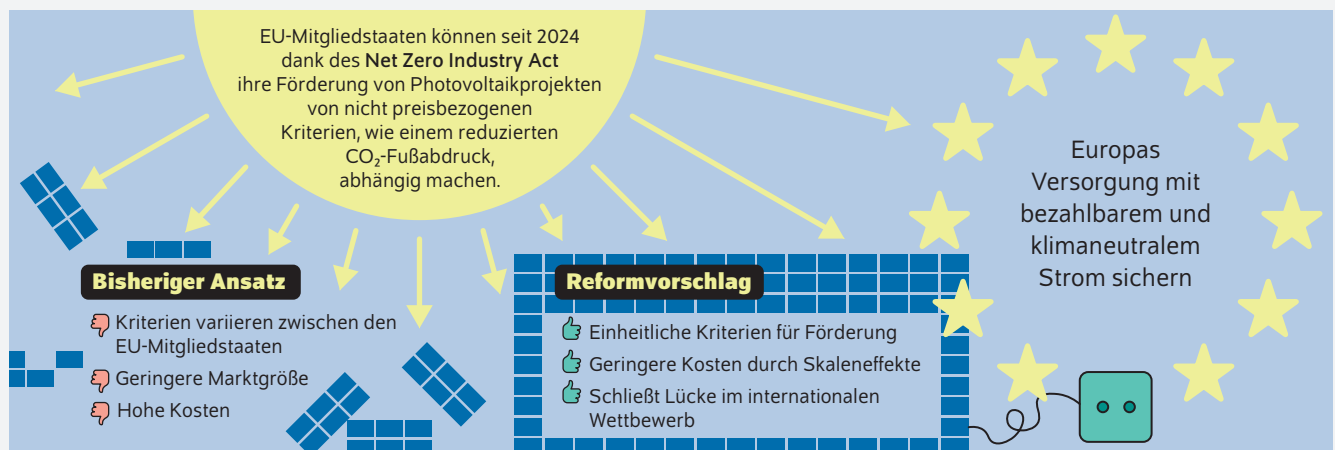


Herstellung von Photovoltaikanlagen in der EU benötigt integrierte Industriestrategie

Von Thibault Deletombe und Karsten Neuhoff

- EU will Herstellung von PV-Anlagen durch neue Gesetzgebung resilienter und unabhängiger machen
- EU-Mitgliedstaaten dürfen Förderung von PV-Projekten von nicht preisbezogenen Kriterien wie einem reduzierten CO₂-Fußabdruck einer PV-Anlage abhängig machen
- Die Ansätze sind EU-weit sehr heterogen und modellbasierte Analyse zeigt, dass dadurch höhere Kosten entstehen
- EU-weite Harmonisierung der nicht preisbezogenen Kriterien würde Kosten der Herstellung von PV-Anlagen senken
- Ein einheitlicher Rahmen verbessert die Wettbewerbsfähigkeit der EU-Hersteller und schließt Lücke zur internationalen Konkurrenz

EU-Vorschriften zusammenführen: Fertigungsindustrie braucht einheitliche Regeln



Quelle: Eigene Darstellung.

© CC BY 4.0, creativecommons.org/licenses/by/4.0

ZITAT

„Aktuell haben chinesische PV-Module einen Kostenvorteil. Um diesen Nachteil auszugleichen brauchen europäische Hersteller klare und einheitliche Rahmenbedingungen. Dafür ist eine koordinierte Umsetzung des EU Net Zero Industry Act und des Industrial Accelerator Act auf nationaler Ebene entscheidend.“

— Thibault Deletombe —

MEDIATHEK



Audio-Interview mit Thibault Deletombe
www.diw.de/mediathek

Herstellung von Photovoltaikanlagen in der EU benötigt integrierte Industriestrategie

Von Thibault Deletombe und Karsten Neuhoff

ABSTRACT

Strom aus Photovoltaik (PV) ist entscheidend für eine stabile Versorgung Europas mit dekarbonisierter Energie zu wettbewerbsfähigen Preisen. Um die Versorgung mit PV-Modulen sicherzustellen, strebt die Europäische Union (EU) an, bis 2030 40 Prozent ihres Bedarfs mit einheimischen Produkten zu decken. Um dieses Ziel zu erreichen, brauchen die EU-Mitgliedstaaten auf Basis des Net Zero Industry Act ihre Förderung von PV-Projekten nicht mehr nur vom Preis abhängig zu machen, sondern können die Förderung auch an nicht preisbezogene Kriterien, wie die Energieeffizienz oder den CO₂-Fußabdruck, knüpfen. Darüber hinaus schlägt die Europäische Kommission im Industrial Accelerator Act auch für geförderte PV-Anlagen spezifische „Made in EU“-Kriterien vor. Die nicht preisbezogenen Kriterien variieren zwischen den EU-Mitgliedstaaten. Diese Fragmentierung wird anhand eines Modells des europäischen PV-Modul-Produktionssektors untersucht. Eine EU-weite Harmonisierung der nicht preisbezogenen Kriterien würde das volle Potenzial des Binnenmarktes ausschöpfen, Kosten senken und den Wettbewerb verbessern.

