

Proyecto Fin de Carrera

Grado en Ingeniería de las Tecnologías Industriales

Herramienta para el análisis económico de instalaciones fotovoltaicas

Autor: Javier Callejo Terrero

Tutores: Isidoro Lillo Bravo, Jose María Delgado Sánchez

**Dpto. Ingeniería Energética
Escuela Técnica Superior de Ingeniería
Universidad de Sevilla**

Sevilla, 2024



Proyecto Fin de Carrera
Ingeniería de Tecnologías Industriales

Herramienta para el análisis económico de instalaciones fotovoltaicas

Autor:

Javier Callejo Terrero

Tutores:

Isidoro Lillo Bravo

José María Delgado Sánchez

Dpto. Ingeniería Energética
Escuela Técnica Superior de Ingeniería
Universidad de Sevilla
Sevilla, 2024

Agradecimientos

A mis padres, sé que lo habéis dado todo para darme la oportunidad de estudiar y aprender aquello que me gusta, estaré eternamente agradecido.

A mi hermano, por aguantarme siempre, espero algún día ver tu trabajo fin de carrera.

A mis amigos por apoyarme en los días en los que sentía que llevaba el mundo a cuestas y siempre estaban ahí para darme su apoyo.

A mis compañeros de la universidad, que nos hemos ayudado infinitamente y nos hemos consolado cuando había malas noticias.

A mi profesor, por estar dispuesto a ayudarme siempre que lo he necesitado.

Y por último, pero no menos importante, a mí mismo, por mi esfuerzo, trabajo duro y determinación.

Resumen

La economía y la sociedad enfrentan desafíos importantes y profundas transformaciones. La crisis medioambiental, que lleva años evidenciando la necesidad de medidas urgentes y efectivas, ha puesto de manifiesto la urgencia de avanzar hacia la descarbonización de la vida y la actividad económica. Además, las sanciones recíprocas entre la Unión Europea y Rusia, derivadas de la invasión de Ucrania, han provocado, junto con otros factores, un aumento sin precedentes en los precios de los combustibles fósiles. Este encarecimiento ha puesto en peligro la recuperación económica tras la pandemia de COVID-19, con dinámicas inflacionarias sin precedentes debido a la insostenible dependencia de España y de la UE de los combustibles fósiles importados.

En este contexto, el incremento del costo de vida, y en particular de la factura eléctrica, ha afectado de manera desproporcionada a las familias que ya sufrían dificultades económicas para acceder a servicios energéticos mínimos, como mantener una temperatura adecuada en sus hogares. Este fenómeno, conocido como pobreza energética, tiene graves consecuencias para la salud física y mental, el desarrollo humano y la inclusión social, laboral y educativa de quienes la padecen. Por lo tanto, resulta crucial combatir la pobreza energética, aliviando la situación de los hogares vulnerables y garantizando un acceso efectivo a un bien tan esencial como la energía.

En este Trabajo se propone una herramienta para analizar económicamente instalaciones fotovoltaicas, con el objetivo de que cualquier usuario pudiera evaluar si le resultara rentable invertir en una planta fotovoltaica. De esta manera, se busca promover una mayor independencia energética, reducir las facturas de los hogares y contribuir a un futuro más sostenible.

Abstract

In these days, the economy and society are facing significant challenges and profound transformations. The environmental crisis, which has long highlighted the need for urgent and effective measures, has underscored the urgency of moving towards the decarbonization of life and economic activity. Additionally, the reciprocal sanctions between the European Union and Russia, stemming from the invasion of Ukraine, have, along with other factors, led to an unprecedented rise in fossil fuel prices. This increase has jeopardized the economic recovery following the COVID-19 pandemic, with unprecedented inflationary dynamics due to Spain and the EU's unsustainable dependence on imported fossil fuels.

In this context, the rise in the cost of living, particularly electricity bills, has disproportionately affected families already struggling to access basic energy services, such as maintaining an adequate temperature in their homes. This phenomenon, known as energy poverty, has severe consequences for physical and mental health, human development, and the social, labor, and educational inclusion of those affected. Therefore, it is crucial to combat energy poverty by alleviating the situation of vulnerable households and ensuring effective access to such an essential good as energy.

This work proposes a tool for economically analyzing photovoltaic installations, with the aim of allowing any user to assess whether investing in a photovoltaic plant would be profitable. In this way, it seeks to promote greater energy independence, reduce household bills, and contribute to a more sustainable future.

Índice

Agradecimientos	5
Resumen	7
Abstract	9
Índice	10
Índice de Gráficas	11
Glosario	13
1 Introducción	11
2 Objeto	12
3 Antecedentes	13
4 Parámetros económicos	14
4.1. VAN	14
4.2. TIR	15
4.3. Periodo de Retorno	15
4.4. TLCC	16
4.5. LCOE	16
4.6. LCOS	17
5 Diseño de la herramienta	17
5.1 Pestaña de la producción fotovoltaica	18
5.2 Pestaña Perfil de Carga	19
5.3 Pestaña Balance Energético	19
5.4 Pestaña Estudio Económico	23
5.4.1 Tabla del flujo energético por año	24
5.4.2 Tabla del flujo de caja	27
5.4.3 Tabla de derivadas parciales de parámetros económicos respecto a sus variables más influyentes	29
5.4.4 Generación de gráficas	39
6 Aplicaciones de la metodología	42
6.1 Influencia de las variables en los parámetros económicos	42
7 Conclusiones	64
Bibliografía	65

ÍNDICE DE GRÁFICAS

Gráfica 1. Variación del VAN respecto a la duración del proyecto.	42
Gráfica 2. Variación del VAN respecto a la tasa de descuento	43
Gráfica 3. Variación del VAN respecto al coste de inversión FV + BoS	43
Gráfica 4. Variación del VAN respecto al coste de inversión de las baterías.	44
Gráfica 5. Variación del VAN respecto al coste de mantenimiento.	44
Gráfica 6. Variación del VAN respecto al precio de consumir energía de la red.	45
Gráfica 7. Variación del VAN respecto al precio de inyectar energía a la red.	45
Gráfica 8. Variación de la TIR respecto a la duración del proyecto.	46
Gráfica 9. Variación de la TIR respecto a la tasa de descuento.	46
Gráfica 10. Variación de la TIR respecto al coste de inversión de la instalación fotovoltaica.	47
Gráfica 11. Variación de la TIR respecto al coste de inversión de las baterías.	47
Gráfica 12. Variación de la TIR respecto al coste de mantenimiento.	48
Gráfica 13. Variación de la TIR respecto al precio de demandar energía de la red.	48
Gráfica 14. Variación de la TIR respecto al precio de inyectar energía a la red.	49
Gráfica 15. Variación del periodo de retorno respecto a la duración del proyecto.	49
Gráfica 16. Variación del periodo de retorno respecto a la tasa de descuento.	50
Gráfica 17. Variación del periodo de retorno respecto al coste de inversión de la instalación fotovoltaica.	50
Gráfica 18. Variación del periodo de retorno respecto al precio de comprar baterías.	51
Gráfica 19. Variación del periodo de retorno respecto al coste de mantenimiento.	51
Gráfica 20. Variación del periodo de retorno respecto al precio de demandar energía de la red.	52
Gráfica 21. Variación del periodo de retorno respecto a inyectar energía a la red.	52
Gráfica 22. Variación del coste total del ciclo de vida respecto a la duración del proyecto.	53
Gráfica 23. Variación del coste total del ciclo de vida respecto a la tasa de descuento.	53
Gráfica 24. Variación del coste total del ciclo de vida respecto al coste de la instalación fotovoltaica.	54
Gráfica 25. Variación del coste total del ciclo de vida respecto al coste de las baterías.	54
Gráfica 26. Variación del coste total del ciclo de vida respecto al coste de mantenimiento.	55
Gráfica 27. Variación del coste total del ciclo de vida respecto al precio de demandar energía de la red.	55
Gráfica 28. Variación del coste total del ciclo de vida respecto al precio de inyectar energía a la red.	56
Gráfica 29. Variación del coste nivelado de la energía respecto a la duración del proyecto.	56
Gráfica 30. Variación del coste nivelado de la energía respecto a la tasa de descuento.	57
Gráfica 31. Variación del coste nivelado de la energía respecto al precio de la instalación fotovoltaica.	57
Gráfica 32. Variación del coste nivelado de la energía respecto al precio de las baterías.	58
Gráfica 33. Variación del coste nivelado de la energía respecto al coste de mantenimiento.	58
Gráfica 34. Variación del coste nivelado de la energía respecto al precio de demandar energía de la red.	59
Gráfica 35. Variación del coste nivelado de la energía respecto al precio de inyectar energía a la red.	59

Gráfica 36. Variación del coste nivelado de almacenar energía respecto a la duración del proyecto.	60
Gráfica 37. Variación del coste nivelado de almacenar energía respecto a la tasa de descuento.	60
Gráfica 38. Variación del coste nivelado de almacenar energía respecto al precio de la instalación fotovoltaica.	61
Gráfica 39. Variación del coste nivelado de almacenar energía respecto al precio de las baterías.	61
Gráfica 40. Variación del coste nivelado de almacenar energía respecto al coste de mantenimiento.	62
Gráfica 41. Variación del coste nivelado de almacenar energía respecto al precio de demandar energía de la red.	62
Gráfica 42. Variación del coste nivelado de almacenar energía respecto al precio de inyectar energía a la red.	63

GLOSARIO

- VAN: Valor Actual Neto.
- CAPEX: La inversión inicial.
- F_t : Flujo de caja en cada periodo t .
- N: Horizonte temporal de la inversión.
- k: Tasa de descuento.
- BAI: Beneficio Antes de Impuestos.
- IMP: Impuestos.
- I_t : Ingresos en el periodo t .
- C_t : Costes en el periodo t .
- $LIMP_t$: Costes asociados a la limpieza de las placas solares en el periodo t .
- REP_t : Costes asociados a la reparación de elementos de la instalación en el periodo t .
- CPS: Coste de los Paneles Solares.
- INV: Coste del inversor de corriente continua a corriente alterna.
- CME: Coste de los Materiales Extra (cables, tornillos, etc).
- CEP: Coste de los estudios previos (diseño de la instalación, software implementado, etc).
- CMO: Coste de la Mano de Obra.
- HERR: Coste de las Herramientas (taladro, broca, etc).
- EQ: Coste del Equipo necesario (grúas, arneses, cascos, etc).
- PER_t : Precio de la Energía demandada de la Red en el periodo t .
- PEX_t : Precio de la Energía Excedente de la fotovoltaica aportada a la red en el instante t .
- $E_{exc t}$: Energía Excedente fotovoltaica vertida a la red en el instante t .
- $E_{autocons t}$: Energía autoconsumida (energía que se ha consumido procedente de la instalación fotovoltaica) en el instante t .
- EPV_t : Energía producida por la instalación fotovoltaica (PV) en el instante t .
- $E_{dem t}$: Energía total demandada en el instante t .
- $E_{Red t}$: Energía consumida procedente de la red en el instante t .
- TIR: Tasa Interna de Retorno.
- TLCC: Costo Total del Ciclo de Vida.
- LCOE: Costo Nivelado de la Energía.
- Q_t : Energía generada o ahorrada en el periodo t .
- LCOS: Costo Nivelado del Almacenamiento.
- $(CAPEX+OPEX)_{BAT}$: Costes asociados con la compra, instalación y mantenimiento del sistema de almacenamiento (las baterías).
- Cap: Capacidad de las baterías.

- Cap_0 : Capacidad de las baterías en el primer año.
- Utl : Tasa de utilización de las baterías.

1 INTRODUCCIÓN

La transición energética se ha consolidado como uno de los ejes centrales en la lucha contra el cambio climático y la búsqueda de un modelo económico más sostenible. En este contexto, España se ha posicionado como un referente en el ámbito de la energía solar, aprovechando sus ventajas naturales y económicas para liderar el cambio hacia un futuro más limpio y eficiente.

Durante 2023, España registró el precio medio de la electricidad más bajo entre las grandes economías de la Unión Europea, con 87,43 €/MWh, en comparación con los más de 101,82 €/MWh de países como Alemania, Francia e Italia. Este logro refleja no solo una gestión eficiente de los recursos energéticos, sino también el impacto positivo de las energías renovables, especialmente la solar, que en lo que va de 2024 ha cubierto el 14% de la demanda de energía nacional.

El país cuenta con un recurso solar envidiable, con una media de 2000 horas de sol al año, superando con creces las 900 horas de Alemania. Esta ventaja competitiva se traduce en proyectos de energía solar que duplican en producción a los de otros países europeos.

Además, el desarrollo de proyectos solares no solo contribuye a la sostenibilidad ambiental, evitando la emisión de más de 3,8 millones de toneladas de CO₂ en 2023, sino que también impulsa la economía rural. Los municipios que albergan plantas fotovoltaicas reciben ingresos significativos, lo que revitaliza zonas rurales y fomenta el desarrollo local. Asimismo, la compatibilidad de estos proyectos con la agricultura y la ganadería ha demostrado ser una fuente adicional de ingresos para los agricultores y ganaderos, quienes incrementan en un 30% sus beneficios mediante el doble uso del suelo.

En términos económicos, la energía solar representa una oportunidad estratégica para España, no solo por su impacto positivo en el PIB, con una contribución de 15.656 millones de euros en 2022, sino también por su capacidad de generar empleo. Ese mismo año, el sector empleó a casi 200.000 personas de manera directa, indirecta e inducida. Además, la exportación de productos y componentes relacionados con la fotovoltaica alcanzó los 4960 millones de euros, superando a industrias tradicionales como el vino y el aceite.

Este proyecto fin de carrera tiene como objetivo crear una herramienta que permita analizar económicamente proyectos de instalaciones fotovoltaicas, facilitando así la toma de decisiones basadas en estos análisis. Además, el diseño abierto de la herramienta permitirá que cualquiera pueda continuar mejorándola y ampliando sus funcionalidades en el futuro.

2 OBJETO

El propósito principal de este proyecto es desarrollar una herramienta en Excel que permita, a partir de una base de datos que incluya múltiples variables (como radiación solar, estimaciones de la demanda energética, precios proyectados de la energía, costos de instalación, entre otros), llevar a cabo un análisis económico detallado de proyectos de instalaciones fotovoltaicas de autoconsumo con y sin baterías. Esta herramienta no solo facilitará el cálculo de parámetros económicos clave, sino que también proporcionará información valiosa sobre las variables que más influyen en la viabilidad de estos proyectos.

El análisis económico realizado con esta herramienta abarcará la estimación de indicadores financieros esenciales como el Valor Actual Neto (VAN), la Tasa Interna de Retorno (TIR), el periodo de recuperación de la inversión (Payback), el Costo Total del Ciclo de Vida (TLCC), entre otros parámetros críticos. Estos indicadores serán fundamentales para apoyar la toma de decisiones por parte de inversores y responsables de proyectos. Además, la herramienta permitirá realizar simulaciones de escenarios, posibilitando la exploración de diferentes condiciones del mercado y de la operación, y evaluando así su impacto en la viabilidad del proyecto.

Para demostrar la eficacia y aplicabilidad de la herramienta desarrollada, se aplicará a un caso de estudio concreto. A través de este caso práctico, se detallarán los pasos necesarios para utilizar la herramienta, desde la recopilación y entrada de datos hasta la interpretación de los resultados obtenidos. Esto mostrará cómo el análisis económico puede ser utilizado para apoyar la toma de decisiones en el ámbito de las instalaciones fotovoltaicas, ilustrando además cómo la información extraída puede ser empleada para optimizar el diseño y la gestión de estos proyectos.

Finalmente, es importante señalar que la precisión del análisis económico depende en gran medida de la calidad de la base de datos utilizada. Por lo tanto, para obtener resultados más exactos, es fundamental que los datos ingresados sean lo más completos y precisos posible. Cuanto mejor sea la calidad de la información proporcionada, más fiable será el análisis económico realizado.

3 ANTECEDENTES

Para este Trabajo de Fin de Grado, se ha partido de una herramienta previamente desarrollada en el departamento, la cual incluía una pestaña dedicada al balance energético. Sin embargo, presentaba varios problemas, como errores de cálculo en algunas celdas y erratas en otras. No obstante, su estructura y la mayoría de cálculos han resultado muy útiles. En este proyecto se han corregido dichos fallos y se ha llevado a cabo una depuración completa. Además, se ha implementado toda la parte de programación en Python y se han desarrollado las demás pestañas del Excel, incluida una dedicada al análisis económico. Esta última pestaña ha sido especialmente exigente en términos de tiempo de cálculo, llegando a consumir más del 97% del tiempo total de procesamiento en Excel, según se ha verificado mediante VBA. Esto refleja la mayor complejidad del trabajo realizado en comparación con la herramienta original.

4 PARÁMETROS ECONÓMICOS

En este trabajo realizaremos un análisis económico basado en diversos indicadores clave, con el objetivo de examinar distintos aspectos relacionados con estos parámetros. Es fundamental, desde el inicio, contextualizar y comprender cada uno de los indicadores económicos empleados.

En esta sección, presentaremos y describiremos los parámetros económicos que se utilizarán para evaluar las diferentes inversiones. Además, se detallarán las fórmulas correspondientes y las variables que influyen en cada uno de estos indicadores.

4.1. VAN

Uno de los principales indicadores para evaluar la rentabilidad de un proyecto es el **Valor Actual Neto (VAN)**. Este criterio de inversión permite actualizar los flujos de cobros y pagos asociados al proyecto, proporcionando una visión clara de las ganancias o pérdidas que se obtendrán. Para que un proyecto sea considerado rentable, el VAN debe ser superior a 0.

Las variables que determinan el VAN son:

$VAN = f(N, k, IVA, PER_t, PEX_t, E_{exc_t}, E_{autocons_t}, EPV_t, E_{dem_t}, E_{Red_t}, LIMP_t, REP_t, CPS, INV, CME, CEP, CMO, HERR, EQ)$

De esta manera, el VAN se rige por la siguiente fórmula:

$$VAN = -CAPEX + \sum_{t=1}^N \frac{F_t}{(1+k)^t}$$

Donde:

$$F_t = BAI - IMP$$

$$BAI = I_t - C_t$$

$$I_t = PER_t * E_{autocons}_t + PEX_t * E_{exc}_t$$

$$C_t = LIMP_t + REP_t$$

$$IMP = \begin{cases} \text{si } BAI > 0 & IVA * BAI \\ \text{si } BAI \leq 0 & 0 \end{cases}$$

$$CAPEX = CPS + INV + CME + CEP + CMO + HERR + EQ$$

Si $EPV \geq E_{dem}$:

$$E_{autocons} = E_{dem}$$

$$E_{exc} = EPV - E_{dem}$$

Si $EPV < E_{dem}$:

$$E_{autocons} = EPV$$

$$E_{autocons} = E_{dem} - E_{Red}$$

$$E_{exc} = 0$$

4.2. TIR

Un buen indicador a tener en cuenta es la **Tasa Interna de Retorno (TIR)**. Este índice mide la rentabilidad de una inversión, expresada como el porcentaje de beneficio o pérdida que genera. La TIR refleja el rendimiento esperado sobre las cantidades que permanecen invertidas en un proyecto, lo que la convierte en una herramienta útil para comparar distintas alternativas de inversión. En general, cuanto mayor sea la TIR, más atractiva será la inversión. La TIR se calcula en función de una serie de variables representadas en la siguiente función:

TIR = f (N, IVA, PER_t, PEX_t, Eexc_t, Eautocons_t, EPV_t, Edem_t, ERed_t, LIMP_t, REP_t, CPS, INV, CME, CEP, CMO, HERR, EQ)

Siguiendo con lo anterior, la TIR se calcula a partir de la siguiente ecuación:

$$0 = VAN = -CAPEX + \sum_{t=0}^N \frac{F_t}{(1 + TIR)^t}$$

Donde:

$$F_t = BAI - IMP$$

$$BAI = I_t - C_t$$

$$I_t = PER_t * Eautocons_t + PEX_t * Eexc_t$$

$$C_t = LIMP_t + REP_t$$

$$IMP = \begin{cases} si BAI > 0 & IVA * BAI \\ si BAI \leq 0 & 0 \end{cases}$$

$$CAPEX = CPS + INV + CME + CEP + CMO + HERR + EQ$$

Si $EPV \geq Edem$:

$$E_{autocons} = Edem$$

$$E_{exc} = EPV - Edem$$

Si $EPV < Edem$:

$$E_{autocons} = EPV$$

$$E_{autocons} = Edem - ERed$$

$$E_{exc} = 0$$

4.3. Periodo de Retorno

El **periodo de retorno o Payback** representa el tiempo necesario para que un proyecto recupere la inversión inicial, considerando los flujos de caja netos sin descontar. A partir de este momento, el proyecto comenzará a generar beneficios netos para el inversor hasta que concluya su vida útil.

El pay back se calcula en función de una serie de variables representadas en la siguiente función:

PB = f (IVA, PER_t, PEX_t, Eexc_t, Eautocons_t, EPV_t, Edem_t, ERed_t, LIMP_t, REP_t, CPS, INV, CME, CEP, CMO, HERR, EQ)

El periodo de pay back será el **primer punto en el tiempo (t)** en el cual se cumple:

$$CAPEX - \sum_{i=1}^t (\Delta I_t - \Delta C_t) \geq 0$$

Donde:

$$I_t = PER_t * E_{\text{autocons}}_t + PE_{x_t} * E_{\text{exc}}_t$$

$$C_t = LIMP_t + REP_t$$

$$\left\{ \begin{array}{l} \text{Si } E_{\text{PV}} \geq E_{\text{dem}}: \\ \quad E_{\text{autocons}} = E_{\text{dem}} \\ \quad E_{\text{exc}} = E_{\text{PV}} - E_{\text{dem}} \\ \\ \text{Si } E_{\text{PV}} < E_{\text{dem}}: \\ \quad E_{\text{autocons}} = E_{\text{PV}} \\ \quad E_{\text{autocons}} = E_{\text{dem}} - E_{\text{Red}} \\ \quad E_{\text{exc}} = 0 \end{array} \right.$$

4.4. TLCC

El análisis del **costo total del ciclo de vida (TLCC**, por sus siglas en inglés) permite comparar diferentes alternativas de proyectos al evaluar sus costos totales y el momento en que se incurren, lo que proporciona una visión más completa y precisa para la toma de decisiones.

