



Facultad de Ciencias Económicas y Empresariales
ICADE

ANÁLISIS ECONÓMICO Y FINANCIERO DE LAS EMPRESAS DE PRODUCCIÓN DE PANELES SOLARES EN EUROPA, CHINA Y ESTADOS UNIDOS.

Autor: Francisco Román Cantillana
Directora: Angela Oriana Montti

MADRID | Marzo 2026

RESUMEN

Este trabajo compara el desempeño económico-financiero y la creación de valor de empresas vinculadas a la fabricación fotovoltaica en China, Estados Unidos y Europa durante 2019–2025, realizando el análisis cuantitativo con una ventana homogénea 2019–2024 por falta de cobertura completa en 2025. A partir de estados financieros auditados y ratios estandarizados de FactSet Fundamentals, se evalúan la rentabilidad operativa (margen operativo), la creación de valor (ROIC y ROE), la eficiencia del capital (rotación de activos) y la solvencia (deuda sobre activos y cobertura de intereses). La comparación se interpreta en el contexto de tres marcos de política industrial y comercial que afectan a la economía por vatio y al perfil de riesgo: el Net-Zero Industry Act de la Unión Europea (Reglamento (UE) 2024/1735), el incentivo fiscal estadounidense 45X de la Inflation Reduction Act y las medidas AD/CVD en EE. UU. Los resultados muestran un deterioro marcado en 2024, coherente con el ciclo sectorial y la corrección de precios: la compresión de márgenes se traslada a ROIC, mientras que la dispersión por empresa—especialmente en el bloque estadounidense—condiciona la lectura regional. La evidencia también sugiere que el riesgo de destrucción de valor no es solo operativo, sino también de balance y sostenibilidad financiera, al observarse casos con cobertura de intereses débil. Finalmente, el ejercicio de sensibilidades indica que el coste de capital y el ASP del módulo son determinantes de primer orden del LCOE y del margen bruto, reforzando la relevancia de las condiciones de financiación y del entorno de precios para la viabilidad manufacturera.

PALABRAS CLAVE

Fabricación fotovoltaica; margen operativo; ROIC; política industrial; coste de capital.

ABSTRACT

This study compares the operating performance and value creation of photovoltaic (PV) companies across China, the United States, and Europe over 2019–2025, with the empirical financial-panel analysis conducted in 2019–2024 due to incomplete 2025 coverage. Using audited annual financial statements and standardized ratios from FactSet Fundamentals, the research evaluates operating profitability (operating margin), value creation (ROIC and ROE), capital efficiency (asset turnover), and solvency (debt intensity and interest coverage). The comparison is interpreted alongside three policy frameworks that shape manufacturing economics and risk: the EU Net-Zero Industry Act (Regulation (EU) 2024/1735), the U.S. Advanced Manufacturing Production Credit (IRA section 45X), and U.S. trade remedies (AD/CVD) affecting PV imports. Results show a sharp deterioration in 2024, consistent with the sector's price cycle and overcapacity dynamics: margin compression propagates into ROIC, while cross-company dispersion especially in the U.S. block remains material. The evidence also indicates that value destruction risk is not purely operational: balance-sheet fragility and weak interest coverage emerge in the most stressed cases. Finally, a simplified sensitivity exercise illustrates that the cost of capital and module ASP are first-order drivers of LCOE and gross margin, reinforcing the role of financing conditions and market pricing in sustaining PV manufacturing viability.

KEYWORDS

Photovoltaic manufacturing; operating margin; ROIC; industrial policy; cost of capital.

ÍNDICE

1. INTRODUCCIÓN Y JUSTIFICACIÓN	7
1.1 MERCANTILISMO Y NEOMERCANTILISMO COMO BASE DE LA POLÍTICA INDUSTRIAL Y COMERCIAL.....	7
1.2 RELEVANCIA MACRO DEL SECTOR FV Y CICLO 2019–2025	7
1.3 PREGUNTA DE INVESTIGACIÓN Y CONTRIBUCIÓN	9
1.4 ALCANCE, DELIMITACIÓN Y ESTRUCTURA DEL TRABAJO	10
2. MARCO SECTORIAL Y TECNOLÓGICO	11
2.1 TAMAÑO DE MERCADO, CAPACIDAD Y PRECIOS	11
2.1.1. Evolución reciente de la demanda	12
2.1.2. Capacidad de fabricación y estructura de mercado	13
2.1.3. Evolución de precios	14
2.2 INNOVACIÓN Y ESCALADO INDUSTRIAL	15
2.2.1. Innovación del producto	15
2.2.2. Innovación de proceso	16
2.2.3. Escalado industrial.....	17
2.3 ESTRUCTURA COMPETITIVA POR REGIÓN	18
2.3.1. Cadena de valor	18
2.3.2. Competencia en fabricación	19
2.3.3. Diferencias por región	19
2.3.4. Downstream (instalación).....	20
3. MARCO REGULATORIO COMPARADO	21
3.1 UNIÓN EUROPEA	21
3.2 ESTADOS UNIDOS	22
3.2.1. Crédito 45X	22
3.2.2. AD/CVD	22
3.3 CHINA	23
3.3.1. Despliegue récord en 2024	23
3.3.2. Comparación regulatoria	24
4. MUESTRA, DATOS Y NORMALIZACIONES	25
4.1 SELECCIÓN DE EMPRESAS	25
4.1.1. Europa.....	25
4.1.2. Estados Unidos	26
4.1.3. China.....	27
4.2 FUENTES Y PERIODO (2019–2024)	27
5. METODOLOGÍA ECONÓMICO-FINANCIERA	28
5.1. MÉTRICAS Y VARIABLES.....	28
5.1.1. Margen operativo.....	28
5.1.2. Return on Invested Capital (ROIC).....	28
5.1.3. Return on Equity (ROE).....	29
5.1.4. Ratio de endeudamiento	29
5.1.5. Cobertura de intereses	29
5.1.6. Rotación de activos.....	29
6. ANÁLISIS ECONÓMICO Y FINANCIERO COMPARADO (2019–2024).....	30
6.1. RENTABILIDAD OPERATIVA: MARGEN OPERATIVO	30
6.2. CREACIÓN DE VALOR.....	33
6.2.1. ROIC.....	33
6.2.2. ROIC por empresa.....	35

6.2.3.	ROE: contraste con ROIC y señales de riesgo en la base de equity.....	37
6.3.	EFICIENCIA DE CAPITAL: ROTACIÓN DE ACTIVOS (ASSET TURNOVER).....	38
6.3.1.	Comparación regional	38
6.3.2.	Rotación por empresa	40
6.4.	ANÁLISIS FINANCIERO.....	42
6.4.1.	Ratio de endeudamiento	42
6.4.2.	Cobertura de intereses	43
6.4.3.	Integración con el ROIC.....	45
6.5.	SENSIBILIDADES DE COSTE DE CAPITAL, ASP \$/W Y LCOE.....	46
6.5.1.	Coste de capital y LCOE	47
6.5.2.	ASP\$/W	48
7.	CONCLUSIONES, RECOMENDACIONES Y PROYECCIÓN	49
8.	DECLARACIÓN DE USO DE HERRAMIENTAS DE INTELIGENCIA ARTIFICIAL GENERATIVA EN TRABAJOS FIN DE GRADO.....	53
	BIBLIOGRAFÍA	54

ÍNDICE DE TABLAS Y FIGURAS

FIGURA 1. EVOLUCIÓN ANUAL DE INSTALACIÓN DE FOTOVOLTAICAS.....	12
FIGURA 2. EVOLUCIÓN DE LA NUEVA CAPACIDAD ANUAL EN LOS PRINCIPALES MERCADOS 2022-2023	13
FIGURA 3. EVOLUCIÓN DEL PRECIO DE MÓDULOS: SPOT GLOBAL VS VALOR MEDIO EN EE. UU.....	14
FIGURA 4. MEDIANA DEL MARGEN OPERATIVO	30
FIGURA 5. MARGEN OPERATIVO POR EMPRESA 2024	31
FIGURA 6. MEDIANA MARGEN OPERATIVO EUROPA 2019-2024	32
FIGURA 7. VARIACIÓN DEL MARGEN OPERATIVO 2023 A 2024	32
TABLA 2. ROIC POR REGIÓN: MEDIANA Y RANGO (2019, 2023, 2024) (%).....	33
FIGURA 8. ROIC POR REGIÓN 2019-2024.....	35
FIGURA 9. ROIC SENSIBILIDAD EE. UU. 2019- 2024	35
TABLA 3. ROIC POR EMPRESA (2023–2024) Y VARIACIÓN (Δ P.P.).....	35
FIGURA 10. VARIACIÓN DEL ROIC 2023 A 2024.....	37
TABLA 4. ROE POR REGIÓN: MEDIANA Y RANGO (2019, 2023, 2024) (%)	37
TABLA 5. ROTACIÓN DE ACTIVOS POR REGIÓN (MEDIANA Y RANGO; 2019, 2023 Y 2024).....	39
FIGURA 9. ROTACIÓN DE ACTIVOS POR REGIÓN 2019-2024.....	40
FIGURA 11. VARIACIÓN DE LA ROTACIÓN DE ACTIVOS POR EMPRESA 2023 A 2024.	41
FIGURA 12. MARGEN OPERATIVO VS ROTACIÓN DE ACTIVOS, DISPERSIÓN 2024	42
FIGURA 13. EVOLUCIÓN DE APALANCAMIENTO 2019-2024	43
FIGURA 14. EVOLUCIÓN DE LA COBERTURA DE INTERÉS POR REGIÓN 2019-2024	44
FIGURA 15. PROPORCIÓN DE EMPRESAS CON COBERTURA DE INTERÉS <1 2023 A 2024..	45
FIGURA 16. ROIC/ (DEUDA TOTAL/ACTIVOS) 2024.....	45
FIGURA 17. ROIC/COBERTURA DE INTERESES 2024	46
FIGURA 18. SENSIBILIDAD DEL LCOE A WACC Y CAPEX.....	48
FIGURA 19. MARGEN BRUTO TEÓRICO CON ASP = 0,13 US\$/W.	49

LISTADO DE ABREVIATURAS

AD/CVD	Anti-dumping y countervailing duties; medidas antidumping y derechos compensatorios.
CAPEX	Capital expenditures; inversión en capital (gasto de inversión).
CI	Capital invertido; base de capital operativo-empleada en el denominador del ROIC.
c-Si	Crystalline silicon; silicio cristalino.
CVD	Countervailing duties; derechos compensatorios.
DC	Direct current; corriente continua.
EPC	Engineering, procurement and construction; ingeniería, compras y construcción.
FV	Fotovoltaico/a.
GW	Gigavatio (10^9 W).
IEA	International Energy Agency; Agencia Internacional de la Energía.
IEA	International Energy Agency Photovoltaic Power Systems Programme; programa
PVPS	fotovoltaico de la IEA.
IFRS	International Financial Reporting Standards; normas internacionales de información financiera.
IRENA	International Renewable Energy Agency; Agencia Internacional de Energías Renovables.
ISE	Institute for Solar Energy Systems (Fraunhofer ISE).
ITRPV	International Technology Roadmap for Photovoltaics; hoja de ruta tecnológica internacional para FV.
kWh	Kilovatio-hora; unidad de energía.
LCOE	Levelized cost of energy; coste nivelado de la energía.
MW	Megavatio (10^6 W).
NOPAT	Net operating profit after taxes; beneficio operativo neto después de impuestos.
NZIA	Net-Zero Industry Act; Reglamento (UE) 2024/1735.
OEE	Overall equipment efficiency; eficiencia global del equipo (disponibilidad $\times$ rendimiento $\times$ calidad).
PPA	Power purchase agreement; contrato de compraventa de energía.
SEC	U.S. Securities and Exchange Commission; regulador de mercados de valores en EE. UU.
TW	Teravatio.
USD/W	Dólares por vatio (unidad típica para precios de módulos).
W	Watt; unidad de potencia.
WACC	Weighted average cost of capital; coste medio ponderado de capital.
Wp	Watt-peak; potencia nominal bajo condiciones estándar (STC).

1. INTRODUCCIÓN Y JUSTIFICACIÓN

1.1 MERCANTILISMO Y NEOMERCANTILISMO COMO BASE DE LA POLÍTICA INDUSTRIAL Y COMERCIAL

La perspectiva mercantilista en economía política internacional parte de una premisa útil para este trabajo. el Estado no actúa como un árbitro neutral, sino que utiliza instrumentos económicos especialmente comerciales e industriales para reforzar su seguridad, su autonomía y su poder relativo. En este enfoque, el comercio y la producción no son solo resultados del mercado, sino ámbitos en los que se adoptan decisiones estratégicas para proteger la base productiva nacional y limitar vulnerabilidades frente a actores externos (Balaam & Dillman, 2018).

En su formulación contemporánea, el neomercantilismo describe la adaptación de esa lógica a un entorno de interdependencia y globalización. Los Estados tienden a preferir herramientas “más sofisticadas” que el arancel clásico, apoyo selectivo a industrias, políticas de innovación, condicionamientos en contratación pública, estándares y barreras no arancelarias, así como límites a la inversión extranjera en sectores considerados estratégicos. El elemento común es que estas políticas buscan orientar la estructura productiva y la competitividad internacional, incluso cuando formalmente se mantiene un discurso favorable al libre comercio (Balaam & Dillman, 2018).

Este marco es relevante para interpretar las políticas que en el trabajo se analizan para la fabricación fotovoltaica. Los instrumentos regulatorios industriales y comerciales pueden entenderse como manifestaciones neomercantilistas orientadas a fortalecer capacidad doméstica y reducir dependencia de cadenas de suministro externas. La implicación económico-financiera, coherente con el planteamiento del análisis, es que dichas políticas pueden modificar variables determinantes del desempeño empresarial, precio efectivo y estabilidad de demanda, coste unitario neto, y perfil de riesgo. En consecuencia, este marco teórico justifica que el capítulo regulatorio se conecte con las métricas del trabajo (margen operativo y ROIC) a través de canales concretos, sin asumir causalidad automática: se evalúa si los patrones observados son consistentes con estos mecanismos (Balaam & Dillman, 2018).

1.2 RELEVANCIA MACRO DEL SECTOR FV Y CICLO 2019–2025

La energía solar fotovoltaica (FV) se ha consolidado como una tecnología central de la transición energética por su escala industrial y su capacidad de crecimiento. En 2024, la potencia renovable mundial aumentó en 585 GW (gigavatios) y la solar aportó 452 GW, concentrando más de tres cuartas partes de las nuevas adiciones renovables del año. (International Renewable Energy

Agency [IRENA], 2025). Esta magnitud no es solo un indicador energético: refleja un mercado global en el que variaciones relativamente pequeñas en precios de módulos, costes de materiales y logística, o condiciones regulatorias, pueden trasladarse con rapidez al volumen de inversión, a la utilización de capacidad y, en consecuencia, a la rentabilidad de los fabricantes (International Energy Agency [IEA], 2024; International Energy Agency Photovoltaic Power Systems Programme [IEA PVPS], 2024a).

En paralelo, la magnitud del despliegue FV se refleja en el crecimiento de capacidad acumulada y en el ritmo anual de instalaciones. En 2023, la capacidad FV global acumulada alcanzó 1,6 TW frente a 1,2 TW en 2022 (IEA Photovoltaic Power Systems Programme [IEA PVPS], 2024). Esta expansión tiene especial relevancia porque sitúa el periodo 2019–2025 como un tramo de madurez del sector en el que la sostenibilidad económica de la fabricación depende, en mayor medida, de la estructura de costes y de la disciplina de capacidad, entendida como la adecuación de la expansión manufacturera y la utilización de plantas al ritmo real de la demanda para evitar episodios de sobrecapacidad.

El periodo 2019–2025, además, se caracteriza por una secuencia de shocks que afectan directamente a la rentabilidad; tensiones en materiales y transporte, cambios abruptos en precios de módulos y, posteriormente, un ajuste asociado a sobrecapacidad. IEA PVPS documenta que, tras varios años de tensión en costes de materiales y transporte, los precios de los módulos cayeron en un mercado con un gran exceso de oferta. Coexistiendo con inventarios globales relevantes y con un entorno de precios eléctricos que, tras máximos históricos en 2022, se normaliza posteriormente (IEA PVPS, 2024a). Este contexto obliga a tratar el desempeño financiero observado como el resultado de una interacción entre ciclo de precios (oferta-demanda), costes y el marco regulatorio industrial y comercial (NZIA en la UE; 45X y AD/CVD en EE. UU.), no como un fenómeno atribuible únicamente a eficiencia operativa.

Los datos más recientes ayudan a explicar ese exceso de capacidad fabricación y su impacto sobre precios y márgenes. En este contexto, la sobrecapacidad suele originarse cuando la inversión en nuevas líneas crece más rápido que la demanda final y, dada la elevada proporción de costes fijos y de depreciación en la fabricación, incentiva estrategias de precio agresivas. El resultado típico es una compresión de márgenes y una mayor volatilidad del retorno sobre el capital invertido en fabricación. En Renewables 2024, la International Energy Agency estima que la capacidad global de fabricación solar alcanzaría más de 1.100 GW a finales de 2024, más del doble de la demanda FV que estaba proyectada, por lo que vincula ese exceso de oferta directamente con una caída de precios de módulos a más de la mitad desde comienzos de 2023 (International Energy Agency [IEA], 2024).

En consecuencia, el crecimiento del despliegue FV no garantiza, por sí solo, rentabilidad industrial en fabricación. La IEA, en su informe sobre cadenas globales de suministro FV, describe una rentabilidad históricamente volátil y, en promedio, inferior a la de industrias comparables; además, señala que las empresas presentes en varios tramos de la cadena tienden a superar financieramente a compañías concentradas en un único segmento, precisamente por su capacidad de compensar pérdidas en un tramo con resultados en otro (IEA, 2022).

1.3 PREGUNTA DE INVESTIGACIÓN Y CONTRIBUCIÓN

El objeto de esta investigación es evaluar, con criterio económico-financiero, el desempeño de empresas vinculadas a la fabricación fotovoltaica (FV) en Europa, China y Estados Unidos durante 2019–2025, e identificar en qué medida el marco regulatorio y la estructura de costes contribuyen a explicar diferencias sistemáticas en rentabilidad operativa y creación de valor entre regiones y entre modelos de negocio (fabricantes frente a instaladoras como grupo de contraste). El planteamiento regulatorio se acota a instrumentos que, por diseño, tienen capacidad para afectar a la rentabilidad de la fabricación por vías económicas directas. En la Unión Europea, el Reglamento (UE) 2024/1735 (NZIA) establece un marco para reforzar el ecosistema industrial de tecnologías net-Zero y fija un valor de referencia de capacidad manufacturera en la Unión, aspirando a aproximarse o alcanzar al menos el 40% de las necesidades anuales de implantación de aquí a 2030 para el conjunto de tecnologías cubiertas. Este tipo de marco es relevante para el análisis financiero porque incide en fricciones de inversión (autorizaciones, coordinación, condiciones de apoyo) y en la visibilidad del “caso de inversión” industrial dentro del mercado interior (Parlamento Europeo y Consejo de la Unión Europea, 2024). En Estados Unidos, la sección 45X, introducida por la Inflation Reduction Act de 2022, configura un incentivo fiscal por unidad producida y vendida en el país para determinados componentes, incluidos componentes solares, con el objetivo explícito de incentivar producción doméstica; por su naturaleza, es un instrumento con potencial impacto directo sobre la economía por unidad (coste/ingreso efectivo por vatio) y, por extensión, sobre el margen operativo (U.S. Congress, 2022; Department of the Treasury & Internal Revenue Service, 2024). Complementariamente, las medidas antidumping y de derechos compensatorios (AD/CVD) forman parte del marco comercial estadounidense que puede alterar costes relativos de importación y condiciones de competencia; su lógica institucional y procedimental se describe en la guía oficial de la USITC y, en el ámbito FV, existen investigaciones AD/CVD recientes sobre células FV (incluidas en módulos) procedentes de determinados países del Sudeste Asiático, ilustrativas de que el canal comercial es operativo en el periodo de estudio (U.S. International Trade Commission, 2015; U.S. Department of Commerce, International Trade Administration, 2025).