Energiekosten, Dekarbonisierung und globale Überkapazitäten stellen die europäische Industrie vor beispiellose Herausforderungen. Diese Herausforderungen möchte die Europäische Union (EU) mit dem Net Zero Industry Act (NZIA) und dem Industrial Accelerator Act (IAA) adressieren.

Der im Juni 2024 in Kraft getretene NZIA zielt darauf ab, die Produktion sauberer Technologien in Europa, wie beispielsweise Photovoltaik (PV), Batterien und Wärmepumpen, auszuweiten. Sie ermöglicht es den Mitgliedstaaten, nicht preisbezogene Kriterien in ihre Förderprogramme für erneuerbare Energien aufzunehmen. Mögliche nicht preisbezogene Kriterien beziehen sich auf den CO₂-Fußabdruck oder die Energieeffizienz der installierten PV-Module.

Mit dem Vorschlag des IAA vom März 2026 möchte die Europäische Kommission die Fertigung von Schlüsseltechnologien in der EU stärken. Der IAA spezifiziert die „Made in EU“-Kriterien. Bei der Förderung von Erneuerbaren-Energien-Projekten sollen Mitgliedstaaten die Möglichkeit erhalten zu berücksichtigen, ob Komponenten in der EU hergestellt wurden. Ein wichtiger Aspekt ist dabei, dass die Produktion in Drittländern, mit denen die EU ein Freihandelsabkommen unterhält, gleichgestellt werden sollen zu der Produktion in EU-Ländern.

Derzeit kann jeder EU-Mitgliedstaat individuell festlegen, wie diese nicht preisbezogenen Kriterien bei der Förderung von Projekten im Bereich erneuerbarer Energien angewendet werden. Diese Kriterien werden auf nationaler Ebene bislang sehr unterschiedlich umgesetzt. Am Beispiel des PV-Produktionssektors wird analysiert, wie eine Harmonisierung ihrer Ausgestaltung den Binnenmarkt stärken und Europa zugutekommen könnte.

PV-Industrie ist von strategischer Bedeutung, steht jedoch vor Herausforderungen

PV-Strom ist für die Dekarbonisierung und die Wettbewerbsfähigkeit der europäischen Wirtschaft sehr bedeutsam. Die Produktionskapazitäten für PV-Module und deren Komponenten in Europa sind derzeit aber sehr beschränkt (Kasten 1) und die globale Lieferkette ist stark auf einzelne Länder

konzentriert (Abbildung 1). Eine anhaltende Versorgungsunterbrechung könnte erhebliche Auswirkungen auf die europäischen Energiekosten und die Dekarbonisierungsziele der EU haben.¹ Um die Versorgungssicherheit zu verbessern, bekräftigt der NZIA das Ziel der EU, bis 2030 in Europa Produktionskapazitäten von mindestens 30 Gigawatt (GW) für jeden Schritt der PV-Wertschöpfungskette aufzubauen: Polysilizium, Wafer, Ingot, Solarzelle und PV-Module.

Die PV-Wertschöpfungskette und die damit verbundenen globalen Produktionskapazitäten haben sich im Laufe der Zeit verlagert (Abbildung 1). Im Jahr 2010 entfielen 80 Prozent der weltweiten Nachfrage auf Europa. Über die gesamte Wertschöpfungskette hinweg hielt Europa zwischen drei Prozent (im Wafer-Segment) und 19 Prozent (im Polysilizium-Segment) der weltweiten Produktionskapazität. China nutzte seinen Wettbewerbsvorteil bei Arbeitskosten und stellte seiner Industrie über staatliche Banken Kapital zur Verfügung. So konnte es die Technologie erfolgreich weiterentwickeln und seinen Marktanteil an einem schnell wachsenden Weltmarkt ausbauen. Im Jahr 2021 entfielen auf China fast 36 Prozent der Nachfrage und zwischen 75 und 97 Prozent der Produktionskapazitäten in den verschiedenen Schritten der Wertschöpfungskette. Aus diesem Grund erachtet der NZIA die PV-Wertschöpfungskette als unzureichend diversifiziert und als anfällig für Versorgungssicherheitsrisiken.

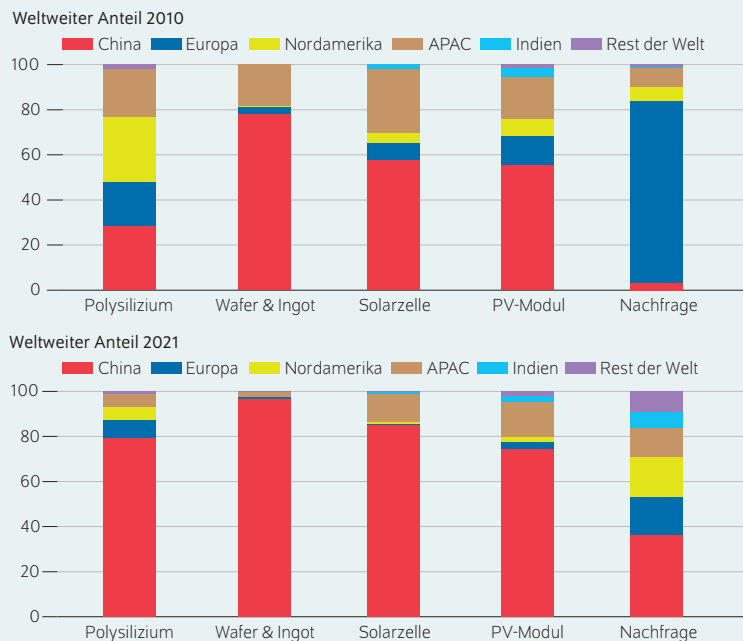
Der Aufbau einer Lieferkette mit einer Kapazität von 30 GW ermöglicht es der europäischen PV-Industrie, die kritische Größe zu erreichen, die erforderlich ist, um die Anfälligkeit gegenüber Änderungen der chinesischen Industriestandards zu verringern.² Das stärkt die wirtschaftliche Resilienz und sichert den Zugang zu einer für den Verteidigungsfall entscheidenden Energietechnologie.³ Der Aufbau von Wissen und Infrastruktur in der PV-Lieferkette ist zudem eine Voraussetzung dafür, dass Europa zur nächsten Generation von PV-Modulen und zum globalen Fortschritt bei der Dekarbonisierung beitragen kann.

