías emergentes como las baterías de flujo, las de estado sólido y las basadas en materiales sostenibles ofrecen nuevas oportunidades para mejorar la capacidad y la eficiencia del almacenamiento energético.

Además, la implementación de baterías en instalaciones fotovoltaicas es fundamental para participar en mercados de servicios auxiliares, donde se puede proporcionar energía a la red en momentos de alta demanda, generando ingresos adicionales. Este enfoque también es clave para microredes (microgrids) que buscan independencia de la red principal o que operan en zonas remotas sin acceso a una red eléctrica confiable.

- 3. Conexión para la Alimentación de Electrolizadores en la Producción de Hidrógeno

La producción de hidrógeno verde a partir de energías renovables es una de las áreas más innovadoras y estratégicas para el futuro energético. Un proyecto de gran potencial es la conexión de una instalación fotovoltaica dedicada exclusivamente a alimentar un electrolizador, que convierte el agua en hidrógeno y oxígeno a través de un proceso de electrólisis [3]

El hidrógeno producido puede ser utilizado como un vector energético limpio, capaz de almacenar grandes cantidades de energía o ser utilizado directamente en aplicaciones industriales, transporte pesado, y como materia prima en la producción de amoníaco y otros productos químicos.

La integración de sistemas fotovoltaicos con electrolizadores plantea retos y oportunidades. Desde un punto de vista técnico, es fundamental asegurar un suministro eléctrico constante y confiable, dado que la eficiencia del proceso de electrólisis depende en gran medida de la estabilidad del suministro de corriente eléctrica. En este sentido, la combinación con almacenamiento en baterías puede ser necesaria para compensar las variaciones en la generación solar.

Además, los proyectos que combinan energía fotovoltaica y producción de hidrógeno deben considerar la optimización del uso del espacio y los recursos, así como la integración con infraestructuras de transporte y distribución de hidrógeno. Este enfoque no solo potencia la descarbonización de sectores difíciles de electrificar, sino que también abre nuevas oportunidades de negocio en el emergente mercado del hidrógeno verde.

Finalmente, la producción de hidrógeno a partir de energía solar contribuye de manera significativa a los objetivos de transición energética, al permitir el almacenamiento de energía en forma de hidrógeno, que puede ser utilizado cuando la generación de energía renovable es baja, o exportado a mercados donde se demanda este combustible limpio.

- 4. Optimización Financiera mediante Estructuras de Project Finance

Una línea de investigación futura de especial interés desde el ámbito empresarial es la exploración de estructuras de financiación complejas, como el Project Finance, para instalaciones fotovoltaicas de gran escala. Este esquema permite aislar el riesgo del proyecto del balance general de las empresas promotoras, facilitando así la captación de

inversión externa (tanto bancaria como institucional) a través de vehículos financieros dedicados.

La incorporación de esta estructura permitiría simular distintos escenarios de apalancamiento, tasas de interés, periodos de gracia y condiciones de amortización, con el objetivo de maximizar el retorno sobre el capital (ROE) manteniendo el riesgo financiero controlado. Además, este enfoque permite integrar mecanismos de cobertura (hedging) frente a la volatilidad de precios o divisas, mejorando la resiliencia del proyecto ante cambios en el entorno económico.

Investigar esta vía permitiría dotar al modelo financiero del TFG de una capa estratégica avanzada, útil para empresas del sector renovable, bancos, y fondos de inversión interesados en desarrollar, estructurar o financiar activos energéticos bajo criterios de eficiencia de capital y control de riesgo.

- 5. Participación en Mercados Energéticos y Estrategias de Maximización de Ingresos

Otra línea de desarrollo futuro con alto impacto económico es la simulación de participación activa en mercados energéticos, especialmente los mercados mayoristas de electricidad y servicios auxiliares. A medida que las plantas solares se integran más en sistemas eléctricos liberalizados, la gestión inteligente de la producción y comercialización de energía se convierte en una herramienta clave para mejorar los ingresos. El análisis podría enfocarse en:

- Estrategias de venta spot vs. contratos a largo plazo (PPA).
- Modelado de ingresos en mercados de capacidad, balanceo o regulación de frecuencia.
- Optimización de ingresos mediante el uso de plataformas digitales de subastas de energía.
- Integración de algoritmos de machine learning para prever precios de mercado y ajustar la operación en tiempo real.