Para delimitar el objeto industrial de manera consistente, la investigación toma como referencia la cadena de fabricación FV que la Agencia Internacional de la Energía estructura en cinco segmentos: polisilicio, lingotes, obleas, células y módulos. Esta segmentación es importante porque los determinantes de margen y ROIC no son homogéneos: cambian la intensidad de capital, la exposición a costes energéticos, el peso de consumibles y rendimientos industriales, y la sensibilidad a fricciones comerciales según el tramo de la cadena en el que opera la empresa (International Energy Agency [IEA], 2022). A partir de este planteamiento, la investigación formula tres hipótesis de trabajo.

1. El deterioro del entorno competitivo en la fase final del periodo, caracterizado por presión sobre precios y exceso de capacidad, se traducirá en una caída del margen operativo y del ROIC de los fabricantes, especialmente cuando el ajuste de ingresos no se compense con mejoras en eficiencia o utilización de activos.
2. En Estados Unidos, el marco formado por el crédito 45X y las medidas comerciales AD/CVD puede amortiguar parcialmente el deterioro de la rentabilidad en aquellos fabricantes con exposición doméstica efectiva; sin embargo, no se espera un efecto homogéneo dentro de la región, dado que la escala, la tecnología y la estructura de costes siguen siendo determinantes del resultado económico-financiero.
3. En la Unión Europea, el impacto del NZIA sobre los resultados contables de los fabricantes será necesariamente limitado dentro de la ventana 2019–2025, ya que se trata de un marco reciente cuyos efectos económicos requieren tiempo de inversión, ejecución y escalado industrial para trasladarse a margen operativo y ROIC.

Este planteamiento permite contrastar si las diferencias observadas entre regiones responden principalmente al ciclo sectorial, al marco regulatorio o, como sostiene este trabajo, a la interacción entre ambos factores y la estructura de costes de cada empresa.

1.4 ALCANCE, DELIMITACIÓN Y ESTRUCTURA DEL TRABAJO

El trabajo se delimita al sector fotovoltaico y, dentro de él, al tramo industrial de fabricación, con especial atención al módulo y a los factores que condicionan su rentabilidad. De forma complementaria, se incorporan algunas referencias sectoriales no manufactureras cuando son necesarias para contextualizar los resultados y separar el comportamiento de la fabricación del resto de actividades del sector.

El ámbito geográfico comprende Europa, China y Estados Unidos, y el horizonte temporal del estudio es 2019–2025. No obstante, el análisis empírico comparable se desarrolla sobre 2019–2024, por ser el periodo para el que existe cobertura homogénea de datos en la muestra. Esta

ventana resulta adecuada porque concentra cambios relevantes en precios, capacidad y marco regulatorio, con impacto potencial sobre el margen operativo y el ROIC.

Tras esta introducción, el trabajo presenta el marco sectorial y tecnológico, el marco regulatorio comparado y las hipótesis de análisis, la muestra y las fuentes utilizadas, la metodología económica-financiera y, posteriormente, el análisis comparado de resultados. Finalmente, se exponen las conclusiones y las limitaciones del estudio.

2. MARCO SECTORIAL Y TECNOLÓGICO

2.1 TAMAÑO DE MERCADO, CAPACIDAD Y PRECIOS

El desempeño económico-financiero de los fabricantes de módulos fotovoltaicos (FV) y de las empresas instaladoras está condicionado por tres magnitudes: primero la demanda anual de nueva potencia instalada (GW), que determina el volumen de módulos requerido; en segundo lugar la capacidad y producción manufacturera a lo largo de la cadena, que condiciona la intensidad competitiva y el poder de fijación de precios; y finalmente la evolución de precios, que se traslada de forma asimétrica a márgenes y retornos según el lugar que de la cadena.

El tamaño del mercado FV puede expresarse en unidades físicas (GW de nuevas instalaciones anuales y GW/TW acumulados) y en unidades monetarias (valor de inversión y comercio). Para evitar ambigüedades, conviene distinguir:

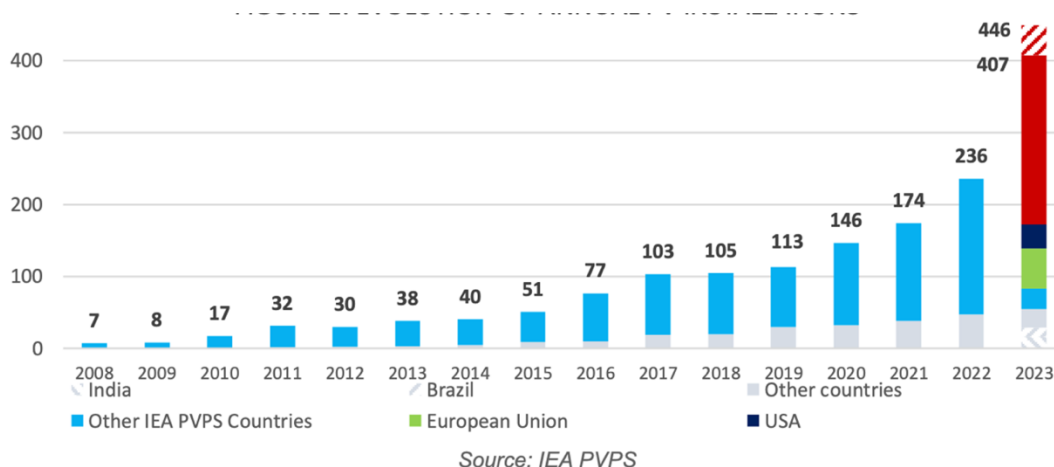
- Potencia instalada anual: capacidad de sistemas FV conectados cada año. En las estadísticas internacionales aparecen rangos por diferencias metodológicas (por ejemplo, consideración de autoconsumo, ajustes por repotenciación, o estimaciones en mercados con información parcial). En 2023, el programa IEA PVPS reporta nuevas instalaciones globales en un rango aproximado de 407–446 GW, reflejando precisamente esas incertidumbres de medición (IEA PVPS, 2024a). En el informe anual de tendencias del propio IEA PVPS, la cifra de instalaciones para 2023 se reporta como 456 GW, con desglose entre China y el resto del mundo, lo que sugiere una revisión al alza a medida que se consolida información (IEA PVPS, 2024b).
- Capacidad acumulada (stock): refleja la base instalada que genera electricidad y determina el peso macro energético del sector FV. IEA PVPS señala que la potencia FV acumulada alcanzó 1,6 TW en 2023 (IEA PVPS, 2024a). En 2024, el Fraunhofer ISE sitúa la potencia FV acumulada mundial en torno a 2,16 TW, lo que confirma la aceleración reciente del despliegue (Fraunhofer ISE, 2025).
- Valor económico del sector: más allá de GW, el mercado moviliza inversión, comercio y servicios. IEA PVPS estima que el business value global asociado a las instalaciones FV aumentó sustancialmente en 2023 (IEA PVPS, 2024b). Esta métrica debe interpretarse

con cautela: el propio informe advierte que se trata de una aproximación basada en volumen instalado y no una valoración exhaustiva de toda la cadena de valor (IEA PVPS, 2024b). En paralelo, desde la perspectiva de comercio internacional, la IEA estima que el valor del comercio global relacionado con FV (polisilicio, obleas, células y módulos) superó los 40.000 millones de USD en 2021, con un aumento superior al 70% frente a 2020 (IEA, 2022).

2.1.1. Evolución reciente de la demanda

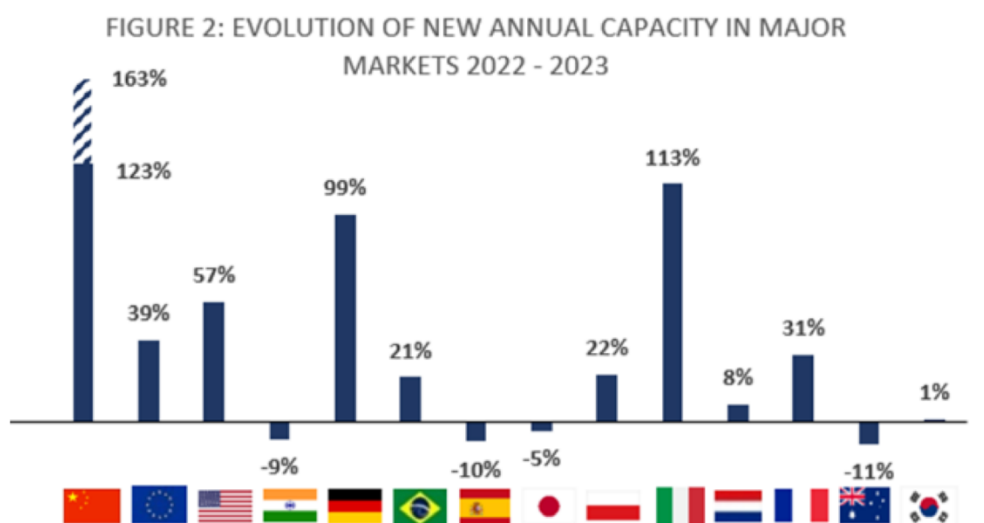
Como se puede apreciar en la Figura 1, entre 2019 y 2021, el sector FV mantuvo una trayectoria de crecimiento estructural; sin embargo, el periodo 2022–2024 marca un punto de inflexión por la combinación de normalización de cuellos de botella, shock energético y caída de precios de módulos. En 2023, las nuevas instalaciones globales prácticamente se duplicaron respecto a 2022 (236 GW), con una tasa de crecimiento superior al 80% (IEA PVPS, 2024a). IEA PVPS vincula este salto a la mayor competitividad de la FV y a un contexto de precios de módulos que, tras las tensiones de años anteriores, se redujeron con fuerza, facilitando el despliegue en mercados clave (IEA PVPS, 2024a).

Figura 1. Evolución anual de instalación de fotovoltaicas



El crecimiento fue, además, heterogéneo por regiones como se puede ver en la figura 2. IEA PVPS muestra que China continuó liderando el mercado global y en 2023 aportó más del 60% de las nuevas instalaciones mundiales (IEA PVPS, 2024a). Europa, por su parte, añadió aproximadamente 61 GW en 2023, con Alemania como principal contribuyente regional (IEA PVPS, 2024a). En Estados Unidos, el mismo informe reporta 33,2 GW de nueva capacidad en 2023, recuperando volúmenes similares a 2021 tras una 2022 más débil (IEA PVPS, 2024a). Esta concentración implica que los cambios de política y de condiciones de financiación en los mercados dominantes pueden alterar el equilibrio mundial entre oferta y demanda de módulos y, por extensión, la presión sobre márgenes en fabricación.

Figura 2. evolución de la nueva capacidad anual en los principales mercados 2022-2023



Source: IEA PVPS

La concentración también se observa en el stock acumulado. Para 2024, Fraunhofer ISE estima que China representa aproximadamente el 48% de la capacidad FV acumulada mundial, Europa el 18% y Norteamérica el 10% (Fraunhofer ISE, 2025). En otras palabras, la demanda final está más diversificada que la producción industrial, pero China sigue siendo determinante tanto por tamaño como por ritmo de expansión.

2.1.2. Capacidad de fabricación y estructura de mercado

A diferencia del despliegue de instalaciones, la fabricación de módulos es una industria globalizada, con bienes estandarizados y comercio internacional significativo.

Los informes recientes describen un escenario de sobrecapacidad. La IEA, en su informe *Renewables 2024*, afirma que la capacidad de fabricación global solar se esperaba por encima de 1.100 GW a finales de 2024, más del doble de la demanda proyectada, y vincula esta brecha a un exceso de oferta con precios en mínimos (IEA, 2024). De la misma manera afirman que más del 90% del boom de expansión de la cadena de suministro en 2023–2024 se concentró en China, lo que refuerza una estructura de mercado donde el liderazgo de escala y costes permanece en ese país (IEA, 2024).

Desde el lado de producción efectiva, Fraunhofer ISE estima que en 2024 aproximadamente el 96% de los módulos FV y sus componentes procedían de Asia, principalmente de China, y atribuye a China una cuota de producción de módulos de alrededor del 86%, con control superior al 95% del mercado en ciertos componentes como lingotes y obleas (Fraunhofer ISE, 2025). Esta realidad industrial es coherente con el diagnóstico de vulnerabilidad de cadena de suministro que la IEA ya señalaba en 2022 cuando establecieron que, bajo la capacidad en ese momento, el

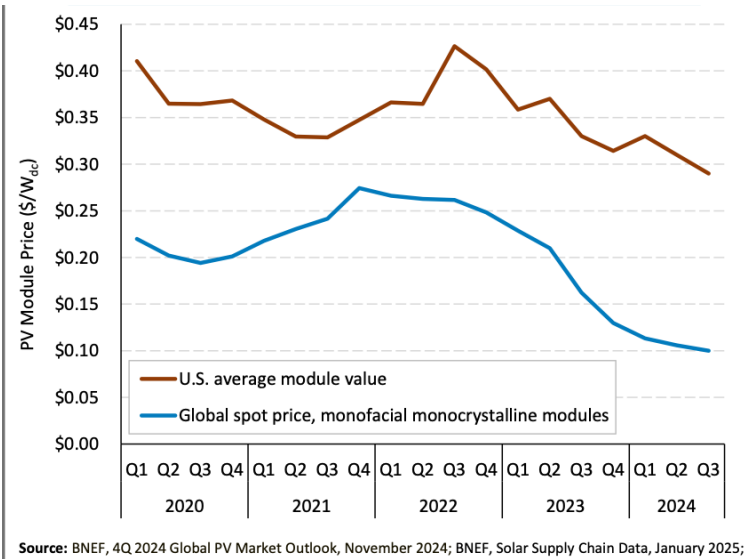
mundo dependería casi completamente de China para el suministro de componentes clave hasta 2025 (IEA, 2022).

La IEA documenta diferenciales estructurales de coste entre regiones, con China como localización más competitiva en costes en los distintos componentes, lo que limita la capacidad de los fabricantes europeos y estadounidenses para igualar precios sin apoyo regulatorio o sin ventajas específicas de producto y mercado (IEA, 2022). En este contexto, la diferenciación tecnológica, la cercanía al cliente, los requisitos de resiliencia o los incentivos a la producción son determinantes para sostener márgenes en UE y EE. UU. cuando el precio global del módulo se comprime.

2.1.3. *Evolución de precios*

Tendencia estructural a la reducción de precios (largo plazo). Fraunhofer ISE documenta un patrón donde el precio del módulo disminuyó en torno al 25,7% por cada duplicación de la producción acumulada mundial durante las últimas décadas, asociándolo a economías de escala y mejoras tecnológicas (Fraunhofer ISE, 2025).

Figura 3. Evolución del precio de módulos: spot global vs valor medio en EE. UU.



Fuente: Feldman et al. (2025).

Aunque el largo plazo la proyección fue la de abaratamiento, la cadena FV sufrió tensiones de costes y disponibilidad. Fraunhofer ISE vincula explícitamente la crisis del Covid-19 con disrupciones de suministro y comercio que elevaron los precios hasta 2022 y generaron problemas de disponibilidad temporal (Fraunhofer ISE, 2025). La IEA, al analizar la cadena global, apunta que a finales de 2021 existía exceso de capacidad en obleas, células y módulos, pero el polisilicio actuaba como cuello de botella, contribuyendo a un fuerte aumento del precio de la materia prima en el año previo (IEA, 2022).

A partir de 2023, el factor dominante cambia. IEA PVPS señala que, tras varios años de tensiones

en costes de materiales y transporte, los precios de módulos “se desplomaron” en un mercado masivamente sobre abastecido, y cuantifica inventarios globales del orden de 150 GW de módulos (IEA PVPS, 2024a). La institución refuerza ese diagnóstico en Renewables 2024: atribuye al exceso de oferta una caída de precios de módulos de más de la mitad desde principios de 2023, destacando que entre diciembre de 2022 y diciembre de 2023 el precio medio cayó un 50% y continuó descendiendo en 2024 hasta aproximadamente 0,10 USD/W en julio de 2024 (IEA, 2024) además , añade que estos niveles se sitúan por debajo de los costes de producción para la mayoría de compañías, lo que deteriora su situación, especialmente en empresas pequeñas o menos eficientes (IEA, 2024). Consistentemente, la IEA reporta márgenes netos negativos para fabricantes integrados en el primer semestre de 2024 (IEA, 2024).

2.2 INNOVACIÓN Y ESCALADO INDUSTRIAL

Históricamente, el sector ha estado dominado por una dinámica de reducción acelerada de costes asociada al progreso tecnológico y al aprendizaje industrial (know-how), junto con incrementos continuos de escala y productividad. Esta combinación ha desplazado de forma recurrente la frontera de costes, alterando la estructura competitiva y el perfil de rentabilidad de los fabricantes por geografías. En paralelo, la instalación participa de manera distinta en esta dinámica: su productividad depende menos de la frontera de eficiencia del módulo y más de la reducción de costes (componentes, mano de obra, tramitación y financiación). Esta dinámica no se materializa de forma homogénea entre regiones: la IEA subraya que China concentra la mayor parte de la capacidad manufacturera a lo largo de la cadena y que, apoyada en economías de escala e integración industrial, opera con ventajas de costes relevantes frente a Europa y Estados Unidos (IEA, 2022).

En el sector fotovoltaico, la historia muestra un comportamiento muy marcado de curva de experiencia. Por ejemplo, el informe de Fraunhofer ISE documenta que el precio de los módulos ha disminuido en torno a un 25,7% por cada duplicación de la producción acumulada global (Fraunhofer ISE, 2025). De forma coherente, el Roadmap Industrial [ITRPV] estima una tasa de aprendizaje del 24,9% al analizar la curva de precio spot de módulos en función de los envíos acumulados (Fischer et al., 2024). La proximidad de ambas cifras refuerza la idea de que el sector ha mantenido, una fuerte dinámica de reducción de costes asociada al escalado y la mejora tecnológica.

2.2.1. Innovación del producto

La innovación de producto en el sector fotovoltaico se ha concentrado, principalmente, en el aumento de la eficiencia y de la potencia por módulo. La frontera tecnológica puede observarse

en los registros de laboratorio recopilados en las Solar Cell Efficiency Tables, que permiten identificar el margen técnico de mejora en distintas tecnologías y formatos (Green et al., 2025). Sin embargo, desde una perspectiva económico-financiera, lo relevante no es solo el avance técnico, sino su traslado a productos comercialmente disponibles y, sobre todo, su impacto sobre el coste por vatio.

En esta línea, Fraunhofer ISE señala que la eficiencia de los módulos comerciales de silicio monocristalino ha aumentado desde niveles cercanos al 16% hasta valores superiores al 24% en la última década, y que la eficiencia media ponderada de los módulos de silicio cristalino alcanzó aproximadamente el 22,7% en el cuarto trimestre de 2024 (Fraunhofer Institute for Solar Energy Systems ISE, 2025). Este avance es económicamente relevante porque permite generar más potencia con una misma superficie y contribuye a reducir costes por unidad de capacidad instalada.