El TLCC se calcula en función de una serie de variables representadas en la siguiente función:

$$TLCC = f(N, k, LIMP_t, REP_t)$$

Este parámetro económico se rige por la siguiente fórmula:

$$TLCC = \sum_{t=0}^N \frac{C_t}{(1+k)^t}$$

Donde:

$$C_t = LIMP_t + REP_t$$

4.5. LCOE

El **Coste Nivelado de la Energía (LCOE** por sus siglas en inglés, Levelized Cost of Energy) es una métrica fundamental que representa el costo promedio por unidad de energía generada durante el período de operación de una instalación, teniendo en cuenta todos los costos asociados. Esta métrica es crucial para la toma de decisiones en la planificación energética, ya que permite identificar las opciones más económicas y eficientes para la producción de energía, contribuyendo así a la transición hacia un sistema energético más sostenible y competitivo.

El LCOE se calcula en función de una serie de variables representadas en la siguiente función:

$$LCOE = f(Q_t, N, k, LIMP_t, REP_t)$$

Este indicador económico se rige por la siguiente fórmula:

$$LCOE = \frac{TLCC}{\sum_{t=1}^N \left(\frac{Q_t}{(1+k)^t} \right)}$$

Donde:

$$TLCC = \sum_{t=0}^N \frac{C_t}{(1+k)^t}$$
$$C_t = LIMP_t + REP_t$$

4.6. LCOS

El **Costo Nivelado del Almacenamiento** (LCOS por sus siglas en inglés, Levelized Cost of Storage) permite evaluar la viabilidad económica de las baterías. Este indicador proporciona un gran punto de vista de los costos asociados con la implementación y operación de sistemas de almacenamiento a lo largo de su vida útil, teniendo en cuenta aspectos como la inversión inicial, los costos operativos, el mantenimiento y la eficiencia del sistema.

El LCOS se calcula en función de una serie de variables representadas en la siguiente función:

$$LCOS = f(N, (CAPEX+OPEX)_{BAT}, Cap_0, Utl, P)$$

Este parámetro económico se rige por la siguiente fórmula:

$$LCOS = \frac{(CAPEX + OPEX)_{BAT}}{Cap_0 * N * \overline{Utl}}$$

Donde para calcular el promedio de la tasa de utilización:

$$\overline{Utl} = \frac{\sum_{t=1}^N (Utl)_t}{N}$$

Y donde:

$$CAPEX = CPS + INV + CME + CEP + CMO + HERR + EQ$$
$$C_t = LIMP_t + REP_t$$

5 DISEÑO DE LA HERRAMIENTA

En este apartado se detallará la estructura de los archivos Excel utilizados en la herramienta, explicando cómo se interrelacionan y contribuyen al proceso general. Se describirán las principales funciones implementadas, el proceso de ingesta y procesamiento de datos, así como la generación de gráficas. Además, se justificará la elección de cada tipo de representación gráfica empleada.

A continuación, se proporciona una lista de los archivos utilizados, junto con sus nombres y propósitos. Estos archivos deben coexistir para garantizar el correcto funcionamiento de la herramienta:

- **“Balance energético.xlsx”**: En este archivo de Excel se encuentra toda la base de datos y los resultados económicos finales, representados mediante gráficas. Este archivo es el núcleo de la herramienta, donde se consolidan los datos procesados y se generan las visualizaciones necesarias para el análisis económico.
- **“Excel soporte.xlsx”**: Como su nombre indica, este archivo de Excel sirve de soporte para relacionar el archivo de Python con el archivo de balance energético. Actúa como un intermediario que facilita la transferencia de datos entre los diferentes componentes del sistema,

asegurando que los resultados generados por el script de Python sean correctamente integrados y utilizados en el análisis económico.

- **“Simulaciones.py”**: Este archivo de Python se encarga de la ingesta y procesamiento de datos, realizando numerosas simulaciones. Los datos que este script proporciona son utilizados en el archivo de **“Balance energético.xlsx”** para realizar los cálculos económicos necesarios. Este archivo ejecuta las simulaciones basadas en los datos de entrada, produciendo resultados que alimentan la base de datos y permiten generar las gráficas y análisis económicos en el archivo de balance energético.

Para comprender el funcionamiento y la secuenciación de los cálculos, es esencial tener en cuenta la existencia de estos tres archivos. Comenzaré explicando el archivo **"Balance energético.xlsx"**, ya que este servirá de base para entender cuándo y cómo se utilizan los demás archivos, que actúan como cálculos intermedios dentro de este archivo principal.

El archivo **"Balance energético.xlsx"**, como se mencionó anteriormente, constituye el eje central de nuestra herramienta. En esta sección, proporcionaré una explicación detallada de su funcionamiento, desglosando cada una de sus pestañas en subapartados específicos.

Este archivo de Excel se organiza en cinco pestañas, las cuales se abordarán en cinco subapartados: Producción Fotovoltaica, Balance Energético, Estudio Económico, Perfil de Carga y Soporte Pay Back. A continuación, se detallará la función y el contenido de cada una de estas pestañas.

5.1 Pestaña de la producción fotovoltaica

En primer lugar, tenemos la pestaña **“PV Yield”**, que contiene una base de datos estructurada en varias columnas: una para los meses del año, otra para los días del año, otra para las horas del día, una más para la temperatura ambiente, y otra para la radiación solar. Cada fila representa una hora específica de cada día.

Con estos datos, se calcula en otra columna la temperatura del módulo fotovoltaico (FV), utilizando la radiación, la temperatura ambiente y la NOCT (Temperatura de Operación Nominal de la Célula). Adicionalmente, se incluye una columna donde se calcula el **“PV Yield”** (la cantidad de energía eléctrica generada por el sistema fotovoltaico), que se obtiene a partir de la radiación, la temperatura del módulo FV, el coeficiente de temperatura y la potencia pico del sistema.

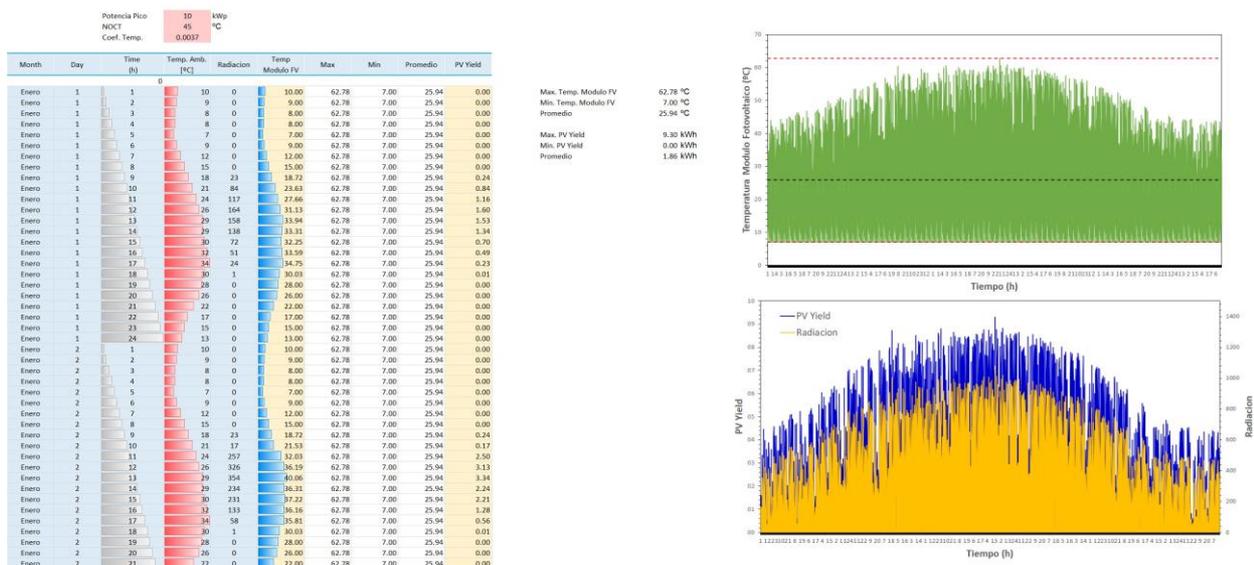


Ilustración 1. Pestaña de la producción fotovoltaica.

5.2 Pestaña Perfil de Carga

La pestaña Perfil de Carga presenta otra base de datos organizada en dos tablas distintas.

La primera tabla incluye una columna para el mes del año y otra columna (kWh/día) que indica el consumo diario de energía en kilovatios-hora (kWh) para cada mes.

La segunda tabla consta de cinco columnas, las cuales se detallan a continuación:

1. **Hora:** Representa cada hora específica del día.
2. **Peso:** Es un factor de ponderación aplicado al consumo de energía.
3. **Demanda 10 (kWh):** Estimación de la demanda de energía para un consumo diario de 10 kWh.
4. **Demanda 12,5 (kWh):** Estimación de la demanda de energía para un consumo diario de 12.5 kWh.
5. **Demanda 15 (kWh):** Estimación de la demanda de energía para un consumo diario de 15 kWh.

La gráfica incluida en esta pestaña muestra la demanda de energía en función de la hora del día, con diferentes líneas representando los distintos niveles de consumo.

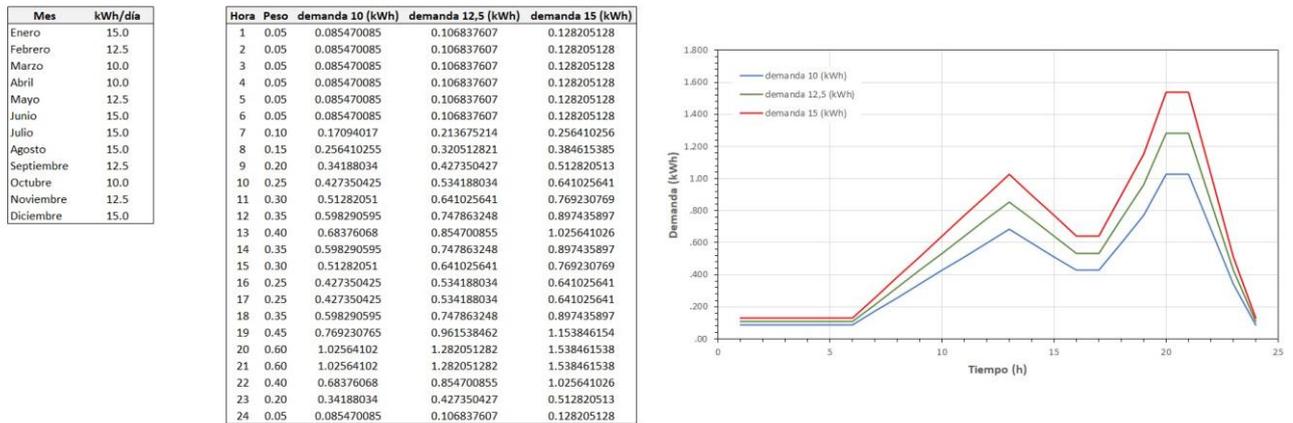


Ilustración 2. Pestaña del perfil de carga.

5.3 Pestaña Balance Energético

En la pestaña Balance Energético, se presentan varias tablas ubicadas en la parte superior del archivo, organizadas por colores para diferenciar el tipo de datos y su capacidad de modificación.

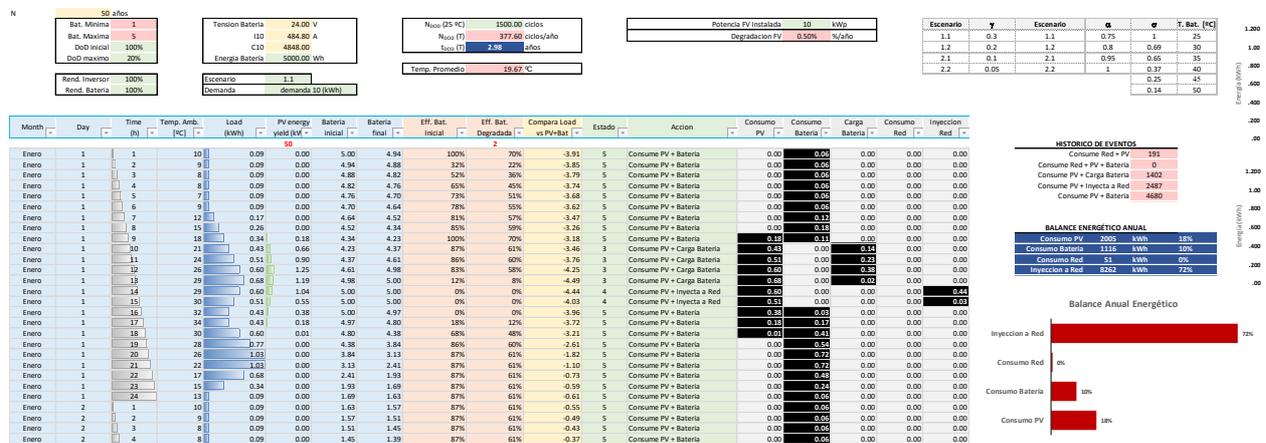


Ilustración 3. Pestaña del balance energético.

En primer lugar, nos encontramos con **datos** cuyas celdas aparecen en un **color amarillo claro**. Este color indica que estos valores son configurables según el caso específico que se esté analizando e incluyen:

- **N:** Horizonte temporal del proyecto.
- **Tensión de la batería:** Voltaje de operación de la batería.
- **Capacidad de la batería:** Capacidad total de almacenamiento de energía de la batería.

A continuación, se presentan **datos en color verde**, que representan las características del sistema fotovoltaico instalado y comprenden:

- **DoD máximo:** “Depth of Discharge” (profundidad de descarga), que indica hasta qué nivel es recomendable descargar la batería.
- **DoD inicial:** Porcentaje de la capacidad de la batería descargada antes de iniciar un nuevo ciclo de carga.
- **Energía batería:** Cantidad total de energía que la batería puede almacenar y suministrar.
- **NDOD (25°C):** Número de ciclos de carga-descarga que la batería puede soportar a una temperatura de 25°C.
- **Potencia FV instalada (KWp):** Capacidad máxima de generación de electricidad del sistema fotovoltaico bajo condiciones estándar de prueba.
- **Demanda:** Se puede elegir entre tres opciones de demanda:
 - **Demanda 10 (kWh):** Estimación de la demanda de energía para un consumo diario de 10 kWh.
 - **Demanda 12,5 (kWh):** Estimación de la demanda de energía para un consumo diario de 12.5 kWh.
 - **Demanda 15 (kWh):** Estimación de la demanda de energía para un consumo diario de 15 kWh.
- **Escenario:** Representa la variación en el tamaño del campo fotovoltaico y la capacidad de la batería respecto al estándar. Hay cuatro escenarios posibles:
 - **Escenario 1.1 (LB + HPV: Low Battery & High Photovoltaics)**
 - **Escenario 1.2 (LB + LPV: Low Battery & Low Photovoltaics)**
 - **Escenario 1.3 (HB + HPV: High Battery & High Photovoltaics)**
 - **Escenario 1.4 (HB + LPV: High Battery & Low Photovoltaics)**

Donde LB significa baja capacidad de las baterías, HB significa alta capacidad de las baterías, LPV significa baja área fotovoltaica, HPV significa un alto área fotovoltaica.

Seguidamente, se encuentran **datos en color rojo claro**. Estos valores, generados a partir de cálculos basados en otros datos, no son modificables e incluyen:

- **Batería máxima:** Calculada a partir de la energía de la batería.
- **Batería mínima:** Determinada utilizando el DoD máximo y la batería máxima.
- **NDOD (T):** Calcula la cantidad de ciclos de carga-descarga de la batería.
- **Temperatura promedio:** Media de todas las temperaturas registradas durante el año.
- **Degradación FV.**
- **Tabla de histórico de eventos:** A la derecha de la gran tabla, se encuentra una tabla más pequeña que presenta el histórico de eventos. Esta tabla muestra el número de horas que el sistema se encuentra en cada uno de los siguientes estados:
 - Consumo de la red y consumo de la instalación fotovoltaica
 - Consumo de la red, consumo de la instalación fotovoltaica y consumo de la batería
 - Consumo de la instalación fotovoltaica mientras se carga la batería
 - Consumo de la instalación fotovoltaica mientras se inyecta a la red

- Consumo simultáneo de la instalación fotovoltaica y la batería
- Inyección a la red

La metodología para calcular estos estados se detallará en secciones posteriores.

Finalmente, los **datos en color azul oscuro** resultan de cálculos complejos que integran múltiples factores y fórmulas interrelacionadas. Estos datos incluyen:

- **tDOD (T):** Representa la frecuencia con la que es necesario reemplazar las baterías, calculada a partir de diversos factores y ciclos.
- **Tabla balance energético anual:** A la derecha de la gran tabla, se encuentra una tabla más pequeña que presenta el balance energético anual, dividiendo los resultados en las siguientes categorías:
 - Consumo directo de la planta fotovoltaica (consumo PV).
 - Consumo de la batería.
 - Consumo de la red.
 - Inyección a la red.

Estos datos reflejan el balance energético a lo largo de un año. La metodología para calcular estos valores se detallará en secciones posteriores.

Tabla para la determinación de estados y el flujo de energía del sistema fotovoltaico

Hasta ahora he explicado todos los tipos de datos, así como cuáles provienen de funciones y cuáles se deben añadir en cada caso específico. Entonces, ahora voy a pasar a explicar detalladamente la tabla grande, dividiré la explicación según las columnas que se muestran en la tabla:

1. **Columnas en azul claro: mes, día y hora.** Estas tres columnas indican el mes, el día y la hora, comenzando el 1 de enero a la 1:00 de la mañana y terminando el 31 de diciembre a las 24:00 horas. De esta forma, cada fila corresponde a una hora diferente del año.
2. **Columnas en azul claro: temperatura ambiente, carga y energía fotovoltaica.** La columna de temperatura ambiente obtiene sus valores de la base de datos de la pestaña PV Yield. La columna Load recoge los valores de la pestaña Perfil Carga, dependiendo de la demanda especificada en la celda correspondiente en la pestaña de Balance Energético. La columna “PV energy yield” se calcula a partir de los datos de la columna PV Yield en la pestaña “PV Yield”, teniendo en cuenta la degradación porcentual según los años de la instalación fotovoltaica. Las columnas de batería inicial y final se recalculan cada hora (cada fila) en función del consumo o la inyección de energía en la batería.
3. **Columnas en naranja claro: eficiencia de la batería.** Estas dos columnas calculan la eficiencia de la batería inicial y la batería ya degradada según los años de uso de la instalación.
 - Eficiencia batería inicial: para el cálculo de esta, se usa una fórmula en la que interviene la demanda en KWh, la energía fotovoltaica que se está recogiendo en KWh, la batería al inicio de la hora, la batería máxima posible, la tensión de la batería y la intensidad que recorre por ella.
 - Eficiencia batería final: Se estima a partir del factor de degradación de la eficiencia de carga de la batería “ γ ” (el cual varía según el escenario seleccionado) y la eficiencia inicial de la batería al comienzo de cada hora.
4. **Columna en amarillo claro: cálculos intermedios.** Esta columna sirve como una columna intermedia para realizar cálculos adicionales y evaluar el estado del sistema (consumo PV, consumo Bat, carga Bat, etc.).
5. **Columnas en verde claro: estado del sistema.** La primera columna muestra el número del estado, que varía del 1 al 6:

- 1: Consume Red + PV
- 2: Consume Red + PV + Batería
- 3: Consume PV + Carga Batería
- 4: Consume PV + Inyecta a Red
- 5: Consume PV + Batería
- 6: Consume PV

La columna siguiente proporciona una descripción textual del estado, como por ejemplo: "Consume Batería" o "Consume PV".