Esta línea permitiría evaluar cómo un mismo activo fotovoltaico puede generar resultados financieros muy distintos según su estrategia de participación en el mercado, y cómo los gestores energéticos pueden maximizar la rentabilidad a través de decisiones comerciales bien fundamentadas.

15. AGENDA 2030 y OBJETIVOS DE DESARROLLO SOSTENIBLE

Este proyecto, enfocado en la optimización del diseño y la viabilidad económica de una instalación fotovoltaica conectada a la red, se alinea directamente con varios de los Objetivos de Desarrollo Sostenible (ODS) establecidos por las Naciones Unidas en la Agenda 2030. La energía solar fotovoltaica es una de las tecnologías clave para avanzar hacia un futuro más sostenible, y este proyecto contribuye a varios objetivos específicos de la siguiente manera:

- ODS 7: Energía Asequible y No Contaminante

El ODS 7 tiene como meta garantizar el acceso a una energía asequible, segura, sostenible y moderna para todos. Este proyecto apoya este objetivo al centrarse en la energía fotovoltaica, una de las fuentes de energía renovable más accesibles y ampliamente disponible en muchas partes del mundo. La optimización del diseño y la eficiencia económica de las instalaciones fotovoltaicas ayuda a reducir los costes de producción de energía solar, haciendo que esta tecnología sea más asequible y accesible. Además, al maximizar la eficiencia de las instalaciones, se contribuye a la reducción de la dependencia de combustibles fósiles, promoviendo un suministro energético más limpio y sostenible.

- ODS 9: Industria, Innovación e Infraestructura

El ODS 9 busca construir infraestructuras resilientes, promover la industrialización inclusiva y sostenible, y fomentar la innovación. Este proyecto contribuye a este objetivo mediante la investigación y desarrollo de soluciones avanzadas para la energía

solar fotovoltaica, mejorando tanto la infraestructura energética como la eficiencia industrial en la producción y distribución de energía. La aplicación de tecnologías innovadoras para la optimización de sistemas fotovoltaicos, así como la integración de otras energías renovables y tecnologías de almacenamiento, son ejemplos concretos de cómo este proyecto promueve la innovación y fortalece la infraestructura energética sostenible.

- ODS 11: Ciudades y Comunidades Sostenibles

El ODS 11 se centra en lograr que las ciudades y los asentamientos humanos sean inclusivos, seguros, resilientes y sostenibles. La implementación de instalaciones fotovoltaicas optimizadas contribuye directamente a este objetivo al proporcionar una fuente de energía limpia y local, que puede integrarse en entornos urbanos y rurales. Al reducir la huella de carbono de las ciudades y mejorar la resiliencia energética a través de la generación local de electricidad, este proyecto apoya la transición hacia ciudades más sostenibles y autosuficientes en términos energéticos.

- ODS 12: Producción y Consumo Responsables

El ODS 12 promueve patrones de consumo y producción sostenibles. Este proyecto está alineado con este objetivo al fomentar la utilización de energía solar, una fuente renovable que minimiza el impacto ambiental en comparación con las fuentes de energía convencionales. Al optimizar el diseño y la eficiencia económica de las instalaciones fotovoltaicas, el proyecto promueve una producción de energía más responsable, reduciendo el desperdicio de recursos y maximizando el uso eficiente de los insumos.

- ODS 13: Acción por el Clima

El ODS 13 insta a tomar medidas urgentes para combatir el cambio climático y sus impactos. Este proyecto está directamente vinculado a la acción climática al promover el desarrollo y la implementación de energía solar fotovoltaica, que es una solución clave para la reducción de emisiones de gases de efecto invernadero. Al contribuir a la expansión de la energía solar y su integración en la matriz energética global, el proyecto apoya los esfuerzos para limitar el calentamiento global, uno de los mayores desafíos ambientales de nuestro tiempo.

- ODS 17: Alianzas para Lograr los Objetivos

El ODS 17 enfatiza la importancia de revitalizar la alianza mundial para el desarrollo sostenible. Este proyecto puede servir como una plataforma para fortalecer las colaboraciones entre instituciones académicas, sector privado, gobiernos y comunidades locales, uniendo esfuerzos para desarrollar e implementar soluciones energéticas sostenibles. Además, la transferencia de conocimientos y tecnologías en el campo de la energía solar fotovoltaica puede fomentar la cooperación internacional y el intercambio de mejores prácticas, apoyando la realización de los otros ODS.