Nachfrageförderung erforderlich, um EU-Produktionsziel zu erreichen

Schnelle Innovationen und Skaleneffekte ermöglichten es chinesischen PV-Herstellern, erhebliche Kostensenkungen zu erzielen. Chinas PV-Produktionsstrategie verschärfte jedoch auch die weltweite Überkapazität, wobei die chinesische Nachfrage im Jahr 2024 rund die Hälfte der weltweiten Modulproduktionskapazität ausmacht (Abbildung 2). Letztendlich trieb dies die weltweiten Preise auf ein Niveau, das wahrscheinlich nicht ausreicht, um die Gesamtkosten zu decken. Tatsächlich lagen die Preise für PV-Module im Jahr

Abbildung 1

Anteil der Produktionskapazitäten und Nachfrage für Photovoltaik in den Jahren 2010 und 2021



Anmerkungen: APAC = Asien-Pazifik-Region ohne Indien. Polysilizium ist der zentrale Ausgangsstoff der PV-Anlagen Herstellung. In Wafer (Scheiben) oder Ingots (Barren) gepresst wird der Rohstoff zu Zellen verarbeitet und bildet in großen Mengen ein Modul. Dargestellt ist die weltweite Produktionskapazität und Nachfrage nach dem Produkt.

Quelle: IEA (online verfügbar).

© CC BY 4.0

Chinas Anteil an der weltweiten Herstellung von Photovoltaikanlagen stieg zwischen 2010 und 2021 in jeder Stufe der Lieferkette an.

2025 zwischen etwa 0,06 Euro pro Watt für Module geringerer Qualität und 0,12 Euro pro Watt für Module hoher Qualität.⁴ Jüngsten Schätzungen der Internationalen Agentur für Erneuerbare Energien zufolge lagen die Produktionskosten für chinesische Module im Jahr 2025 bei etwa 0,18 Euro pro Watt und für deutsche Module bei etwa 0,28 Euro pro Watt.⁵

Angesichts der derzeitigen Kostendifferenz gegenüber der internationalen Konkurrenz wird eine Investitionsförderung allein für PV-Produktionskapazitäten als unzureichend angesehen, um das von der EU festgelegte Produktionsziel von 30 GW zu erreichen. Daher streben die NZIA und die IAA an, in den verschiedenen Marktsegmenten eine Nachfrage nach europäischen PV-Produkten zu schaffen, indem sie Förderprogramme für PV an nicht preisbezogene Kriterien für PV-Anlagen knüpfen (Kasten 2).

Infolge dieser Kriterien könnte zumindest in den ersten Jahren ein Teil der PV-Module zu einem höheren Preis erworben werden. Die Auswirkungen auf die Stromerzeugungskosten

¹ Andrew Yeh und Michaels Woods (2023): Building a Green, Fair and Resilient Solar PV Supply Chain. Friedrich-Naumann-Stiftung für die Freiheit (online verfügbar; abgerufen am 26. Mai 2026). Dies gilt auch für alle anderen Online-Quellen in diesem Bericht

² Oscar Ortega und Johan Lindahl (2024): Current state of the EU photovoltaic industry. An in-depth look at the ingot-wafer supply chain. European Solar Industry Alliance (online verfügbar)

³ Iryna Doronina et al. (2024): Why renewables should be at the center of rebuilding the Ukrainian electricity system8 Joule 8(10) (online verfügbar).

⁴ Solar Power Europe (2025): EU Solar Market Outlook 2025–2030 (online verfügbar).

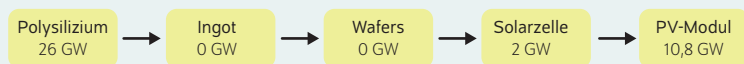
⁵ International Renewable Energy Agency (2026): IRENA Solar PV Supply Chain Cost Tool (online verfügbar).

Kasten 1

Die Wertschöpfungskette der Photovoltaik-Branche und deren EU-Produktionskapazitäten im Jahr 2025

Abbildung

Herstellungsprozess und Produktionskapazitäten in der EU



Quelle: Solar Power Europe.

© CC BY 4.0

Die Wertschöpfungskette der Photovoltaik (PV) umfasst fünf Hauptschritte, in denen Rohstoffe zu PV-Modulen verarbeitet werden. Angestrebt ist eine Produktionskapazität von 30 GW in jedem einzelnen Produktionsschritt (Abbildung).