Junto con la mejora de eficiencia, el incremento del tamaño de wafer y del formato del módulo ha sido otra vía de innovación de producto. Fraunhofer ISE recoge que esta evolución ha permitido alcanzar potencias cercanas a 750 W por módulo en determinados segmentos (Fraunhofer Institute for Solar Energy Systems ISE, 2025). En la misma dirección, el ITRPV describe la transición hacia formatos dominados por obleas y la expansión de los módulos bifaciales (Fischer et al., 2024). En términos económicos, estos cambios pueden reducir costes por vatio y mejorar la competitividad del producto, aunque también exigen adaptación de líneas de fabricación y generan nuevas exigencias logísticas y de instalación. Por ello, la innovación de producto no se traduce automáticamente en mayores márgenes: su efecto final depende de la capacidad del fabricante para capturar parte de esa mejora en un entorno de fuerte competencia en precios.

2.2.2. Innovación de proceso

En una industria donde la presión competitiva tiende a trasladarse a precios, la innovación de proceso resulta tan importante como la innovación de producto. Su función principal es reducir el coste unitario y mejorar la eficiencia industrial, dos elementos decisivos para sostener el margen operativo cuando el ASP del módulo se comprime.

Un indicador especialmente relevante es el consumo de silicio por vatio. Fraunhofer ISE documenta una reducción muy significativa en las últimas dos décadas, desde aproximadamente 16 g/Wp en 2004 hasta en torno a 2,0 g/Wp en 2024, como resultado de mayores eficiencias, menor espesor de wafer y mejoras en el proceso productivo (Fraunhofer Institute for Solar Energy Systems ISE, 2025). Desde el punto de vista económico, esta caída reduce el peso del

polisilicio en el coste por vatio y amortigua, al menos parcialmente, el efecto de episodios de encarecimiento del insumo.

El ITRPV proyecta que esta tendencia puede continuar mediante mejoras de rendimiento, reducción de la pérdida de material durante el corte y disminución adicional del espesor de wafer (Fischer et al., 2024). Aunque se trata de proyecciones, son útiles para entender que la presión competitiva en fabricación no depende solo del precio del módulo, sino también del desplazamiento continuo del umbral de coste eficiente.

La productividad industrial depende, además, de la eficiencia global del equipo (OEE), que resume disponibilidad, rendimiento y calidad. Un mayor OEE reduce el coste por unidad producida y mejora la absorción de costes fijos, con impacto potencial sobre el margen operativo. No obstante, alcanzar estas mejoras suele requerir inversión, automatización y disciplina operativa. Finalmente, la IEA subraya que la integración vertical y la escala pueden reducir costes de transacción, mejorar la coordinación entre tramos de la cadena y aumentar la capacidad de absorción de shocks de precios (International Energy Agency, 2022). En consecuencia, la innovación de proceso no solo afecta al coste unitario, sino también a la resiliencia económica del fabricante en fases de presión competitiva.

2.2.3. Escalado industrial

La IEA indica que el tamaño de una planta tiene un impacto directo en las economías de escala y, por tanto, en la inversión por MW (IEA, 2022). El informe también destaca que las plantas de polisilicio y las fábricas de lingotes y wafers requieren de una mayor inversión que las instalaciones de células y módulos, y que los requisitos de infraestructura (aproximadamente USD 200–400 millones) hacen que los proyectos greenfield que son nuevas plantas construidas desde cero, no suelen ser financiables por debajo de ciertas escalas (IEA, 2022). Esta característica es crucial para entender por qué la reindustrialización “rápida” fuera de Asia enfrenta barreras financieras: no basta con un incentivo a la producción final (módulo); los cuellos de botella aparecen en eslabones con umbrales mínimos de escala y CAPEX elevados.

En cuanto a magnitudes, el IEA documenta que recientes plantas greenfield de polisilicio en China los costes de inversión se sitúan en torno a USD 60 millones por GW (IEA, 2022). Además, el informe remarca que el equipamiento de fabricación en Europa y Estados Unidos puede ser entre tres y cuatro veces más caro que maquinaria equivalente fabricada en China y el Sudeste Asiático, lo que ayuda a explicar diferenciales de inversión entre regiones (IEA, 2022). En costes operativos y coste total de fabricación, el IEA estima que el coste total de producir módulos (excluyendo márgenes, impuestos y transporte) puede variar desde aproximadamente USD 0,24/W en China hasta USD 0,33/W en Europa (IEA, 2022). Esta cifra es conceptualmente

importante porque acota la brecha de competitividad industrial en un producto con baja diferenciación y alta transparencia de precio: una diferencia de pocos céntimos por W puede ser la diferencia entre margen positivo y negativo cuando el precio de venta cae en un ciclo de sobrecapacidad.

Sin embargo, el mismo informe del IEA introduce un matiz crítico para conectar fabricantes e instaladoras: las diferencias de coste en fabricación de módulos no se trasladan de manera proporcional al coste total de generación eléctrica, porque la mayor parte del gasto de inversión en un sistema fotovoltaico corresponde a elementos no-módulo como son los inversores, la obra civil o la financiación (IEA, 2022). Esta asimetría ayuda a entender por qué una política industrial puede justificar subsidios a fabricación (por objetivos de empleo o resiliencia) sin alterar drásticamente la competitividad del kWh solar, mientras que, al mismo tiempo, la cuenta de resultados del fabricante sí es extremadamente sensible a diferenciales relativamente pequeños en coste por W.

2.3 ESTRUCTURA COMPETITIVA POR REGIÓN

La cadena de valor de la energía fotovoltaica (FV) combina un tramo de fabricación globalizado, intensivo en capital y sometido a competencia internacional (especialmente en módulos y componentes upstream), con un tramo downstream (instalación, desarrollo y servicios) que depende en gran medida de condiciones locales (permisos, red, financiación, costes laborales y estructura contractual). Esta dualidad es fundamental para interpretar por qué, en un mismo ciclo de demanda creciente, la rentabilidad puede cambiar sistemáticamente entre fabricantes e instaladoras y, al mismo tiempo, según la geografía.

2.3.1. Cadena de valor

Desde una perspectiva industrial, la IEA estructura la fabricación fotovoltaica en cinco segmentos principales: polisilicio, lingotes, obleas, células y módulos, abarcando desde materias primas y procesos upstream hasta el producto final (módulo) que se comercializa y se integra en plantas o sistemas distribuidos (IEA, 2022). Esta desagregación permite situar dónde se concentra el poder de costes y dónde se generan los principales cuellos de botella los segmentos upstream (polisilicio, lingotes y obleas) tienden a ser más intensivos en energía y capital y, por ello, más sensibles al coste eléctrico y a la disponibilidad de financiación; mientras que módulos, aunque también intensivos en capital, operan con dinámicas de producto más estandarizadas y fuertes presiones competitivas cuando existe sobrecapacidad (IEA, 2022).

A esta cadena se suma el conjunto de componentes y servicios necesarios para realizar las plantas fotovoltaicas; inversores, cableado, estructuras, obra civil, instalación, permisos y financiación.

Estos elementos son económicamente muy relevantes porque diluyen el peso del precio del módulo en el coste total del sistema: la IEA estima que los estos costes pueden representar hasta el 71% del coste de instalación de sistemas en Estados Unidos y en torno al 58% en zonas como Asia, por lo que una subida del coste del módulo por fabricar localmente puede traducirse en incrementos relativamente menores en el CAPEX total del proyecto (IEA, 2022).

2.3.2. Competencia en fabricación

La fabricación de placas fotovoltaicas presenta rasgos típicos de una industria globalizada con competencia por costes, el producto final (módulo) es ampliamente comerciable, con estándares relativamente homogéneos y transparencia de precio elevada en mercados internacionales. En este contexto, la escala y la integración vertical actúan como fuentes de ventaja competitiva porque permiten reducir el coste unitario. La IEA vincula explícitamente la trayectoria de caída de costes y la competitividad de China con políticas que han permitido economías de escala y apoyada innovación continua en la cadena (IEA, 2022). La misma lógica se refleja en la dinámica de “supply guts”; episodios de sobrecapacidad y desequilibrios oferta-demanda deterioran la salud financiera del sector, elevando riesgo de quiebra y reduciendo incentivos y capacidad para invertir, con consecuencias potenciales para la propia transición energética si la inversión industrial se frena por falta de rentabilidad (IEA, 2022).

La ventaja competitiva no se limita a costes directos de fabricación; también se manifiesta en el ecosistema industrial que rodea a la producción. Un ejemplo clave es el mercado de equipos de fabricación FV. La IEA documenta un desplazamiento del liderazgo del equipamiento desde Europa/Estados Unidos/Japón hacia China: en 2021, los diez principales fabricantes de equipos estaban en China y concentraban más del 45% de la cuota de mercado global (IEA, 2022). Desde una perspectiva de barreras de entrada, esto es relevante porque la capacidad de expandir o modernizar líneas productivas depende del acceso a maquinaria, ingeniería, cadena de suministros y financiación; si ese ecosistema se concentra geográficamente, la competitividad de las regiones que buscan reindustrializar la fabricación puede verse limitada por costes y tiempos de ejecución.

2.3.3. Diferencias por región

China combina tres elementos que refuerzan su posición competitiva: escala industrial, ecosistema completo y liderazgo a lo largo de la cadena. La IEA estima que, actualmente, la cuota de China supera el 80% en todas las etapas de fabricación de paneles solares, y subraya que este peso es más del doble de su cuota de demanda global, lo que implica un papel estructural como oferente mundial (IEA, 2022). En el caso de Europa, la región se encuentra en una posición

fuerte en mercado final y capacidades de innovación, pero débil en capacidad de fabricación masiva. El informe del JRC para el Observatorio de Tecnologías de Energía Limpia describe una competencia considerable, especialmente desde China, destacando que la mayoría de los líderes de producción de células y módulos son empresas chinas y dominan los envíos de módulos; además, aporta evidencia de concentración en 2022 (China por encima del 84% de la producción global de células y 78% de módulos, con alta concentración en el “top” de fabricantes) (Chatzipanagi et al., 2023).

En Estados Unidos, el patrón se caracteriza por una industrialización más limitada en el tramo tradicional de silicio cristalino, pero con presencia relevante en tecnologías específicas (por ejemplo, thin-film) y un giro reciente hacia política industrial orientada a reconstruir capacidades domésticas.

La conclusión que se puede sacar a raíz de este punto es que tanto Europa como Estados Unidos parten de una base industrial comparativamente más pequeña y con mayores costes de fabricación, lo que condiciona su competitividad sin medidas de apoyo o sin estrategias de diferenciación. La propia IEA cuantifica que China es la localización más competitiva en costes en todos los componentes, con costes inferiores a los de Estados Unidos y Europa; y advierte que, en ausencia de incentivos, la facilidad de conseguir financiación de proyectos manufactureros fuera de China, especialmente en eslabones upstream, es limitada (IEA, 2022).

2.3.4. Downstream (instalación)

Frente a la fabricación, el downstream FV (instalación, EPC (engineering, procurement and construction) y O&M (operación y mantenimiento)) suele estar fragmentado por mercado nacional o regional, y su economía depende de variables institucionales y de infraestructura: plazos de permisos y conexión, marcos de subastas o contratos de compraventa de energía a largo plazo (power purchase agreements) coste de capital y disponibilidad de red.

Aunque el precio del módulo es relevante como componente del CAPEX, su impacto sobre la rentabilidad del instalador no es simétrico al del fabricante: por el peso de los costes no-módulo, una caída de precio de módulos puede abaratar proyectos, pero el grado de traslado depende de contratos, inventarios y estructura de intermediación. Además, la propia IEA muestra que, incluso si fabricar localmente encarece el módulo, el incremento resultante del CAPEX total del proyecto puede ser relativamente limitado en proyectos a gran escala conectados a red y en proyectos distribuidos, precisamente porque la mayor parte del coste se concentra fuera del módulo (IEA, 2022).

3. MARCO REGULATORIO COMPARADO

3.1 UNIÓN EUROPEA

La UE combina un mercado final Fotovoltaico relevante con una presencia más débil en segmentos clave de la cadena de valor industrial, lo que aumenta dependencia exterior y una mayor exposición a shocks de suministro. Este diagnóstico aparece de forma explícita en análisis institucionales sobre cadenas de valor FV y la posición relativa europea frente a Asia/China (Chatzipanagi et al., 2023).

El Net-Zero Industry Act (NZIA) se adopta como Reglamento (UE) 2024/1735, es decir, una norma directamente aplicable en el ordenamiento europeo. Su objetivo no es “subvencionar por unidad” de forma análoga al 45X estadounidense, sino construir un marco de facilitación e incentivo a la inversión manufacturera en tecnologías net-zero (entre ellas tecnologías solares, incluida la fotovoltaica) mediante tres pilares con relevancia económico-financiera:

- Objetivos y señal de política industrial (capacidad). El Reglamento establece como referencia política un “benchmark” de capacidad manufacturera en la Unión de al menos el 40% de las necesidades anuales de despliegue para tecnologías net-zero en 2030. Aunque no es una obligación empresarial directa, sí actúa como señal institucional que reduce ambigüedad estratégica y, por tanto, puede afectar decisiones de inversión y expectativas de mercado (European Union, 2024).
- Reducción de fricciones administrativas y tiempo de maduración. El NZIA articula mecanismos para acelerar procesos administrativos, incluyendo la figura del “*single point of contact*” como ventanilla única que coordina la tramitación del proyecto. Para proyectos de fabricación net-zero, el Reglamento limita la duración del proceso de otorgamiento de permisos a 12 meses cuando la capacidad anual sea inferior a 1 GW y a 18 meses cuando sea de 1 GW o superior. Para proyectos reconocidos como net-zero strategic projects, la limitación se reduce a 9 meses (<1 GW) o 12 meses (≥ 1 GW), con reglas específicas adicionales (European Union, 2024).
- Acceso a mercado vía contratación pública y diseño de subastas. El NZIA introduce un marco para incorporar requisitos de sostenibilidad ambiental y “*resilience contribution*” en determinados procedimientos de contratación pública, incluyendo la previsión de que la Comisión adopte actos de ejecución con requisitos mínimos de sostenibilidad y la toma en consideración de la contribución a resiliencia en circunstancias vinculadas a dependencia de suministros de terceros países (European Union, 2024). Asimismo, obliga a que, al diseñar subastas de despliegue de renovables para tecnologías relevantes, los Estados miembros incluyan criterios de pre-calificación y/o adjudicación que evalúen sostenibilidad y resiliencia, asignando, cuando operen como criterios de adjudicación,

pesos mínimos y un rango combinado (15%–30%) en parte del volumen subastado (European Union, 2024).

Un factor importante es que, dado que el Reglamento se aprueba en 2024, es razonable esperar una evolución; la construcción de fábricas, la curva de aprendizaje y la plena utilización de capacidad suelen exceder el horizonte de un año. Por ello, en 2019–2025 el NZIA debería reflejarse, si acaso, antes en anuncios de inversión, decisiones de localización y señales al mercado que en márgenes consolidados ya plenamente capturados en cuentas de resultados.

3.2 ESTADOS UNIDOS

La arquitectura regulatoria estadounidense combina un incentivo unitario explícito a la producción doméstica con instrumentos de defensa comercial que alteran la competencia efectiva en el mercado interior. Esta combinación es conceptualmente potente porque actúa simultáneamente sobre el coste/ingreso efectivo por unidad (45X) y sobre el precio relativo y la presión competitiva (AD/CVD).

3.2.1. *Crédito 45X*

El “Advanced Manufacturing Production Credit” (45X) se introduce por la Inflation Reduction Act de 2022 y se codifica en el Internal Revenue Code. Su estructura central es la de un crédito fiscal calculado por componentes elegibles producidos por el contribuyente y vendidos durante el ejercicio a una persona no relacionada (26 U.S.C. § 45X, 2025; U.S. Congress, 2022). Además, la norma contempla supuestos de venta indirecta cuando el componente se integra en otro componente elegible que se vende a un no relacionado, lo que es relevante para cadenas verticalmente integradas (26 U.S.C. § 45X, 2025).

Para el caso FV, el 45X define componentes elegibles (módulos, células, obleas, polisilicio, ...) y fija importes por unidad, por ejemplo: 0,04 USD por watt DC para células FV, 12 USD por m² para obleas, 3 USD por kg para polisilicio grado solar y 0,07 USD por watt DC para módulos (26 U.S.C. § 45X, 2025). La ley también establece una senda de “phase-out” para componentes vendidos tras 2029: 75% en 2030, 50% en 2031, 25% en 2032 y 0% después de 2032 (26 U.S.C. § 45X, 2025). La concreción administrativa y requisitos de aplicación se desarrollan mediante regulación por el Treasury/IRS (Department of the Treasury & Internal Revenue Service, 2024).

3.2.2. *AD/CVD*

Los derechos antidumping (AD) y compensatorios (CVD) se aplican tras investigaciones en las que el Departamento de Comercio evalúa dumping y/o subsidios y la U.S. International Trade Commission (USITC) determina material injury o threat a la industria doméstica. Este diseño

institucional es central porque condiciona el momento y el alcance de los derechos (U.S. International Trade Commission, n.d.).

En el ámbito FV, el Departamento de Comercio anunció determinaciones finales afirmativas en investigaciones AD y CVD sobre células FV cristalinas (incluidas en módulos) procedentes de Camboya, Malasia, Tailandia y Vietnam (U.S. Department of Commerce, International Trade Administration, 2025a). Posteriormente, se publicaron órdenes de derechos antidumping y compensatorios para esos orígenes sobre “crystalline silicon photovoltaic cells, whether or not assembled into modules” (U.S. Department of Commerce, International Trade Administration, 2025b; U.S. Department of Commerce, International Trade Administration, 2025c). En paralelo, la USITC determinó material injury o amenaza de daño material en estas investigaciones, habilitando la imposición efectiva de los derechos (U.S. International Trade Commission, 2025).

3.3 CHINA

China ocupa una posición singular en la economía política de sector fotovoltaico esto se debe a que tiene el mayor mercado de despliegue y el principal centro de fabricación.

3.3.1. *Despliegue récord en 2024*

La evidencia más reciente de IEA PVPS sitúa 2024 como un año de despliegue excepcional a escala global, con un rango estimado de 554,1 a 601,9 GW de nueva potencia FV comisionada. En ese contexto, China habría instalado, como mínimo, 309,4 GW en 2024, y las estimaciones de IEA PVPS elevan el máximo posible hasta 357,3 GW (la propia fuente vincula el rango a la incertidumbre de conversión AC/DC). (IEA PVPS, 2025a).

La concentración del despliegue se refleja también en el stock acumulado: IEA PVPS indica que en 2024 la capacidad FV acumulada mundial alcanzó aproximadamente 2,25 TW y que China casi representaba el 50% de la capacidad acumulada global. (IEA PVPS, 2025a). Este despliegue diferencia a China del resto de regiones por dos razones; por un lado, una base instalada muy elevada incrementa la relevancia sistémica de la FV y, por otro, un ritmo anual de adiciones tan concentrado tiende a convertirse en un mecanismo de absorción de producción industrial cuando existe sobrecapacidad, reforzando la interacción entre política energética, ciclo industrial y precios.

En fabricación, la IEA ha documentado que la cuota de China supera el 80% en múltiples etapas críticas de la cadena, y que esta concentración es una fuente potencial de vulnerabilidad para países importadores y, simultáneamente, un factor explicativo de la reducción histórica de costes de la tecnología FV a nivel mundial. (International Energy Agency, 2022).