6. **Columnas en gris claro: consumo del sistema.** Cada fila de la tabla muestra algún estado del sistema de los mencionados anteriormente. Las columnas en gris claro representan Consumo PV, Consumo Batería, Carga Batería, Consumo Red e Inyección Red. Dependiendo del estado de la fila, una o más de estas columnas se activarán (la celda se pone en negro), indicando la cantidad de energía en kWh. Por ejemplo, si el estado de la fila es Consume PV + Batería, se activarán las casillas de Consumo PV y Consumo Batería, mostrando los valores correspondientes de energía. A continuación se muestra en el Excel cómo se calcula cada parte:

Cálculos para el consumo de la instalación fotovoltaica:

Rend. Inversor	100%	Escenario	1.1
Rend. Batería	100%	Demanda	demanda 10 (kWh)

Month	Day	Time (h)	Temp. Amb. [°C]	Load (kWh)	PV energy yield (kW)	Batería inicial	Batería final	Eff. Bat. Inicial	Eff. Bat. Degradada	Compara Load vs PV+Bat	Estado	Accion	Consumo PV	Consumo Batería	Carga Batería
Enero	1	1	10	0.09	0.00	5.00	4.94	100%	70%	-3.91	5	Consume PV + Batería			
Enero	1	2	9	0.09	0.00	4.94	4.88	32%	22%	-3.85	5	Consume PV + Batería			
Enero	1	3	8	0.09	0.00	4.88	4.82	52%	36%	-3.79	5	Consume PV + Batería			
Enero	1	4	8	0.09	0.00	4.82	4.76	65%	45%	-3.74	5	Consume PV + Batería			
Enero	1	5	7	0.09	0.00	4.76	4.70	73%	51%	-3.68	5	Consume PV + Batería			
Enero	1	6	9	0.09	0.00	4.70	4.64	78%	55%	-3.62	5	Consume PV + Batería			
Enero	1	7	12	0.17	0.00	4.64	4.52	81%	57%	-3.47	5	Consume PV + Batería			

Cálculos para el consumo de las baterías:

Bat. Minima	1	Tension Batería	24.00 V	N ₀₀₀ (25 °C)	1500.00 ciclos	Potencia FV Instalada	10 kWp
Bat. Maxima	5	I10	484.80 A	N ₀₀₀ (T)	377.60 ciclos/año	Degradacion FV	0.50% %/año
DoD inicial	100%	C10	4848.00 Wh	t ₀₀₀ (T)	2.98 años	Temp. Promedio	19.67 °C
DoD maximo	20%						

Rend. Inversor	100%	Escenario	1.1
Rend. Batería	100%	Demanda	demanda 10 (kWh)

Month	Day	Time (h)	Temp. Amb. [°C]	Load (kWh)	PV energy yield (kW)	Batería inicial	Batería final	Eff. Bat. Inicial	Eff. Bat. Degradada	Compara Load vs PV+Bat	Estado	Accion	Consumo PV	Consumo Batería	Carga Batería	Consumo Red	Inyección Red
Enero	1	1	10	0.09	0.00	5.00	4.94	100%	70%	-3.91	5	Consume PV + Batería	0.00				
Enero	1	2	9	0.09	0.00	4.94	4.88	32%	22%	-3.85	5	Consume PV + Batería	0.00				
Enero	1	3	8	0.09	0.00	4.88	4.82	52%	36%	-3.79	5	Consume PV + Batería	0.00				
Enero	1	4	8	0.09	0.00	4.82	4.76	65%	45%	-3.74	5	Consume PV + Batería	0.00				
Enero	1	5	7	0.09	0.00	4.76	4.70	73%	51%	-3.68	5	Consume PV + Batería	0.00				
Enero	1	6	9	0.09	0.00	4.70	4.64	78%	55%	-3.62	5	Consume PV + Batería	0.00				
Enero	1	7	12	0.17	0.00	4.64	4.52	81%	57%	-3.47	5	Consume PV + Batería	0.00				
Enero	1	8	15	0.26	0.00	4.52	4.34	85%	59%	-3.26	5	Consume PV + Batería	0.00				
Enero	1	9	18	0.34	0.18	4.34	4.23	100%	70%	-3.18	5	Consume PV + Batería	0.18				
Enero	1	10	21	0.43	0.66	4.23	4.37	87%	61%	-3.46	3	Consume PV + Carga Batería	0.43				
Enero	1	11	24	0.51	0.90	4.37	4.61	86%	60%	-3.76	3	Consume PV + Carga Batería	0.51				
Enero	1	12	26	0.60	1.25	4.61	4.98	83%	58%	-4.25	3	Consume PV + Carga Batería	0.60				

Cálculos para la carga de baterías:

Bat. Minima	1	Tension Batería	24.00 V	N ₀₀₀ (25 °C)	1500.00 ciclos	Potencia FV Instalada	10 kWp	Escen	1.1
Bat. Maxima	5	I10	484.80 A	N ₀₀₀ (T)	377.60 ciclos/año	Degradacion FV	0.50% %/año		1.2
DoD inicial	100%	C10	4848.00 Wh	t ₀₀₀ (T)	2.98 años	Temp. Promedio	19.67 °C		2.1
DoD maximo	20%								2.2

Rend. Inversor	100%	Escenario	1.1
Rend. Batería	100%	Demanda	demanda 10 (kWh)

Day	Time (h)	Temp. Amb. [°C]	Load (kWh)	PV energy yield (kW)	Batería inicial	Batería final	Eff. Bat. Inicial	Eff. Bat. Degradada	Compara Load vs PV+Bat	Estado	Accion	Consumo PV	Consumo Batería	Carga Batería	Consumo Red	Inyección Red
1	1	10	0.09	0.00	5.00	4.94	100%	70%	-3.91	5	Consume PV + Batería	0.00	0.06			
1	2	9	0.09	0.00	4.94	4.88	32%	22%	-3.85	5	Consume PV + Batería	0.00	0.06			
1	3	8	0.09	0.00	4.88	4.82	52%	36%	-3.79	5	Consume PV + Batería	0.00	0.06			
1	4	8	0.09	0.00	4.82	4.76	65%	45%	-3.74	5	Consume PV + Batería	0.00	0.06			
1	5	7	0.09	0.00	4.76	4.70	73%	51%	-3.68	5	Consume PV + Batería	0.00	0.06			
1	6	9	0.09	0.00	4.70	4.64	78%	55%	-3.62	5	Consume PV + Batería	0.00	0.06			
1	7	12	0.17	0.00	4.64	4.52	81%	57%	-3.47	5	Consume PV + Batería	0.00	0.12			
1	8	15	0.26	0.00	4.52	4.34	85%	59%	-3.26	5	Consume PV + Batería	0.00	0.18			
1	9	18	0.34	0.18	4.34	4.23	100%	70%	-3.18	5	Consume PV + Batería	0.18	0.11	0.00	0.00	

Cálculos para el consumo de la red:

Rend. Inversor 100% Escenario 1.1
 Rend. Batería 100% Demanda demanda 10 (kWh)

Day	Time (h)	Temp. Amb. [°C]	Load (kWh)	PV energy yield (kW)	Bateria inicial	Bateria final	Eff. Bat. Inicial	Eff. Bat. Degradada	Compara Load vs PV+Bat	Estado	Accion	Consumo PV	Consumo Batería	Carga Batería	Consumo Red	Inyeccion Red
1	1	10	0.09	0.00	5.00	4.94	100%	70%	-3.91	5	Consume PV + Batería	0.00	0.00	0.00	=SI((L13=4;0;	
1	2	9	0.09	0.00	4.94	4.88	92%	22%	-3.85	5	Consume PV + Batería	0.00	0.00	0.00	=SI((L13=5;0;	
1	3	8	0.09	0.00	4.88	4.82	82%	36%	-3.79	5	Consume PV + Batería	0.00	0.00	0.00	=SI((L13=6;0;	
1	4	8	0.09	0.00	4.82	4.76	65%	45%	-3.74	5	Consume PV + Batería	0.00	0.00	0.00	=SI((L13=5;0;	
1	5	7	0.09	0.00	4.76	4.70	73%	51%	-3.68	5	Consume PV + Batería	0.00	0.00	0.00	=SI((L13=6;0;	
1	6	9	0.09	0.00	4.70	4.64	78%	55%	-3.62	5	Consume PV + Batería	0.00	0.00	0.00	=SI((L13=1;E13-F13*5C57;	
1	7	12	0.17	0.00	4.64	4.52	81%	57%	-3.47	5	Consume PV + Batería	0.00	0.12	0.00	=SI((L13=2;E13-N13-O13;"ERROR"))))))))	
1	8	15	0.26	0.00	4.52	4.34	85%	59%	-3.26	5	Consume PV + Batería	0.00	0.18	0.00		
1	9	18	0.34	0.00	4.34	4.13	100%	70%	-3.18	5	Consume PV + Batería	0.00	0.11	0.00	0.00	0.00

Cálculos para inyectar a la red:

Rend. Inversor 100% Escenario 1.1
 Rend. Batería 100% Demanda demanda 10 (kWh)

Day	Time (h)	Temp. Amb. [°C]	Load (kWh)	PV energy yield (kW)	Bateria inicial	Bateria final	Eff. Bat. Inicial	Eff. Bat. Degradada	Compara Load vs PV+Bat	Estado	Accion	Consumo PV	Consumo Batería	Carga Batería	Consumo Red	Inyeccion Red
1	1	10	0.09	0.00	5.00	4.94	100%	70%	-3.91	5	Consume PV + Batería	0.00	0.00	0.00	0.00	=SI((L13=4;F13*5C57;E13;
1	2	9	0.09	0.00	4.94	4.88	92%	22%	-3.85	5	Consume PV + Batería	0.00	0.00	0.00	0.00	=SI((L13=5;0;
1	3	8	0.09	0.00	4.88	4.82	82%	36%	-3.79	5	Consume PV + Batería	0.00	0.00	0.00	0.00	=SI((L13=6;0;
1	4	8	0.09	0.00	4.82	4.76	65%	45%	-3.74	5	Consume PV + Batería	0.00	0.00	0.00	0.00	=SI((L13=5;0;
1	5	7	0.09	0.00	4.76	4.70	73%	51%	-3.68	5	Consume PV + Batería	0.00	0.00	0.00	0.00	=SI((L13=6;0;
1	6	9	0.09	0.00	4.70	4.64	78%	55%	-3.62	5	Consume PV + Batería	0.00	0.00	0.00	0.00	=SI((L13=1;0;
1	7	12	0.17	0.00	4.64	4.52	81%	57%	-3.47	5	Consume PV + Batería	0.00	0.12	0.00	0.00	=SI((L13=2;0;"ERROR"))))))))
1	8	15	0.26	0.00	4.52	4.34	85%	59%	-3.26	5	Consume PV + Batería	0.00	0.18	0.00	0.00	0.00

5.4 Pestaña Estudio Económico

Las pestañas del Excel descritas previamente tienen como objetivo principal proporcionar el flujo de energía del sistema fotovoltaico para cada año. Así, se obtiene anualmente el consumo de energía proveniente del sistema fotovoltaico, el consumo de la batería, el consumo de la red y la inyección total a la red.

La pestaña "Estudio Económico" que se muestra a continuación constituye el núcleo central de este trabajo de fin de grado:

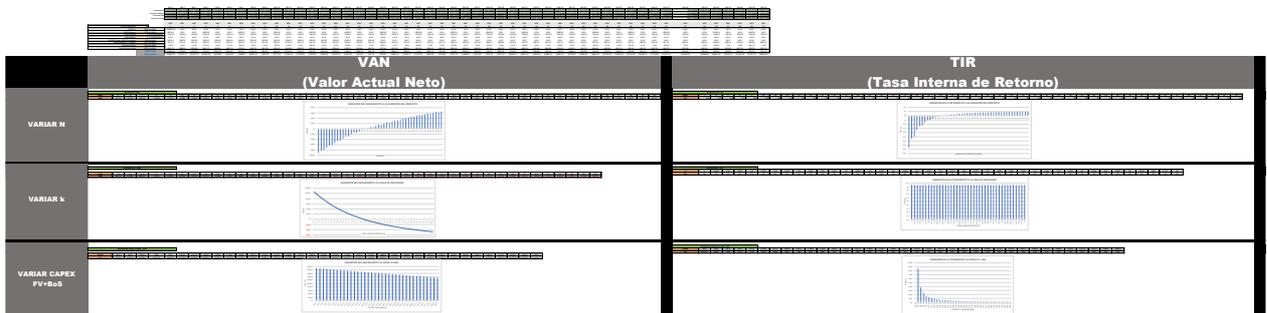


Ilustración 4. Pestaña del estudio económico (vista parcial).

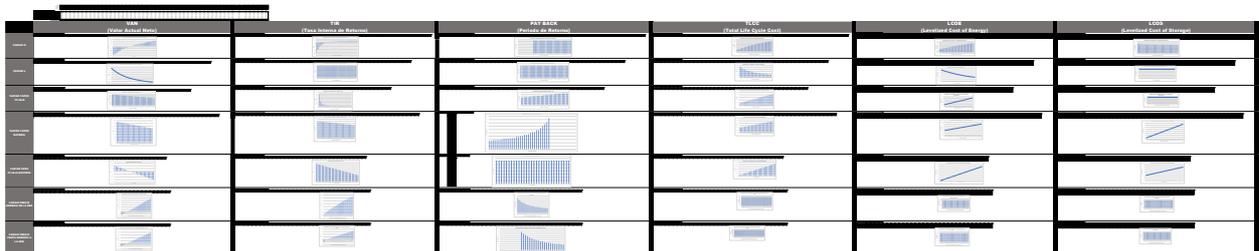


Ilustración 5. Pestaña del estudio económico (vista completa).

* Debido a su gran tamaño, la pestaña no se puede visualizar completamente en una sola imagen. Sin embargo, a lo largo de esta sección se explicará en partes para facilitar su comprensión.

Como se ha mencionado, consolidar toda la información de las pestañas anteriores en una única tabla es una tarea compleja. Por esta razón, se comenzará explicando cómo se obtiene la tabla que contiene el flujo energético del sistema año a año. Posteriormente, se analizará la pestaña "Estudio Económico" (la imagen mostrada antes), comenzando por la descripción del cuadro que refleja el flujo de caja. Finalmente, se presentará la tabla principal que muestra la variación de los parámetros económicos en función de determinadas variables.

5.4.1 Tabla del flujo energético por año

Para comprender cómo se obtiene el flujo energético anual que aparece en la pestaña **Estudio Económico**, es fundamental entender primero el flujo del primer año. La pestaña de **Balance Energético** proporciona el flujo energético de un solo año, como se muestra en la tabla azul a continuación.

Consumo PV	1993	kWh	18%
Consumo Bateria	1374	kWh	13%
Consumo Red	282	kWh	3%
Inyeccion a Red	7282	kWh	67%

Sin embargo, se necesitan los datos energéticos de todos los años del proyecto. Para ello, es necesario considerar la degradación tanto de la instalación fotovoltaica como de las baterías.

En la tabla se destacan dos valores importantes:

- La celda F12 (circulada en rojo), que está debajo de "PV energy yield", corresponde al número de años que las placas fotovoltaicas han estado instaladas.
- La celda J12 (circulada en azul), que está debajo de "Eff. Bat. Degradada", corresponde al número de años que las baterías han estado en funcionamiento.

Load (kWh)	PV energy yield (kV)	Bateria inicial	Bateria final	Eff. Bat. Inicial	Eff. Bat. Degradada	Compara Load vs PV+Bat
	10	5.00	4.94	100%	2	-3.91
0.09	0.00	4.94	4.88	32%	22%	-3.85
0.09	0.00	4.88	4.82	52%	36%	-3.79
0.09	0.00	4.82	4.76	65%	45%	-3.74
0.09	0.00	4.76	4.70	73%	51%	-3.68
0.09	0.00	4.70	4.64	78%	55%	-3.62
0.17	0.00	4.64	4.52	81%	57%	-3.47
0.26	0.00	4.52	4.34	85%	59%	-3.26
0.34	0.22	4.34	4.26	100%	70%	-3.22
0.43	0.80	4.26	4.49	87%	61%	-3.63

Es importante mencionar que estos dos valores no necesariamente coinciden, ya que las baterías suelen requerir reemplazos con mayor frecuencia que las placas fotovoltaicas. Para obtener el balance energético de un año específico, simplemente se deben ajustar estos dos parámetros.

Con esta comprensión, solo queda realizar tantas simulaciones como años dure el proyecto. Sin embargo, se ha observado que realizar estas simulaciones de manera eficiente usando únicamente Excel no es posible. Cada vez que se cambian los parámetros de los años, todas las pestañas deben recalcularse, lo cual requiere una gran capacidad de cálculo. Durante las primeras simulaciones, se observó que cada simulación añadía aproximadamente 30 segundos de tiempo de refresco en un ordenador convencional, provocando que cada vez que se hacía clic en una celda, Excel tardara varios minutos en responder.

Después de varios intentos para solucionar este problema, se llegó a la conclusión de que una forma de dinamizar Excel es seguir estos pasos:

1. Cambiar todos los parámetros necesarios en Excel.
2. Ejecutar todas las simulaciones.
3. Pegar los resultados de las simulaciones.

Siguiendo este orden, se evita la superposición de los pasos, permitiendo realizar todas las simulaciones en un tiempo total de 5-7 minutos, en lugar de que Excel quede constantemente sin respuesta.

Para automatizar el segundo paso, se diseñó un código en Python, cuya funcionalidad se describe a continuación. Primero, el código debe leer el número de años del proyecto y la vida útil de las baterías, esta última se representa en la celda J4 (celda en azul oscuro).

$N_{DOD} (25 \text{ }^\circ\text{C})$	1500.00	ciclos
$N_{DOD} (T)$	369.59	ciclos/año
$t_{DOD} (T)$	3.04	años

Por otro lado, se entiende que al final las preferencias económicas de cada persona es cambiar las baterías lo menos posible, por lo que el código se ha diseñado para minimizar los reemplazos de baterías, redondeando la vida útil a partir de 0.4. Por ejemplo, una vida útil de 3.4 años se redondea a 4 años, mientras que una vida útil de 3.3 años se redondea a 3 años.

Se deben realizar tantas simulaciones como años tenga el proyecto. Para cada simulación, se inserta el número de años que la placa fotovoltaica ha estado instalada en la celda F12 (debajo de "PV energy yield") y el número de años que la batería ha estado instalada en la celda J12 (debajo de "Eff. Bat. Degradada"). Por ejemplo, si la vida útil inicial es de 3 años, las iteraciones serían:

- Iteración 1: Celda F12 = 1 ... Celda J12 = 1
- Iteración 2: Celda F12 = 2 ... Celda J12 = 2
- Iteración 3: Celda F12 = 3 ... Celda J12 = 3
- Iteración 4: Celda F12 = 4 ... Celda J12 = 1 (Aquí se supone que se ha agotado la batería y se ha reemplazado el componente, que al estar nuevo vuelve a tener año 1)
- Iteración 5: Celda F12 = 5 ... Celda J12 = 2
- Iteración 6: Celda F12 = 6 ... Celda J12 = 3
- Iteración 7: Celda F12 = 7 ... Celda J12 = 1 De nuevo se cambia la batería
- Etc.

Los resultados de estas iteraciones se almacenan en diferentes vectores (vector_consumo_PV, vector_consumo_bat, vector_consumo_red, vector_inyec_red). Una vez completadas todas las iteraciones, estos resultados se pegan en la tabla de flujos energéticos.

La librería utilizada para este propósito es xlwings, una herramienta poderosa para interactuar con Excel desde Python. Es la única librería que permite escribir valores en celdas de Excel mientras compila, permitiendo que Excel realice los cálculos necesarios y luego copie los resultados. Además, es compatible con Excel que contiene gráficos variables, una característica en la que la mayoría de las librerías presenta problemas.

A continuación, se muestra el código utilizado:

```
import xlwings as xw

# Ruta del archivo Excel existente
file_path = '../Herramienta/Balance energetico.xlsx'

# Abrir el libro de trabajo existente
wb = xw.Book(file_path)

# Acceder a la hoja activa (o especificar una hoja por nombre)
ws = wb.sheets['Balance Energetico']

#Copiar el valor de la N y la t_DoD

N = ws.range('B1').value
N = int(N + 0.1)
t_DoD = ws.range('J4').value
t_DoD = int(t_DoD)
#print("N° de años: ", N)
#print("N° de años que dura la bateria: ", t_DoD)
```

```

#Código que crea los dos vectores, uno de los años de la instacación PV
#y otro de los años de la batería
vector_PV = []
vector_bat = []

for i in range(N):
    i=i+1
    vector_PV.append(i)
    i=i-1
    if vector_PV[i]==1:
        vector_bat.append(i+1)
    else:
        if vector_bat[i-1] == t_DoD:
            vector_bat.append(1)
        else:
            vector_bat.append(vector_bat[i-1]+1)

vector_consumo_PV = []
vector_consumo_bat = []
vector_consumo_red = []
vector_inyec_red =[]

for i in range(N):

    # Abrir el libro de trabajo existente
    wb = xw.Book(file_path)

    # Acceder a la hoja activa (o especificar una hoja por nombre)
    ws = wb.sheets['Balance Energetico']

    #Copiar los datos que después sustituiremos por las celdas
    anio_PV = vector_PV[i]
    anio_bat = vector_bat[i]
    print("Año PV: ",anio_PV)
    print("Año batería: ",anio_bat)

    # Insertar un número en las celdas específicas (por ejemplo, F12 y
J12)
    ws.range('F12').value = anio_PV
    ws.range('J12').value = anio_bat

    # Guardar los cambios en el archivo Excel
    wb.save()

    # Leer el resultado de la fórmula en la celda U21
    Consumo_PV = ws.range('U21').value
    print("El resultado del consumo PV es: ", Consumo_PV)
    vector_consumo_PV.append(Consumo_PV)

    Consumo_bat = ws.range('U22').value
    print("El resultado del consumo de batería es: ", Consumo_bat)
    vector_consumo_bat.append(Consumo_bat)

    Consumo_red = ws.range('U23').value
    print("El resultado del consumo red es: ", Consumo_red)
    vector_consumo_red.append(Consumo_red)

    Inyec_red = ws.range('U24').value

```

```

print("El resultado de la inyección a la red es: ", Inyec_red)
vector_inyec_red.append(Inyec_red)

# Cerrar el libro de trabajo
wb.close()

import openpyxl

# Crear un nuevo libro de trabajo
wb = openpyxl.load_workbook('../Herramienta/Excel soporte.xlsx')
ws = wb['Hoja1']

#Eliminar todos los elementos de una hoja
for row in ws.iter_rows():
    for cell in row:
        cell.value = None

for i in range(N):

    print("Iteración: ",i)
    ws.cell(1, i+1, vector_consumo_PV[i])
    ws.cell(2, i+1, vector_consumo_bat[i])
    ws.cell(3, i+1, vector_consumo_red[i])
    ws.cell(4, i+1, vector_inyec_red[i])

# Guardar el archivo
wb.save('../Herramienta/Excel soporte.xlsx')

print("Programación finalizada")

```

Compilando el código, la siguiente tabla dentro de la pestaña "Estudio Económico" se debería actualizar de la siguiente manera:

	Año 1	Año 2	Año 3	Año 4	Año 5	Año 6	Año 7	Año 8	Año 9	Año 10
Consumo PV	2026.50824	2026.11146	2025.70825	2025.30469	2024.89782	2024.49027	2024.07898	2023.66876	2023.25691	2022.84405
Consumo Batería	1371.43815	1116.73235	1371.73108	1116.77598	1371.79188	1116.97252	1372.00978	1117.05986	1371.88688	1117.00801
Consumo Red	252.053591	28.5565873	252.560646	29.3010304	253.310282	29.8346792	253.911212	30.531415	254.856185	31.4302059
Inyeccion a Red	11933.6706	11612.3572	11774.8414	11466.6566	11613.9979	11299.8681	11446.2246	11133.482	11301.493	10985.808

Es importante señalar que, para los años que superen el límite especificado, los valores se rellenarán con ceros. Además, todas las celdas de la tabla están en kWh.

5.4.2 Tabla del flujo de caja

Una vez que se ha completado la tabla verde con el flujo energético de todos los años, el archivo Excel automáticamente calcula el flujo de caja correspondiente en la tabla que se muestra a continuación.