Im ersten Schritt wird Polysilizium durch die Reinigung von metallurgischem Silizium hergestellt, um die für Solaranwendungen erforderlichen Reinheitsgrade zu erreichen. Dieser Schritt erfordert ein hohes Maß an technischem Wissen, Energieverbrauch und Investitionen. Die europäische Industrie verfügt über eine Produktionskapazität von 26 GW, die sich auf ein einziges deutsches Unternehmen konzentriert, das teilweise für die Halbleiterindustrie tätig ist.

Derzeit wird der Großteil der europäischen Produktion von Polysilizium in PV-Qualität in die Vereinigten Staaten exportiert. Die

Auslastung dieser Produktionskapazitäten und die derzeitige Nachfrage nach Polysilizium in PV-Qualität in Europa reichen derzeit nicht aus, um die Produktion langfristig aufrechtzuerhalten.

Das Polysilizium wird anschließend geschmolzen und langsam zu zylindrischen Kristallen (Ingots) erstarrt, die dann in dünne Scheiben (Wafer) geschnitten werden. Diese Schritte sind kapitalintensiv und erfordern hohe Investitionen. Europa verfügt über keine Produktionskapazitäten für diese Produktionsschritte, hat jedoch noch einiges an Know-how aus benachbarten Branchen (Halbleiter) und früheren Produktionskapazitäten.

Wafer werden anschließend durch verschiedene chemische und physikalische Produktionsprozesse in PV-Zellen umgewandelt, die Kernkomponente, die Strom erzeugt. Die Zellfertigung erfordert hohe Investitionen, vergleichbar mit denen für Polysilizium, Wafer oder Ingots. Im Jahr 2025 erreichte die Produktionskapazität in Europa lediglich zwei GW.

Die Zellen werden anschließend zu Modulen zusammengesetzt, die für den Einsatz im Freien ausgelegt sind. Die Modulherstellung erfordert deutlich weniger technisches Wissen und geringere Mindestinvestitionskosten als die vorherigen Schritte der Lieferkette. Im Jahr 2025 belief sich die europäische Produktionskapazität auf 10,8 GW. Die in europäischen Zellen und Modulen verwendeten Wafer werden größtenteils aus China importiert und basieren auf chinesischem Polysilizium.

wären dabei nur gering. Bei PV-Großanlagen, den Projekten, die am empfindlichsten auf die Preise für PV-Module reagieren, machen die Module etwa 34,5 Prozent der Gesamtinvestitionskosten aus (Abbildung 3). Ein anfänglicher Preisanstieg von 50 Prozent für PV-Module würde Investitionen und Stromgestehungskosten⁶ um 17 Prozent erhöhen. Wenn dies für 40 Prozent der Module gilt, würden die Gesamtgestehungskosten der neuen PV-Stromerzeugung im Schnitt um sieben Prozent steigen.

EU-Maßnahmen, die die Nachfrage nach PV-Modulen stützen, werden nur dann erfolgreich sein, wenn sie europäischen Herstellern ausreichend Skaleneffekte und Innovation ermöglichen. Dies könnte die Lücke zu globalen Wettbewerbern schließen. Die Marktgröße ist somit entscheidend.⁷

⁶ Stromgestehungskosten (LCOE) beziffern die Gesamtkosten für Errichtung, Betrieb, Wartung und Rückbau einer Energieerzeugungsanlage, geteilt durch die erzeugte Strommenge über ihre Lebensdauer.

⁷ Florian Münch und Fabian Scheifele (2023): Nurturing national champions? Local content in solar auctions and firm innovation, Energy Policy (179) 113574 (online verfügbar); Elmer Hansen et al. (2020): The effects of local content requirements in auction schemes for renewable energy in developing countries: A literature review, Renewable and Sustainable Energy Reviews (127) 109843 (online verfügbar).

NZIA legt gemeinsamen Rahmen fest, doch nationale Förderprogramme sind heterogen

Die Artikel 25 bis 28 des NZIA legen Leitlinien für die EU-Mitgliedstaaten fest, um nicht preisbezogene Kriterien in die Gestaltung öffentlicher Ausschreibungen, Auktionen für erneuerbare Energien und andere Formen öffentlicher Interventionen zu integrieren.⁸ Es werden vier Kategorien von nicht preisbezogenen Kriterien definiert: Innovation, Systemintegration, Umwelt und Resilienz. Zu den Umweltkriterien gehören beispielsweise ein reduzierter CO₂-Fußabdruck oder eine verbesserte Recyclingfähigkeit, während Resilienz die Beschaffung von Produkten aus anderen Ursprungsländern als dem dominierenden Bezugsland umfasst. Diese letzte Kategorie wird durch den IAA weiter gestärkt, der vorgeschlägt, „Made in EU“-Kriterien in Förderprogramme für PV aufzunehmen. Das Ziel solcher Maßnahmen ist es, einen Nachfrageanteil für EU-Hersteller zu sichern.

