

POLICY BRIEF

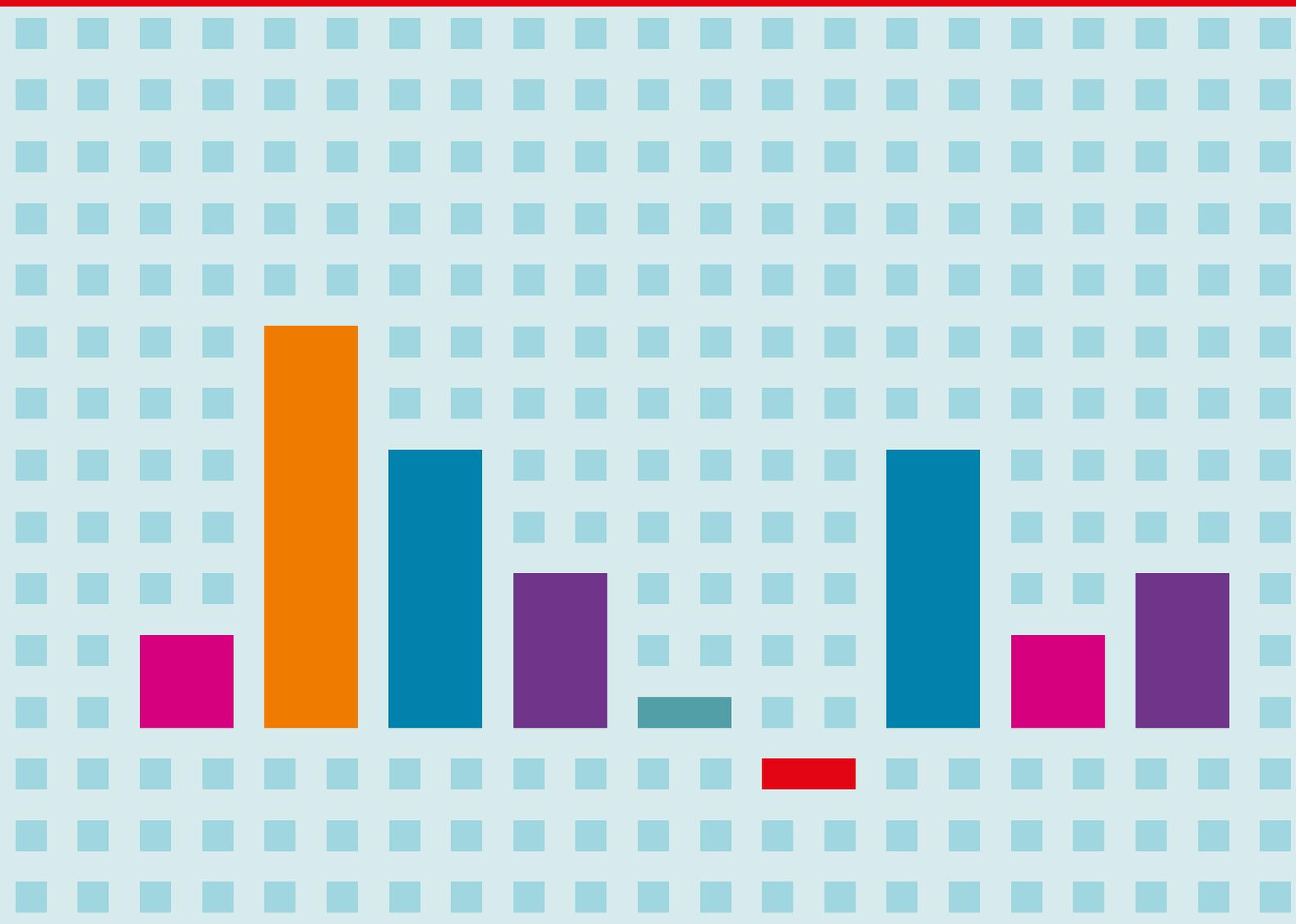
Das IMK ist ein Institut
der Hans-Böckler-Stiftung

IMK Policy Brief Nr. 157 · August 2023

ABSCHÄTZUNG DER GESTEHUNGSKOSTEN UND IHRER ENTWICKLUNG FÜR DIE GRÜNE STROMPRODUKTION IN DEUTSCHLAND, EUROPA UND DEN USA

Eine vergleichende Untersuchung für die drei Standorte und eine Abschätzung
des Einflusses des Inflation Reduction Act (IRA)

Tom Bauermann



ABSCHÄTZUNG DER GESTEHUNGSKOSTEN UND IHRER ENTWICKLUNG FÜR DIE GRÜNE STROMPRODUKTION IN DEUTSCHLAND, EUROPA UND DEN USA

**Eine vergleichende Untersuchung für die drei Standorte und eine
Abschätzung des Einflusses des Inflation Reduction Act (IRA)**

Tom Bauermann¹

Zusammenfassung

Der Inflation Reduction Act (IRA) hat für Verunsicherung in Europa gesorgt. Insbesondere die Förderung von grünem Strom bereitet vor dem Hintergrund stark gestiegener Strompreise in Europa Sorgen hinsichtlich der Wettbewerbsfähigkeit. Die vorliegende Arbeit soll in zweierlei Hinsicht die Situation analysieren. Zum ersten soll eine vergleichbare Berechnung der Stromgestehungskosten für Onshore- und Offshore-Windenergie sowie Freiflächen-Photovoltaik zwischen Deutschland, den USA und nicht-deutschen, europäischen Standorten angestellt werden. Hierbei soll vor allem dargestellt werden, welchen Einfluss die Finanzierungsbedingungen auf die Gestehungskosten haben. Zum zweiten soll eine Projektion der Stromgestehungskosten bis 2040 angestellt werden, um die langfristigen Gestehungskosten abzubilden sowie den Einfluss des IRA. Die Untersuchung führt zu drei Erkenntnissen. Erstens zeigt sich, dass Deutschland und Europa vorteilhafte Finanzierungsbedingungen im Vergleich zu den USA haben, die wiederum einen dämpfenden Effekt auf die Gestehungskostenunterschiede haben. Zweitens haben europäische Standorte mit idealeren Gestehungsbedingungen als Deutschland keine nennenswerten Nachteile gegenüber den USA. Drittens ist zu erwarten, dass der IRA eine vorübergehende Wirkung auf die US-Stromkosten hat und der kostendämpfende Effekt in den USA in den 2030er Jahren wieder nachlässt, so dass sich die Gestehungskosten zwischen Europa und den USA dann wieder annähern.