La evidencia cuantitativa más reciente de IEA PVPS confirma esa dominancia en el segmento final de módulos. En 2024, la producción mundial de módulos FV fue de 726 GW y China representó el 86,4% del total; además, la capacidad global de fabricación de módulos alcanzó 1.405 GW/año, de la cual el 83% se localizaba en China. (IEA PVPS, 2025b). El mismo informe precisa, para 2024, una capacidad china de fabricación de módulos de 1.156 GW/año y una producción de 627 GW, aproximadamente el 86% del output mundial. (IEA PVPS, 2025b).

Cuando una región concentra capacidad a lo largo de la cadena y expande oferta con rapidez, el ajuste competitivo ante desequilibrios oferta–demanda tiende a manifestarse en precios. En efecto, IEA PVPS señala que la capacidad manufacturera continuó excediendo la demanda y que los precios spot de módulos cayeron por debajo de 10 centavos de dólar por vatio desde finales de mayo de 2024, atribuyendo el movimiento a la sobrecapacidad a lo largo de la cadena FV. (IEA PVPS, 2025b). La IEA, en su informe Renewables 2024, describe el mismo mecanismo con un enfoque complementario: el exceso de oferta redujo precios, con una caída aproximada del 50% entre diciembre de 2022 y 2023 y un descenso adicional en 2024 hasta situarse en torno a 0,10 USD/W en julio de 2024; la propia IEA añade que esos precios estaban por debajo de los costes de producción para la mayoría de los productores. (International Energy Agency, 2024a). Esta dinámica de precios tiene consecuencias directas para la rentabilidad operativa del sector. En Renewables 2024, la IEA indica que en el segundo trimestre de 2024 las compañías integradas de fabricación FV operaban con márgenes netos negativos, con tensiones de caja y dificultades para cubrir pasivos de corto plazo en varios fabricantes. (International Energy Agency, 2024a). Aunque el margen neto no equivale al margen operativo, su signo negativo en un periodo de precios deprimidos es consistente con el diagnóstico de que el entorno competitivo comprimió de forma intensa la rentabilidad económica de la manufactura.

3.3.2. Comparación regulatoria

Mientras que en la UE y EE. UU. Anteriormente se ha puesto el foco en instrumentos explícitos de política industrial y comercial que inciden directamente en la economía unitaria de la fabricación, en China es relevante subrayar dos rasgos que, en conjunto, aproximan el entorno a una lógica de mayor disciplina de mercado para el ingreso del despliegue y de elevada capacidad de respuesta en la inversión industrial.

Primero, el esquema de apoyo al despliegue ha evolucionado desde tarifas reguladas garantizadas (feed-in tariff FIT) que asegura ingresos al productor durante un periodo hacia una fase de mayor exposición a señales de mercado. La IEA PVPS señala que, a medida que la FV alcanza este punto, varios países han reducido o retirado esquemas de FIT y menciona 2025 como año de retirada en China (IEA PVPS, 2025b). Este rasgo contrasta con la UE y EE. UU., donde la

política industrial reciente se ha orientado principalmente a incentivos y condiciones para la fabricación (NZIA y 45X) y a medidas comerciales (AD/CVD). Para el análisis económico-financiero, la consecuencia conceptual es que los ingresos del downstream quedan más expuestos a reglas y precios de mercado eléctrico; para fabricantes, el canal relevante es indirecto, a través del ritmo de despliegue y de la estabilidad de la demanda final.

Segundo, la fricción temporal en la inversión industrial esto es, el tiempo entre la decisión de invertir y la entrada efectiva en operación de una planta difiere por región. La IEA documenta estos plazos varían por segmento y región, pero que de forma sistémica son más cortos en China mientras que en la Unión Europea y en Estados Unidos son significativamente más largos por calendarios más extensos de desarrollo del proyecto, obtención de permisos, adquisición de suelo y construcción, además de un arranque de producción más lento (IEA, 2022).

4. MUESTRA, DATOS Y NORMALIZACIONES

4.1 SELECCIÓN DE EMPRESAS

La muestra se construye para comparar, entre regiones, la rentabilidad operativa y la creación de valor de compañías vinculadas a la fabricación FV, con foco en el tramo de módulos. Para asegurar comparabilidad internacional, la extracción y estandarización de partidas y ratios se apoya en FactSet Fundamentals, que consolida información “as reported” a partir de documentación primaria y la presenta en un formato comparable entre países (FactSet Research Systems Inc., s. f.).

4.1.1. Europa

En Europa, la selección está condicionada por una limitación estructural de datos, la mayoría fabricantes de módulos operan como compañías privadas o como filiales de grandes empresas. Por ello, se priorizan casos con cuentas anuales auditadas y cobertura suficiente, es por ello por lo que se añaden dos empresas instaladoras de placas FV para contextualizar el desempeño europeo sin confundirlo con fabricación.

1. Meyer Burger. Se incluye como fabricante europeo con actividad reportada de fabricación y venta de módulos, lo que lo convierte en un caso central para observar la rentabilidad de fabricación en Europa bajo presión competitiva internacional (Meyer Burger Technology AG, 2024).
2. Midsummer. Se incorpora como fabricante europeo con tecnología thin-film y actividad de fabricación/comercialización de paneles solares. Aporta un segundo caso de fabricación que permite contrastar si el perfil de rentabilidad difiere cuando

la tecnología y la estructura industrial se apartan del estándar dominante (Midsummer AB (publ.), 2025).

3. SMA Solar. Se incluye como proveedor europeo de equipos del sistema FV (principalmente inversores). Su función es aportar una referencia industrial europea distinta a módulos, útil para interpretar si el deterioro de rentabilidad es específico de fabricación o refleja un entorno más amplio del sector (SMA Solar Technology AG, 2025).
4. Solaria. Se incorpora como referencia europea de despliegue (desarrollo/operación), para disponer de un contraste regional más próximo al mercado final. Se utiliza como benchmark y se reporta separadamente cuando el análisis se interpreta estrictamente como “fabricación de módulos” (Comisión Nacional del Mercado de Valores, 2025).

4.1.2. Estados Unidos

En Estados Unidos, el principal obstáculo al igual que en Europa es la disponibilidad de Datos. Para asegurar la fiabilidad, la selección prioriza empresas con cuentas auditadas. Este criterio permite comparar resultados bajo el marco institucional estadounidense, con una cautela explícita: en algunos casos, el domicilio corporativo o la huella productiva puede ser internacional, por lo que la adscripción al bloque “EE. UU.” se interpreta como exposición económica y régimen regulatorio estadounidense, no como fabricación exclusivamente doméstica.

1. First Solar. Se incorpora como caso ancla por su relevancia industrial y por disponer de series auditadas completas y comparables, lo que permite analizar el desempeño de un fabricante bajo el marco estadounidense a lo largo del periodo (First Solar, Inc., 2025).
2. Ascent Solar. Se incluye por ser un fabricante con información auditada pública y cobertura en FactSet. Su interés metodológico es capturar variación en escala: empresas muy pequeñas tienden a mostrar mayor volatilidad en márgenes y retornos; por ello, se conserva en la muestra, pero se controla su efecto en representaciones gráficas cuando distorsiona escalas (Ascent Solar Technologies, Inc., 2025).
3. Maxeon. Se incorpora como fabricante de módulos/paneles con cuentas auditadas accesible mediante Form 20-F. Su inclusión amplía la base de comparación dentro del bloque estadounidense y evita que el análisis dependa de un único fabricante “representativo”, lo cual es especialmente importante en un

sector con elevada dispersión de resultados (Maxeon Solar Technologies, Ltd., 2025).

4. Canadian Solar. Se incluye como fabricante con escala y presencia internacional con cuentas auditadas accesible mediante Form 20-F. Su función es aportar un punto de comparación de mayor tamaño dentro del bloque, útil para evaluar si la escala y la diversificación se asocian a perfiles distintos de margen y creación de valor en el periodo analizado (Canadian Solar Inc., 2025).

4.1.3. *China*

En China, se incluyen cuatro fabricantes integrados con posición relevante en la fabricación global. La IEA clasifica a estas compañías dentro del grupo de “integrated companies”, es decir, empresas con fabricación en al menos tres segmentos de la cadena FV, lo que incluye necesariamente la presencia en módulos y refuerza su idoneidad como referencia de escala y estructura de costes en el análisis comparado (IEA, 2022).

1. LONGi Green Energy Technology
2. JA Solar Technology
3. Trina Solar y JinkoSolar.

Dos criterios de control cierran la selección de la muestra. Primero, la muestra no pretende ser exhaustiva del universo industrial; su objetivo es maximizar consistencia y trazabilidad de datos para evitar sesgos por falta de información. Segundo, la coexistencia de tecnologías (thin-film frente a silicio cristalino) introduce diferencias estructurales; por ello, los resultados se interpretan identificando explícitamente los casos en los que la tecnología puede contribuir a explicar divergencias de margen o retornos.

4.2 FUENTES Y PERIODO (2019–2024)

Los estados financieros anuales consolidados y los indicadores empleados en el análisis se obtienen de FactSet Fundamentals, que estandariza la información financiera publicada por los emisores para garantizar comparabilidad internacional (FactSet Research Systems Inc., s. f.). Aunque el horizonte de estudio se define como 2019–2025, la muestra disponible no presenta cobertura completa y homogénea para 2025; en consecuencia, el análisis comparado se realiza para 2019–2024. Por lo tanto, toda observación no disponible se trata como dato ausente y se explicita cuando condiciona la interpretación.

La comparabilidad se apoya principalmente en medidas expresadas como razones financieras (margen operativo, ROIC, ROE, rotación de activos y métricas de solvencia), de modo que la mayor parte del análisis se formula en porcentajes o en múltiplos. Este enfoque reduce de forma

sustancial el efecto de las diferencias de moneda de presentación y de tamaño entre compañías. Cuando resulta necesario incorporar magnitudes absolutas en tablas de apoyo (por ejemplo, ventas, EBIT, activos o deuda), se mantiene la moneda con la que facset proporciona los datos y se unifica la unidad de escala para asegurar una lectura consistente, evitando distorsiones por diferencias de orden de magnitud. Dado el tamaño reducido de cada grupo regional, los resultados se sintetizan mediante la mediana y se complementan con estadísticos descriptivos (mínimo, máximo, media y desviación estándar), así como con variaciones entre el inicio y el final del periodo (2019–2024) y cambios interanuales recientes (2023–2024).

5. METODOLOGÍA ECONÓMICO-FINANCIERA

Este capítulo define cómo se medirán las variables del trabajo y cómo se organizará el contraste empírico posterior. La lógica metodológica se apoya en un principio sencillo: la comparación internacional exige separar, en la medida de lo posible, la rentabilidad del negocio de los efectos de financiación y, al mismo tiempo, medir la disciplina de capital, dado que en fabricación FV el desempeño depende tanto del margen como del capital comprometido. Este enfoque es consistente con la literatura de análisis de estados financieros orientada a evaluar rentabilidad operativa y creación de valor (Nissim & Penman, 2001).

5.1. MÉTRICAS Y VARIABLES

5.1.1. *Margen operativo*

El margen operativo se utiliza como medida directa de rentabilidad del negocio antes de la estructura financiera. Se calcula como:

- $\text{Margen operativo} = \text{EBIT} / \text{Ventas}$

Recoge cuánto beneficio operativo genera la empresa por cada euro o dólar de ventas. En un fabricante FV, el margen operativo es el canal principal por el que se trasladan variaciones en el precio medio de venta, el coste unitario de producción y el grado de utilización de capacidad. Por ello, es una métrica adecuada para observar si el diferencial entre regiones se manifiesta, en primer lugar, como una brecha de márgenes.

5.1.2. *Return on Invested Capital (ROIC)*

el ROIC (Rentabilidad sobre el Capital Invertido), porque mide la rentabilidad económica del negocio en relación con el capital comprometido para generarla. Se define de manera sencilla como:

- $\text{ROIC} = \text{Net Operating Profit After Taxes (NOPAT)} / \text{Capital invertido medio}$

El primer término está vinculado al margen (precio y costes), y el segundo a la disciplina de capital (intensidad de activos y circulante). Esta forma de lectura es coherente con la literatura que conecta ratios contables con mecanismos económicos (Nissim & Penman, 2001).

5.1.3. *Return on Equity (ROE)*

El ROE (Rentabilidad sobre el Capital Propio) se define como:

- $ROE = \text{Resultado neto} / \text{Patrimonio neto}$

El ROE permite observar si una ventaja o desventaja de rentabilidad operativa (capturada por margen y ROIC) se traslada finalmente al retorno del accionista. Sin embargo, el ROE puede distorsionarse cuando el patrimonio neto es reducido o negativo, cuando existen reestructuraciones relevantes o cuando el resultado neto incorpora elementos extraordinarios. Por ello, el análisis principal se apoyará en margen operativo y ROIC, y el ROE se utilizará para completar la lectura financiera.

5.1.4. *Ratio de endeudamiento*

La ratio de endeudamiento se emplea deuda total sobre activos como medida de apalancamiento de balance, disponible de forma homogénea en la muestra. Se calcula como:

- $\text{Ratio de endeudamiento} = \text{Deuda total} / \text{Activos totales}$

Esta ratio indica qué proporción del balance está financiada con deuda. Es una métrica adecuada para comparar riesgo financiero entre regiones incluso en ejercicios con EBITDA bajo o negativo, en los que deuda neta/EBITDA puede no estar disponible o perder interpretabilidad. En el análisis empírico se utiliza la ratio reportada por FactSet para cada empresa y año (FactSet Research Systems Inc., 2019).

5.1.5. *Cobertura de intereses*

La cobertura de intereses, que aproxima la capacidad de la empresa para atender el gasto financiero con su resultado operativo. Se calcula como:

- $\text{Cobertura de intereses} = \text{EBIT} / \text{Gastos por intereses}$

Un valor superior a 1 indica que el EBIT cubre el gasto por intereses; valores inferiores a 1 señalan insuficiencia de cobertura y valores negativos suelen reflejar EBIT negativo.

5.1.6. *Rotación de activos*

La rotación de activos (asset turnover) se utiliza como medida sencilla de eficiencia en el uso del capital: indica cuántas ventas genera la empresa por cada unidad monetaria de activos. Se calcula como:

Rotación de activos = Ventas / Activos totales medios

Esta variable complementa al margen operativo y al ROIC, porque permite distinguir si un ROIC bajo se debe principalmente a márgenes reducidos o a que la empresa necesita una base de activos relativamente alta para sostener sus ventas (Nissim & Penman, 2001).

6. ANÁLISIS ECONÓMICO Y FINANCIERO COMPARADO (2019–2024)

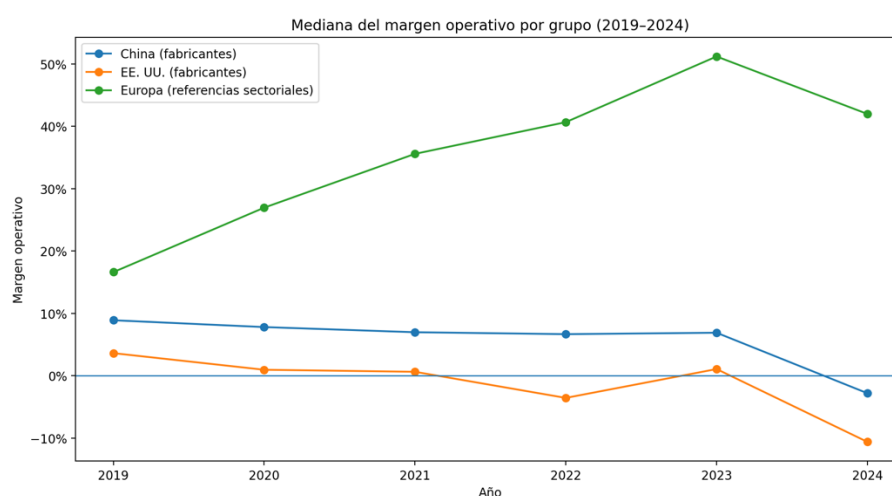
Este capítulo presenta el análisis económico-financiero de la muestra, basado exclusivamente en los ratios anuales extraídos de FactSet Fundamentals adjunto en los anexos 1, 2 y 3. El objetivo es comparar, por región, la rentabilidad operativa (margen operativo), la creación de valor (ROIC y ROE), la eficiencia en el uso del capital (rotación de activos) y el riesgo financiero (apalancamiento y cobertura de intereses), identificando patrones consistentes con la brecha de desempeño entre regiones en el periodo 2019–2024.

6.1. RENTABILIDAD OPERATIVA: MARGEN OPERATIVO

El objetivo de este apartado es comparar la rentabilidad operativa entre regiones a partir del margen operativo de las empresas de la muestra.

La muestra refleja un cambio de tendencia en 2024, China pasa de márgenes positivos y relativamente estables en 2019–2023 a márgenes negativos en 2024, y Estados Unidos también empeora en 2024, aunque con una dispersión interna mayor. Europa presenta un patrón distinto: los fabricantes europeos de módulos registran márgenes fuertemente negativos durante todo el periodo, con valores fuera de escala frente a China y Estados Unidos.

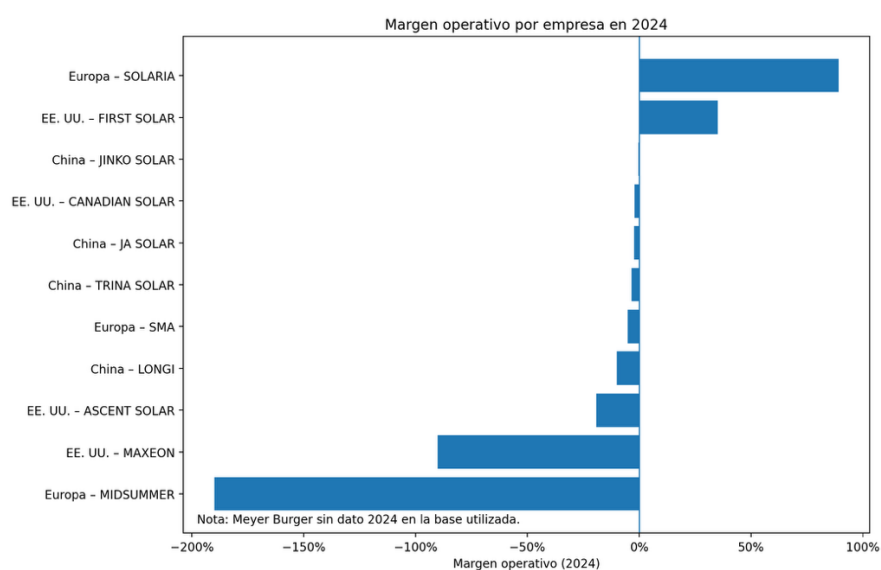
Figura 4. Mediana del margen operativo



China presenta un perfil consistente hasta 2023: mediana alrededor del 6%–9%. En 2024 el cambio es transversal y sincronizado, la mediana cae a -2,8%. Lo relevante no es únicamente la caída del agregado, sino que, al pasar a la lectura por empresa, las cuatro compañías chinas registran margen operativo negativo en 2024 (figura 5). Esto sugiere que el deterioro de 2024 no

se explica por un caso aislado, sino por un cambio sectorial que afecta al conjunto de fabricantes de referencia del bloque chino.