		AÑO 1	AÑO 2	AÑO 3	AÑO 4	AÑO 5	AÑO 6	AÑO 7	AÑO 8	AÑO 9	AÑO 10
Interes	2%										
CAPEX FV	500 Eur/kWp	-5,000.0 €	0.0 €	0.0 €	0.0 €	0.0 €	0.0 €	0.0 €	0.0 €	0.0 €	0.0 €
CAPEX Batería	250 Eur/kWh	-1,250.0 €	0.0 €	0.0 €	-1,250.0 €	0.0 €	0.0 €	-1,250.0 €	0.0 €	0.0 €	-1,250.0 €
OPEX FV+BoS	1 % CAPEX FV+BoS	-50.0 €	-50.0 €	-50.0 €	-50.0 €	-50.0 €	-50.0 €	-50.0 €	-50.0 €	-50.0 €	-50.0 €
OPEX Batería	1 % CAPEX Batería	-12.5 €	-12.5 €	-12.5 €	-12.5 €	-12.5 €	-12.5 €	-12.5 €	-12.5 €	-12.5 €	-12.5 €
IBI (50% 3 años, 30% 15 sig años)	500 Eur/año	250.0 €	250.0 €	250.0 €	250.0 €	250.0 €	250.0 €	250.0 €	250.0 €	250.0 €	250.0 €
Autoconsumo FV + Batería	0.15 Eur/kWh	509.7 €	471.4 €	509.6 €	471.3 €	509.5 €	471.2 €	509.4 €	471.1 €	509.3 €	471.0 €
Consumo de Red	0.15 Eur/kWh	-37.8 €	-4.3 €	-37.9 €	-4.4 €	-38.0 €	-4.5 €	-38.1 €	-4.6 €	-38.2 €	-4.7 €
Venta energía a red	0.05 Eur/kWh	596.7 €	580.6 €	588.7 €	573.3 €	580.7 €	565.0 €	572.3 €	556.7 €	565.1 €	549.3 €
	Cash Flow										
	Acumulado	-4,993.9 €	-3,758.7 €	-2,510.7 €	-2,532.9 €	-1,293.7 €	-1,219.2 €	-18.9 €	1,210.7 €	1,223.6 €	-46.9 €

Esta tabla representa el caso base y servirá como base para el estudio económico que se realizará posteriormente, variando ciertos parámetros. Esta variación y el análisis se explicarán más adelante.

En la primera fila se encuentra el "CAPEX FV", que se refiere a la inversión inicial para la compra de las placas fotovoltaicas. El precio de estas placas se encuentra en la celda amarilla de la misma fila, expresado en €/kWpico. En los proyectos abordados en este trabajo, esta inversión se realiza únicamente en el primer año.

En la segunda fila se encuentra el “CAPEX Batería”, que se refiere a la inversión inicial para la compra de baterías. El precio de las baterías está en la celda amarilla de la misma fila, expresado en €/kWh. Ahora, se explica la fórmula utilizada en las celdas de esta fila para saber cuándo comprar nuevas baterías:

=SI(SUMA(Consumo PV año x + Consumo Bat año x + Consumo Red año x + Inyección a Red año x)>0;

SI(COLUMNAS(año x hasta el primer año) <= N° Años de duración del proyecto ;

SI(RESIDUO(COLUMNA(año x) - COLUMNA(año inicial) ; REDONDEAR(N°Años vida útil de Bat+ 0.1; 0)) = 0 ; - Bat máx * Capex Bat ; 0) ; "") ; 0)

Desglose de la fórmula:

1. Primera condición: SI(SUMA(Consumos + Inyección)>0; ...)

- Verifica si la suma de los consumos es mayor que 0. En el caso que sea 0 el programa supone que ese año ha pasado del horizonte del proyecto.
- Si la suma es mayor que 0, procede a la siguiente condición.
- Si no, el resultado de la fórmula es 0.

2. Segunda condición: SI(COLUMNAS(año x hasta año inicial) <= N° Años de duración del proyecto; ...)

- Calcula el número de columnas que existen desde la columna del año x hasta la columna del primer año.
- Compara si este número de columnas es menor o igual al número de años que dura el proyecto.
- Si esta condición es verdadera, procede a la siguiente condición.
- Si no, el resultado de la fórmula es una cadena vacía "".

3. Tercera condición: SI(RESIDUO(COLUMNA(año x) - COLUMNA(año inicial); REDONDEAR((N°Años vida útil de Bat + 0.1; 0)) = 0; ...)

- Calcula la diferencia entre la columna del año x y la columna del primer año.
- Redondea el valor que muestra el número de años de vida útil que tiene la batería, redondea a partir de 0.4, ya que se entiende que la preferencia suele ser cambiar las baterías lo menos posible.
- Calcula el residuo de la diferencia de columnas dividido por el valor redondeado.
- Si el residuo es 0, realiza el siguiente cálculo.
- Si no, el resultado de la fórmula es 0.

4. Resultado final: - Bat máx * Capex Bat

- Si todas las condiciones anteriores se cumplen, multiplica la capacidad máxima de la batería por el Capex de la batería y cambia el signo del resultado a negativo, ya que es un coste.

En la siguiente fila se encuentra el “OPEX FV+BoS”, que representa el coste de mantenimiento de la instalación fotovoltaica y del sistema de balance de planta (Balance of System, BoS). Este coste incluye el mantenimiento del cableado, inversores, equipos de monitoreo y control, y otros componentes necesarios para llevar la energía solar desde los paneles hasta el punto de uso. El coste de mantenimiento se muestra en la celda amarilla de la misma fila, expresado como un porcentaje de la inversión en las placas fotovoltaicas, y se supone constante cada año.

En la fila siguiente se encuentra el “OPEX Batería”, que representa el coste de mantenimiento de las baterías. Este coste también se calcula como un porcentaje del Capex de la batería. El valor de este porcentaje se muestra en la celda amarilla de la misma fila.

La fila siguiente corresponde al IBI (Impuesto sobre Bienes Inmuebles). El IBI del hogar del proyecto es de 500 €/año. Sin embargo, al instalar placas fotovoltaicas, el gobierno ofrece una subvención que proporciona un

descuento del 50% en el coste del IBI durante los primeros 3 años y un descuento del 30% durante los siguientes 15 años. En la tabla del flujo de caja, no se considera el IBI como un gasto, ya que es un coste fijo del hogar y no relacionado directamente con el proyecto fotovoltaico. En su lugar, se considera el descuento del IBI como un ingreso, calculando 250 €/año durante los primeros 3 años y 150 €/año durante los siguientes 15 años.

En las últimas filas de la tabla se encuentran los flujos monetarios relacionados con el flujo energético del sistema fotovoltaico. Estas filas son:

1. **Autoconsumo FV + Batería:** Este ingreso se debe a que, gracias a la instalación fotovoltaica, se puede consumir la electricidad generada por las placas o almacenada en las baterías en lugar de consumir de la red. El ahorro por no demandar electricidad de la red se considera un ingreso, estimado en promedio a 0,15 €/kWh en el caso base.
2. **Consumo de Red:** Este se percibe como un gasto y se produce cuando no es posible satisfacer la demanda de electricidad del hogar con la generación de las placas fotovoltaicas o el almacenamiento en las baterías, por lo que se debe consumir electricidad de la red. El precio estimado para la electricidad consumida de la red es de 0,15 €/kWh en el caso base.
3. **Venta de Energía a Red:** Este ingreso se produce cuando las placas fotovoltaicas generan más energía de la que se demanda en el hogar, y una vez que las baterías están llenas, el excedente se inyecta a la red. Aunque no se recibe dinero real por esta inyección, se reduce el gasto por consumo de la red, considerándose como un ingreso. El precio estimado para la energía inyectada a la red es de 0,05 €/kWh en el caso base.

Con todas estas filas, se realiza un sumatorio de todos los gastos e ingresos por cada año, calculando así el flujo de caja o “Cash Flow”. Cada columna de esta fila corresponde a un año diferente. Este valor es útil para evaluar cuánto se gana por año y para tener una idea general de la rentabilidad sin utilizar ningún parámetro económico adicional.

Finalmente, en la última fila de la tabla se calcula el flujo de caja acumulado por cada año. Este valor se obtiene sumando el flujo de caja del año en curso al flujo acumulado de caja del año anterior. Este último parámetro es crucial para los cálculos de ciertos parámetros económicos que se explicarán en apartados posteriores.

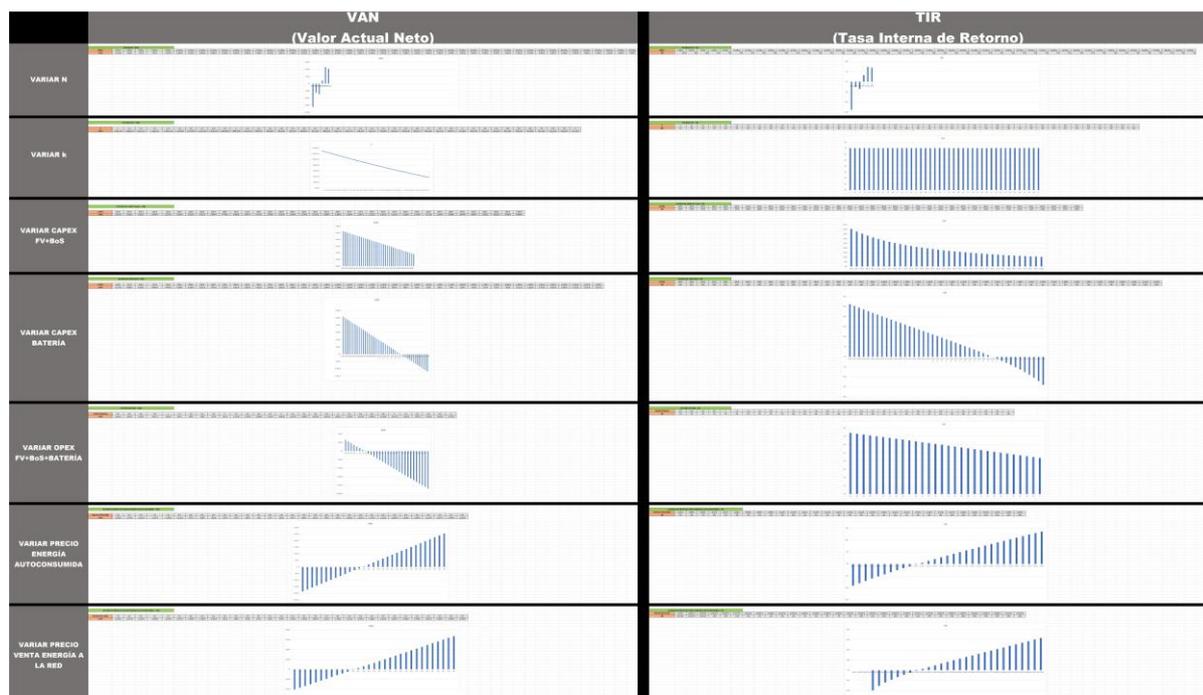
5.4.3 Tabla de derivadas parciales de parámetros económicos respecto a sus variables más influyentes

Una vez calculado el flujo de caja del caso estándar, se puede realizar un estudio sobre cómo varían los principales parámetros económicos (VAN, TIR, Pay Back, LCOE, LCOS, TLCC) en relación con sus variables más influyentes (número de años del proyecto, tasa de descuento, CAPEX de las placas fotovoltaicas, CAPEX de las baterías, costes de mantenimiento, precio de la energía demandada de la red y precio de la energía inyectada en la red).

En esta sección se explicará en profundidad cómo se ha calculado cada componente de la tabla y cómo afectan estas variaciones. Se analizará cada componente de la tabla de manera detallada.

Pero antes, para entender dónde se ubica cada componente de la tabla, es crucial comprender que esta tabla representa derivadas parciales. En la tabla, cada columna pertenece a un parámetro económico (VAN, TIR, Pay Back, LCOE, LCOS, TLCC), y cada fila corresponde a una variable diferente (número de años del proyecto, tasa de descuento, CAPEX de las placas fotovoltaicas, CAPEX de las baterías, costes de mantenimiento, precio de la energía demandada de la red y precio de la energía inyectada en la red).

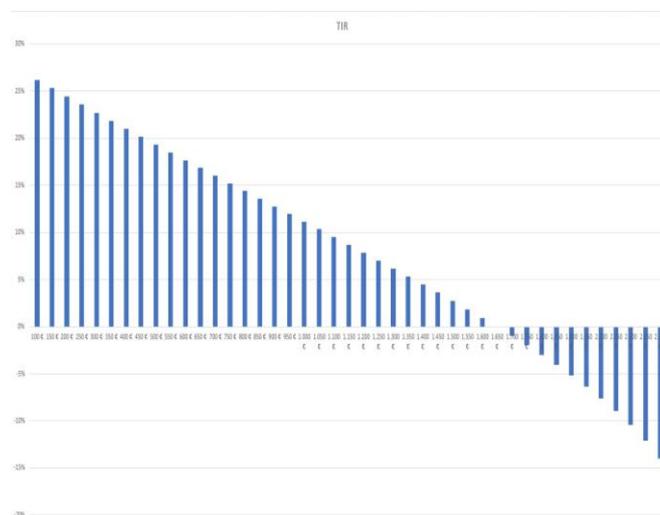
Por ejemplo, si se observa la columna de la TIR y la fila del coste de las baterías (CAPEX BAT), se encontrará la derivada de la TIR respecto al precio de las baterías. Siguiendo la estructura de la tabla quedaría así:



* Cabe señalar que en la imagen sólo hay espacio para mostrar dos columnas.

Para ilustrar cómo se muestra cada componente de la tabla, se utilizará como ejemplo la celda correspondiente a la derivada parcial de la TIR respecto al CAPEX de la batería:

ESTUDIO DE CAPEX BAT - TIR																		
CAPEX	100 €	150 €	200 €	250 €	300 €	350 €	400 €	450 €	500 €	550 €	600 €	650 €	700 €	750 €	800 €	850 €	900 €	
TIR	26%	25%	24%	24%	23%	22%	21%	20%	19%	18%	18%	17%	16%	15%	14%	14%	13%	



Como se observa en la imagen, primero se presenta un cuadro verde que indica qué derivada parcial es la que se muestra, en este caso "Estudio de CAPEX Bat - TIR" simboliza la derivada parcial de la TIR respecto al CAPEX de la batería: $\frac{\partial TIR}{\partial Capex Bat}$.

Justo abajo, hay dos filas: la primera siempre muestra la variable que se va a variar (en este caso el CAPEX de la batería), y en la segunda fila se encuentra el valor del parámetro económico correspondiente en función del valor que tiene justo arriba la variable (en este caso, el parámetro económico es la TIR).

Por último, se presenta una gráfica para visualizar cómo influye la variable en el parámetro económico.

Estas variables, al momento del estudio, facilitan su comprensión, permitiendo sacar conclusiones rápidamente con una simple mirada.

Este enfoque permite identificar las dependencias entre los parámetros económicos y sus variables influyentes, proporcionando una visión clara y detallada de los posibles impactos económicos de variaciones en las condiciones del proyecto.

Teniendo en cuenta cómo se interpreta cada componente de la tabla, a partir de ahora se explicará la forma en la que se calculan los parámetros económicos. La explicación se dividirá según las filas de la tabla y las columnas (por cada parámetro económico). Esto se debe a que las fórmulas usadas en cada variable suelen ser semejantes.

Valor Actual Neto, VAN

Para calcular el Valor Actual Neto (VAN), Excel proporciona una función predefinida (=VNA) que simplifica los cálculos. A continuación, se explica cómo se calculan las derivadas parciales del VAN respecto a diversas variables.

1. Derivada parcial del VAN respecto al número de años N

La fórmula utilizada es:

=VNA(Tasa de interés (fijada) ; Cash flow desde el año 5 (primer año), hasta el año correspondiente)

2. Derivada parcial del VAN respecto a la tasa de interés k

La fórmula utilizada es:

=VNA(Tasa de interés ; Cash flow de todos los años (fijado))

3. Derivada parcial del VAN respecto al Capex FV + BoS

La fórmula utilizada es:

=VNA(Tasa de interés (fijada) ; Cash flow del primer año – Capex FV (del caso base) – Capex FV (actualizado) ; Cash flow del resto de años (fijado))

4. Derivada parcial del VAN respecto al Capex Bat

La fórmula utilizada es:

=VNA(Tasa de interés (fijada) ; Cash flow de todos los años (fijado) – Capex Bat de todos los años (fijado) – SI [en el caso que se el dinero que se invierta en comprar baterías algún año sea diferente de cero ; + Capex Bat (actualizado); en caso contrario +Capex Bat(sin actualizar)])

5. Derivada parcial del VAN respecto al coste de mantenimiento (OPEX)

La fórmula utilizada es:

=VNA(Tasa de interés (fijada) ; Cash flow del primer año – Capex FV (del caso base) – Capex FV (actualizado) ; Cash flow de todos los años (fijado) – Capex FV (primer año) – Capex Bat(primer año) – Opex (Bat+FV) – %Opex (actualizado) * [- Capex Bat(1er año) – Capex FV (1er año)])

6. Derivada parcial del VAN respecto al Precio de demandar la Energía de la Red

La fórmula utilizada es:

=VNA(Tasa de interés (fijada) ; Cash flow del primer año ; Cash flow del resto de años (fijado) – Ingreso autoconsumo (FV + BAT) de todos los años (caso estándar) – Coste Consumo de la Red de todos los años (caso estándar) + Ingreso autoconsumo (FV + BAT) de todos los años (actualizado al nuevo precio) – Coste Consumo de la Red de todos los años (actualizado al nuevo precio)])

7. Derivada parcial del VAN respecto al Precio de inyectar a la Red

La fórmula utilizada es:

$=VNA(\text{Tasa de interés (fijada)} ; \text{Cash flow del primer año} ; \text{Cash flow del resto de años (fijado)} - \text{Ingreso de vender excedente a la Red (caso estándar)} + \text{Ingreso de vender excedente a la Red (calculado con el precio actualizado)})$

Tasa Interna de Retorno, TIR

Para calcular la Tasa Interna de Retorno (TIR), Excel proporciona también una función predefinida (=TIR) que simplifica los cálculos. A continuación, se explica cómo se calculan las derivadas parciales de la TIR respecto a diversas variables:

1. Derivada parcial de la TIR respecto al número de años N

La fórmula que se usará será la siguiente:

$=TIR(\text{Cash flow desde el año 5 (primer año)} : \text{hasta el año correspondiente})$

2. Derivada parcial de la TIR respecto a la tasa de interés k

La fórmula usada es:

$=VNA(\text{Cash flow de todos los años (fijado)})$

En este caso la TIR no depende de la tasa de interés, por lo que se mantiene constante.

3. Derivada parcial de la TIR respecto al Capex FV + BoS

La fórmula usada es:

$=TIR(\text{APILARH}(\text{Cash Flow primer año (caso estándar)} - \text{Capex FV (caso estándar)} - \text{Capex FV (precio actualizado)} ; \text{Cash Flow del resto de años (caso estándar) (fijado)}))$

La función que tiene “APILARH” es convertir los dos componentes suministrados en un único vector para que pueda digerirse por la fórmula de la TIR

4. Derivada parcial de la TIR respecto al Capex Bat

La fórmula usada es:

$=TIR(\text{Cash Flow de todos los años del caso estándar (fijado)} - \text{Fila del Capex Bat del caso estándar de todos los años (fijado)} - \text{SI}(\text{Algún elemento de la fila del Capex Bat del caso estándar de todos los años (fijado)} = \text{Capex Bat (caso estándar)} ; \text{Capex Bat (precio actualizado)} ; \text{en caso contrario se sigue manteniendo los elementos de la fila del Capex Bat del caso estándar de todos los años (fijado)}))$

5. Derivada parcial de la TIR respecto al coste de mantenimiento (OPEX)

La fórmula usada es:

$=TIR(\text{Cash Flow de todos los años (OPEX actualizado)})$

En este caso, había que hacer muchos cálculos para usar el Cash Flow del caso estándar, por lo que se ha recalculado el Cash Flow desde cero con el coste de la OpeX actualizado.

6. Derivada parcial de la TIR respecto al Precio de demandar la Energía de la Red

La fórmula usada es:

$=TIR(\text{Cash Flow de todos los años (Precio energía de la Red actualizado)})$

En este caso, había que hacer muchos cálculos para usar el Cash Flow del caso estándar, por lo que se ha recalculado el Cash Flow desde cero con el precio de demandar la energía de la red actualizado.

7. Derivada parcial de la TIR respecto al Precio de inyectar a la Red

La fórmula usada es:

$$=TIR(Cash Flow del caso estándar de todos los años (fijado) - Ingreso inyección a red (caso estándar) + Ingreso inyección a la red (precio inyectar a la red actualizado))$$

Periodo de Retorno, Pay Back

El cálculo del PAY BACK es más complejo en comparación con los casos anteriores. En ocasiones, ha sido necesario utilizar una pestaña de soporte llamada "Soporte Pay Back" para visualizar mejor la tabla y mantener el formato consistente con los otros componentes. A continuación, se detallan los pasos para calcular las derivadas parciales del PAY BACK respecto a diversas variables:

1. Derivada parcial del PAY BACK respecto al número de años N

La formula que se usará será la siguiente:

$$=SI.ERROR(COINCIDIR(VERDADERO ; (Cash Flow Acumulado desde el año 5 al año correspondiente (caso estándar)>=0) ; 0)-1 ; "NO RETORNO")$$

Esta fórmula busca determinar el primer año en que el flujo de caja desde el año 5 en adelante es positivo (mayor o igual a cero). Si encuentra un año con el flujo de caja acumulado positivo, devuelve la posición ajustada de ese año (restando 1). Si no se encuentra ningún año con flujo de caja positivo, devuelve "NO RETORNO".

2. Derivada parcial del PAY BACK respecto a la tasa de interés k

La formula que se usará será la siguiente:

$$=SI.ERROR(COINCIDIR(VERDADERO ; (Cash Flow Acumulado de todos los años (caso estándar)>=0) ; 0)-1 ; "NO RETORNO")$$

Similar a la fórmula anterior, pero considerando el flujo de caja acumulado de todos los años. Al no depender el PAYBACK de la tasa de interés, se mantiene constante.

3. Derivada parcial del PAY BACK respecto al Capex FV + BoS

La fórmula usada es:

$$=SI.ERROR(COINCIDIR(VERDADERO;(Cash Flow Acumulado a partir del 2ºaño (caso estándar) >= Cash Flow del 1er año - Capex FV (caso estándar) + Capex FV (precio actualizado));0)-1;"NO RETORNO")$$

Esta fórmula busca determinar el primer año en que el flujo de caja acumulado desde el año 5 es mayor o igual a la inversión inicial con el CAPEX actualizado. Si encuentra un año con el flujo de caja acumulado que cumple esa condición, devuelve la posición ajustada de ese año (restando 1). Si no se encuentra ningún año con flujo de caja positivo, devuelve "NO RETORNO".

4. Derivada parcial del PAY BACK respecto al Capex Bat

Este cálculo es notablemente más complejo que los anteriores. Para realizarlo, se utilizan cálculos intermedios ubicados en la pestaña "Soporte Payback", específicamente en la parte superior del Excel.