Die ersten Förderprogramme in EU-Mitgliedstaaten, die sich an dem NZIA orientieren, weisen jedoch sehr

⁸ Europäisches Parlament und Rat (2024): Framework of measures for strengthening Europe's net-zero technology manufacturing ecosystem and amending – Regulation (EU) 2018/1724 (online verfügbar).

unterschiedliche Ausgestaltungen auf. So sehen beispielsweise Frankreich und Italien Resilienz als Vorqualifikationskriterium bei Auktionen für PV-Anlagen an, also als Voraussetzung für die Teilnahme an der Ausschreibung. Spanien sieht Resilienz als Vergabekriterium an. Angebote mit höherer Leistung in diesem Bereich erhalten zusätzlich Punkte, die bei der Erstellung der Rangliste für erfolgreiche Gebote berücksichtigt werden.⁹ Spanien und Italien definieren Umweltkriterien bei Solarauktionen meist als Vorqualifikationskriterium, während Frankreich die Reduzierung des CO₂-Fußabdrucks als Vergabekriterium festlegt.¹⁰ Diese Diskrepanz spiegelt sich auch in den Förderprogrammen für private PV-Anlagen wider. Italien knüpft Steuervergünstigungen für PV-Module an Energieeffizienz.¹¹ Frankreich knüpft ähnliche Förderprogramme an Umweltstandards für den CO₂-Fußabdruck und an die Reduzierung von Silber, Cadmium und Blei.¹² Somit hat dasselbe Solarmodul in verschiedenen Ländern unterschiedliche Werte, was zu einem fragmentierten EU-Markt führt.

Fragmentierung erhöht Produktionskosten, verringert Wettbewerb und Effizienz

Um die Auswirkungen der regulatorischen Fragmentierung zu analysieren, wurde ein Modell des europäischen PV-Modul-Produktionssektors entwickelt, das die Nachfrage aus PV-Auktionen abbildet (Kasten 3). Konkret ist das Modell so kalibriert, dass es das Ziel erfüllt, bis 2030 eine Fertigungskapazität von 30 GW aufzubauen. Die Nachfrage nach europäischen Modulen in Auktionen für erneuerbare Energien verteilt sich auf die EU-Mitgliedstaaten proportional zu deren PV-Ausbauzielen. Zur Deckung der Nachfrage werden verschiedene Solarmodultypen berücksichtigt, wobei die Bewertungen und die Gewichtung durch nicht preisbezogene Kriterien von Land zu Land zunehmend voneinander abweichen. Anschließend werden die daraus resultierenden Auswirkungen auf Investitionsentscheidungen untersucht. Es wird davon ausgegangen, dass die Kosten über alle Solarmodultechnologien hinweg einheitlich sind.¹³ Eine Kostendifferenzierung ergibt sich jedoch durch Skaleneffekte auf Werksebene.

9 CRE (2026): Cahier des charges de l'appel d'offres portant sur la réalisation et l'exploitation d'Installations de production d'électricité à partir de l'énergie solaire „Centrales au sol“ (auf Französisch, online verfügbar). MASE (2025): Decreto direttoriale del Ministero dell'ambiente e della sicurezza energetica 3 settembre 2025 n. 36 recante "Aggiornamento delle Regole operative del DM 30 dicembre 2024" c.d.FER X Transitorio (auf Italienisch, online verfügbar). Boletín Oficial del Estado (2025): Orden TED/1444/2025, de 11 de diciembre, por la que se modifican las bases reguladoras de varios programas de ayudas, en el marco del Plan de Recuperación, Transformación y Resiliencia, financiado por la Unión Europea-Next Generation EU (auf Spanisch, online verfügbar).

10 CRE (2026), a. a. O.

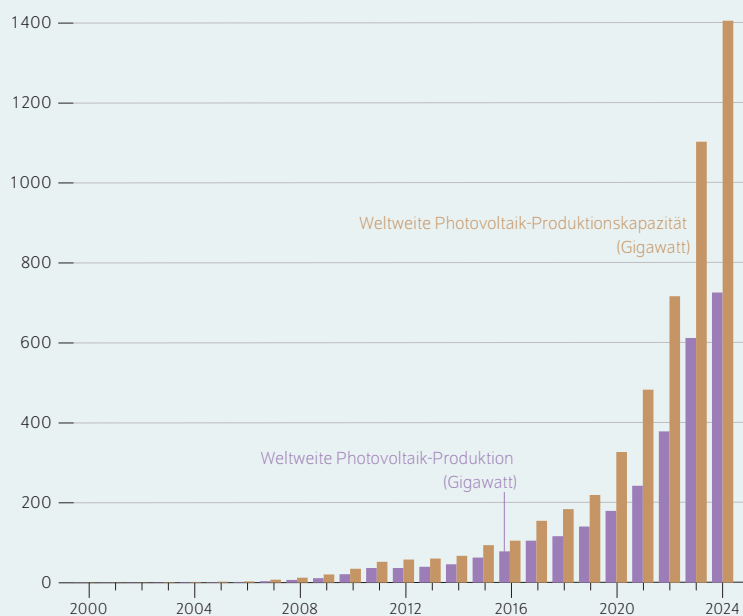
11 MASE (2024): Decreto interministeriale 24 luglio 2024 – Modalità attuative Piano Transizione 5.0 (auf Italienisch, online verfügbar); Agenzia Entrate (2026): Ristrutturazioni edilizie: le agevolazioni fiscali (auf Italienisch, online verfügbar).