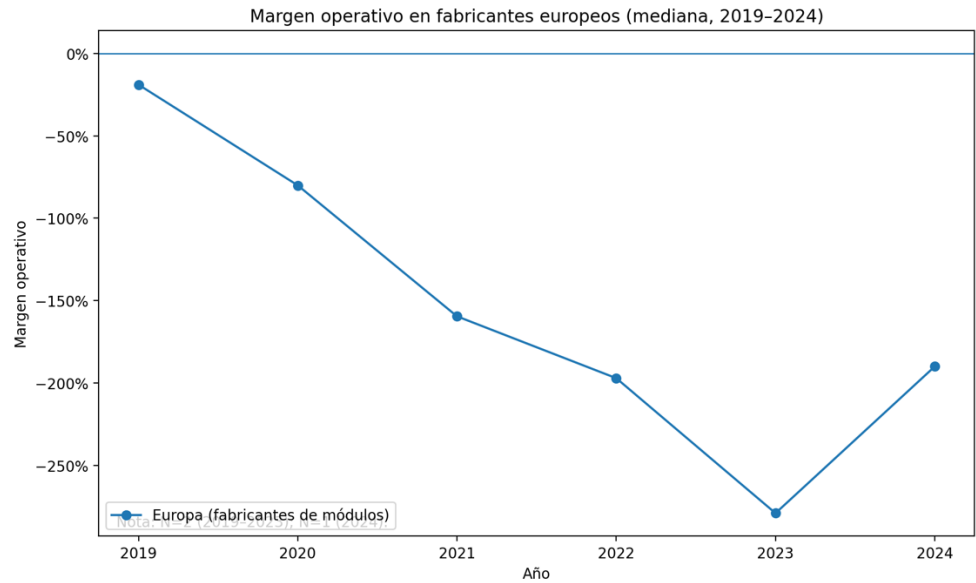
Figura 5. Margen operativo por empresa 2024



En Estados Unidos, el resultado agregado oculta una realidad de fuerte dispersión. En 2024 coexisten un margen operativo claramente positivo (First Solar) con márgenes negativos en el resto de la muestra, incluyendo un valor extremadamente negativo en Maxeon. Por ello, además del agregado completo, se presenta una sensibilidad excluyendo Maxeon (figura 4), que muestra que la mediana estadounidense pasa de -10,6% (muestra completa) a -2,1% (sin Maxeon). Esta sensibilidad no “corrige” el resultado, pero permite identificar que la lectura para EE. UU. depende críticamente de si el análisis se centra en el fabricante con mejor desempeño o en la distribución completa de compañías disponibles. Esto nos explica que, incluso dentro de un mismo marco institucional, el margen operativo no se comporta de forma uniforme, lo que obliga a interpretar el diferencial regional con cautela y a no atribuirlo mecánicamente a un único factor regulatorio.

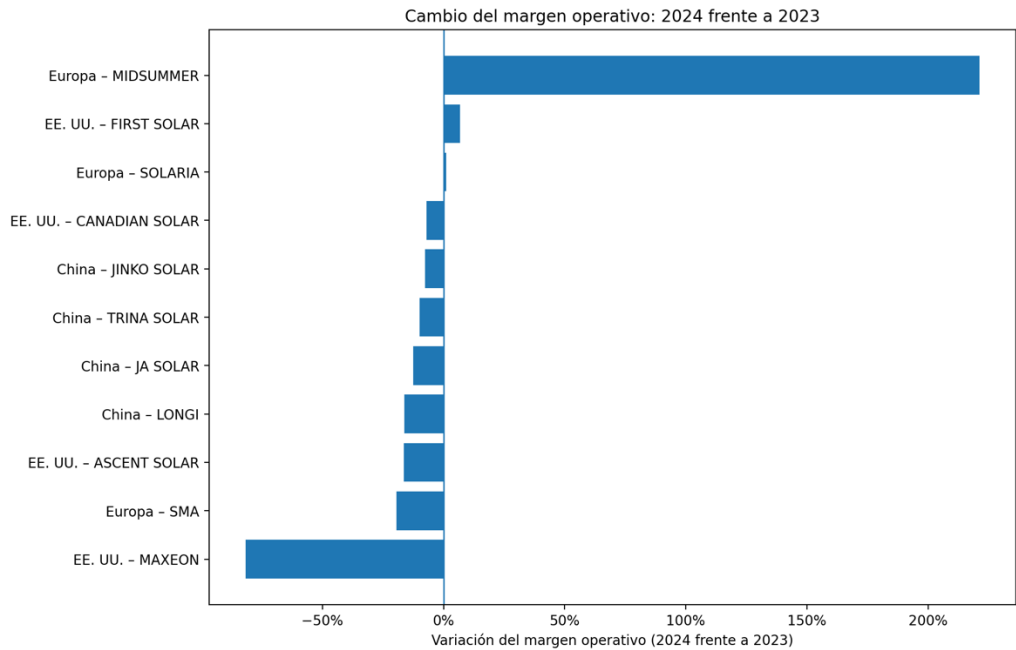
Para Europa conviene separar dos planos. En fabricantes europeos de módulos (Meyer Burger y Midsummer), los márgenes son persistentemente negativos y de gran magnitud durante todo el periodo. Además, en 2024 la mediana europea de fabricantes se basa en una única observación, ya que Meyer Burger no presenta dato en 2024 en la extracción utilizada y el valor observado corresponde a Midsummer. Por transparencia, este punto debe quedar explícito: la evolución 2019–2023 refleja N=2, mientras que 2024 refleja N=1. En paralelo, cuando se observa Europa a través de referencias sectoriales no manufactureras (Solaria y SMA), la mediana es positiva y elevada, lo que refuerza una lectura esencial para el hilo del trabajo: dentro de Europa, el deterioro severo es un fenómeno propio de las empresas centradas en la producción de módulos, no necesariamente del conjunto de actividades ligadas al sector fotovoltaico.

Figura 6. Mediana margen operativo Europa 2019-2024



Para cerrar la lectura temporal, resulta útil cuantificar la intensidad del cambio reciente (2024 frente a 2023) y la variación punta a punta (2024 frente a 2019). China muestra una caída negativa en las cuatro empresas en 2024 frente a 2023, mientras que Estados Unidos combina un incremento en First Solar con caídas relevantes en el resto, especialmente en Maxeon. En Europa, Midsummer mejora en 2024 frente a 2023, pero permanece en niveles de margen fuertemente negativos; en cambio, Solaria y SMA evolucionan de forma distinta al no pertenecer al tramo de fabricación de módulos.

Figura 7. Variación del margen operativo 2023 a 2024



En síntesis, el margen operativo aporta tres resultados directamente útiles para el resto del análisis. Primero, 2024 aparece como un punto de deterioro generalizado en China y, en menor medida y con mayor dispersión, en Estados Unidos. Segundo, Europa muestra un desempeño

estructuralmente débil en fabricantes de módulos a lo largo de toda la ventana, mientras que las referencias europeas no manufactureras no comparten ese patrón. Tercero, la heterogeneidad por empresa es suficientemente grande como para que la lectura regional no pueda hacerse solo con una media o una mediana: por ello, la siguiente etapa del análisis debe contrastar si el deterioro de creación de valor observado en ROIC se explica principalmente por la compresión de margen o si se ve amplificado por diferencias en eficiencia del capital, que se estudia en los apartados posteriores.

6.2. CREACIÓN DE VALOR

En este apartado se analizan ROIC y ROE con dos objetivos, por un lado, identificar si el deterioro de 2024 observado en márgenes se traslada a retornos sobre capital y por otro comprobar si las diferencias entre regiones son un patrón general o están dominadas por casos empresariales concretos.

6.2.1. ROIC

La Tabla 2 resume la mediana y el rango del ROIC por región en 2019, 2023 y 2024, e incorpora dos descomposiciones necesarias al igual que en el apartado anterior.

Tabla 2. ROIC por región: mediana y rango (2019, 2023, 2024) (%)

Grupo	Año	n	Mediana	Mín	Máx
China	2019	4	13,4	4,6	18,7
China	2023	4	15,2	13,2	17,8
China	2024	4	-7,3	-9,8	0,2
EE. UU.	2019	3	-2	-44,7	9
EE. UU.	2023	4	-29	-240,5	12,5
EE. UU.	2024	4	-148,3	-340,6	16,5
EE. UU. (sin Ascent)	2019	3	-2	-44,7	9
EE. UU. (sin Ascent)	2023	3	7,5	-65,4	12,5
EE. UU. (sin Ascent)	2024	3	0,7	-297,2	16,5
Europa	2019	4	-6,6	-16,9	5,4
Europa	2023	4	-21,3	-71,4	38
Europa	2024	3	-18,1	-35,6	5,9
Europa (fabricantes)	2019	2	-14,1	-16,9	-11,2
Europa (fabricantes)	2023	2	-61,2	-71,4	-51
Europa (fabricantes)	2024	1	-35,6	-35,6	-35,6

Europa (distribuidores)	2019	2	1,7	-2	5,4
Europa (distribuidores)	2023	2	23,2	8,5	38
Europa (distribuidores)	2024	2	-6,1	-18,1	5,9

Fuente: elaboración propia a partir de FactSet (Excel adjuntos del TFG).

En China, el ROIC pasa de niveles positivos de doble dígito en 2019–2023 a valores negativos en 2024 (mediana -7,3%). La lectura clave no es solo el signo, sino la uniformidad del movimiento, el rango completo se desplaza hacia abajo y las cuatro compañías quedan en torno a cero o en negativo. Esto es consistente con la conclusión del apartado anterior, el deterioro no es un caso idiosincrático, sino un cambio de entorno que impacta la capacidad del sector para generar retornos sobre el capital invertido.

En EE. UU., el ROIC agregado “con Ascent” aparece fuertemente negativo en 2023 y 2024 (medianas -29,0% y -148,3%), pero esta lectura está condicionada por la combinación de dos elementos, un caso extremo Ascent, y una compañía con destrucción severa de valor en 2024 Maxeon. Cuando se observa la sensibilidad sin Ascent, el patrón es distinto, el ROIC mediano es positivo en 2023 (7,5%) y se aproxima al equilibrio en 2024 (0,7%). Esto no implica ausencia de deterioro en 2024 sino que significa que el diferencial estadounidense depende críticamente de la dispersión empresarial, y por tanto la explicación no puede formularse solo en términos de región, sino de la interacción entre entorno y modelo de negocio.

En Europa, la mediana total es negativa en 2019–2024, pero si lo analizamos de una manera individual podemos sacar una importante reflexión. Los fabricantes europeos de la muestra mantienen ROIC claramente negativo (mediana -61,2% en 2023), mientras que las distribuidoras FV alcanzan ROIC positivo en 2023 (mediana 23,2%) y se deterioran en 2024 (mediana -6,1%). Esta divergencia sugiere que el problema de creación de valor en Europa se concentra en la fabricación, y no se replica necesariamente en actividades adyacentes, exactamente el tipo de contraste que se necesita para interpretar la brecha entre modelos de negocio. Las Figuras 8 y 9 muestran la comparación regional principal y la sensibilidad estadounidense por el efecto Ascent.

Figura 8. ROIC por región 2019-2024

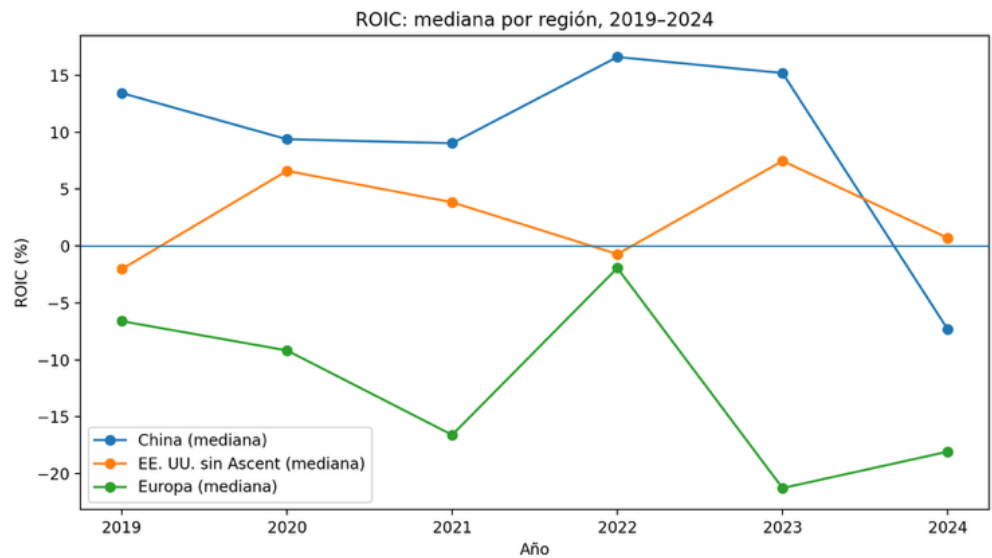
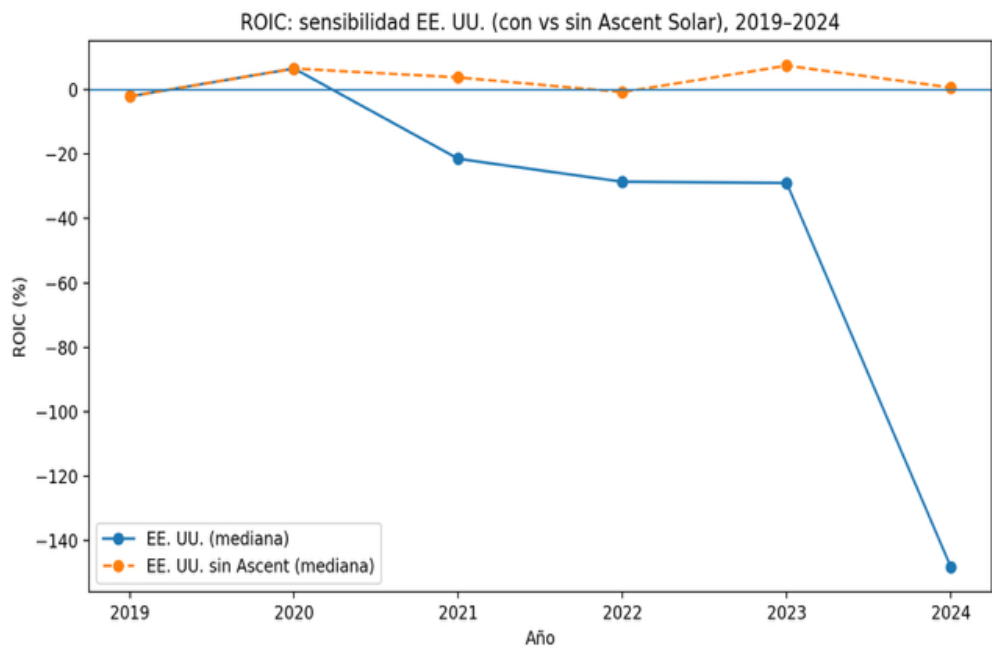


Figura 9. ROIC sensibilidad EE. UU. 2019- 2024



6.2.2. ROIC por empresa

La tabla siguiente permite identificar qué empresas explican la variación regional y si 2024 actúa como shock común, además, la figura 10 permite observar la variación entre 2023 y 2024

Tabla 3. ROIC por empresa (2023–2024) y variación (Δ p.p.)

Región	Empresa	ROIC 2023	ROIC 2024
China	LONGI	13,2	-9,8
China	JA SOLAR	17,1	-8,5

China	TRINA SOLAR	13,3	-6,1
China	jinko solar	17,8	0,2
EE. UU.	FIRST SOLAR	12,5	16,5
EE. UU.	ASCENT SOLAR	-240,5	-340,6
EE. UU.	CANADIAN SOLAR	7,5	0,7
EE. UU.	MAXEON	-65,4	-297,2
Europa	SOLARIA	8,5	5,9
Europa	SMA SOLAR TECHNOLOGY AG	38	-18,1
Europa	MEYER BURGER	-51	n.d.
Europa	MIDSUMMER AB	-71,4	-35,6

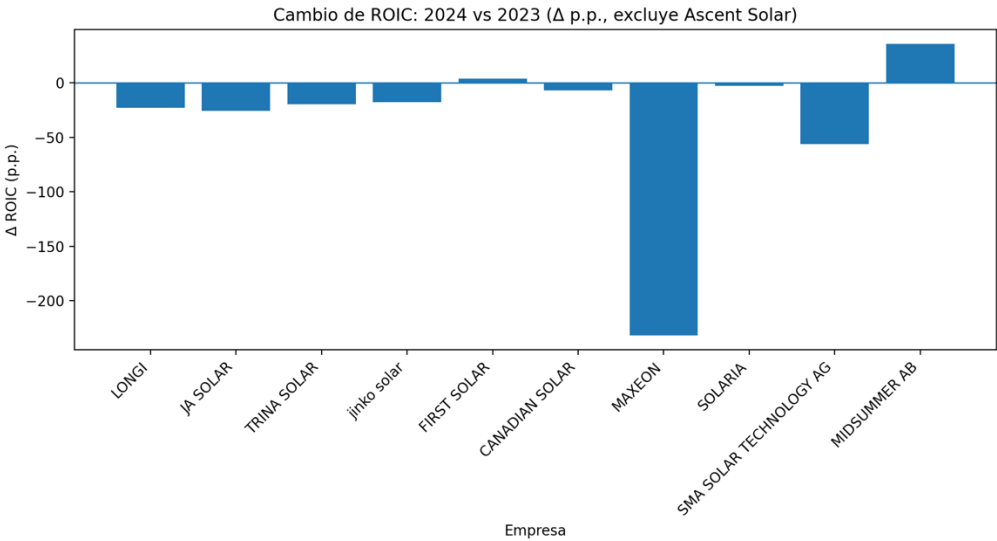
Fuente: elaboración propia a partir de FactSet (Excel adjuntos del TFG). “n.d.”: dato no disponible.

El patrón chino vuelve a ser coherente: todas las compañías reducen ROIC en 2024 y tres pasan claramente a negativo; JinkoSolar queda cerca del equilibrio. Esto refuerza que el deterioro 2024 se explica por un entorno común que presiona el retorno sobre capital en el conjunto de fabricantes.

En EE. UU. la brecha está dominada por dispersión. First Solar mejora ROIC en 2024 (+4,0 p.p.), mientras Canadian Solar se aproxima a cero y Maxeon registra un desplome extraordinario (-231,8 p.p.). En términos analíticos, esta dispersión es la evidencia de que el diferencial estadounidense no se explica con un “efecto promedio”, sino por la coexistencia de modelos rentables con modelos destructores de valor dentro de la misma región.

En Europa, el mensaje para la fabricación es consistente: los datos disponibles mantienen a los fabricantes en ROIC negativo. Midsummer mejora en 2024 pero sigue destruyendo valor (-35,6%), y la ausencia de Meyer Burger en 2024 limita la lectura de ese año. En paralelo, SMA Solar muestra un giro de ROIC positivo muy alto en 2023 a negativo en 2024, mientras Solaria mantiene ROIC positivo. Esta divergencia refuerza que, dentro del ecosistema europeo, la creación de valor no es homogénea y debe interpretarse por modelo de negocio.

Figura 10. Variación del ROIC 2023 a 2024



6.2.3. ROE: contraste con ROIC y señales de riesgo en la base de equity

El ROE aporta una lectura complementaria: en general sigue el mismo patrón que el retorno sobre el capital invertido, pero suele amplificar extremos cuando el patrimonio neto es reducido o inestable. Por ello, lo útil no es usar ROE como métrica principal, sino como indicador de contraste que ayuda a identificar cuándo la destrucción de valor se refleja de manera especialmente severa para el accionista.