The image shows a screenshot of an Excel spreadsheet titled "Soporte Payback". The spreadsheet contains a large grid of data, likely representing financial metrics over time (years). The columns are labeled with years from 2014 to 2034. The rows contain various numerical values, some of which are highlighted in yellow. The spreadsheet is used for calculating the Pay Back period for different variables.

Ilustración 6. Primera Tabla Pay Back – Capex Bat (visión completa)

A continuación, se explica el proceso de cálculo:

- Primero, se crea una tabla (*Ilustraciones 9 y 10*) en la que cada fila representa un coste diferente del OPEX y cada columna un año del proyecto. Cada celda se calcula como:
- Arriba del todo, en la tabla, cada columna tiene un cálculo previo, donde se recalcula el flujo de caja acumulado sin tener en cuenta el coste de mantenimiento.
- Luego, cada celda de la tabla se actualiza para incluir el flujo de caja acumulado con el coste del OPEX actualizado.
- Finalmente, se calcula el Payback (resaltado en amarillo) usando la fórmula:

$$=SI.ERROR(COINCIDIR(VERDADERO ; (Cash Flow acumulado de todos los años (actualizado) >= 0) ; 0) -1 ; "NO RETORNO")$$

Esta fórmula compara el flujo de caja de cada año para determinar en qué año se recupera la inversión inicial.

6. Derivada parcial del PAY BACK respecto al Precio de demandar la Energía de la Red

El cálculo de la derivada parcial del Payback respecto al precio de demandar la energía de la red se realiza utilizando dos tablas dentro de la pestaña "Soporte Payback".

Ilustración 11. Tabla Pay Back – Precio demandar energía a la red (visión completa).

ESTUDIO DE PRECIO DE VENTA ENERGÍA AUTOCONSUMIDA - PAYBACK						
Flujo de caja respecto a los ingresos por energía autoconsumida por año		Año 1	Año 2	Año 3	Año 4	Año 5
		PRECIO ENERGÍA AUTOCONS				
0.050 €		220 €	163 €	144 €	220 €	163 €
0.055 €		239 €	179 €	158 €	239 €	179 €
0.060 €		257 €	195 €	172 €	257 €	195 €
0.065 €		275 €	210 €	186 €	275 €	211 €

Ilustración 12. Tabla Pay Back – Precio demandar energía a la red (visión parcial).

A continuación, se detalla el proceso de cálculo:

- En la primera tabla (*Ilustración 12 y primera tabla de la ilustración 11*) se calculan los componentes del flujo de caja relacionados con los ingresos por consumir energía generada por las placas solares, actualizando el precio de la energía. La fórmula utilizada es:

$$=Precio\ Energía\ Autocons\ actualizada * SUMA(Consumo\ PV + Consumo\ Bat)$$
- En la segunda tabla (*segunda tabla de la Ilustración 11*) se calcula el flujo de caja acumulado relacionado con la energía autoconsumida, utilizando los valores obtenidos en la primera tabla. Ambas tablas tienen la misma estructura: las filas representan los diferentes precios de demandar la energía de la red y las columnas representan los años del proyecto.
- Finalmente, se calcula el Payback para cada precio de la energía usando la siguiente fórmula:

$$=SI.ERROR(COINCIDIR(VERDADERO ; (Flujo\ de\ caja\ (caso\ estándar) + componente\ del\ Flujo\ de\ caja\ relativo\ al\ nuevo\ precio\ de\ la\ energía\ autocons >= Inversión\ inicial\ total) ; 0) -1 ; "NO\ RETORNO")$$

Esta fórmula compara el flujo de caja acumulado de cada año, donde ya se incluyen los ingresos por energía autoconsumida al precio actualizado, esto junto con la inversión inicial total, se determina en qué año se recupera la inversión.

Este método permite identificar el primer año en que los ingresos acumulados superan la inversión inicial, considerando las variaciones en el precio de demandar la energía de la red.

7. Derivada parcial del PAY BACK respecto al Precio de inyectar a la Red

En este caso, se realiza un análisis similar al del apartado anterior, pero en lugar de considerar la energía autoconsumida, se enfoca en la energía excedente vendida a la red.

ESTUDIO DE PRECIO DE INYECCIÓN A RED - PAYBACK						
Flujo de caja respecto a los ingresos por energía autoconsumida por año		Año 1	Año 2	Año 3	Año 4	Año 5
PRECIO ENERGÍA EXCEDENTE A RED						
0.000 €		0 €	0 €	0 €	0 €	0 €
0.005 €		60 €	58 €	58 €	58 €	57 €
0.010 €		119 €	116 €	115 €	117 €	114 €
0.015 €		179 €	174 €	173 €	175 €	171 €
0.020 €		239 €	232 €	230 €	234 €	228 €

Ilustración 13. Tabla Pay Back – Precio de inyectar energía a la red (visión completa).

Ilustración 14. Tabla Pay Back – Precio de inyectar energía a la red (visión parcial).

Para calcular esto, se emplean nuevamente dos tablas en la hoja “Soporte Payback”:

- En la primera tabla (*Ilustraciones 13 y la primera tabla de la Ilustración 14*) se calculan los componentes del flujo de caja relativo al ingreso por vender el excedente de energía a la red, utilizando el precio actualizado. La fórmula es:

$$= \text{Precio Energía Autocons actualizada} * \text{Energía que se inyecta a Red}$$

- En la segunda tabla (*segunda tabla de la Ilustración 14*) se calcula el componente del flujo de caja acumulado relativo a la energía inyectada a la red, basándose en los datos de la primera tabla. Ambas tablas tienen la misma estructura: las filas representan diferentes precios de inyección de energía a la red, y las columnas representan los años.
- Por último, se calcula el Pay Back para cada precio usando la fórmula:

$$= \text{SI.ERROR(COINCIDIR(VERDADERO ; (Flujo de caja (caso estándar) + componente del Flujo de caja relativo al nuevo precio de inyectar a la red >= Inversión inicial total) ; 0) - 1 ; "NO RETORNO")}$$

Esta fórmula compara los flujos de caja acumulados año tras año, determinando el primer año en que los ingresos acumulados superan la inversión inicial. Si no se alcanza este punto en ningún año, se indica "NO RETORNO".

Total Life Cycle Cost, TLCC

El Coste Total del Ciclo de Vida (TLCC) es un parámetro económico que determina el valor presente de todos los costes asociados a un proyecto a lo largo de su vida útil.

1. Derivada parcial del TLCC respecto al número de años N

La fórmula que se usará será la siguiente:

$$= - \text{SUMA}((\text{Opex (FV + BoS) de todos los años que dure el proyecto} + \text{Opex Bat de todos los años que dure el proyecto}) / (1 + \text{Tasa de descuento (fija)})^{\text{Vector de años}})$$

2. Derivada parcial del TLCC respecto a la tasa de interés k

La fórmula usada es:

$$= - \text{SUMA}(\text{Opex (FV + BoS) de todos los años que dure el proyecto (caso estándar) + Opex Bat de todos los años que dure el proyecto (caso estándar)}) / (1 + \text{Tasa de descuento (actualizada)})^{\text{Vector de años}}$$

3. Derivada parcial del TLCC respecto al Capex FV + BoS

La fórmula usada es:

$$= - \text{SUMA}((- \text{Capex (FV + BoS)} (\text{precio actualizado}) * \% \text{Opex (FV + BoS)} / 100 + \text{Opex Bat (caso estándar)}) / (1 + \text{Tasa de descuento (fija)})^{\text{Año correspondiente}})$$

4. Derivada parcial del TLCC respecto al Capex Bat

La fórmula usada es:

$$= - \text{SUMA}((- \text{Capex Bat (precio actualizado)} * \% \text{Opex Bat} / 100 + \text{Opex (FV + BoS)} (\text{caso estándar})) / (1 + \text{Tasa de descuento (fija)})^{\text{Año correspondiente}})$$

5. Derivada parcial del TLCC respecto al coste de mantenimiento (OPEX)

La fórmula usada es:

$$= - \text{SUMA}((\text{Capex Bat} * \% \text{Opex (actualizado)} / 100 + \text{Capex (FV + BoS)} * \% \text{Opex (actualizado)} / 100) / (1 + \text{Tasa de descuento (fija)})^{\text{Año correspondiente}})$$

6. Derivada parcial del TLCC respecto al Precio de demandar la Energía de la Red

La forma de calcularlo es la siguiente:

$$= - \text{SUMA}(\text{Opex (FV + BoS) de todos los años (caso estándar) + Opex Bat de todos los años (caso estándar)}) / (1 + \text{Tasa de descuento (fija)})^{\text{Vector de años}}$$

En este caso, el TLCC no depende del precio de demandar energía de la red, ya que los costes de mantenimiento de la instalación permanecen constantes independientemente del precio de la energía demandada.

7. Derivada parcial del TLCC respecto al Precio de inyectar a la Red

La forma de calcularlo es la siguiente:

$$= - \text{SUMA}(\text{Opex (FV + BoS) de todos los años (caso estándar) + Opex Bat de todos los años (caso estándar)}) / (1 + \text{Tasa de descuento (fija)})^{\text{Vector de años}}$$

Al igual que en el caso del precio de demandar energía, el TLCC no depende del precio de inyectar energía a la red debido a que los costes de mantenimiento de la instalación seguirán siendo los mismos sea cual sea el precio de inyectar a la red.

Levelized Cost of Energy, LCOE

Para calcular el Levelized Cost of Energy (LCOE), es necesario dividir el cálculo de cada componente entre el numerador y el denominador, situándolos en diferentes filas y, posteriormente, realizar la división correspondiente en la fila del LCOE.

- El numerador es el TLCC (Total Life Cycle Cost), por lo que simplemente se copiará el valor del componente correspondiente al TLCC.

- El denominador se calcula de la siguiente manera:

$$= \text{SUMA}((\text{Consumo PV de todos los años} + \text{Consumo Bat de todos los años} + \text{Inyección a la Red de todos los años}) / (1 + \text{Tasa de descuento (fija)})^{\text{Vector de años}})$$
- Finalmente, el LCOE se obtiene realizando la división del TLCC entre el valor obtenido del denominador.

Entre las diferentes derivadas parciales del LCOE, se observan algunos cambios en comparación con el método estándar de cálculo, que se explicarán a continuación:

1. Derivada parcial del LCOE respecto al número de años N

El principal cambio respecto al cálculo estándar es que el número de años se actualiza según el rango de años que se está evaluando.

2. Derivada parcial del LCOE respecto a la tasa de interés k

En este caso, la tasa de interés se actualiza según el valor que se esté estudiando, en lugar de mantenerse fija como en el cálculo estándar.

3. Derivada parcial del LCOE respecto al Capex FV + BoS

En este caso, lo que cambia es el numerador (el TLCC), ya que el Opex se calcula como un % respecto al Capex.

4. Derivada parcial del LCOE respecto al Capex Bat

En este caso, al igual que antes, lo que cambia es el numerador, el TLCC, ya que el Opex se calcula como un porcentaje respecto al Capex.

5. Derivada parcial del LCOE respecto al coste de mantenimiento (OPEX)

De manera similar al caso anterior, el TLCC cambia ya que el Opex se determina como un porcentaje del Capex.

6. Derivada parcial del LCOE respecto al Precio de demandar la Energía de la Red

El precio de demandar energía de la red no afecta directamente al coste de mantenimiento ni a la energía generada, por lo que se mantiene constante en el cálculo.

7. Derivada parcial del LCOE respecto al Precio de inyectar a la Red

Del mismo modo, el precio de inyectar energía a la red no tiene un impacto directo en el coste de mantenimiento ni en la energía generada, por lo que también se mantiene constante en este cálculo.

Levelized Cost of Storage, LCOS

El cálculo del Costo Nivelado de Almacenamiento (LCOS) se realiza evaluando tres componentes clave: el costo total de inversión y operación de las baterías (Capex + Opex) Bat, el promedio de utilización de las baterías, y el LCOS resultante.

- El $(\text{Capex} + \text{Opex})_{\text{Bat}}$ se calcula sumando los costos de inversión inicial para la adquisición de las baterías y los costos de mantenimiento asociados.
- El promedio de utilización de las baterías se calcula anualmente, ya que las variaciones interanuales no deberían ser significativas. Esta media se obtiene promediando las tasas de utilización de todas las horas del año en las que la batería inicial tiene una carga mayor que la final, es decir, las horas en las que la batería está siendo descargada. La fórmula utilizada es:

$$= \text{PROMEDIO}(\text{SI}(\text{Batería inicial} \geq \text{Batería final}; (\text{Batería inicial} - \text{Batería final}) / \text{Batería inicial}))$$

- Finalmente, el LCOS se calcula con la siguiente fórmula:
$$=(\text{Capex}+\text{Opex})_{\text{Bat}} / [\text{Promedio utilización} * \text{Año correspondiente} * \text{Cantidad total de energía que la batería puede almacenar y suministrar}]$$

En las derivadas parciales del LCOS respecto a las diferentes variables, la metodología de cálculo sigue el esquema estándar previamente descrito, con algunas modificaciones según el parámetro analizado:

1. Derivada parcial del LCOS respecto al número de años (N)

La única variación en el cálculo es la actualización del número de años según el rango temporal estudiado. Este ajuste permite reflejar la influencia del período de análisis sobre el LCOS.

2. Derivada parcial del LCOS respecto a la tasa de interés (k)

En este caso, el LCOS permanece constante ya que su cálculo no depende de la tasa de interés, independientemente de las variaciones que esta pueda experimentar.

3. Derivada parcial del LCOS respecto al Capex FV + BoS

El LCOS no se ve afectado por el costo de inversión en paneles solares (Capex FV) y el Balance del Sistema (BoS), manteniéndose constante dado que estos elementos no intervienen en su cálculo.

4. Derivada parcial del LCOS respecto al Capex Bat

El Capex Bat influye directamente en el cálculo del LCOS. Para ajustarse a la metodología estándar, solo es necesario actualizar el precio de las baterías en el cálculo.

5. Derivada parcial del LCOS respecto al coste de mantenimiento (OPEX)

El OPEX tiene un efecto directo en el cálculo del LCOS. A diferencia del método estándar, es necesario actualizar los costos de mantenimiento para ajustar el cálculo.

6. Derivada parcial del LCOS respecto al Precio de demandar la Energía de la Red

El precio de demanda de energía de la red no afecta directamente ni el costo de mantenimiento ni la energía generada, por lo que el LCOS permanece invariable en este caso.

7. Derivada parcial del LCOS respecto al Precio de inyectar a la Red

De manera similar, el precio de inyección a la red no tiene un impacto directo en el costo de mantenimiento ni en la energía generada, manteniendo constante el LCOS.

5.4.4 Generación de gráficas

En esta sección se describe el proceso de generación de gráficas y su interpretación, para lo cual es esencial comprender qué representa cada una.

Como se mencionó previamente, cada componente de la tabla incluye una gráfica, y cada una de ellas representa la derivada parcial de un parámetro económico (columna) con respecto a una variable específica (fila).

Para elaborar las gráficas, se parte de un conjunto de valores base, conocido como "caso estándar", que es el ejemplo que utilizaré en secciones posteriores para mostrar el uso de la metodología. Este conjunto de valores sirve como referencia para analizar más tarde cómo las variaciones de diferentes variables afectan a los parámetros económicos. A continuación, se detallan los datos que constituyen la base del caso estándar:

Tabla 1. Valores de las principales variables económicas.

Horizonte temporal de la inversión	50 años
Tasa de descuento	2%
Tasa anual de degradación FV	0,5%
Precio capex FV	1300 € / KWp
Precio capex batería	170 € / KWh
Coste de mantenimiento FV + BoS	1% (% Capex FV)
Coste de mantenimiento batería	1% (% Capex Bat)
IBI	500 € / año (50% 3 años, 30% 15 sig años)
Ahorro por autoconsumo FV + Batería	0,15 € / KWh
Precio energía de la red	0,15 € / KWh
Precio de venta inyección a red	0,05 € / KWh
Energía de la batería	5000 Wh
Potencia FV instalada	10 KWp

Partiendo de estos valores económicos, se establece el caso estándar en la tabla del flujo de caja, como se muestra en la siguiente imagen:

		AÑO 1	AÑO 2	AÑO 3	AÑO 4	AÑO 5
Tasa de descuento	2%					
CAPEX FV	1300 Eur/KWp	-13,000.0 €	0.0 €	0.0 €	0.0 €	0.0 €
CAPEX Batería	170 Eur/kWh	-850.0 €	0.0 €	0.0 €	-850.0 €	0.0 €
OPEX FV+BoS	1 % CAPEX FV+BoS	-130.0 €	-130.0 €	-130.0 €	-130.0 €	-130.0 €
OPEX Batería	1 % CAPEX Batería	-8.5 €	-8.5 €	-8.5 €	-8.5 €	-8.5 €
IBI (50% 3 años, 30% 15 sig años)	500 Eur/año	250.0 €	250.0 €	250.0 €	150.0 €	150.0 €
Autoconsumo FV + Batería	0.15 Eur/kWh	509.7 €	471.4 €	422.1 €	509.6 €	471.3 €
Consumo de Red	0.15 Eur/kWh	-37.8 €	-4.3 €	-2.3 €	-37.9 €	-4.4 €
Venta Energía a Red	0.05 Eur/kWh	596.7 €	580.6 €	575.6 €	584.7 €	568.8 €
	Cash Flow	-12,669.9 €	1,159.3 €	1,107.0 €	217.8 €	1,047.1 €
	Acumulado	-12,669.9 €	-11,510.7 €	-10,403.7 €	-10,185.9 €	-9,138.8 €

Este caso estándar constituye la base del análisis, a partir de este se explorará cómo las variaciones en las diferentes variables económicas influyen en los resultados.

Las variables modificadas en el estudio son las siguientes:

- **Número de años del proyecto (N):** Se evalúa desde una duración mínima de 5 años hasta los 50 años del caso estándar.
- **Tasa de descuento (k):** Se ajusta desde el 1% hasta el 10%
- **Capex FV + BoS:** Varía desde 50€ / KWp hasta los 500€ / KWp.
- **Capex batería:** Varía desde los 50 € / KWh hasta los 500€ / KWh.
- **Coste de mantenimiento (OPEX FV+BoS+BATERÍA):** Fluctúa entre el 0,2% y el 6% (%respecto al Capex FV+BoS+Bat).
- **Precio energía de la red:** Oscila entre los 0,05 € / KWh hasta los 0,2€ / KWh.
- **Precio de venta de inyección a la red:** Varía desde los 0 € / KWh hasta los 0,15 € / KWh.

A continuación, se muestra a modo de ejemplo, la gráfica de la derivada parcial del VAN con respecto a la tasa de descuento. En todas las gráficas, el eje vertical representa el valor del parámetro económico (en este caso, el VAN), mientras que el eje horizontal muestra los distintos valores de la variable que se está modificando. De la gráfica se puede obtener mucha información, por ejemplo, se puede observar cuándo el proyecto deja de ser rentable, lo cual ocurre cuando la tasa de descuento supera el 4,7%.



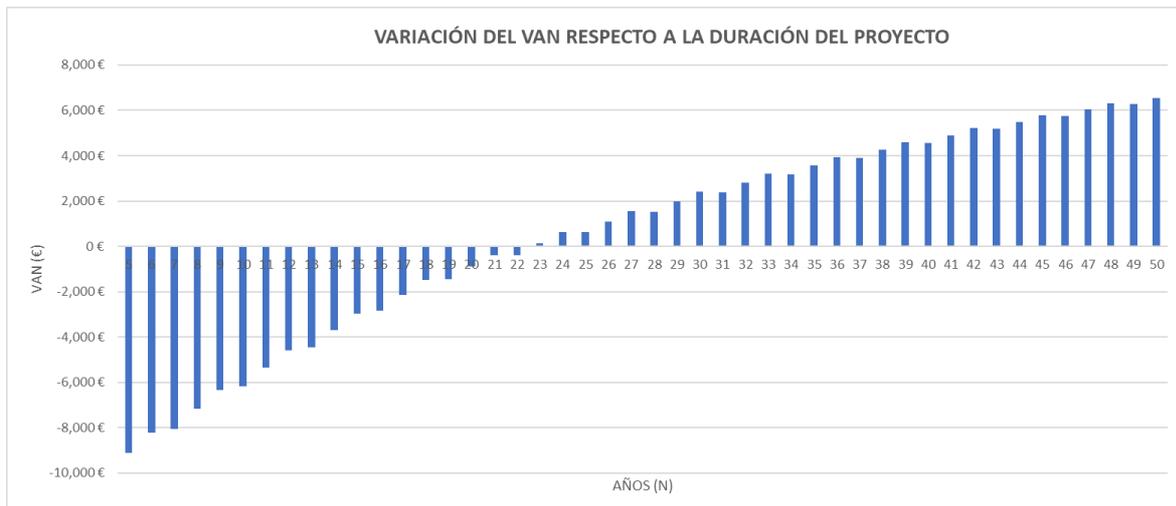
6 APLICACIONES DE LA METODOLOGÍA

Anteriormente se explicaron los cálculos necesarios para generar las gráficas, las cuales proporcionan información clave que debe ser interpretada cuidadosamente. En esta sección, se mostrará un ejemplo de uso de la metodología. De esta forma, se analizarán cuáles son las variables que tienen un mayor impacto en los diferentes parámetros económicos y se determinará la magnitud de su influencia.

6.1 Influencia de las variables en los parámetros económicos

En este apartado se analizarán los parámetros económicos de forma individual, evaluando en el escenario 1.1 cómo influyen las distintas variables en cada uno de ellos y en qué medida. Siguiendo el orden de las columnas de la tabla de Excel de izquierda a derecha, se comenzará con el Valor Actual Neto (VAN).