12 Journal Officiel de la République Française (2025): Arrêté du 8 septembre 2025 fixant les critères applicables à la livraison et à l'installation, dans les logements, des équipements de production d'électricité utilisant l'énergie radiative du soleil, d'une puissance installée inférieure ou égale à 9 kilowatts-crête, ouvrant droit à l'application du taux réduit de la taxe sur la valeur ajoutée mentionné à l'article 278-0 bis du code général des impôts (auf Französisch; online verfügbar).

13 The European Technology and Innovation Platform for Photovoltaics (2024): Ensuring resilience through industrial policy. White Paper (online verfügbar).

Abbildung 2

Weltweite Produktionskapazität und tatsächliche Produktion von PV-Modulen In Gigawatt



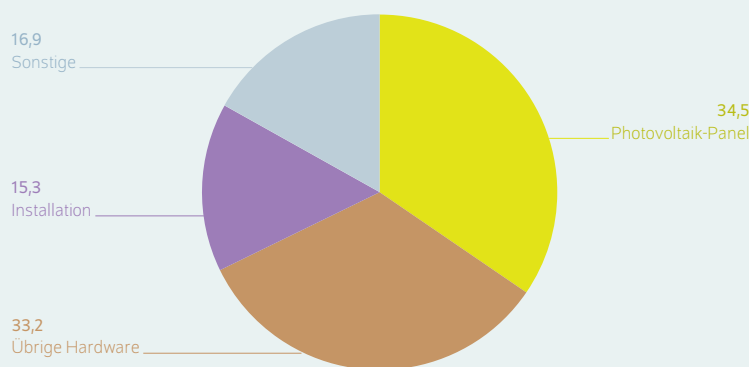
Quelle: Internationale Energie Agentur.

© CC BY 4.0

Im Jahr 2024 macht die tatsächliche Produktion von Photovoltaik-Modulen nur 50 Prozent der weltweiten Produktionskapazität aus.

Abbildung 3

Kostenaufschlüsselung von Photovoltaik-Modulen und Photovoltaik-Großprojekten Anteil an den Kosten von Photovoltaik-Großprojekten



Anmerkungen: Die wichtigsten Kostenkomponenten der übrigen Hardware umfassen Wechselrichter, Gestelle und Befestigungen, Netzanschluss und Verkabelung. Sonstige Kosten umfassen hauptsächlich Margen, Finanzierungskosten, Systemauslegung und Genehmigungen

Quelle: International Renewable Energy Agency.

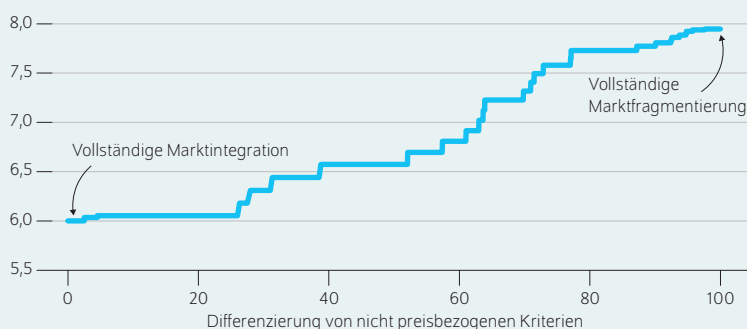
© CC BY 4.0

Den größten Teil der Kosten von großen Photovoltaik-Projekten machen in Deutschland Photovoltaik-Panels aus.

Abbildung 4

Gesamtkosten für die Produktion von 30 GW europäischer Photovoltaik-Module

In Milliarden Euro



Anmerkungen: Zusätzlich zum Preis bewertet jedes Land Photovoltaik-Module nach einem nicht preisbezogenen Kriterium, dessen relatives Gewicht gegenüber dem Preis in Prozent auf der x-Achse dargestellt ist und schrittweise zunimmt.

Quelle: Eigene Berechnungen.

© CC BY 4.0

Je heterogener die Bewertungskriterien der EU-Mitgliedstaaten sind, desto teurer wird die europäische Herstellung von Photovoltaikanlagen.

Bei der Modellierung der europäischen PV-Fertigungsindustrie zeigt sich, dass eine europaweit einheitliche Ausgestaltung der nicht preisbezogenen Kriterien dazu beiträgt, das 30-GW-Ziel zu minimalen Kosten zu erreichen. In dieser optimalen Konfiguration belaufen sich die Kosten für die inländische PV-Modulproduktion auf sechs Milliarden Euro pro Jahr. Im Vergleich zum Preis importierter Module, der hier mit etwa 0,1 Euro pro Watt angenommen wird, ergibt dies Mehrkosten in Höhe von drei Milliarden Euro, die an die Stromverbraucher*innen oder Steuerzahler*innen weitergegeben werden. Im Gegenzug profitieren diese von einem geringeren Risiko künftiger Versorgungsengpässe und Preisaufschläge, die die Strompreise in die Höhe treiben.