Tabla 4. ROE por región: mediana y rango (2019, 2023, 2024) (%)

Grupo	Año	n	Mediana	Mín	Máx
China	2019	4	18	5,5	24,3
China	2023	4	20,9	16,3	24,4
China	2024	4	-12,7	-14,8	0,3
EE. UU.	2019	3	-2,2	-46	13,1
EE. UU.	2023	4	-551,9	-1334,8	13,3
EE. UU.	2024	3	1,3	-985,3	17,6
EE. UU. (sin Ascent)	2019	3	-2,2	-46	13,1
EE. UU. (sin Ascent)	2023	3	12,2	-1334,8	13,3
EE. UU. (sin Ascent)	2024	2	9,5	1,3	17,6
Europa	2019	4	-7,6	-30,6	13,1
Europa	2023	4	-34,7	-117,5	39,3
Europa	2024	3	-19	-95,9	15,6
Europa (fabricantes)	2019	2	-21,8	-30,6	-13,1

Europa (fabricantes)	2023	2	-105,8	-117,5	-94,1
Europa (fabricantes)	2024	1	-95,9	-95,9	-95,9
Europa (comparables)	2019	2	5,5	-2,1	13,1
Europa (comparables)	2023	2	32	24,8	39,3
Europa (comparables)	2024	2	-1,7	-19	15,6

Fuente: elaboración propia a partir de FactSet (Excel adjuntos del TFG).

Como complemento al ROIC, el ROE permite observar cómo el resultado del periodo se traslada a la rentabilidad atribuible al accionista, incorporando el efecto de la estructura financiera y, sobre todo, de la evolución de la base de fondos propios. En la ventana analizada, su comportamiento es coherente con el diagnóstico previo: el deterioro de 2024 que ya se aprecia en margen operativo y ROIC se refleja también en el retorno sobre el equity en el bloque chino, y los fabricantes europeos mantienen retornos muy negativos. En EE. UU., los valores extremos que aparecen en determinados ejercicios deben interpretarse con cautela y, más que como “rentabilidad comparable”, como señal de que las pérdidas se están produciendo sobre una base de equity reducida o debilitada, lo que amplifica la ratio. Por esa razón, el ROE se utiliza como indicador complementario de tensión en la estructura de capital.

La evidencia empírica muestra que la compresión de márgenes en 2024 se acompaña de un deterioro especialmente intenso del ROIC en China, mientras que en EE. UU. y Europa la lectura “regional” queda más condicionada por la dispersión entre empresas y por diferencias de modelo de negocio. En consecuencia, y en coherencia con el esquema analítico previamente definido, el siguiente paso consiste en determinar si las brechas de ROIC observadas se explican principalmente por el componente de margen o si se amplifican por el componente de eficiencia de capital.

6.3. EFICIENCIA DE CAPITAL: ROTACIÓN DE ACTIVOS (ASSET TURNOVER)

El deterioro del ROIC observado en 2024 puede venir explicado por dos vías: una caída de la rentabilidad sobre ventas o un empeoramiento de la eficiencia con la que la empresa convierte su base de activos en ventas. Este apartado cuantifica precisamente esta segunda vía y permite responder a una cuestión; si la brecha de creación de valor entre regiones se explica solo por margen o también por diferencias escala del capital industrial.

6.3.1. Comparación regional

La Tabla 6.4.1 resume la mediana de rotación de activos por región para 2019, 2023 y 2024, junto con el rango (mín–máx) en 2023 y 2024. Se incluyen dos descomposiciones que hacen la

comparación más informativa con esta muestra; sensibilidad para EE. UU. sin Ascent Solar (empresa de escala muy reducida) y Europa separando fabricantes (Meyer Burger y Midsummer) de comparables del ecosistema FV (SMA Solar y Solaria).

Tabla 5. Rotación de activos por región (mediana y rango; 2019, 2023 y 2024)

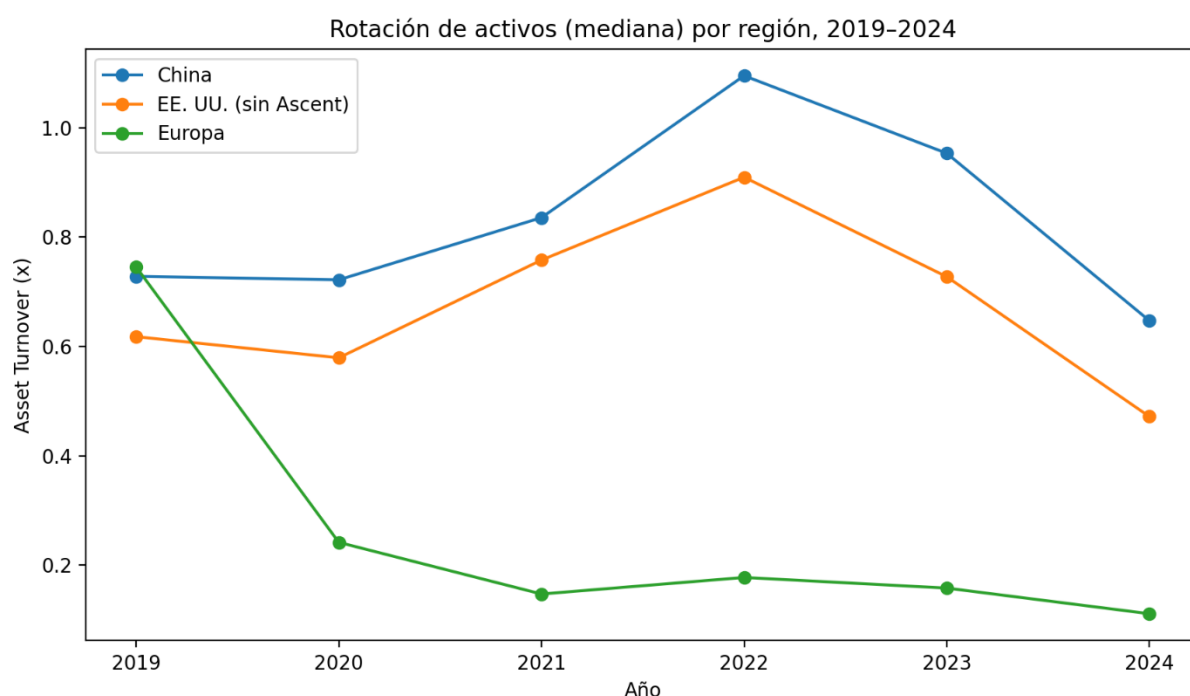
Grupo	2019 mediana	2023 mediana	2023 mín	2023 máx	2024 mediana	2024 mín	2024 máx	Δ 2024– 2023
China (n=4)	0,728	0,953	0,848	1,077	0,647	0,519	0,729	-0,306
EE. UU. (muestra completa)	0,518	0,542	0,034	0,993	0,423	0,006	0,739	-0,119
EE. UU. (sin Ascent Solar)	0,618	0,727	0,357	0,993	0,472	0,374	0,739	-0,256
Europa (muestra completa)	0,745	0,158	0,101	1,394	0,111	0,098	0,967	-0,047
Europa (fabricantes)	0,745	0,146	0,101	0,192	0,111	0,111	0,111	-0,035
Europa (comparables)	0,471	0,759	0,124	1,394	0,533	0,098	0,967	-0,227

Fuente: elaboración propia a partir de FactSet (Excel adjuntos del TFG).

La evidencia aporta tres implicaciones analíticas para el hilo del trabajo, que se muestran de marea visible a través de la figura 9.

En China, la rotación de activos aumenta hasta 2023 y cae de forma clara en 2024. Dado que esta caída se observa en toda la submuestra, refuerza la lectura de 2024 como un año de ajuste generalizado: no solo se deteriora la rentabilidad sobre ventas, sino que además disminuye la capacidad de transformar el activo en ventas. Este doble impacto es consistente con la transición a ROIC negativo en 2024.

Figura 9. Rotación de activos por región 2019-2024



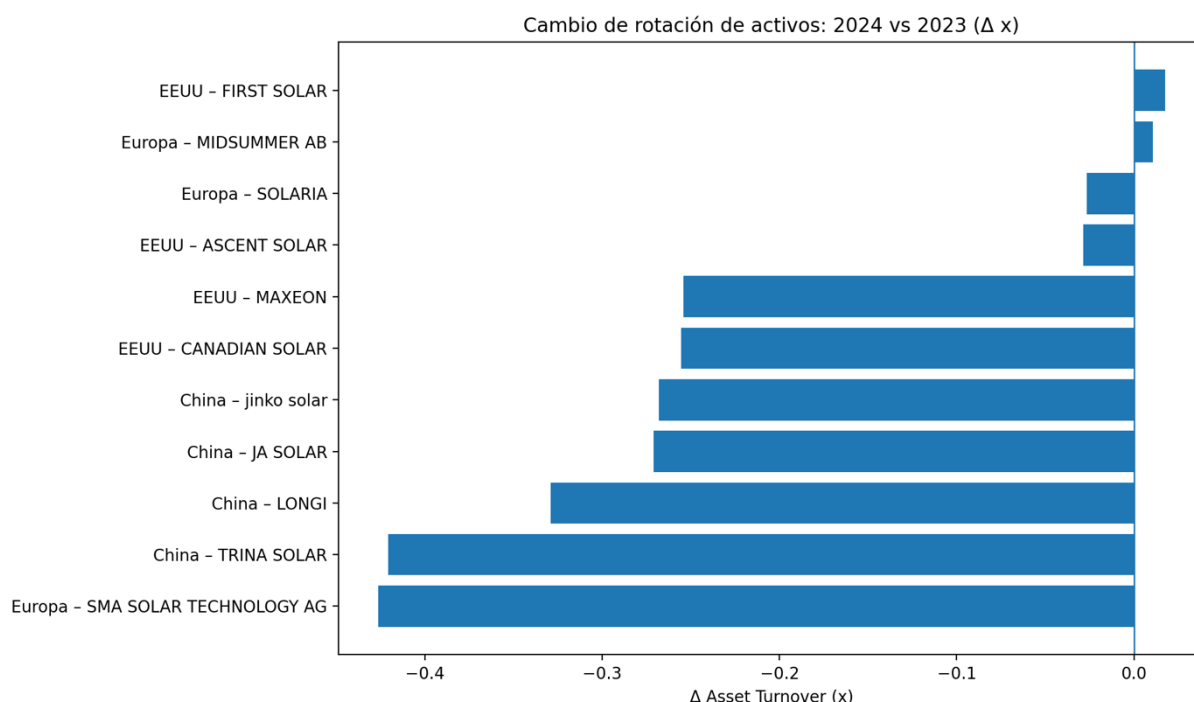
En EE. UU., la mediana cae moderadamente en 2024; sin embargo, la sensibilidad sin Ascent Solar muestra un descenso más representativo del “núcleo industrial” (de 0,727 a 0,472). Por tanto, incluso excluyendo el caso extremo de escala, la eficiencia en el uso del activo se deteriora en 2024, lo que ayuda a explicar por qué el ROIC mediano se aproxima a cero ese año pese a que una empresa First Solar mantiene retornos elevados.

En Europa, la mediana del conjunto cae a niveles muy bajos a partir de 2020 y se mantiene reducida en 2023–2024. La descomposición muestra por qué, las distribuidoras FV presentan rotaciones relativamente más altas (aunque caen en 2024), mientras que los fabricantes observados operan con rotación muy baja en 2023 y 2024. Este resultado sugiere que una parte sustancial de la brecha europea de ROIC en fabricación no solo proviene de margen, sino de un desajuste persistente entre base de activos y capacidad de generar ventas a escala.

6.3.2. Rotación por empresa

Para evitar que la lectura regional oculte la dinámica de cada compañía, la figura 11 recoge los valores de 2023 y 2024 y el cambio interanual.

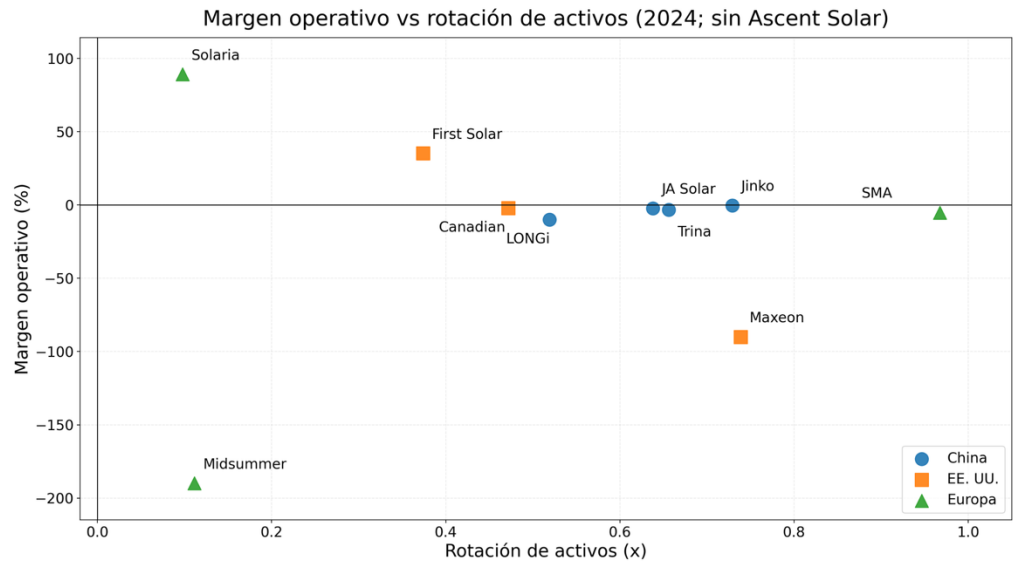
Figura 11. Variación de la rotación de activos por empresa 2023 a 2024.



El patrón de 2024 se puede resumir como sigue: en China, todas las empresas reducen rotación de forma relevante especialmente Trina Solar y LONGi, lo que refuerza que el deterioro del ROIC no es exclusivamente un fenómeno de margen operativo. En EE. UU., la heterogeneidad vuelve a ser determinante: First Solar es el único caso con ligera mejora de rotación, mientras que Canadian Solar y Maxeon reducen rotación y Ascent Solar queda prácticamente en niveles cercanos a cero, consistente con una estructura económica de escala insuficiente para generar eficiencia de activo comparable.

Para conectar directamente con el diagnóstico de los apartados previos, la Figura 12 sitúa a las empresas en el plano “margen operativo – rotación de activos” en 2024 (excluyendo Ascent Solar por la escala extrema de su margen, que impide una lectura visual comparable). Esta comparación permite interpretar por qué, en algunos casos, el ROIC se vuelve muy negativo: cuando coinciden margen negativo y caída de rotación, el retorno sobre el capital invertido tiende a deteriorarse de manera especialmente severa. Por el contrario, un margen alto puede compensar una rotación moderada (caso de First Solar) y sostener ROIC positivo.

Figura 12. Margen operativo vs rotación de activos, dispersión 2024



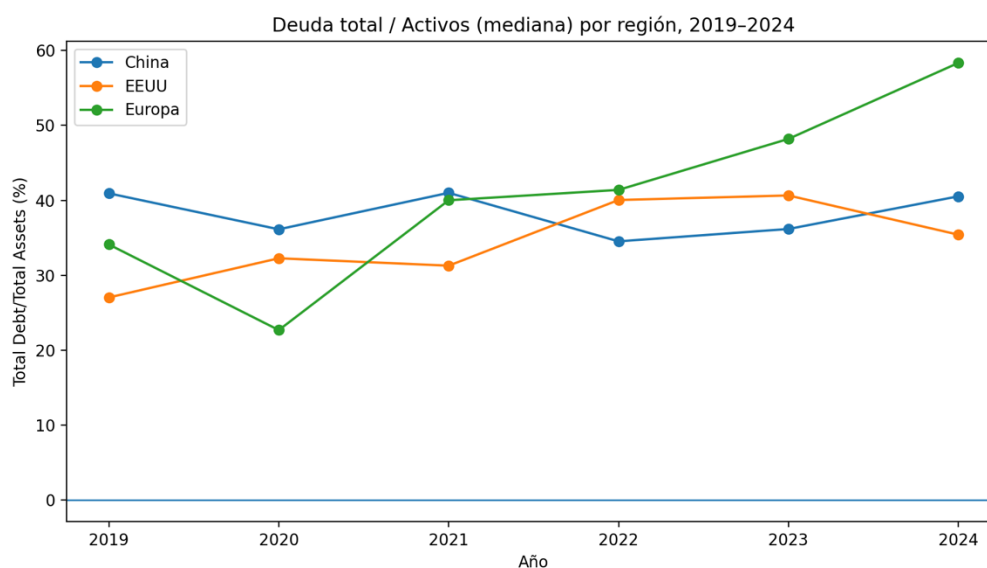
6.4. ANÁLISIS FINANCIERO

Tras el deterioro de margen operativo y la caída de ROIC/ROE, este apartado analiza si el ajuste de 2024 se acompaña también de un aumento del riesgo financiero. El objetivo no es explicar la rentabilidad con la deuda, sino evaluar si la estructura financiera amplifica la vulnerabilidad cuando el resultado operativo se comprime, y si existen diferencias sistemáticas entre regiones consistentes con las brechas de creación de valor observadas.

6.4.1. *Ratio de endeudamiento*

La figura 13 muestra el apalancamiento mediano y su rango en 2023 y 2024. El patrón principal es que Europa exhibe el mayor apalancamiento mediano en 2024, mientras que China se mantiene en un rango intermedio relativamente estable, y EE. UU. presenta la mayor dispersión entre empresas.

Figura 13. Evolución de apalancamiento 2019-2024



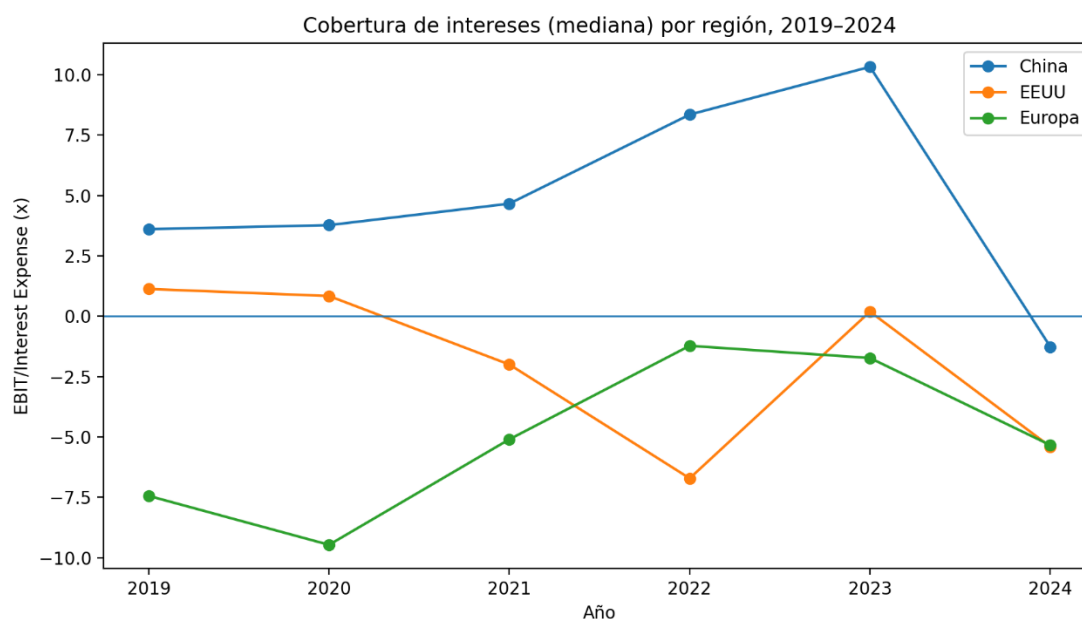
La interpretación económica relevante para el trabajo es doble. Primero, el apalancamiento de China no es extremo (rango 31,1%–49,3% en 2024), por lo que el giro de rentabilidad en 2024 no parece requerir, para explicarse, un “shock de deuda”, es compatible con un shock principalmente operativo (precio/coste/utilización) que se traslada a pérdidas operativas y ROIC negativo (6.2–6.3) sin un aumento desproporcionado del endeudamiento relativo a activos.