Valor Actual Neto, VAN



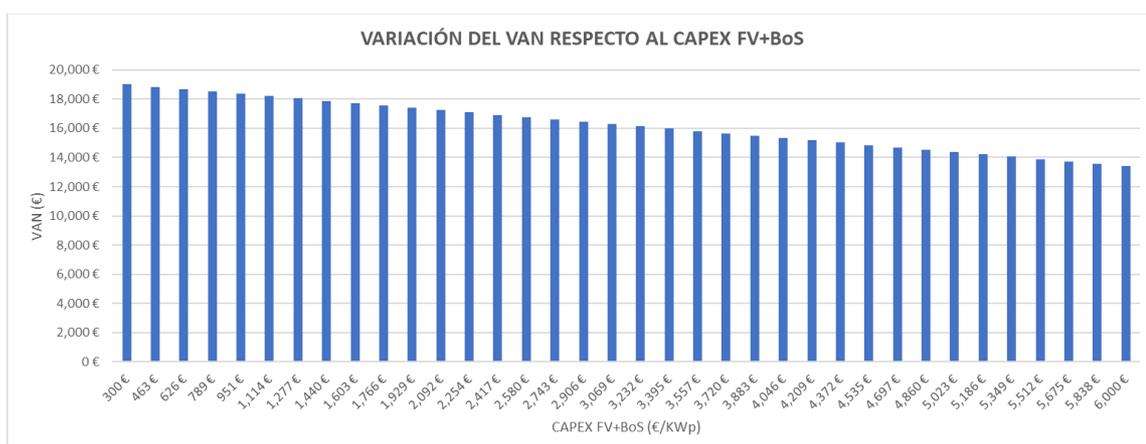
Gráfica 1. Variación del VAN respecto a la duración del proyecto.

La gráfica muestra que el VAN tiene un comportamiento creciente, oscilando entre -9000€ y 6500€, alcanzando un valor nulo en el año 23. El crecimiento no es lineal y presenta una curvatura, evidenciando que la pendiente es mucho más pronunciada en los primeros años en comparación con proyectos de mayor duración. Esto indica que la duración del proyecto impacta significativamente en el VAN, especialmente cuando la duración del proyecto es de pocos años (de 5 a 25 años).



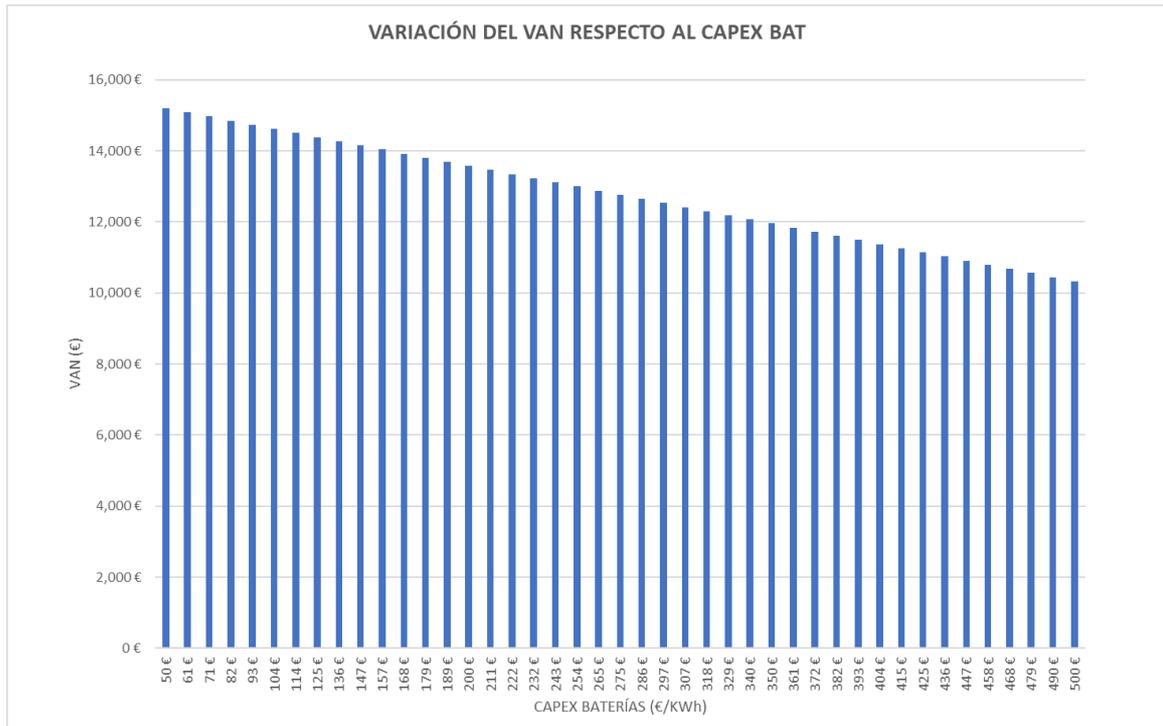
Gráfica 2. Variación del VAN respecto a la tasa de descuento

Como se puede observar, la gráfica del VAN resulta decreciente conforme aumenta la tasa de descuento, variando desde 10500€ cuando la tasa es del 1%, hasta -4800€ cuando la tasa llega al 10%. El VAN se anula con una tasa de descuento del 4,7%. La gráfica muestra una curvatura que refleja una mayor pendiente en el VAN con tasas bajas, lo que demuestra que la tasa de descuento influye notablemente en el VAN, en especial cuando las tasas son bajas (del 1% al 5%).



Gráfica 3. Variación del VAN respecto al coste de inversión FV + BoS

En este caso, el VAN también disminuye a medida que aumenta el coste de inversión en la instalación fotovoltaica, variando entre 19000€ para un coste de 300€/KWp y 13500€ para un coste de 6000€/KWp. Dentro de los valores de Capex considerados, no se identifica ningún punto en el que el VAN se anule. También se observa que la gráfica es lineal, lo que implica que a mayor coste de inversión, menor será el VAN. Sin embargo, en comparación con variables como la duración del proyecto o la tasa de descuento, esta variable presenta una menor influencia sobre el VAN.



Gráfica 4. Variación del VAN respecto al coste de inversión de las baterías.

De manera similar, el VAN decrece conforme aumenta el coste de inversión en baterías, variando entre 15200€ para un coste de 50€/KWh y 10300€ para un coste de 500€/KWh. En este rango de valores del Capex, tampoco se observa un punto donde el VAN sea nulo. La gráfica es lineal, lo que indica que a mayor coste de baterías, menor será el VAN. Al igual que en el caso anterior, esta variable tiene una influencia menor en el VAN en comparación con la duración del proyecto o la tasa de descuento.



Gráfica 5. Variación del VAN respecto al coste de mantenimiento.

El VAN disminuye a medida que aumenta el coste de mantenimiento, variando entre 10000€ cuando el coste representa el 0,2% del Capex, y -15200€ cuando alcanza el 6% del Capex. El VAN se anula cuando el coste de mantenimiento representa el 2,5% del coste de inversión de la planta. La gráfica es lineal, por lo que mientras mayor sea el porcentaje del coste de mantenimiento, menor será el VAN, siguiendo siempre la misma proporción.



Gráfica 6. Variación del VAN respecto al precio de consumir energía de la red.

En este caso, el VAN aumenta con el incremento en el precio de la energía de la red, variando entre los -2900€ para un precio de 0,05€/KWh y 11300€ para un precio de 0,2€/KWh. El VAN se anula cuando el precio es de 0,08€/KWh. La gráfica es lineal, reflejando que, a mayor precio de la energía de la red, mayor es el VAN. Esto sugiere que esta variable tiene una influencia considerable en este parámetro económico, y que para que el proyecto deje de ser rentable, el precio de la energía de la red debería estar significativamente por debajo de los valores esperados.

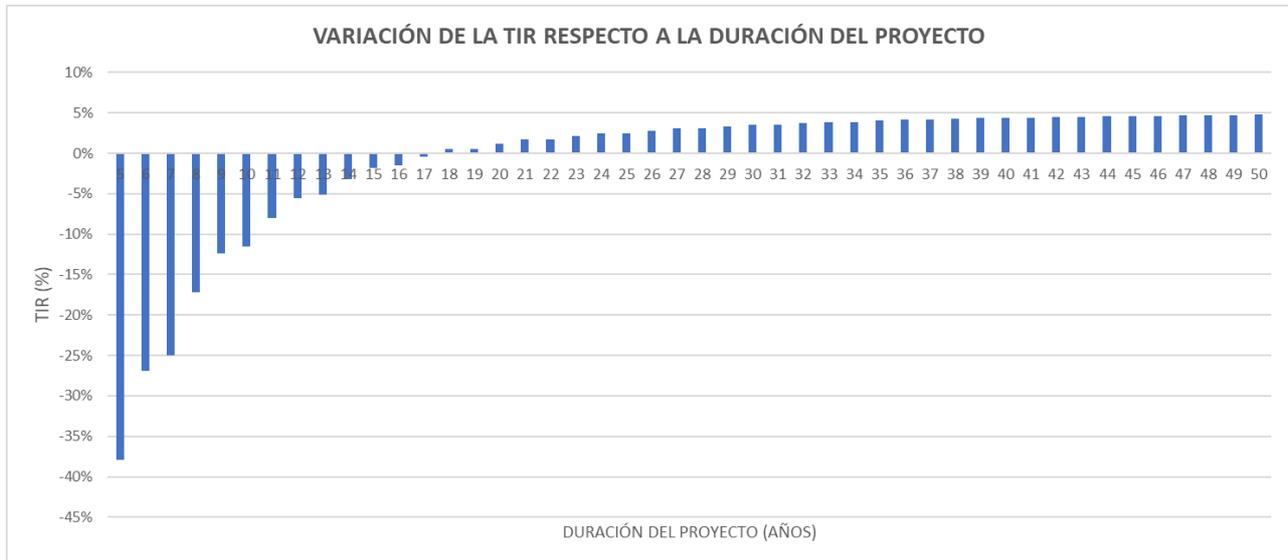


Gráfica 7. Variación del VAN respecto al precio de inyectar energía a la red.

En este caso, el VAN también aumenta con el precio de inyección de energía a la red, oscilando entre los -9500€ cuando el precio es de 0€/KWh y 38800€ cuando es de 0,15€/KWh. El VAN se anula

cuando el precio es de 0,03€/KWh. La gráfica es lineal, lo que refleja que, a mayor precio de inyección de energía, mayor es el VAN, siguiendo siempre la misma proporción. Se concluye que esta variable tiene una influencia significativa sobre el VAN, y que para que el proyecto sea no rentable, el precio de inyección de energía debería estar considerablemente por debajo de los valores previstos.

Tasa Interna de Retorno, TIR



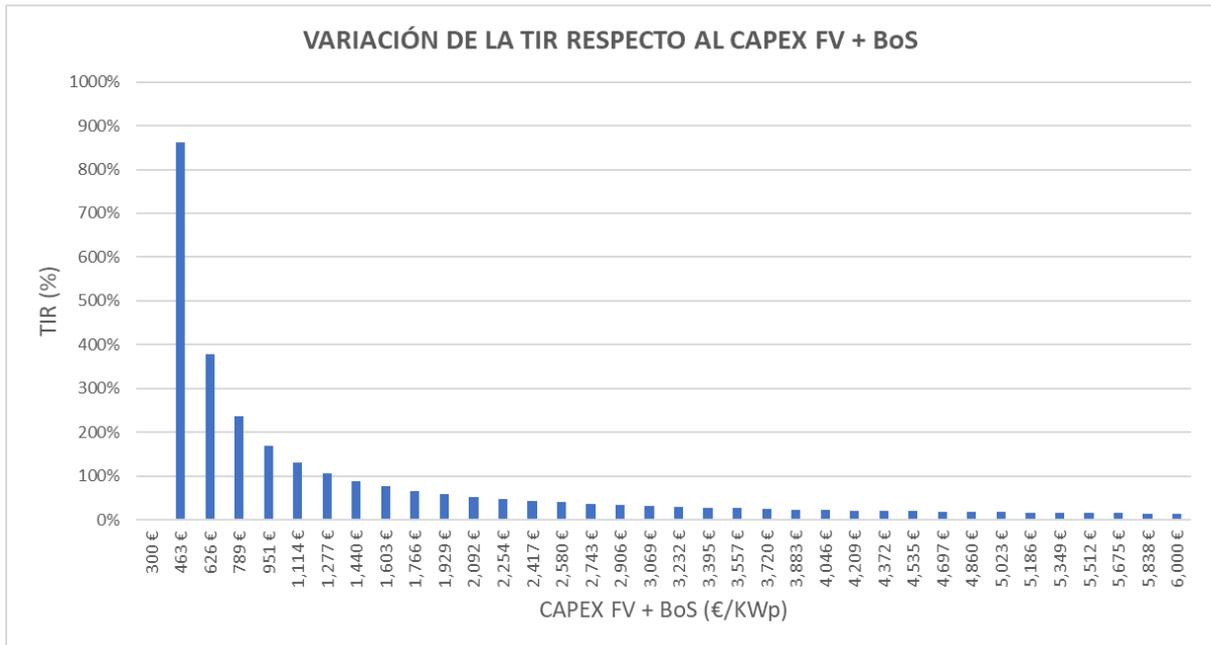
Gráfica 8. Variación de la TIR respecto a la duración del proyecto.

La gráfica de la TIR muestra un comportamiento creciente, variando desde -38% cuando la duración del proyecto es de 5 años hasta un 5% con una duración de 50 años, anulándose en el año 18. El crecimiento es exponencial, con una mayor pendiente en los primeros años y una estabilización a partir de los 25 años. Esto sugiere que la duración del proyecto influye significativamente en la TIR, especialmente cuando la duración del proyecto es de pocos años (de 5 a 20 años).



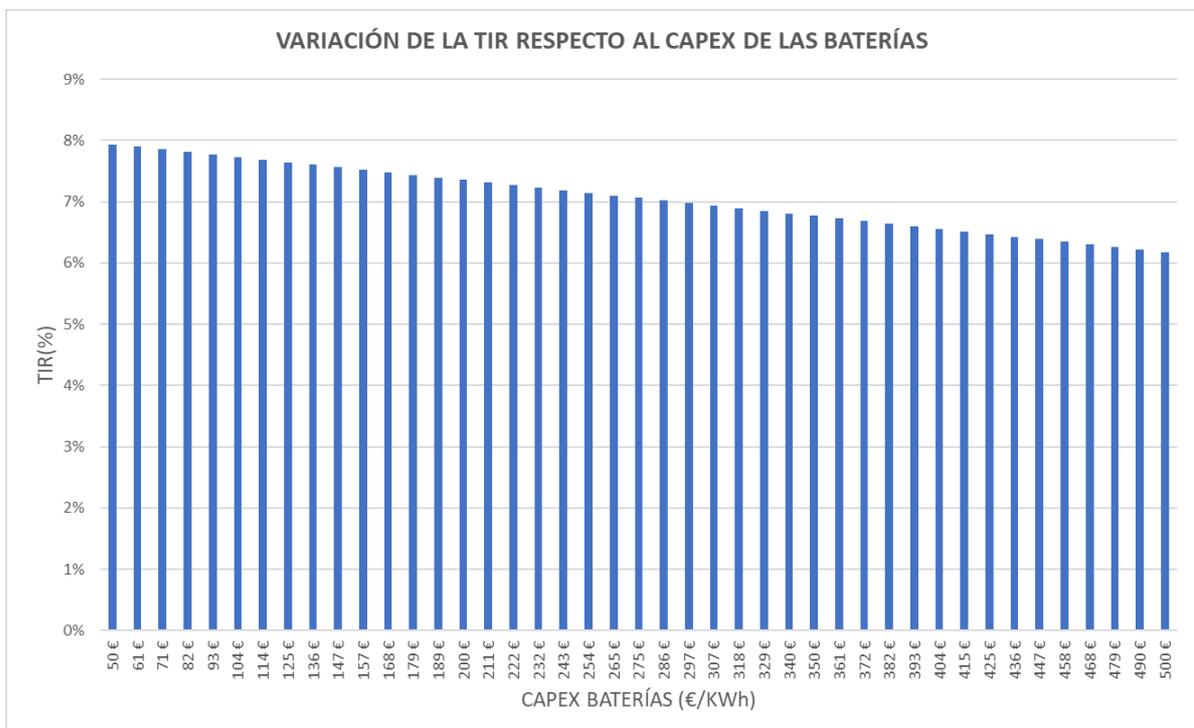
Gráfica 9. Variación de la TIR respecto a la tasa de descuento.

En este caso, la gráfica de la TIR se mantiene constante en el 5%, independientemente de la tasa de descuento. Esto se debe a que la tasa de descuento no interviene en el cálculo de la TIR, lo que nos permite concluir que esta variable no influye en este parámetro económico.



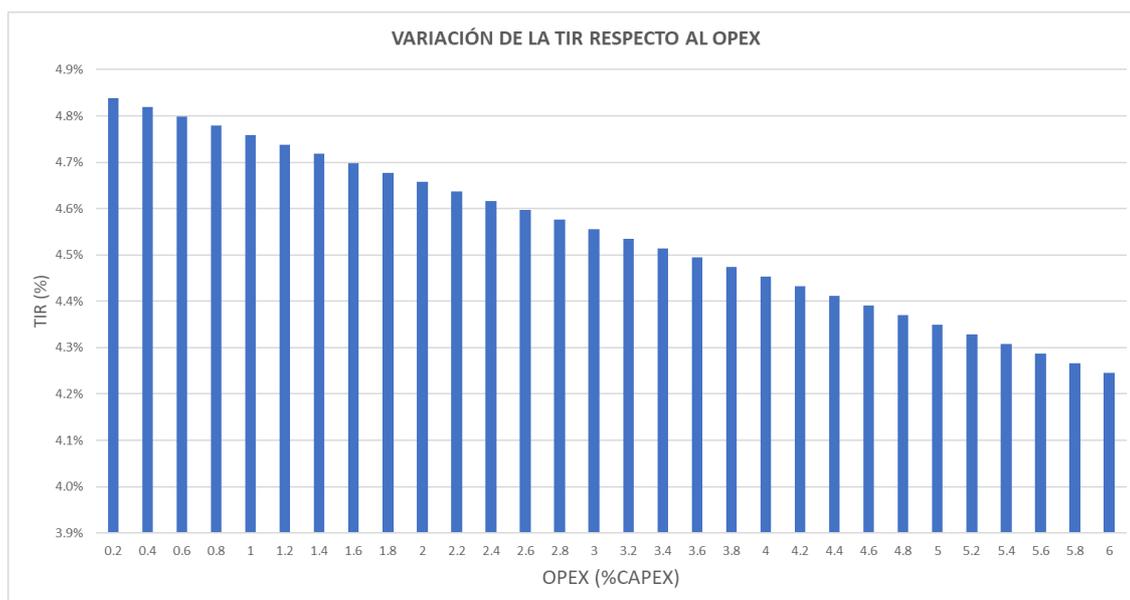
Gráfica 10. Variación de la TIR respecto al coste de inversión de la instalación fotovoltaica.

La gráfica de la TIR presenta una tendencia decreciente, variando desde un 862% cuando el coste de inversión es de 300 €/KWp hasta un 14% cuando es de 6000 €/KWp. No se identifican valores en los que la TIR se anule. La gráfica tiene una forma exponencial, con una pendiente más pronunciada en los valores bajos del Capex. Se concluye que el coste de inversión en la instalación fotovoltaica tiene un fuerte impacto en la TIR, especialmente cuando los costos son bajos (entre 300 y 1500 €/KWp).



Gráfica 11. Variación de la TIR respecto al coste de inversión de las baterías.

La gráfica de la TIR también muestra una tendencia decreciente, con valores que oscilan entre un 8% cuando el coste de inversión de las baterías es de 50 €/KWh y un 6% cuando es de 500 €/KWh. Para los valores del Capex considerados, no se presenta ningún valor donde se anule el VAN. También se observa que la gráfica es lineal, por lo que mientras mayor sea el precio de las baterías, menor será la TIR. También se puede concluir que, para los valores considerados del Capex, esta variable tiene menor influencia que otras que hemos visto anteriormente como la duración del proyecto o el coste de inversión de la instalación fotovoltaica.



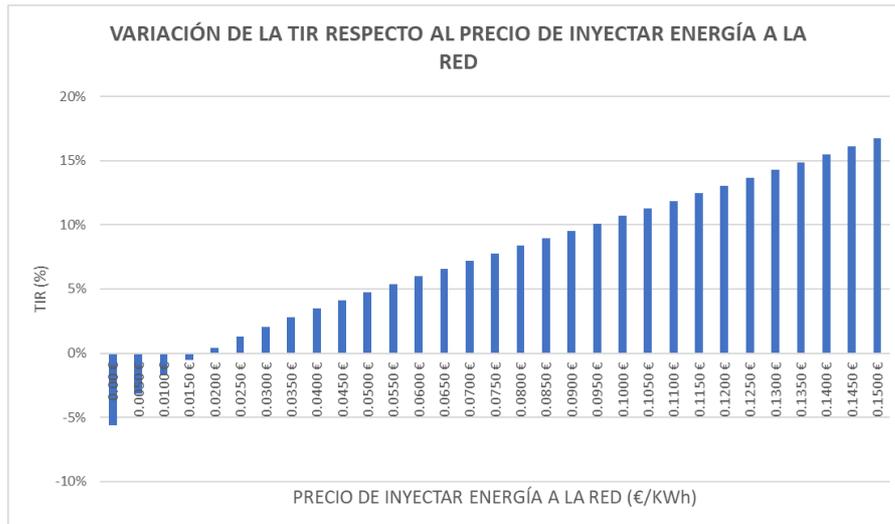
Gráfica 12. Variación de la TIR respecto al coste de mantenimiento.

La gráfica de la TIR sigue una tendencia decreciente, variando entre un 4,85% cuando el coste de mantenimiento es del 0,2% del Capex y un 4,25% cuando es del 6% del Capex. Aunque la gráfica muestra una ligera curvatura, para el rango de valores considerados, puede tratarse como lineal. En resumen, un mayor coste de mantenimiento reduce la TIR siguiendo siempre la misma proporción.



Gráfica 13. Variación de la TIR respecto al precio de demandar energía de la red.

En este caso, la gráfica de la TIR resulta creciente, por lo que mientras mayor sea el precio de demandar energía de la red, mayor será la TIR, variando entre el 0,2% de TIR cuando el precio de demandar energía de la red es de 0,05€/KWh y el 6,5% cuando el precio de demandar energía de la red es de 0,2€/KWh. Para el rango de valores del precio estudiados, no se observa ningún punto en el que se anule la TIR. También se observa que la gráfica presenta una leve curvatura, en la que mientras más bajo es el precio, mayores son las pendientes en la gráfica respecto a la TIR. También se puede concluir que, para los valores considerados del precio de la energía, esta variable tiene una influencia significativa en la TIR del proyecto.



Gráfica 14. Variación de la TIR respecto al precio de inyectar energía a la red.