16. REFERENCIAS

- [1] Banco de España. (s. f.). *Banco de España*. <https://www.bde.es>
- [2] “EVALUACIÓN ECONÓMICA – FINANCIERA DE UN PROYECTO SOLAR FOTOVOLTAICO EN ESPAÑA MEDIANTE FINANCIACIÓN PROJECT FINANCE.” Politécnica de Madrid, Franco Andrés Riderelli Martín, 2024
- [3] (*Global Hydrogen Review 2023- Analysis - IEA*. (2023, 1 septiembre). IEA. <https://www.iea.org/reports/global-hydrogen-review-2023>)
- [4] “Levelized Cost of Energy+.” <https://www.lazard.com>, Lazard, www.lazard.com/research-insights/levelized-cost-of-energyplus/. Accessed 29 May 2025.
- [5] “Los Costes de Las Renovables Se Desploman En 2020: La Energía Solar y La Eólica Terrestre Son Las Fuentes Más Baratas En Casi Todo El Mundo.” *El Periódico de La Energía*, 29 Apr. 2020, elperiodicodelaenergia.com/los-costes-de-las-renovables-se-desploman-en-2020-la-energia-solar-y-la-eolica-terrestre-son-las-fuentes-mas-baratas-en-casi-todo-el-mundo/.
- [6] Mammeri, A., Draou, M., & Benyoucef, B. (2014). Performance Evaluation of Hybrid Photovoltaic-wind Power Systems. *Energy Procedia*, 50, 797-807. <https://doi.org/10.1016/j.egypro.2014.06.098>.
- [7] OMIE. (s. f.). <https://www.omie.es/>
- [8] PVsyst. (2023). PVsyst 7.2 PVsyst SA
- [9] *Repositorio Institucional Séneca*, Séneca, repositorio . uniandes.edu.co/collections/67566e09-6e9c-4ed7-a225-63302bee7bd3. Accessed 29 Apr. 2025.
- [10] “Study: Levelized Cost of Electricity - Renewable Energy Technologies - Fraunhofer ISE.” *Fraunhofer Institute for Solar Energy Systems ISE*, Fraunhofer, 4 Oct. 2024, www.ise.fraunhofer.de/en/publications/studies/cost-of-electricity.html.
- [11] (*Utility-Scale PV-Plus-Battery | Electricity | 2023 | ATB | NREL*. (s. f.). https://atb.nrel.gov/electricity/2023/utility-scale_pv-plus-battery)

17. ANEXOS

17.1 201602934-TEO-CALCULOS Y ARQUITECTURA TÉCNICA

DEFINICION ESCENARIO ENERGETICO

En el desarrollo de este trabajo, se han configurado 55 simulaciones diferentes para evaluar el rendimiento de una instalación fotovoltaica bajo distintas condiciones y configuraciones. Cada simulación se define por un conjunto de variables de entrada que influyen directamente en la producción energética y, por ende, en la viabilidad del proyecto. A continuación, se detallan las principales variables de entrada consideradas.

INPUTS

Como bien se ha mencionado previamente, se definen una serie de escenarios con el objetivo de simular las características energéticas de cada uno. En la siguiente tabla se resumen los escenarios y sus inputs más destacables previo a su procesado por PVsyst:

Escenario	#maq	AC Power (kWac) @30°C	Strings	DC Power (kW _D)	Ratio DC/AC	PITCH[m]
1	43	52030	3400	54723	105,18%	4,5
2	43	52030	3550	57137	109,82%	4,5
3	43	52030	3700	59552	114,46%	4,5
4	43	52030	3850	61966	119,10%	4,5
5	43	52030	4000	64380	123,74%	4,5
6	43	52030	4150	66794	128,38%	4,5
7	43	52030	4300	69209	133,02%	4,5
8	43	52030	4450	71623	137,66%	4,5
9	43	52030	4600	74037	142,30%	4,5
10	43	52030	4750	76451	146,94%	4,5
11	43	52030	4900	78866	151,58%	4,5
12	43	52030	3400	54723	105,18%	5
13	43	52030	3550	57137	109,82%	5
14	43	52030	3700	59552	114,46%	5
15	43	52030	3850	61966	119,10%	5