Segundo, Europa presenta apalancamiento mediano elevado en 2024 (58,3%), con dos compañías por encima del 50% ese año. Esto es relevante porque, cuando la rentabilidad operativa es débil como en los fabricantes europeos, un nivel alto y persistente de deuda relativa a activos reduce el margen de maniobra para absorber shocks negativos sin deterioro financiero adicional, por ejemplo, necesidad de refinanciación o de aportaciones de equity. Esta relación no se afirma como causalidad, pero sí como condición de vulnerabilidad financiera coherente con los retornos negativos observados en fabricación europea.

6.4.2. Cobertura de intereses

El indicador más informativo en 2024 no es tanto el nivel de deuda, sino si el negocio genera EBIT suficiente para cubrir el gasto financiero. En este sentido, la figura 14 confirma que 2024 supone un deterioro abrupto de la cobertura en China y un empeoramiento generalizado en EE. UU. y Europa.

Figura 14. Evolución de la cobertura de interés por región 2019-2024

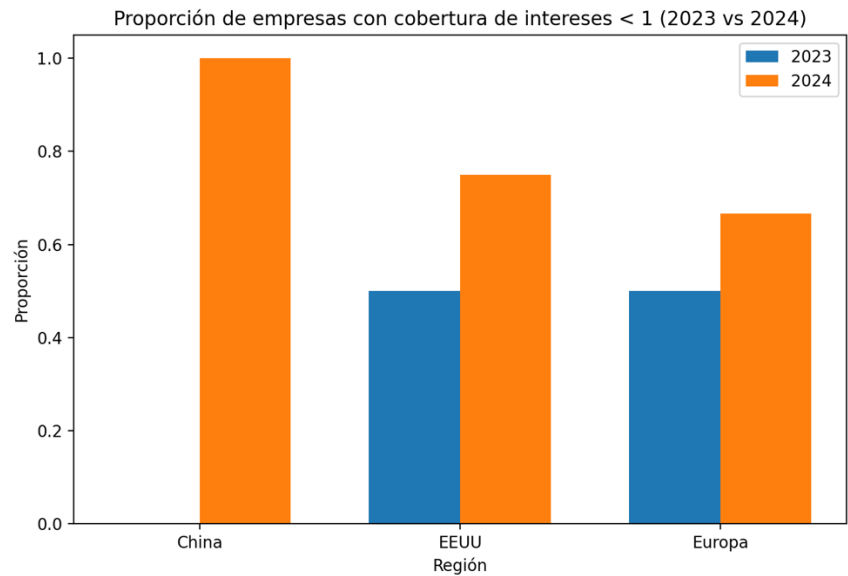


Este resultado conecta directamente con el diagnóstico de rentabilidad: en China, la cobertura pasa de claramente positiva en 2023 a negativa en 2024 para el conjunto de la submuestra. Esto es consistente con el paso a márgenes operativos negativos y con el ROIC negativo, el problema dominante en 2024 se observa en el numerador (EBIT), y se traduce inmediatamente en incapacidad de cubrir intereses con resultado operativo.

En EE. UU., la mediana con muestra completa ya es muy baja en 2023 (0,19) y pasa a claramente negativa en 2024 (-5,41). La sensibilidad sin Ascent Solar muestra el mismo signo del deterioro: de 2,59 a -0,71. En términos del trabajo, esto refuerza que la brecha estadounidense no es “regional” de forma homogénea: coexiste una empresa con cobertura muy elevada (First Solar) con otras que entran en cobertura negativa, en línea con la dispersión de márgenes y ROIC ya observada.

En Europa, la cobertura es negativa en mediana en 2023 y se deteriora en 2024. Dado que en fabricantes europeos la rentabilidad operativa es muy débil en la ventana analizada, una cobertura negativa es una señal especialmente relevante: indica que, en los años en los que el negocio opera en pérdidas, el servicio de la deuda depende de caja acumulada, desinversiones o financiación externa, lo que eleva el riesgo financiero.

Figura 15. Proporción de empresas con cobertura de interés <1 2023 a 2024



6.4.3. Integración con el ROIC

La evidencia de 2024 sugiere que el deterioro operativo observado en 6.2–6.3 se acompaña, en muchas empresas, de una pérdida de cobertura de intereses. En términos económicos, esto es relevante porque la destrucción de valor (ROIC negativo) es más difícil de revertir cuando se combina con restricciones financieras (cobertura negativa) y/o con apalancamiento elevado.

Figura 16. ROIC/ (deuda total/activos) 2024

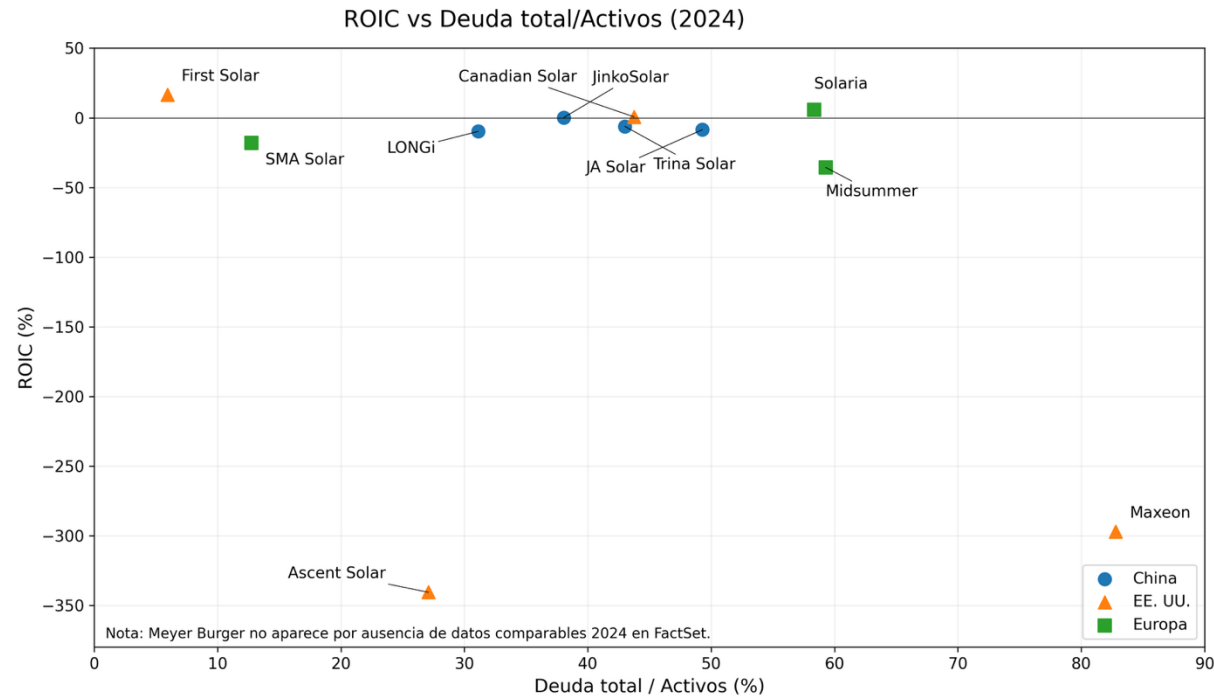
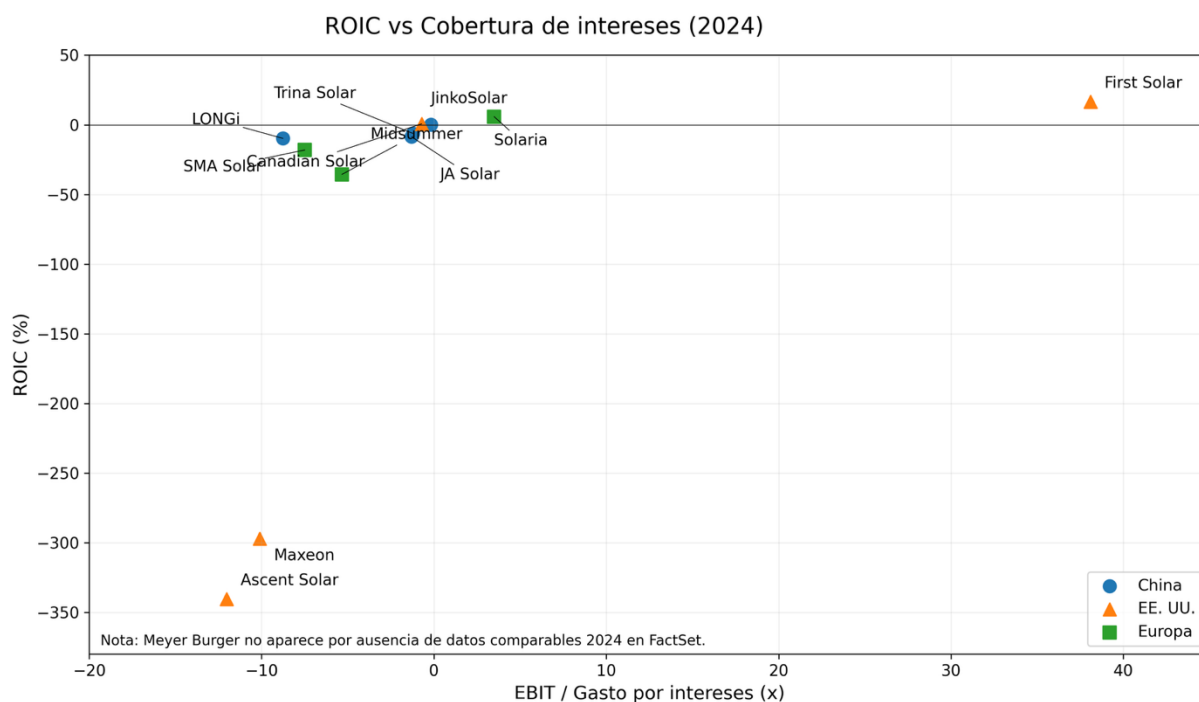


Figura 17. ROIC/cobertura de intereses 2024



Las Figuras 16 y 17 sitúan a las empresas en 2024 en dos planos: ROIC frente a deuda/activos y ROIC frente a cobertura. El resultado es consistente con la lectura del capítulo: First Solar aparece como el caso con ROIC alto y cobertura elevada junto con apalancamiento bajo, mientras que empresas con cobertura negativa tienden a situarse en ROIC negativo o próximo a cero. En Europa y EE. UU., además, se observan casos de apalancamiento alto combinado con ROIC negativo, lo que señala mayor sensibilidad del equilibrio financiero ante shocks del negocio. En síntesis, 2024 no solo es un año de compresión de márgenes y ROIC, sino también un año en el que el perfil de riesgo financiero empeora de forma clara en gran parte de la muestra. Para el hilo del trabajo, esto es importante porque permite separar dos interpretaciones: en China el deterioro se observa como un shock operativo que reduce la cobertura sin necesidad de un apalancamiento extremo; en Europa, el apalancamiento elevado en varias empresas y la cobertura negativa refuerzan el diagnóstico de fragilidad financiera del tramo manufacturero; y en EE. UU. la dispersión empresarial vuelve a ser el rasgo dominante, con coexistencia de modelos financieramente robustos y otros con estrés severo.

6.5. SENSIBILIDADES DE COSTE DE CAPITAL, ASP \$/W Y LCOE

Este apartado complementa el análisis con un ejercicio de sensibilidades que permite interpretar mejor dos tensiones estructurales del sector; la dependencia del despliegue FV del coste de capital y del coste total instalado, y la dependencia de la rentabilidad manufacturera del precio medio de venta por vatio. El objetivo no es estimar el LCOE exacto de proyectos concretos ni el

coste unitario real de cada fabricante, sino cuantificar, cómo cambios relativamente plausibles en estas variables pueden amplificar o amortiguar los resultados observados en 2019–2024.

6.5.1. *Coste de capital y LCOE*

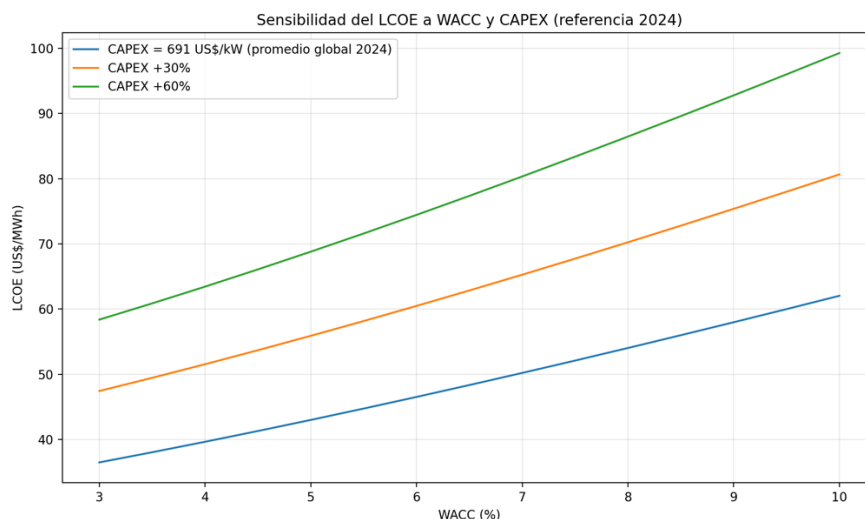
La métrica LCOE permite aproximar el coste unitario de generar electricidad a lo largo de la vida de una instalación, incorporando el coste total instalado, los costes operativos y, de forma crítica, el coste de capital. En tecnologías intensivas en inversión inicial como la solar FV, una parte relevante del LCOE se explica por cómo se financia el CAPEX, de modo que variaciones moderadas del WACC pueden traducirse en diferencias materiales del coste unitario final.

Dos hechos del periodo analizado justifican introducir esta sensibilidad. En primer lugar, IRENA reporta para 2024 un LCOE medio ponderado global de la solar FV de 0,043 US\$/kWh y un coste total instalado medio ponderado de 691 US\$/kW, junto con un factor de capacidad medio ponderado de 17% (IRENA, 2025). En segundo lugar, IRENA documenta que el coste de capital de la solar FV varía de forma muy significativa entre mercados y proyectos; en la muestra 2019–2021, el coste de capital observado para solar FV puede ir desde niveles cercanos al 1% hasta por encima del 10%, y se reportan diferencias sistemáticas entre regiones (IRENA, 2023).

La Figura 18 presenta el resultado principal. Manteniendo constante el factor de capacidad y el nivel de CAPEX, el incremento del WACC eleva el LCOE de forma no lineal. En el escenario base (CAPEX 691 US\$/kW), pasar de un WACC del 5% al 8% implica elevar el LCOE aproximado desde 43 a 54 US\$/MWh (un aumento de alrededor del 26%); con WACC del 10% el LCOE se sitúa en torno a 62 US\$/MWh (aproximadamente +44% frente al caso base). Estas magnitudes son consistentes con la lectura cualitativa de IRENA para 2024: aun con descensos del coste instalado, el aumento del coste de financiación puede estabilizar o incluso elevar el coste unitario final de generación. (IRENA, 2025).

En el lado de demanda, un LCOE más alto puede dificultar el cierre financiero de proyectos o tensionar precios requeridos en PPAs, afectando el ritmo de despliegue. En el lado de oferta, menor despliegue o mayor incertidumbre financiera amplifica la presión competitiva en fabricantes en ciclos de sobrecapacidad, especialmente si los precios de módulos caen más rápido que los costes. Además, IRENA señala explícitamente que el LCOE de la solar FV aumentó en 2024 en Estados Unidos y Europa por factores no estrictamente tecnológicos, como retrasos de permisos y mayores costes del balance of system, lo que refuerza que la economía del despliegue no depende solo del precio del módulo. (IRENA, 2025).

Figura 18. sensibilidad del LCOE a WACC y CAPEX



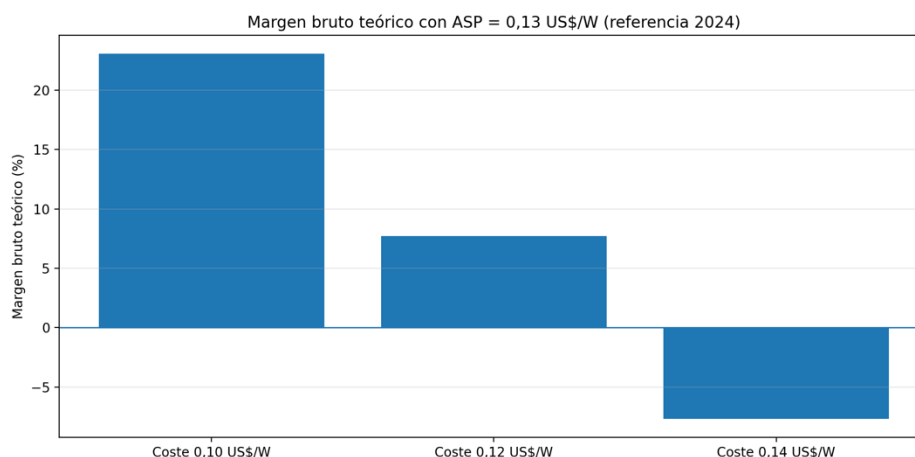
6.5.2. *ASP\$/W*

El ASP (\$/W) se interpreta como el precio medio de venta por vatio pico (Wp) del módulo y constituye un puente directo entre la dinámica de mercado y los estados financieros del fabricante, es decir, si el volumen vendido no compensa, una caída del ASP reduce el ingreso por unidad y comprime los márgenes. Para el periodo relevante, Fraunhofer ISE reporta que el ASP medio global de módulos se situó alrededor de 0,13 US\$/Wp en 2024 y que los precios siguieron descendiendo en 2024 tras la caída iniciada en 2023. (Fraunhofer Institute for Solar Energy Systems ISE, 2025). Esta referencia es coherente con el patrón observado en el análisis 2019–2024: el deterioro de márgenes de 2024 no puede interpretarse sin incorporar el contexto de precios.

cuando el ASP se aproxima al coste unitario, el margen bruto se acerca a cero y si el ASP cae por debajo del coste, el margen bruto pasa a negativo. Este canal es decisivo en fabricación FV porque los costes fijos (personal, depreciación, gastos de planta) hacen que un margen bruto bajo sea insuficiente para sostener un margen operativo positivo de forma estable.

Para anclar la lectura en la referencia de 2024, la Figura 20 fija $ASP = 0,13$ US\$/W (valor aproximado global de Fraunhofer) y muestra el margen bruto teórico asociado a diferentes costes unitarios. Con un coste de 0,10 US\$/W, el margen bruto sería aproximadamente 23%; con 0,12 US\$/W se reduce a alrededor del 8%; y con 0,14 US\$/W se vuelve negativo (aproximadamente -8%). El punto económico es simple: en un entorno de ASP en torno a 0,13, pequeñas diferencias de coste unitario entre fabricantes pueden explicar por qué algunos mantienen un margen operativo moderadamente positivo y otros entran en pérdidas, incluso dentro de la misma región. Este patrón de dispersión es consistente con lo observado en los apartados 6.2 y 6.3, donde la heterogeneidad intra-regional aumenta cuando el ciclo de precios se vuelve adverso.

Figura 19. margen bruto teórico con ASP = 0,13 US\$/W.