Esta gráfica muestra una tendencia creciente en la TIR, variando desde -6% cuando el precio de inyección es 0 €/KWh hasta un 17% cuando es 0,15 €/KWh. La TIR se anula cuando el precio es de 0,02 €/KWh. La gráfica es inicialmente curva, pero a precios más altos, tiende a una línea recta creciente. En conclusión, el precio de inyección tiene una notable influencia en la TIR, especialmente cuando es bajo, aunque a valores más elevados, la influencia se estabiliza.

En este caso, la gráfica de la TIR resulta creciente, por lo que mientras mayor sea el precio de inyectar energía a la red, mayor será la TIR, variando entre el -6% cuando el precio de inyectar energía a la red es de 0€/KWh y el 17% cuando el precio de inyectar energía a la red es de 0,15€/KWh. La TIR se anula cuando el precio es de 0,02 €/KWh. La gráfica es inicialmente curva, pero a precios más altos, tiende a una línea recta creciente. En conclusión, el precio de inyección tiene una notable influencia en la TIR, especialmente cuando es bajo, aunque a valores más elevados, la influencia se estabiliza.

Periodo de retorno, Pay Back



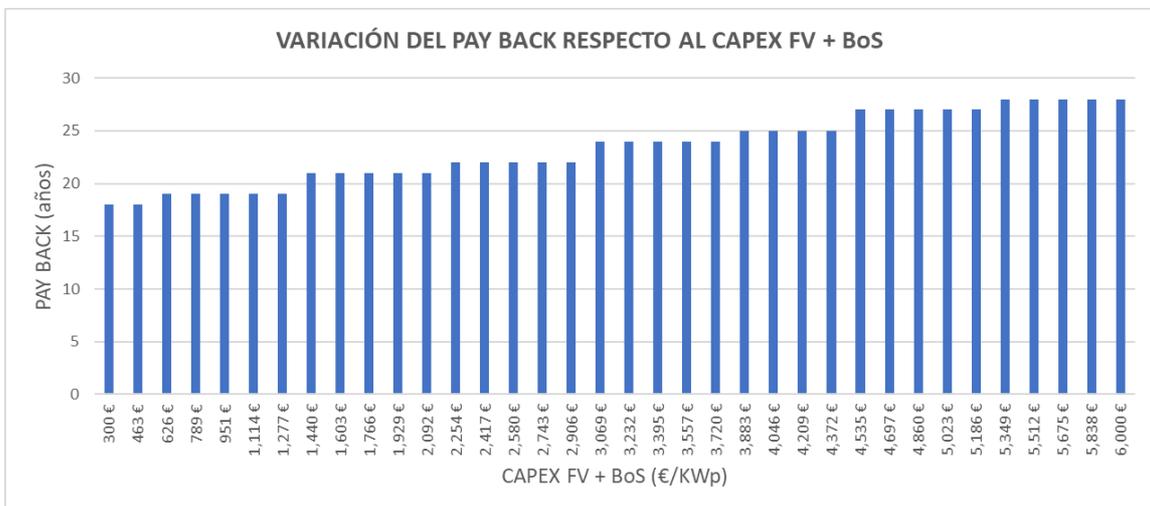
Gráfica 15. Variación del periodo de retorno respecto a la duración del proyecto.

La gráfica muestra que el periodo de retorno permanece invariable, independientemente de la duración del proyecto. Sin embargo, es crucial tener en cuenta que, si el periodo de retorno supera la duración del proyecto (como ocurre en proyectos de entre 5 y 17 años), no habrá retorno de la inversión, lo que se representa en la gráfica con una barra nula. A partir de una duración de 18 años o más, el periodo de retorno es de 17 años. En resumen, la duración mínima del proyecto debería ser de 18 años para asegurar, al menos, la recuperación de la inversión.



Gráfica 16. Variación del periodo de retorno respecto a la tasa de descuento.

En este caso, el periodo de retorno se mantiene constante en 17 años, sin importar la tasa de descuento. Esto demuestra que la tasa de descuento no afecta en absoluto al periodo de retorno. Por lo tanto, se concluye que este factor no tiene ninguna influencia sobre dicho parámetro económico.



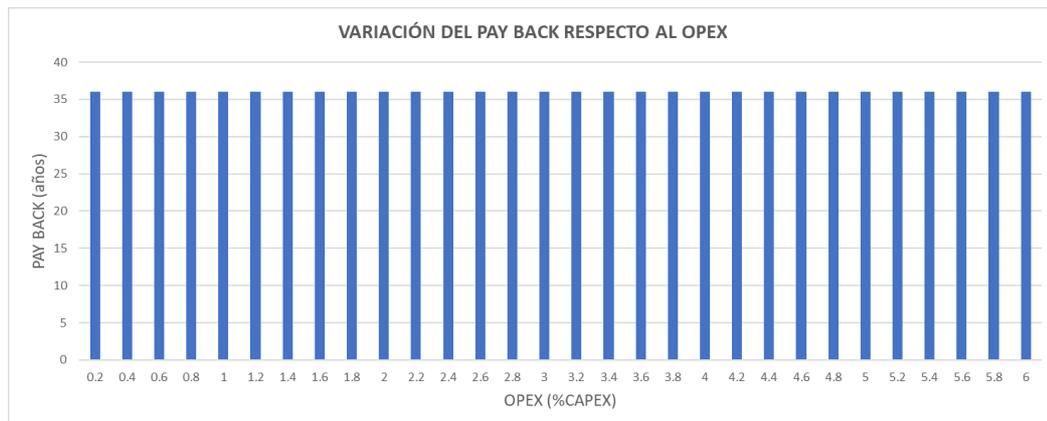
Gráfica 17. Variación del periodo de retorno respecto al coste de inversión de la instalación fotovoltaica.

Como se puede observar, el periodo de retorno varía desde los 18 años cuando el Capex de la instalación fotovoltaica es 300 €/KWp hasta los 28 años cuando el coste de inversión de la instalación fotovoltaica es de 6000€/KWp. La gráfica muestra una tendencia lineal, lo que indica que a medida que aumenta el Capex, el periodo de retorno se incrementa proporcionalmente. Por lo tanto, se puede concluir que el Capex tiene un impacto considerable en el tiempo de recuperación de la inversión.



Gráfica 18. Variación del periodo de retorno respecto al precio de comprar baterías.

El periodo de retorno crece conforme aumenta el coste de inversión en baterías, variando entre 13 años cuando el coste es de 50 €/KWh y sin retorno cuando el coste supera los 372 €/KWh. La gráfica muestra una tendencia exponencial, lo que sugiere que a medida que el precio de las baterías sube, el periodo de retorno aumenta de manera más acelerada. Se puede concluir que, para los valores de Capex considerados, esta variable tiene un impacto mayor que otras analizadas previamente, como la duración del proyecto, la tasa de descuento o el coste de la instalación fotovoltaica.



Gráfica 19. Variación del periodo de retorno respecto al coste de mantenimiento.

La gráfica muestra que el periodo de retorno permanece prácticamente constante, con variaciones mínimas de apenas unos meses, a pesar del incremento en el coste de mantenimiento. Esto se debe a que, aunque este coste aumenta, su impacto es muy pequeño en comparación con los ingresos generados por las placas fotovoltaicas. En resumen, el periodo de retorno se mantiene en torno a los 36 años, independientemente del coste de mantenimiento, aunque es ligeramente más rápido a medida que este coste disminuye.



Gráfica 20. Variación del periodo de retorno respecto al precio de demandar energía de la red.

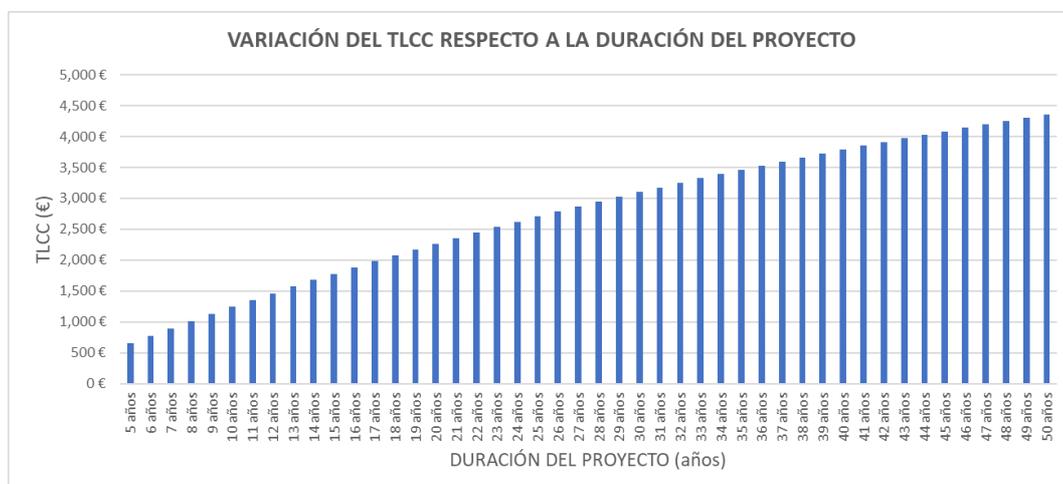
En este caso, la gráfica muestra que el periodo de retorno disminuye conforme aumenta el precio de la energía demandada de la red. Oscilando entre 40 años cuando el precio es de 0,05 €/KWh y 13 años cuando alcanza los 0,2 €/KWh. Para los valores considerados del precio de la energía de la red, no se anula la gráfica en ningún punto (en todos los precios existe un periodo de retorno menor de 50 años y se recupera la inversión). La gráfica sigue una curva exponencial, con una pendiente más pronunciada a precios más bajos, y se estabiliza a medida que los precios aumentan. Así, se concluye que a menor precio de la energía demandada de la red, mayor será su influencia sobre este parámetro económico.



Gráfica 21. Variación del periodo de retorno respecto a inyectar energía a la red.

En este caso, la gráfica del VAN resulta decreciente, por lo que mientras mayor sea el precio de inyectar energía a la red, menor será el período de retorno, variando entre no poder obtener el retorno de la inversión cuando el precio de inyectar energía a la red es de 0€/KWh y los 13 años de periodo de retorno cuando el precio de inyectar energía a la red es de 0,15€/KWh. También se puede observar que no habrá retorno de la inversión si el precio al inyectar energía a la red es menor de 0,05€/KWh. Por otro lado, la gráfica sigue una tendencia exponencial, con mayor inclinación a precios más bajos y una estabilización del periodo de retorno en torno a los 13 años para precios más altos. Se concluye que esta variable tiene un impacto significativo en el periodo de retorno y que, para obtener un retorno en un tiempo razonable, el precio de inyección a la red no debe estar por debajo de los valores esperados.

Coste total del ciclo de vida, TLCC



Gráfica 22. Variación del coste total del ciclo de vida respecto a la duración del proyecto.

En esta gráfica se observa una tendencia creciente del TLCC, con valores que oscilan entre 653 € para una duración de 5 años y 4352 € para una duración de 50 años. El crecimiento no es lineal, mostrando una curva en la que la pendiente es más pronunciada en los primeros años, y se reduce conforme la duración del proyecto aumenta. Esto sugiere que la duración del proyecto tiene un impacto significativo en el coste total del ciclo de vida, especialmente cuando la duración es corta.



Gráfica 23. Variación del coste total del ciclo de vida respecto a la tasa de descuento.

En esta gráfica, se aprecia una tendencia decreciente en el TLCC, con valores que van desde 5429 € para una tasa de descuento del 1% hasta 1373 € para una tasa del 10%. El comportamiento no es lineal, mostrando una curvatura donde la pendiente es más pronunciada en tasas de descuento bajas, disminuyendo a medida que la tasa de descuento se eleva. De esto se concluye que la tasa de descuento influye considerablemente en el TLCC, en particular cuando se trata de tasas bajas (entre el 1% y el 5%).



Gráfica 24. Variación del coste total del ciclo de vida respecto al coste de la instalación fotovoltaica.

Aunque inicialmente puede parecer contraintuitivo pensar que el precio de la instalación fotovoltaica afecte al TLCC, esta variable impacta a través del coste de mantenimiento, que se calcula como un porcentaje del Capex. Esto explica por qué la gráfica del TLCC es creciente, con valores que van desde 361 € cuando el coste de inversión es de 300 €/KWp, hasta 2153 € para un coste de 6000 €/KWp. A diferencia de otros casos, aquí la gráfica es lineal, lo que implica que, a mayor coste de instalación, mayor será el TLCC. Sin embargo, para los valores analizados, esta variable tiene un impacto menos significativo en comparación con la duración del proyecto o la tasa de descuento.



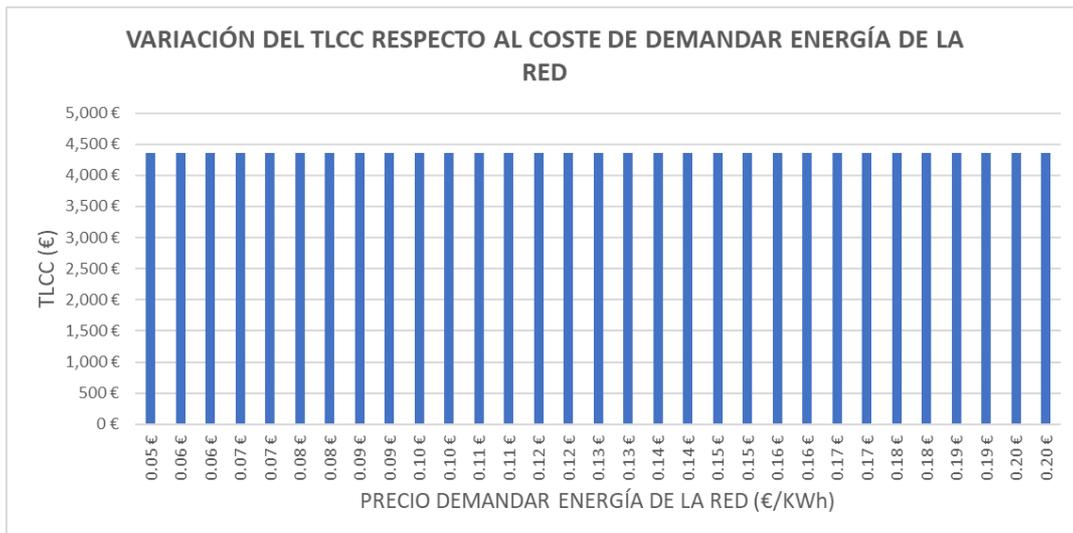
Gráfica 25. Variación del coste total del ciclo de vida respecto al coste de las baterías.

En este caso, la gráfica del coste total del ciclo de vida también resulta creciente, variando entre los 4101€ cuando el coste de inversión de las baterías es de 50€/KWh y los 4242€ cuando el coste de inversión de las baterías es de 500€/KWh. También se observa que la gráfica es lineal, por lo que mientras mayor sea el precio de las baterías, mayor será el TLCC. Sin embargo, su influencia es algo menor en comparación con variables como la duración del proyecto o la tasa de descuento.



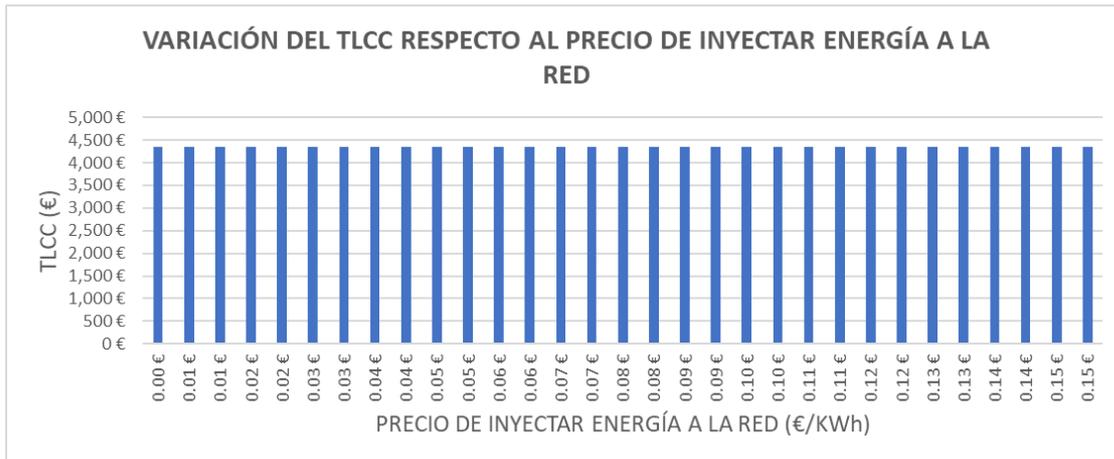
Gráfica 26. Variación del coste total del ciclo de vida respecto al coste de mantenimiento.

En este caso, la gráfica muestra un crecimiento lineal del TLCC, que varía desde 870 € cuando el coste de mantenimiento representa el 0,2% del Capex, hasta los 26113 € cuando dicho coste asciende al 6% del Capex. Este comportamiento lineal indica que, a mayor porcentaje del coste de mantenimiento, mayor será el TLCC, siguiendo una relación proporcional directa. Esta variable se presenta como una de las más influyentes en el cálculo del TLCC.



Gráfica 27. Variación del coste total del ciclo de vida respecto al precio de demandar energía de la red.

Aquí se observa que la gráfica del TLCC se mantiene constante, lo que refleja que el precio de consumir energía de la red no tiene ningún impacto en el cálculo del coste total del ciclo de vida. Por lo tanto, esta variable no influye en este parámetro económico.

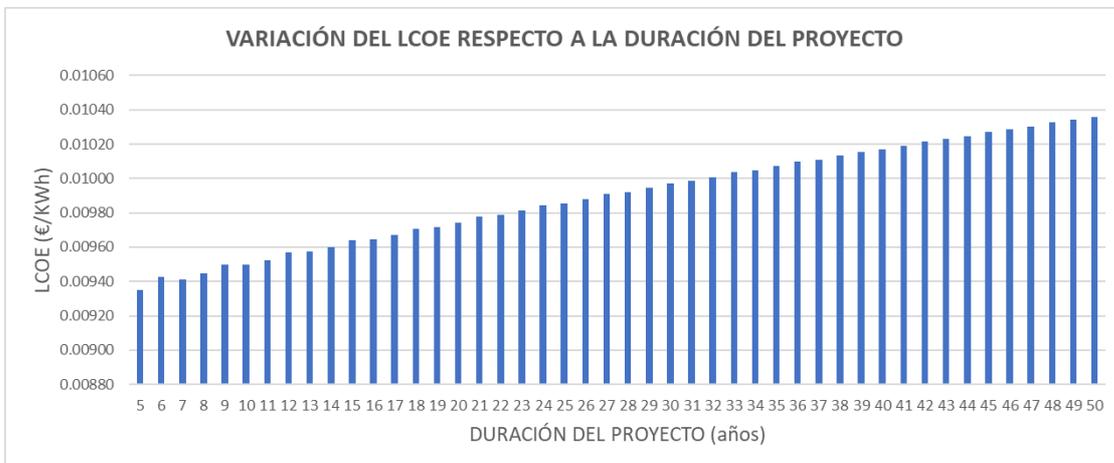


Gráfica 28. Variación del coste total del ciclo de vida respecto al precio de inyectar energía a la red.

De manera similar al caso anterior, la gráfica del TLCC se mantiene constante, lo que se debe a que el precio de inyectar energía a la red tampoco afecta el cálculo del coste total del ciclo de vida. Por consiguiente, se concluye que esta variable no tiene ninguna influencia en el TLCC.

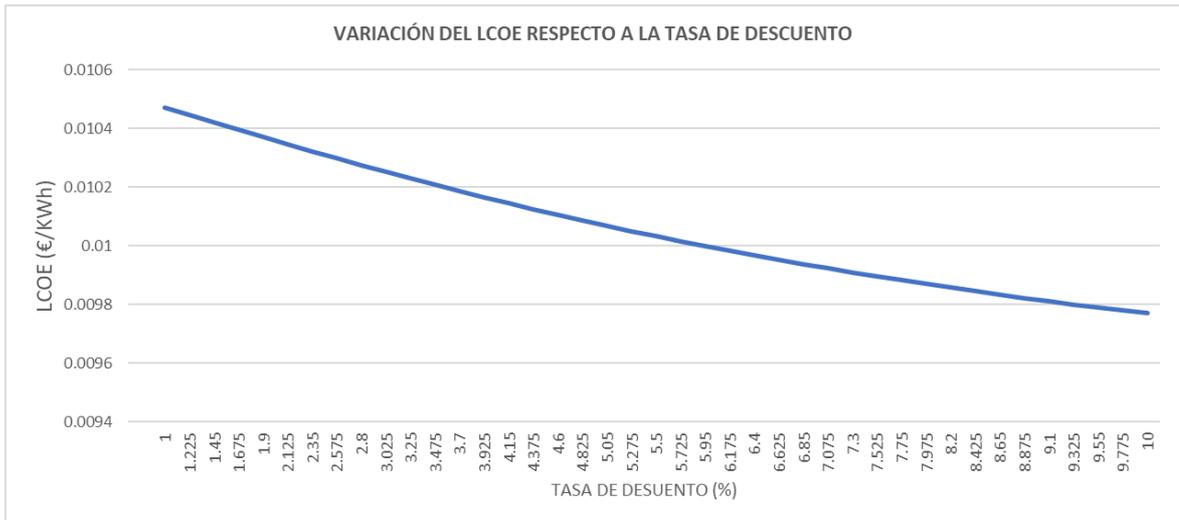
Coste nivelado de la energía, LCOE

El LCOE puede considerarse como "nulo" cuando supera los 0,15€/KWh, ya que este es el precio de la electricidad en la red. Si el LCOE de una instalación fotovoltaica es superior a este valor, deja de ser rentable consumir la energía generada por la instalación, resultando más económico abastecerse directamente de la red.