Allerdings können Länder unterschiedliche nicht preisbezogene Kriterien anwenden – und tun dies auch. Modelliert werden die Auswirkungen, wenn das relative Gewicht dieser Kriterien schrittweise zunimmt (Abbildung 4). Wenn die Unterschiede bei den nicht preisbezogenen Kriterien ein Ausmaß erreichen, das das Preiskriterium überwiegt, ist der europäische Markt vollständig fragmentiert und Skaleneffekte gehen verloren. In diesem Fall belaufen sich die jährlichen Produktionskosten auf acht Milliarden Euro. Damit Skaleneffekte realisiert und die Kosten für Verbraucher*innen minimiert werden können ist ein integrierter Ansatz entscheidend: Die nicht preisbezogenen Kriterien müssen harmonisiert werden, damit ein gemeinsamer EU-Markt entsteht.

Neben der Kosteneffizienz bietet die Marktintegration weitere Vorteile. Eine homogene Nachfrage maximiert die Marktgröße und die Auswahl an PV-Modultypen, die im

Kasten 2

Drei Kategorien von Förderprogrammen für die Nachfrage nach Photovoltaik

Der europäische PV-Markt lässt sich in drei Segmente unterteilen: öffentliche Gebäude (fünf Prozent), private Gebäude (55 Prozent) und Großanlagen (40 Prozent).¹ Jedes Segment wird durch gezielte Maßnahmen zur Nachfragesteigerung gefördert. Das erste Segment, das öffentliche Gebäude wie Schulen und Krankenhäuser umfasst, wird vollständig über das öffentliche Beschaffungswesen organisiert. Das zweite Segment, private Gebäude, wird durch verschiedene Instrumente und Nachfraganreize unterstützt, darunter Steuervergünstigungen, Zuschüsse, Darlehenshilfen oder Einspeisevergütungen. Das dritte Segment wird hauptsächlich durch PV-Auktionen vorangetrieben. Dabei handelt es sich um wettbewerbsorientierte Ausschreibungsverfahren, bei denen Entwickler Projekte einreichen und die Gewinner einen langfristigen Vertrag erhalten, der Einnahmen sichert und somit die Finanzierungskosten und das Strompreisisiko senkt.

In Deutschland machten im Jahr 2024 Großanlagen 35 Prozent und Dachsysteme 65 Prozent der installierten PV-Leistung aus.² Eine Reform des deutschen Erneuerbare-Energien-Gesetzes mit Berücksichtigung von nicht preisbezogenen Kriterien wird derzeit diskutiert und soll voraussichtlich 2027 in Kraft treten.

¹ Solar Power Europe (2025): Rückverlagerung der Solarmodulproduktion nach Europa: Eine Kostenlückenanalyse und Simulation der politischen Auswirkungen (online verfügbar).

² Fraunhofer ISE (2025): Photovoltaik-Bericht (online verfügbar).

Gleichgewicht ausgewählt werden können. Dies stärkt auch die Wettbewerbsintensität auf dem europäischen Markt.

Gestaltung der „Made in EU“-Kriterien muss mit politischen Zielen in Einklang stehen

Derzeit strebt die EU an, bis 2030 in Europa eine Produktionskapazität von mindestens 30 GW entlang der gesamten PV-Lieferkette aufzubauen. Der IAA-Vorschlag vom März 2026 weist jedoch Unstimmigkeiten bei diesem Ziel auf. Er sieht vor, dass „Made in EU“-Kriterien in PV-Auktionen erst drei Jahre nach Inkrafttreten der Verordnung einbezogen werden sollen. Diese Verzögerung gefährdet das Produktionsziel für 2030. Eine schrittweise Einführung würde zum Erhalt bestehender Kapazitäten beitragen und den Markthochlauf unterstützen. Zudem beschränkt der IAA-Vorschlag die Umsetzung der „Made in EU“-Kriterien auf PV-Zellen und PV-Wechselrichter. Die Verordnung sieht keine Anreize vor, damit die anderen Schritte der PV-Wertschöpfungskette in Europa angesiedelt werden. Ohne einen solchen Anreiz ist es unwahrscheinlich, dass das aktuelle Konzept das Produktionsziel über die gesamte Wertschöpfungskette hinweg erreicht.

Schließlich betrachtet der IAA-Vorschlag Produkte aus Drittländern, die ein Freihandelsabkommen mit der EU haben, wie Produkte mit EU-Ursprung. In diesem Zusammenhang würden beispielsweise vietnamesische Produkte als Produkte mit EU-Ursprung gelten. Die Kosten für ein vollständig in Vietnam hergestelltes Solarmodul im Jahr 2030 werden auf etwa 0,17 Euro pro Watt geschätzt, während die Kosten für ein deutsches Modul auf etwa 0,27 Euro pro Watt geschätzt werden.¹⁴ Angesichts einer solchen Kostendifferenz bleibt die europäische Produktion nicht wettbewerbsfähig, und Anfangsinvestitionen in Produktionskapazitäten bleiben unwahrscheinlich.

Diese Diskussion verdeutlicht die Herausforderung, vor der politische Entscheidungsträger stehen, wenn sie bei der Gestaltung der NZIA den Spagat zwischen Kosteneffizienz, Wettbewerbsintensität und Investitionsanreizen meistern müssen.

Fazit: Mit gemeinsamen Fördermaßnahmen die Umwelt-, Industrie- und Wettbewerbspolitik aufeinander abstimmen

PV-Strom ist entscheidend für eine stabile Versorgung Europas mit dekarbonisierter Energie zu wettbewerbsfähigen Preisen. Die Lieferkette für PV ist jedoch stark konzentriert. Der NZIA setzt sich dafür ein, die Versorgungssicherheit zu verbessern und die Produktionsziele der EU zu erreichen.