16	43	52030	4000	64380	123,74%	5
17	43	52030	4150	66794	128,38%	5
18	43	52030	4300	69209	133,02%	5
19	43	52030	4450	71623	137,66%	5
20	43	52030	4600	74037	142,30%	5
21	43	52030	4750	76451	146,94%	5
22	43	52030	4900	78866	151,58%	5
23	43	52030	3400	54723	105,18%	5,5
24	43	52030	3550	57137	109,82%	5,5
25	43	52030	3700	59552	114,46%	5,5
26	43	52030	3850	61966	119,10%	5,5
27	43	52030	4000	64380	123,74%	5,5
28	43	52030	4150	66794	128,38%	5,5
29	43	52030	4300	69209	133,02%	5,5
30	43	52030	4450	71623	137,66%	5,5
31	43	52030	4600	74037	142,30%	5,5
32	43	52030	4750	76451	146,94%	5,5
33	43	52030	4900	78866	151,58%	5,5
34	43	52030	3400	54723	105,18%	6
35	43	52030	3550	57137	109,82%	6
36	43	52030	3700	59552	114,46%	6
37	43	52030	3850	61966	119,10%	6
38	43	52030	4000	64380	123,74%	6
39	43	52030	4150	66794	128,38%	6
40	43	52030	4300	69209	133,02%	6
41	43	52030	4450	71623	137,66%	6
42	43	52030	4600	74037	142,30%	6
43	43	52030	4750	76451	146,94%	6
44	43	52030	4900	78866	151,58%	6
45	43	52030	3400	54723	105,18%	6,5
46	43	52030	3550	57137	109,82%	6,5
47	43	52030	3700	59552	114,46%	6,5
48	43	52030	3850	61966	119,10%	6,5
49	43	52030	4000	64380	123,74%	6,5
50	43	52030	4150	66794	128,38%	6,5
51	43	52030	4300	69209	133,02%	6,5
52	43	52030	4450	71623	137,66%	6,5
53	43	52030	4600	74037	142,30%	6,5
54	43	52030	4750	76451	146,94%	6,5
55	43	52030	4900	78866	151,58%	6,5

Tabla 16 ESCENARIOS DE ITERACIÓN

Todos estos escenarios parten de los siguientes inputs:

Module Front	555,0			
Stringt Length	29			
Inverter AC POWER	@20°C	@30°C	@40°C	@45°C
	1265	1210	1133	1100

Tabla 17 INPUTS MODULOS E INVERSOR FV

Aquí se observa que los módulos del proyecto tienen una potencia de 555 Wp y que hay 29 módulos por string. También, se proporciona los datos de potencia en KW del inversor para 4 temperaturas distintas.

Para futuras referencias a tablas, se organizan siempre de tal manera que si la celda está en blanco es un input directo y si la celda es gris, el valor requiere de un cálculo intermedio. En este caso los cálculos son de las siguientes variables con sus correspondientes formulas

- AC Power (kWac) 30 grados:

$$AC\ Power\ (kWac) = Inverter\ AC\ POWER\ (30^\circ) \cdot \#Maq$$

- DC Power (kWp):

$$DC\ Power\ (kWp) = Strings \cdot String\ Length \cdot Module\ Front\ Wp/1000$$

- Ratio DC/AC:

$$Ratio\ \frac{DC}{AC} = DC\ \frac{Power(kWp)}{AC\ Power\ (kWac)}$$

DISTRIBUCIÓN POSIBLE DE BLOQUES- ANÁLISIS PRELIMINAR

La planta fotovoltaica se estima para un POI de 50 MW. Como consecuencia y debido a las parcelas catastrales se divide la instalación en 11 bloques distintos los cuales se resumen en la siguiente tabla:

	AC Power (kWac) @20°C	AC Power (kWac) @30°C	AC Power (kWac) @45°C	DC Power (kWp)	Ratio DC/AC	inverter per block	Average string	Strings/Block
1	5.060	4.840	4.400	5.730	118,38%	4	89	356
2	5.060	4.840	4.400	5.730	118,38%	4	89	356
3	5.060	4.840	4.400	5.730	118,38%	4	89	356
4	5.060	4.840	4.400	5.730	118,38%	4	89	356
5	5.060	4.840	4.400	5.730	118,38%	4	89	356
6	5.060	4.840	4.400	5.730	118,38%	4	89	356
7	5.060	4.840	4.400	5.730	118,38%	4	89	356
8	5.060	4.840	4.400	5.730	118,38%	4	89	356
9	5.060	4.840	4.400	5.794	119,71%	4	90	360
10	3.795	3.630	3.300	4.313	118,83%	3	89	268
11	5.060	4.840	4.400	5.794	119,71%	4	90	360
Total	54.395	52.030	47.300	61.740	118,66%	43		3.836

Tabla 18 DISTRIBUCION BLOQUES

Cada bloque tiene una capacidad de generación en AC que varía según la temperatura, con mediciones a 20°C, 30°C y 45°C. A medida que la temperatura aumenta, la capacidad de generación en AC disminuye, lo cual es consistente con el comportamiento térmico de los módulos fotovoltaicos, que experimentan pérdidas de eficiencia con el incremento de la temperatura.

La relación DC/AC es otro aspecto crucial que se observa en la tabla, con un valor promedio de 118,66% para toda la instalación. Esta relación es un indicador clave en el dimensionamiento del sistema fotovoltaico, donde un valor superior al 100% sugiere una sobredimensión en la capacidad de generación DC en comparación con la capacidad nominal de los inversores en AC. Esta sobredimensión es una estrategia común para maximizar la generación de energía en condiciones de baja radiación solar.

Finalmente, la tabla destaca que cada bloque contiene entre 356 y 360 strings de módulos fotovoltaicos, con un promedio de entre 89 y 90 strings por inversor, lo que indica una configuración estandarizada en toda la instalación. Esto sugiere una estrategia de diseño que busca mantener la uniformidad en la distribución de los

módulos, optimizando tanto el balance del sistema (BOS) como la operación y mantenimiento (O&M) de la planta.

ESCENARIOS ENERGÉTICOS

Todos los outputs de PVsyst se pueden encontrar en el siguiente documento:

- 201602394-COD-100-HERRAMIENTA FINANCIERA

La tabla presenta una estructura compleja que recopila datos de 55 escenarios energéticos simulados en PVsyst. Se proporciona un análisis técnico detallado de las principales variables y sus posibles implicaciones:

1. Identificación de Escenarios:

- **Ident (Identificación):** Cada fila está identificada por un código único bajo la columna "Ident", que representa el escenario energético particular.
- **Pitch:** El "Pitch" se refiere a la distancia entre filas de paneles fotovoltaicos. Variaciones en esta distancia afectan la eficiencia del uso del terreno y la irradiación incidente sobre los paneles.

2. Simulación y Producción Energética:

- **Nb strings in parall (Número de Cadenas en Paralelo):** Esta columna indica el número de cadenas de módulos conectadas en paralelo. Variar este número afecta la configuración eléctrica y las pérdidas por desbalance.
- **Simul GWh:** Representa la producción energética simulada en gigavatios-hora. Este es un valor crucial, ya que refleja la capacidad generativa del escenario bajo las condiciones modeladas.

3. Condiciones de Operación:

- **GlobHor (Irradiancia Global Horizontal) y BeamHor (Irradiancia Directa Horizontal):** Ambas son métricas de la irradiancia disponible, que es un factor determinante en la cantidad de energía que los paneles pueden generar.

- **T_Amb (Temperatura Ambiental):** Afecta directamente la eficiencia de los paneles solares. Las temperaturas más altas generalmente disminuyen la eficiencia del módulo.
- **WindVel (Velocidad del Viento):** Esta variable es importante, ya que una mayor velocidad del viento puede mejorar la refrigeración de los paneles, aumentando su eficiencia, pero también puede generar pérdidas mecánicas.