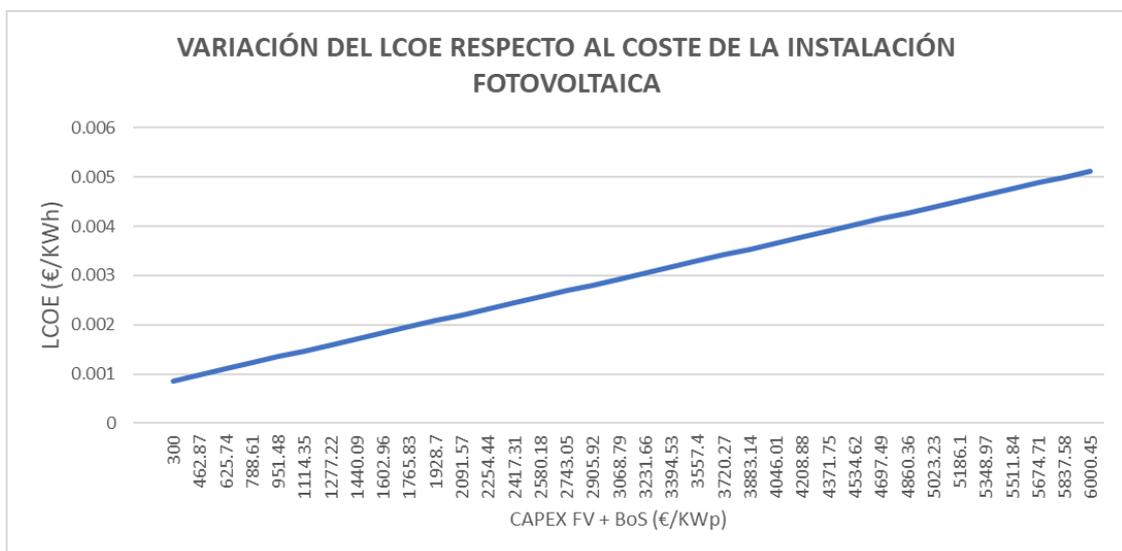
Gráfica 29. Variación del coste nivelado de la energía respecto a la duración del proyecto.

En la gráfica del LCOE se observa una tendencia creciente, con valores que oscilan entre 0,00935€/KWh para una duración de 5 años y 0,01036€/KWh para una duración de 50 años. Según los valores considerados, en ningún caso el LCOE supera el umbral de rentabilidad (0,15€/KWh), lo que indica que la instalación fotovoltaica sigue siendo rentable en todos los escenarios analizados. Además, el crecimiento del LCOE no es lineal, presentando una curvatura que sugiere una mayor pendiente en los primeros años del proyecto, en comparación con duraciones más largas. Por tanto, podemos concluir que la duración del proyecto influye en el LCOE, siendo esta influencia ligeramente mayor en proyectos de corta duración.



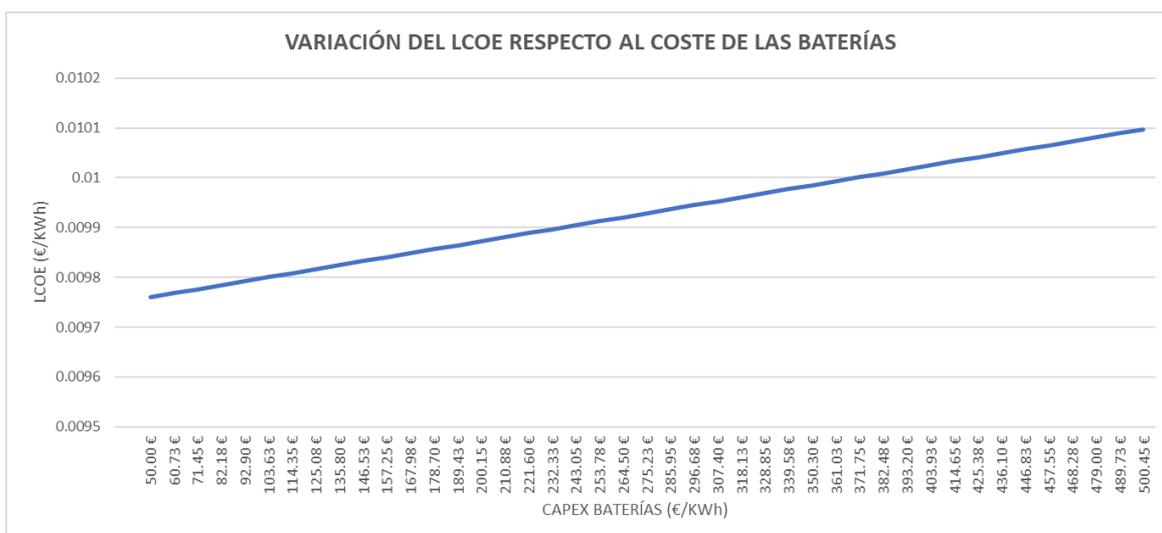
Gráfica 30. Variación del coste nivelado de la energía respecto a la tasa de descuento.

La gráfica muestra un comportamiento decreciente del LCOE, variando entre 0,00935€/KWh con una tasa de descuento del 1% y 0,00977€/KWh con una tasa del 10%. En los escenarios analizados, el LCOE se mantiene por debajo de los 0,15€/KWh, garantizando la rentabilidad de la instalación fotovoltaica. Al igual que en el caso anterior, el crecimiento no es lineal, con una pendiente más pronunciada para tasas de descuento bajas. Esto sugiere que una tasa de descuento menor tiene una influencia más significativa en el LCOE, esta influencia se reduce gradualmente conforme la tasa de descuento aumenta.



Gráfica 31. Variación del coste nivelado de la energía respecto al precio de la instalación fotovoltaica.

La gráfica refleja un aumento lineal del LCOE conforme incrementa el precio de la instalación fotovoltaica. Los valores oscilan entre 0,00086€/KWh para un coste de 300€/KWp y 0,00512€/KWh para un coste de 600€/KWp. A pesar de este incremento, el LCOE se mantiene siempre por debajo del umbral de 0,15€/KWh, lo que asegura la viabilidad económica de la instalación. El crecimiento lineal indica que el aumento del CAPEX impacta directamente en el LCOE y siguiendo siempre la misma proporción.



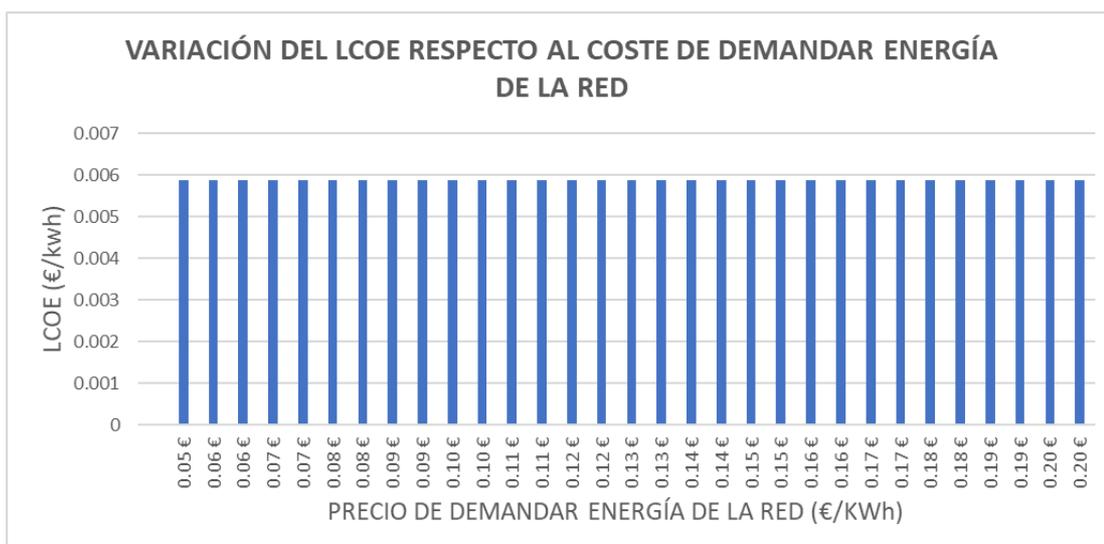
Gráfica 32. Variación del coste nivelado de la energía respecto al precio de las baterías.

El comportamiento del LCOE en relación con el precio de las baterías también es creciente y lineal, aunque pueda parecer contraintuitivo. Esta tendencia se debe a que el coste de mantenimiento está ligado en su cálculo al coste de las baterías. Los valores oscilan entre 0,00976€/KWh cuando las baterías cuestan 50€/KWh y 0,01010€/KWh cuando el precio asciende a 500€/KWh. Al igual que en los casos anteriores, todos los valores del LCOE se sitúan por debajo del umbral de rentabilidad de 0,15€/KWh. La proporcionalidad en el crecimiento refleja que un incremento en el coste de las baterías impacta ligeramente en el LCOE.



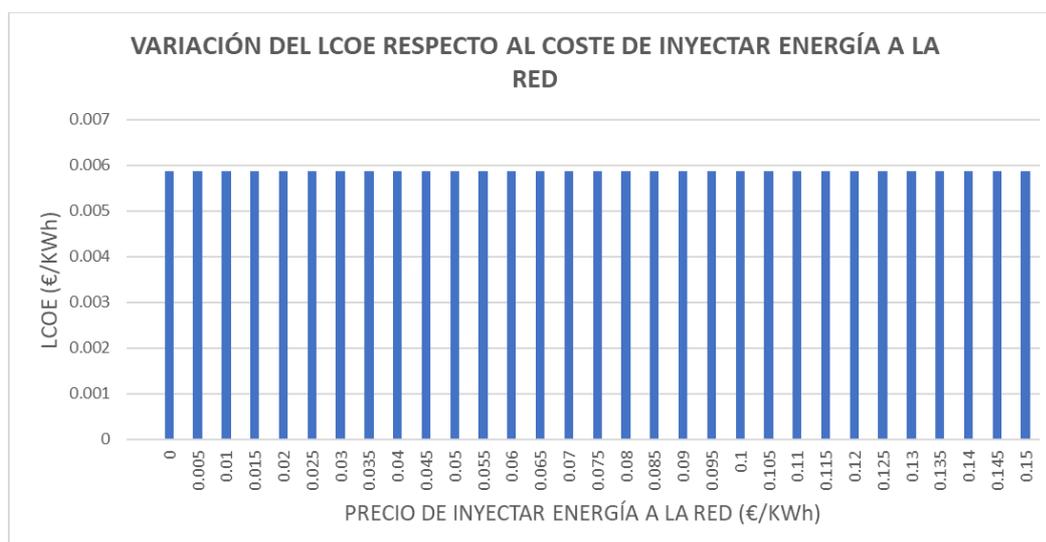
Gráfica 33. Variación del coste nivelado de la energía respecto al coste de mantenimiento.

La gráfica muestra un crecimiento lineal del LCOE conforme aumenta el coste de mantenimiento, con valores que varían desde 0,0012€/KWh cuando el mantenimiento representa el 0,2% del Capex, hasta 0,0352€/KWh cuando el mantenimiento alcanza el 6% del Capex. En este caso, todos los valores del LCOE permanecen por debajo de los 0,15€/KWh, lo que mantiene la rentabilidad de la instalación. Sin embargo, se observa una diferencia significativa entre los valores iniciales y finales, lo que indica que el coste de mantenimiento tiene una gran influencia en el LCOE.



Gráfica 34. Variación del coste nivelado de la energía respecto al precio de demandar energía de la red.

En esta gráfica, el LCOE se mantiene constante, independientemente del precio de la energía demandada de la red. Este comportamiento es coherente, ya que dicha variable no afecta directamente al cálculo del LCOE. Por lo tanto, podemos concluir que el precio de la energía de la red no influye en este parámetro económico.



Gráfica 35. Variación del coste nivelado de la energía respecto al precio de inyectar energía a la red.

Al igual que en el caso anterior, el LCOE se mantiene invariable ante cambios en el precio de inyección de energía a la red. Esto es lógico, ya que esta variable tampoco forma parte de la fórmula de cálculo del LCOE. Por consiguiente, se concluye que el precio de inyección de energía a la red no tiene impacto en este parámetro económico.

Coste nivelado del almacenamiento, LCOS

Para evaluar el coste nivelado del almacenamiento (LCOS) a partir del cual un proyecto de instalación fotovoltaica con almacenamiento deja de ser rentable, se debe comparar el LCOS con el precio de demandar energía de la red. El criterio de rentabilidad es claro: si el LCOS es inferior al precio de la energía de la red, es más económico almacenar energía y utilizarla posteriormente que comprarla directamente. En cambio, si el LCOS es igual o superior al precio de la red, el almacenamiento de energía no es viable económicamente.



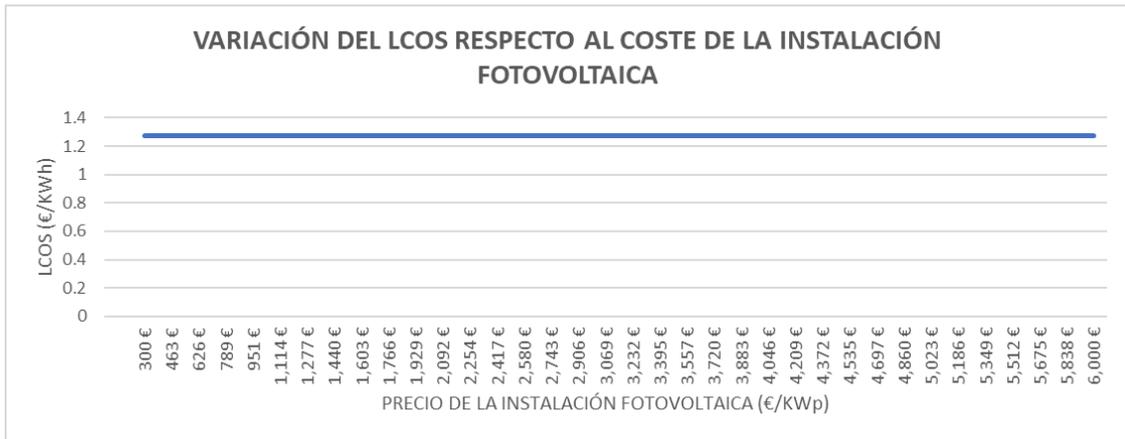
Gráfica 36. Variación del coste nivelado de almacenar energía respecto a la duración del proyecto.

La gráfica refleja que el LCOS muestra inicialmente cierta irregularidad, pero con el tiempo sigue un patrón constante. Este comportamiento está relacionado con la vida útil de las baterías y la frecuencia con la que se reemplazan. Se observa que en los años en los que se cambian las baterías, el LCOS alcanza un máximo, para luego disminuir en los años siguientes hasta el próximo reemplazo. Un aspecto crucial es que, para los valores de duración del proyecto estudiados, en ningún caso el LCOS es inferior a los 0,15 €/kWh que cuesta la energía de la red, lo que indica que la inversión en baterías no es rentable. Así, concluimos que la duración del proyecto influye principalmente en los primeros años y que la mejor opción sería finalizar el proyecto en un año donde el LCOS esté en un mínimo, para maximizar la utilización de la última batería. No obstante, la conclusión principal es que, para los valores estudiados, la instalación de baterías no es rentable.



Gráfica 37. Variación del coste nivelado de almacenar energía respecto a la tasa de descuento.

En este gráfico se aprecia que el LCOS permanece constante y por encima de los 0,15 €/kWh, lo que sugiere que en el caso estándar no es rentable invertir en baterías. De esta manera, se concluye que la tasa de descuento no tiene impacto en el cálculo del LCOS, por lo que no influye en este parámetro económico.



Gráfica 38. Variación del coste nivelado de almacenar energía respecto al precio de la instalación fotovoltaica.

La gráfica muestra que el LCOS se mantiene constante y supera los 0,15 €/kWh, indicando nuevamente que no es rentable instalar baterías en el caso estándar. Por lo tanto, se concluye que el precio de la instalación fotovoltaica no afecta el cálculo del LCOS, quedando esta variable sin influencia en el parámetro económico en cuestión.



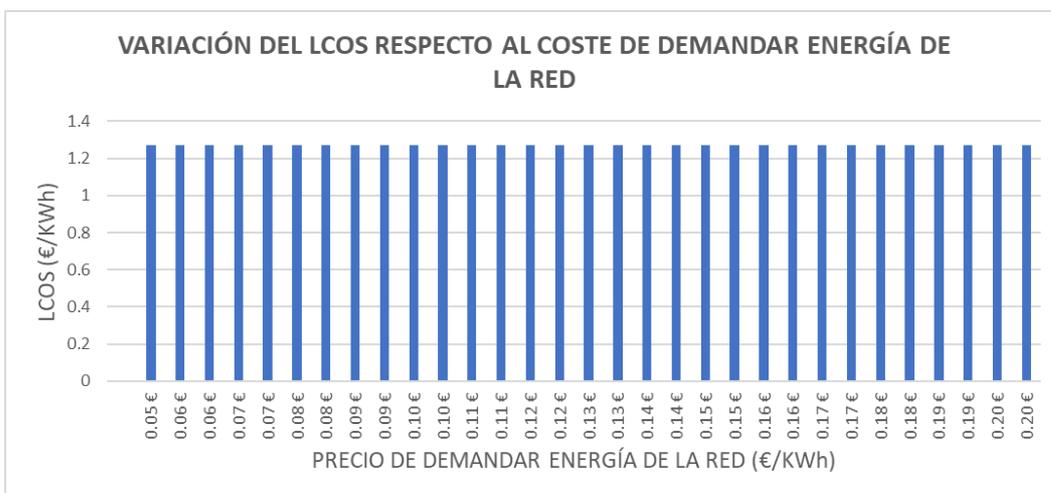
Gráfica 39. Variación del coste nivelado de almacenar energía respecto al precio de las baterías.

Aquí se observa que el LCOS aumenta a medida que sube el precio de las baterías, oscilando entre 0,07 €/kWh para un precio de 50 €/kWh y 0,75 €/kWh cuando el precio es de 500 €/kWh. Según los valores analizados, la rentabilidad de comprar baterías desaparece cuando su precio supera los 104 €/kWh, ya que en este punto el LCOS supera los 0,15 €/kWh que cuesta la energía de la red. El crecimiento del LCOS es lineal, lo que indica que el aumento del Capex de las baterías impacta de forma proporcional en este parámetro. En resumen, invertir en baterías solo sería rentable si su precio es significativamente inferior al del caso base, ya que esta variable tiene una gran influencia en el cálculo del LCOS, tal y como se aprecia en la gráfica.



Gráfica 40. Variación del coste nivelado de almacenar energía respecto al coste de mantenimiento.

El gráfico revela que el LCOS se incrementa conforme lo hace el coste de mantenimiento, oscilando entre 1,24 €/kWh con un coste de mantenimiento del 0,2% del Capex y 1,28 €/kWh cuando este es del 6% del Capex. En todos los casos estudiados, el LCOS supera los 0,15 €/kWh de la energía de la red, lo que indica que no es aconsejable invertir en baterías. A pesar de que el aumento del coste de mantenimiento tiene una influencia lineal sobre el LCOS, su impacto es limitado, ya que la diferencia entre los valores mínimos y máximos es pequeña.



Gráfica 41. Variación del coste nivelado de almacenar energía respecto al precio de demandar energía de la red.

La gráfica muestra que el LCOS se mantiene constante en 1,27 €/kWh. Para los valores estudiados del precio de la energía de la red, ninguno supera este valor, lo que permite concluir que no es rentable invertir en baterías en ningún caso analizado.



Gráfica 42. Variación del coste nivelado de almacenar energía respecto al precio de inyectar energía a la red.

En esta gráfica se observa que el LCOS permanece constante y por encima de los 0,15 €/kWh, lo que nuevamente sugiere que no es rentable instalar baterías en el caso estándar. Por lo tanto, se concluye que el precio de inyectar energía a la red no afecta el cálculo del LCOS de manera directa, lo que significa que esta variable no influye en el parámetro económico analizado.

7 CONCLUSIONES

En este trabajo se ha desarrollado una herramienta práctica y funcional para realizar un análisis económico detallado de proyectos fotovoltaicos, tanto con baterías como sin ellas. El objetivo principal de esta herramienta es que cualquier persona pueda ingresar los datos necesarios y, de manera sencilla, obtener recomendaciones claras sobre la viabilidad del proyecto, considerando aspectos como la duración óptima y otras características que debe tener para ser rentable. De este modo, se busca facilitar la reducción de las facturas eléctricas en los hogares que apuesten por este tipo de instalaciones.

La herramienta ha sido creada utilizando Excel y Python, permitiendo un análisis preciso de diferentes parámetros económicos en función de sus variables clave. Esto ofrece la posibilidad de comparar el impacto relativo de cada variable en el proyecto, proporcionando una visión más detallada sobre su rentabilidad.

Para ilustrar su uso, se ha aplicado a un caso práctico que ha permitido extraer conclusiones específicas: la duración del proyecto debe superar los 23 años para que sea rentable, siendo recomendable finalizarlo antes de tener que reemplazar las baterías. Se ha determinado que la tasa de descuento ideal es inferior al 5%, y que el coste de mantenimiento no debe exceder el 2,6% del Capex. También se ha observado que, si el precio de la energía adquirida de la red es inferior a 0,09 €/KWh, el proyecto dejaría de ser rentable, lo mismo ocurre si el precio de inyección de energía a la red es inferior a 0,035 €/KWh. Finalmente, con los valores de las variables considerados en este caso práctico, se concluye que el uso de baterías no resulta económicamente viable.

Bibliografía

- [1] **Short, Walter, Daniel J. Packey, y Thomas Holt.** *A Manual for the Economic Evaluation of Energy Efficiency and Renewable Energy Technologies*. National Renewable Energy Laboratory (NREL), NREL/TP-462-5173, preparado bajo el contrato No. DE-AC36-83CH10093, marzo de 1995.
- [2] Documento del Departamento de Termodinámica de la ETSI. *Expresiones NREL*.
- [3] **U.S. Energy Information Administration (EIA).** *Levelized Costs of New Generation Resources in the Annual Energy Outlook 2022*. Documento del Departamento de Termodinámica de la ETSI, U.S. Energy Information Administration, febrero de 2022.
- [4] **Energies (MDPI).** Delgado-Sanchez, J. M., & Lillo-Bravo, I. (2020). *Influence of degradation processes in lead–acid batteries on the techno-economic analysis of photovoltaic systems*. *Energies*, 13(16), 4075. <https://doi.org/10.3390/en13164075>
- [5] **Martínez Patón, P., & Payán Somet, F. J.** *Proyecto de autoconsumo colectivo de carácter público y social a partir de energía fotovoltaica en Linares (Jaén)*. Trabajo de Fin de Grado, Escuela Técnica Superior de Ingeniería, Universidad de Sevilla, Sevilla, 2022.