7. CONCLUSIONES, RECOMENDACIONES Y PROYECCIÓN

Esta investigación ha analizado el desempeño económico-financiero de una muestra de empresas vinculadas a la fabricación fotovoltaica en China, Estados Unidos y Europa, con el propósito de evaluar en qué medida las diferencias regulatorias y de estructura de costes ayudan a explicar la brecha observada en margen operativo y rentabilidad sobre el capital invertido. A partir de la evidencia del capítulo 6, la conclusión principal es que el deterioro de la rentabilidad manufacturera en la parte final del periodo responde, ante todo, a un cambio de ciclo en precios y capacidad, mientras que el marco regulatorio actúa como un factor que condiciona la intensidad, el reparto y la persistencia de ese ajuste entre regiones y empresas, pero no como un elemento suficiente, por sí mismo, para sostener la rentabilidad de toda la industria. Esta lectura es coherente con la caracterización del sector como una actividad expuesta a presión competitiva, sobrecapacidad y fuerte sensibilidad de márgenes, incluso en un contexto de crecimiento del despliegue fotovoltaico (International Energy Agency, 2022; IEA PVPS, 2025a).

En relación con la pregunta de investigación, la evidencia permite afirmar que las diferencias regulatorias sí contribuyen a explicar parte de la brecha de margen operativo y ROIC, pero lo hacen en interacción con variables económicas más inmediatas, en particular el precio medio del módulo, la utilización de capacidad, la eficiencia del capital empleado y la solidez financiera de cada empresa. Dicho de otro modo, la regulación modifica las condiciones en las que compiten los fabricantes, pero el resultado contable sigue dependiendo de la capacidad de cada compañía para operar con costes compatibles con el entorno de precios y con una estructura de activos y financiación sostenible. La brecha observada entre regiones no puede interpretarse, por tanto, como el efecto aislado de una norma concreta, sino como el resultado de la combinación entre política industrial, ciclo sectorial y heterogeneidad empresarial.

La primera hipótesis del trabajo planteaba que el deterioro del ciclo de precios y capacidad en la fase final del periodo debía traducirse en una caída significativa del margen operativo y del ROIC, no solo por compresión de márgenes, sino también por menor eficiencia en el uso del capital. Esta hipótesis queda respaldada por la evidencia. En la muestra china, 2024 constituye un punto de ruptura: el margen operativo pasa a terreno negativo en las cuatro compañías analizadas, el ROIC se vuelve negativo o próximo a cero, y la rotación de activos se reduce de forma clara. La combinación de estos tres resultados indica que la destrucción de valor no se limita a una caída del beneficio sobre ventas, sino que también responde a un deterioro de la capacidad de convertir la base de activos en ingresos. En términos económicos, ello es consistente con un contexto de precios de módulos muy presionados y de capacidad sobredimensionada, tal como describen las referencias sectoriales utilizadas en el trabajo (Fraunhofer Institute for Solar Energy Systems ISE, 2025; IEA PVPS, 2025a).

La segunda hipótesis sostenía que el marco estadounidense podía actuar como un amortiguador parcial del deterioro, sin garantizar un resultado homogéneo dentro de la región. Los resultados son compatibles con esta formulación y permiten matizarla. En Estados Unidos no se observa un patrón único, sino una dispersión muy elevada entre empresas. La muestra incluye un caso con márgenes y retornos claramente positivos, como First Solar, junto a otros con pérdidas operativas severas y fuerte deterioro del ROIC. Esta coexistencia indica que el entorno regulatorio estadounidense, incluido el crédito 45X y el marco comercial, puede favorecer la resiliencia de ciertos modelos industriales, pero no elimina el efecto del ciclo global ni compensa automáticamente problemas de escala, de estructura de costes o de balance (U.S. Congress, 2022; Department of the Treasury & Internal Revenue Service, 2024). En consecuencia, la evidencia no permite sostener que el marco estadounidense asegure rentabilidad generalizada en la fabricación, pero sí es coherente con la idea de que puede mejorar las condiciones relativas de algunas empresas frente al escenario internacional.

La tercera hipótesis planteaba que el impacto del NZIA en la Unión Europea sería necesariamente limitado dentro de la ventana temporal analizada, dado su carácter reciente y el retraso inherente a los procesos de inversión, construcción y puesta en marcha industrial. Los resultados también son consistentes con esta hipótesis. En la muestra europea, los fabricantes de módulos disponibles presentan márgenes operativos muy débiles y ROIC persistentemente negativo, mientras que las referencias europeas no manufactureras muestran un comportamiento muy distinto. Esto sugiere que la debilidad observada se concentra en el tramo de fabricación y que, dentro de 2019–2024, no puede identificarse todavía un efecto de mejora asociado al marco europeo. En este sentido, el resultado no invalida el NZIA, pero sí confirma que su eventual eficacia no puede valorarse aún con resultados contables consolidados en esta ventana,

precisamente porque se trata de un instrumento de impulso industrial cuyos efectos deberían materializarse con rezago (Parlamento Europeo y Consejo de la Unión Europea, 2024).

El análisis financiero refuerza además la idea de que la brecha de creación de valor no es únicamente una cuestión de margen, sino también de resiliencia de balance. En varios casos, el deterioro operativo de 2024 se acompaña de coberturas de intereses bajas o negativas, lo que indica que el problema no es solo de rentabilidad económica, sino también de capacidad para sostener la actividad sin recurrir a caja previa, refinanciación o aportaciones de capital. Esta dimensión es especialmente relevante para interpretar la diferencia entre empresas que, aun en un entorno de presión competitiva, preservan margen y ROIC, y aquellas en las que el shock operativo termina amplificándose por fragilidad financiera. La evidencia sugiere, por tanto, que la sostenibilidad de la fabricación FV debe evaluarse no solo por su margen o por su escala, sino también por la capacidad de soportar un entorno adverso sin deteriorar de forma crítica la cobertura y la estructura de capital.

A partir de estos resultados, la principal implicación para la política industrial es que el éxito de un marco regulatorio no debería medirse exclusivamente por capacidad instalada o por anuncios de inversión, sino también por su capacidad para sostener una rentabilidad operativa y una creación de valor compatibles con la continuidad empresarial. Un régimen de incentivos puede mejorar el ingreso o el coste efectivo por unidad y, con ello, amortiguar parte de la presión competitiva, pero si no reduce a la vez la incertidumbre de inversión, los costes de ejecución o la vulnerabilidad frente a caídas de precios, el resultado puede ser una expansión de capacidad sin mejora real del ROIC. Del mismo modo, las medidas comerciales pueden ofrecer protección relativa frente al precio global, pero si se traducen en mayores costes sin una mejora suficiente de utilización o productividad, su efecto sobre la rentabilidad será limitado. Desde la perspectiva empresarial, los resultados apuntan a una conclusión clara: la viabilidad de la fabricación FV depende de combinar disciplina de inversión, control del coste unitario, suficiente utilización de activos y una estructura financiera capaz de absorber periodos de presión sobre márgenes.

Las conclusiones anteriores deben leerse a la luz de varias limitaciones. La primera es la propia composición de la muestra. La investigación trabaja con un conjunto reducido de compañías seleccionadas por disponibilidad de series comparables y trazables, lo que restringe la capacidad de generalizar resultados al conjunto de la industria global. La segunda es temporal: aunque el planteamiento del trabajo cubre formalmente 2019–2025, la evidencia comparable disponible para el análisis se concentra en 2019–2024, de modo que no se incorpora todavía el efecto contable completo de 2025 ni el eventual impacto más visible de medidas regulatorias recientes. La tercera es metodológica: el análisis es comparativo y descriptivo, y permite identificar patrones consistentes con determinados mecanismos económicos y regulatorios, pero no aislar

efectos causales estrictos de cada norma. La cuarta es industrial: la muestra combina tecnologías y modelos de negocio heterogéneos y, en el caso europeo, ha sido necesario incorporar referencias sectoriales no manufactureras para contextualizar el comportamiento regional, lo que obliga a interpretar con cautela cualquier lectura agregada. Por último, el ejercicio de sensibilidades del apartado 6.6 no constituye una estimación microeconómica de costes por empresa, sino una herramienta para ordenar escenarios plausibles de financiación y precios.

En conjunto, la investigación permite concluir que la rentabilidad de la fabricación fotovoltaica durante el periodo analizado depende de la interacción entre ciclo de precios, estructura de costes, intensidad de capital y marco regulatorio. La regulación importa, pero no sustituye a los fundamentos económicos del negocio. El deterioro de 2024 se entiende mejor como la manifestación de un ajuste competitivo profundo en una industria de márgenes estructuralmente volátiles, donde las diferencias regionales se explican tanto por política industrial como por la capacidad concreta de cada empresa para sostener rentabilidad, eficiencia del capital y solidez financiera en un entorno adverso.

8. DECLARACIÓN DE USO DE HERRAMIENTAS DE INTELIGENCIA ARTIFICIAL GENERATIVA EN TRABAJOS FIN DE GRADO

Por la presente, yo, Francisco Román Cantillana, estudiante del doble grado de Derecho y Administración y Dirección de Empresas de la Universidad Pontificia Comillas al presentar mi Trabajo Fin de Grado titulado “análisis económico y financiero de las empresas de producción de paneles solares en Europa, China y Estados Unidos”, declaro que he utilizado la herramienta de Inteligencia Artificial Generativa ChatGPT u otras similares de IAG de código sólo en el contexto de las actividades descritas a continuación.

1. **Brainstorming de ideas de investigación:** Utilizado para idear y esbozar posibles áreas de investigación.
2. **Crítico:** Para encontrar contra-argumentos a una tesis específica que pretendo defender.
3. **Referencias:** Usado conjuntamente con otras herramientas, como Science, para identificar referencias preliminares que luego he contrastado y validado.
4. **Metodólogo:** Para descubrir métodos aplicables a problemas específicos de investigación.
5. **Interpretador de código:** Para realizar análisis de datos preliminares.
6. **Estudios multidisciplinares:** Para comprender perspectivas de otras comunidades sobre temas de naturaleza multidisciplinar.
7. **Constructor de plantillas:** Para diseñar formatos específicos para secciones del trabajo.
8. **Corrector de estilo literario y de lenguaje:** Para mejorar la calidad lingüística y estilística del texto.
9. **Generador previo de diagramas de flujo y contenido:** Para esbozar diagramas iniciales.
10. **Sintetizador y divulgador de libros complicados:** Para resumir y comprender literatura compleja.
11. **Generador de datos sintéticos de prueba:** Para la creación de conjuntos de datos ficticios.
12. **Generador de problemas de ejemplo:** Para ilustrar conceptos y técnicas.
13. **Revisor:** Para recibir sugerencias sobre cómo mejorar y perfeccionar el trabajo con diferentes niveles de exigencia.
14. **Generador de encuestas:** Para diseñar cuestionarios preliminares.
15. **Traductor:** Para traducir textos de un lenguaje a otro.

Afirmo que toda la información y contenido presentados en este trabajo son producto de mi investigación y esfuerzo individual, excepto donde se ha indicado lo contrario y se han dado los créditos correspondientes (he incluido las referencias adecuadas en el TFG y he explicitado para que se ha usado ChatGPT u otras herramientas similares). Soy consciente de las implicaciones académicas y éticas de presentar un trabajo no original y acepto las consecuencias de cualquier violación a esta declaración.

Fecha: MARZO 2026

Firma: FRANCISCO ROMÁN CANTILLANA

BIBLIOGRAFÍA

- Ascent Solar Technologies, Inc. (2025). Annual report for the fiscal year ended December 31, 2024 (Form 10-K). U.S. Securities and Exchange Commission. <https://www.sec.gov/Archives/edgar/data/1350102/000095017025047692/asti-20241231.htm>
- Balaam, D. N., & Dillman, B. (2018). *Introduction to international political economy* (7th ed.). Routledge. <https://www.taylorfrancis.com/books/mono/10.4324/9781315463452/introduction-international-political-economy-david-balaam-bradford-dillman>
- Canadian Solar Inc. (2025). Annual report for the fiscal year ended December 31, 2024 (Form 20-F). U.S. Securities and Exchange Commission. <https://www.sec.gov/Archives/edgar/data/1375877/000141057825001046/csiq-20241231x20f.htm>
- Chatzipanagi, A., Louwen, A., Jaeger-Waldau, A., Mavrogiorgou, A., & Kourtzis, P. (2023). Photovoltaics in the European Union – 2023: Status report on photovoltaics. European Commission, Joint Research Centre. <https://setis.ec.europa.eu/publications/photovoltaics-eu-2023-status-report-photovoltaics>
- Comisión Nacional del Mercado de Valores. (2025). Informes financieros anuales: Solaria Energía y Medio Ambiente, S.A. <https://www.cnmv.es/Portal/Consultas/IFI/ConsultaIFIPDF.aspx?nif=A83511501&lang=es>
- Department of the Treasury, Internal Revenue Service. (2024, October 28). Advanced manufacturing production credit under section 45X (Final rule). Federal Register. <https://www.govinfo.gov/content/pkg/FR-2024-10-28/pdf/2024-24840.pdf>
- FactSet Research Systems Inc. (2019, August). At a glance: FactSet Fundamentals DataFeed. <https://insight.factset.com/resources/at-a-glance-factset-fundamental-datafeed>
- Feldman, D., Zuboy, J., Dummit, K., Heine, M., Narayanaswami, M., & Deluccia, J. (2025, August 19). Summer 2025 solar industry update [Presentation]. National Laboratory of the Rockies. <https://www.nlr.gov/docs/fy26osti/96970.pdf>
- Fischer, M., Bent, F., Hanchin, G., Jäger-Waldau, A., Müller, B., Preu, R., & et al. (2024). International technology roadmap for photovoltaics (ITRPV): Results 2023 (15th ed.). VDMA. <https://www.vdma.eu/en/international-technology-roadmap-photovoltaic>

- First Solar, Inc. (2025). Annual report for the fiscal year ended December 31, 2024 (Form 10-K). U.S. Securities and Exchange Commission. <https://www.sec.gov/Archives/edgar/data/1274494/000127449425000010/fslr-20241231.htm>
- Fraunhofer Institute for Solar Energy Systems ISE. (2025). Photovoltaics report. <https://www.ise.fraunhofer.de/content/dam/ise/de/documents/publications/studies/Photovoltaics-Report.pdf>
- Green, M. A., Dunlop, E. D., Hohl-Ebinger, J., Yoshita, M., Kopidakis, N., Siefer, G., Hao, X., Trupke, T., Ho-Baillie, A. W. Y., Blakers, A. W., Wang, J., Tadokoro, Y., & de Wolf, S. (2025). Solar cell efficiency tables (version 66). *Progress in Photovoltaics: Research and Applications*, 33(9), 809–833. <https://onlinelibrary.wiley.com/doi/10.1002/pip.3926>
- International Energy Agency. (2022). Solar PV global supply chains. <https://iea.blob.core.windows.net/assets/d2ee601d-6b1a-4cd2-a0e8-db02dc64332c/SpecialReportonSolarPVGlobalSupplyChains.pdf>
- International Energy Agency. (2024). Renewables 2024. <https://iea.blob.core.windows.net/assets/17033b62-07a5-4144-8dd0-651cdb6caa24/Renewables2024.pdf>
- International Energy Agency Photovoltaic Power Systems Programme. (2024a). Snapshot of global PV markets 2024. https://iea-pvps.org/wp-content/uploads/2024/04/Snapshot-of-Global-PV-Markets_2024.pdf
- International Energy Agency Photovoltaic Power Systems Programme. (2024b). Trends in photovoltaic applications 2024. <https://iea-pvps.org/wp-content/uploads/2024/10/IEA-PVPS-Task-1-Trends-Report-2024.pdf>
- International Energy Agency Photovoltaic Power Systems Programme. (2025a). Snapshot of global PV markets 2025. https://iea-pvps.org/wp-content/uploads/2025/04/Snapshot-of-Global-PV-Markets_2025.pdf
- International Energy Agency Photovoltaic Power Systems Programme. (2025b). Trends in photovoltaic applications 2025. https://iea-pvps.org/wp-content/uploads/2025/10/IEA-PVPS_Trends_2025-.pdf
- International Renewable Energy Agency. (2023). The cost of financing renewable power. https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2023/May/IRENA_The_cost_of_financing_renewable_power_2023.pdf
- International Renewable Energy Agency. (2025a). Renewable capacity statistics 2025. <https://www.irena.org/>

/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2025/Mar/IRENA_DAT_RE_Capacity_Highlights_2025.pdf

International Renewable Energy Agency. (2025b). Renewable power generation costs in 2024: Summary. [https://www.irena.org/-](https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2025/Jul/IRENA_TEC_RPGC_in_2024_Summary_2025.pdf)

/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2025/Jul/IRENA_TEC_RPGC_in_2024_Summary_2025.pdf

Lazard. (2024, June). Lazard's levelized cost of energy+ (LCOE+) (Version 17.0). https://www.lazard.com/media/xemfey0k/lazards-lcoeplus-june-2024-_vf.pdf

Maxeon Solar Technologies, Ltd. (2025). Annual report for the fiscal year ended December 31, 2024 (Form 20-F). U.S. Securities and Exchange Commission. <https://www.sec.gov/Archives/edgar/data/1796898/000179689825000031/maxn-20241231.htm>

Meyer Burger Technology AG. (2024). Annual report 2023. https://gb.meyerburger.com/fileadmin/user_upload/redakteure/gb2023/pdf/MB_AR2023_Report-to-Fiscal-Year.pdf

Midsummer AB. (2025). Annual report 2024. <https://midsummer.se/wp-content/uploads/2025/08/Annual-Report-2024.pdf>

Nissim, D., & Penman, S. H. (2001). Ratio analysis and equity valuation: From research to practice. *Review of Accounting Studies*, 6, 109–154. <https://link.springer.com/article/10.1023/A:1011338221623>

Parlamento Europeo y Consejo de la Unión Europea. (2024). Regulation (EU) 2024/1735 of the European Parliament and of the Council of 13 June 2024 on establishing a framework of measures for strengthening Europe's net-zero technology manufacturing ecosystem and amending Regulation (EU) 2018/1724. *Official Journal of the European Union*. <https://eur-lex.europa.eu/eli/reg/2024/1735/oj>

SMA Solar Technology AG. (s. f.). Publications (annual and interim reports). <https://www.sma.de/en/investor-relations/publications>

U.S. Congress. (2022). Inflation Reduction Act of 2022 (Public Law 117–169). <https://www.congress.gov/117/plaws/publ169/PLAW-117publ169.pdf>

U.S. Department of Commerce, International Trade Administration. (2025a, May 1). Crystalline photovoltaic cells, whether or not assembled into modules, from Cambodia, Malaysia, Thailand, and Vietnam: Countervailing duty determination. *Federal Register*. <https://www.federalregister.gov/documents/2025/05/01/2025-07760/crystalline-photovoltaic-cells-whether-or-not-assembled-into-modules-from-cambodia-malaysia>

- U.S. Department of Commerce, International Trade Administration. (2025b, May 1). Crystalline photovoltaic cells, whether or not assembled into modules, from Cambodia, Malaysia, Thailand, and Vietnam: Anti-dumping duty determination. Federal Register. <https://www.federalregister.gov/documents/2025/05/01/2025-07761/crystalline-photovoltaic-cells-whether-or-not-assembled-into-modules-from-cambodia-malaysia>
- U.S. International Trade Commission. (s. f.). Antidumping and countervailing duty handbook (13th ed.). https://www.usitc.gov/investigations/import_injury/adcvd_handbook
- U.S. International Trade Commission. (2025). Crystalline photovoltaic cells, whether or not assembled into modules, from Cambodia, Malaysia, Thailand, and Vietnam (Investigation Nos. 701-TA-727-730 and 731-TA-1690-1693 (Final), Publication 5631). https://www.usitc.gov/publications/701_731/pub5631.pdf
- U.S. Law. (s. f.). 26 U.S.C. § 45X – Advanced manufacturing production credit. <https://www.govinfo.gov/link/uscode/26/45X>