Der Wochenbericht zeigt, dass ein einheitlicher Rahmen zur Unterstützung des PV-Sektors den Binnenmarkt stärken wird. Er kann dazu beitragen, die NZIA-Ziele zu erreichen, während gleichzeitig Kosten, Wettbewerb, Marktgröße und Investitionsanreize in Einklang gebracht werden. Dies schafft die Voraussetzungen für EU-Hersteller, innovativ zu sein und zu wachsen, was letztlich die Spannungen zwischen Industrie-, Wettbewerbs- und Umweltpolitik abbaut.

„Made in EU“-Kriterien können grundsätzlich eine wichtige Rolle für den Erfolg der Politik spielen. Um die

¹⁴ International Renewable Energy Agency (2026), a.a.O.

Thibault Deletombe ist Wissenschaftler in der Abteilung Klimapolitik im DIW Berlin | tdeletombe@diw.de

JEL: L51, L52, L60, Q27, Q40

Keywords: Photovoltaics, solar modules, non-price criteria, renewable auction, market integration

© Der Artikel ist gemäß der Creative-Commons-Lizenz CC BY 4.0 nachnutzbar: <https://creativecommons.org/licenses/by/4.0/>

This report is also available in an English version as DIW Weekly Report 22+23/2026:

Kasten 3

Modellierung europäischer Photovoltaik-Auktionen und der Produktion

Das Modell verwendet die Bewertungsformel französischer PV-Auktionen, um ein Gleichgewichtsmodell des europäischen PV-Modul-Produktionssektors zu erstellen. Es bestimmt das resultierende Gleichgewicht zwischen Investitionsentscheidungen und Modulnachfrage im Jahr 2030, unter Berücksichtigung von Skaleneffekten. Zu den wichtigsten Modell-Inputs gehören nationale PV-Ziele, Auktionsspezifikationen und Skaleneffekte in der Modulfertigung.¹

Bei nationalen Auktionen werden unter Berücksichtigung nationaler Präferenzen und einer festen Mengenbeschränkung die PV-Projekte mit den höchsten Bewertungen ausgewählt. Anschließend wird eine zunehmend differenzierte Bewertung berücksichtigt. Dies spiegelt die heterogene Umsetzung von nicht preisbezogenen Kriterien auf nationaler Ebene wider, wie beispielsweise CO₂-Bilanz oder Energieeffizienz. Unter der Annahme wettbewerbsorientierter Auktionen richten sich die Bieter nach den Präferenzen des Auktionators und passen ihre Modulbeschaffungsstrategie an, um ihre Projektbewertungen zu maximieren. Letztendlich beeinflusst diese Verschiebung der Modulnachfrage die Investitionsentscheidungen der Hersteller auf Werksebene. Sie müssen kleinere Marktsegmente bedienen, was Skaleneffekte einschränkt.

¹ Vgl. Thibault Deletombe (2026): Non price criteria in renewable energy auctions and consequences for the European solar PV industry. DIW Discussion Paper Nr. 2153 (online verfügbar).

Produktionsziele zu erreichen, müssten sie jedoch die gesamte Wertschöpfungskette abdecken. Außerdem müssten sie Anreize für die Produktion und Investitionen in den EU-Mitgliedstaaten schaffen.

Karsten Neuhoff ist Leiter der Abteilung Klimapolitik im DIW Berlin | kneuhoff@diw.de





DIW Berlin — Deutsches Institut für Wirtschaftsforschung e. V.
Anton-Wilhelm-Amo-Straße 58, 10117 Berlin

www.diw.de

Telefon: +49 30 897 89-0 E-Mail: kundenservice@diw.de

93. Jahrgang 3. Juni 2026

Herausgeber*innen

Prof. Anna Bindler, Ph.D.; Prof. Dr. Tomaso Duso; Sabine Fiedler; Prof. Marcel Fratzscher, Ph.D.; Prof. Dr. Peter Haan; Prof. Dr. Claudia Kemfert; Prof. Dr. Alexander S. Kritikos; Prof. Dr. Alexander Kriwoluzky; Prof. Karsten Neuhoff, Ph.D.; Prof. Dr. Sabine Zinn

Chefredaktion

Prof. Dr. Pio Baake; Claudia Cohnen-Beck; Sebastian Kollmann;
Kristina van Deuverden

Lektorat

Dr. Wolf-Peter Schill

Redaktion

Dr. Hella Engerer; Petra Jasper; Adam Mark Lederer;
Frederik Schulz-Greve; Sandra Tubik

Gestaltung

Roman Wilhelm; Stefanie Reeg; Eva Kretschmer, DIW Berlin

Umschlagmotiv

© imageBROKER / Steffen Diemer

Satz

Satz-Rechen-Zentrum Hartmann + Heenemann GmbH & Co. KG, Berlin

Der DIW Wochenbericht ist kostenfrei unter www.diw.de/wochenbericht
abrufbar. Abonnieren Sie auch unseren Wochenberichts-Newsletter unter
www.diw.de/wb-anmeldung

ISSN 1860-8787