4. Pérdidas y Eficiencias:

- **EMVOhmL (Pérdidas por Resistencia en MVAC):** Este valor indica las pérdidas de energía debido a la resistencia en los cables de media tensión, que afectan la eficiencia general del sistema.
- **EHVTrfL (Pérdidas en el Transformador de Alta Tensión):** Estas son las pérdidas asociadas con la conversión de la energía a alta tensión para la transmisión, que son inevitables pero deben minimizarse.
- **EGrdLim (Limitación en la Energía Entregada a la Red):** Este valor refleja las limitaciones en la cantidad de energía que se puede inyectar a la red, lo cual puede estar relacionado con restricciones técnicas o regulatorias.

5. Comportamiento Óptico y Mecánico:

- **DiffHor (Irradiancia Difusa Horizontal):** Indica la cantidad de irradiancia difusa, que es significativa en escenarios con alta nubosidad o en latitudes donde el sol es bajo en el cielo.
- **E_Grid (Energía Inyectada a la Red):** Es uno de los valores más relevantes ya que muestra la cantidad final de energía que se entrega a la red, después de considerar todas las pérdidas y limitaciones.

Dicha tabla será la entrada de la herramienta financiera, donde se analizan los 55 escenarios con el objetivo de identificar los escenarios que mejor condiciones económicas presentan.

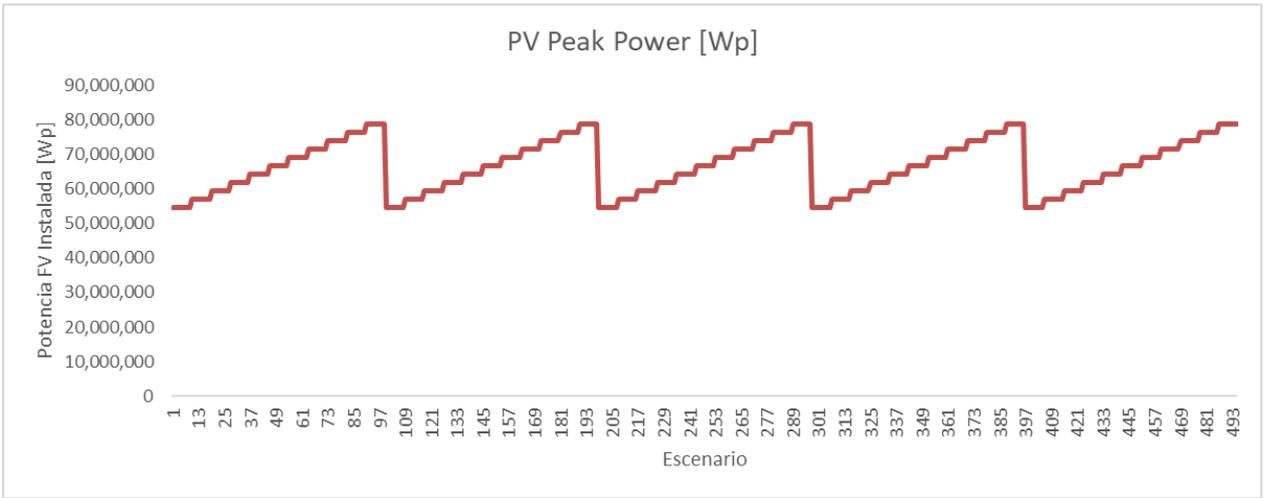


Figura 2 POTENCIA DC PICO POR ESCENARIO

18. DOCUMENTOS ANEXADOS EN ENTREGABLES

18.1 ANALISIS FINANCIERO DE ESCENARIOS DESTACABLES

- 201602394-CAL-200-ESCENARIOS DESTACABLES
- 201602394-CAL-201-ESCENARIOS DESTACABLES

18.2 TMY CALCULO

- 201602394-TFG-TMY BASE HORARIA

18.3 FICHAS TÉCNICAS

- 201602394-TFG-DOC-FICHA TECNICA MODULO
- 201602394-TFG-DOC-FICHA TECNICA INVERSOR

18.4 CÓDIGO

- 201602394-COD-100-HERRAMIENTA FINANCIERA

18.5 PVSYST SIMULATION REPORTS ESCENARIOS 45 & 49

- 201602394-TFG-DOC-ESCENARIO 45
- 201602394-TFG-DOC-ESCENARIO 49

19.6 JUSTIFICACIÓN PRECIOS DE VENTA

- 201602394-TFG-CAL-JUSTIFICACION PRECIOS ITERATIVOS