¹ Dr. Tom Bauermann, Referatsleitung Makroökonomie der sozial-ökologischen Transformation, tom-bauermann@boeckler.de

Einleitung

Der Inflation Reduction Act (IRA) sorgt zunehmend für Verunsicherung in Europa. Die Sorge diesseits des Atlantiks ist, dass die im IRA enthaltenen Subventionen dazu führen, dass Europa an Wettbewerbsfähigkeit verliert, die europäische Industrie abwandert, statt sich zu transformieren und am Ende Europa im globalen Wettlauf um grüne Technologien den Anschluss verliert.

Ein Grund für die Verunsicherung ist, dass das finanzielle Volumen des IRA und damit seine Effekte auf die US-Wirtschaft nur schwer abschätzbar sind. Es wird häufig von rund 370 Mrd. USD ausgegangen, die der Staat in den kommenden zehn Jahren zur Bekämpfung der Klimakrise sowie der Transformation von Energieversorgung und Industrie zur Verfügung stellt, vor allem in Form von Steuergutschriften (Bistline et al. 2023). Aber gerade die Steuergutschriften (sogenannte Tax Credits - vor allem Production und Investment Tax Credits, PTC und ITC), die knapp zwei Drittel des IRA-Fördervolumens ausmachen, sind kaum in ihrem Gesamtvolumen abschätzbar (McKinsey 2022). Grund für die Unsicherheit ist, dass das tatsächliche Entlastungsvolumen am künftigen Investitions- und Produktionsvolumen hängt, das wiederum kaum zu prognostizieren ist. So zeigen verschiedene Studien, dass sich das Volumen des IRA binnen 10 Jahren auf 780 Mrd. USD erhöhen kann (Bistline et al. 2023). Hinzukommt, dass der IRA nicht für sich alleinsteht, sondern sich mit dem Infrastructure Investment and Jobs Act (IIJA/Bipartisan Infrastructure Law) und dem Creating Helpful Incentives to Produce Semiconductors Act (CHIPS Act) ergänzt.

Der IRA fokussiert sich dabei vor allem auf die Bereiche Transformation der Energieversorgung und den Aufbau der US-amerikanischen Schlüsselindustrien für die Zukunft (z.B. Batterien, Solarzellen und Wasserstoffproduktion). Hierfür sind ca. 70-80% der gesamten Förderung vorgesehen (McKinsey 2022). Im Zentrum der Förderung stehen die Tax Credits für die CO₂-neutrale Stromversorgung, von denen ein stark kostensenkender Effekt auf die gesamte Stromversorgung erwartet wird. Durch die Inanspruchnahme der Tax Credits wird erwartet, dass die Stromgestehungskosten, vor allem der Solar- und Windstromerzeugung, deutlich sinken und der Ausbau der klimaneutralen Stromversorgung stark befördert wird. Dabei wird davon ausgegangen, dass Tax Credits positive Nebeneffekte auf die Strompreise in den USA nach sich ziehen (RFF 2022), was für temporäre Wettbewerbsvorteile für die stromverbrauchende Industrie gegenüber Europa sorgt.

In der vorliegenden Arbeit soll zum ersten eine vergleichbare Berechnung der Stromgestehungskosten für Onshore- und Offshore-Windenergie sowie Freiflächen-Photovoltaik zwischen Deutschland, den USA und nicht-deutschen europäischen Standorten mit idealen Gestehungsbedingungen angestellt werden. Hierbei soll vor allem dargestellt werden, welchen Einfluss die Finanzierungsbedingungen auf die Gestehungskosten haben. Zum zweiten soll eine Projektion der Stromgestehungskosten bis 2040 angestellt werden, um die langfristigen Gestehungskosten abzubilden und gleichsam den Einfluss des IRA auf die Kostenentwicklung zu beleuchten.

Die Untersuchung zeigt drei zentrale Ergebnisse. Erstens zeigt sich, dass Deutschland und Europa vorteilhafte Finanzierungsbedingungen im Vergleich zu den USA haben und diese wiederum einen dämpfenden Effekt auf die Gestehungskostenunterschiede im Vergleich zu den Vereinigten Staaten haben. Es ist davon auszugehen, dass diese Vorteile weiter anhalten. Zweitens haben jene europäischen Standorte, die idealere Gestehungsbedingungen als Deutschland aufweisen, keine großen Nachteile gegenüber den USA. Drittens wird erwartet, dass der IRA nur

eine temporäre Wirkung auf die Stromkosten hat und die dämpfende Wirkung auf die Gesteungskosten ab den 2030er Jahren deutlich nachlässt, wenn die Maßnahmen des IRA auslaufen. Die Gesteungskosten zwischen Europa und den USA nähern sich dann wieder an.

Zunächst wird im nächsten Abschnitt ein kurzer Überblick über die verwendete Methodik der Stromgestehungskostenberechnung gegeben.² Im folgenden Kapitel werden die Komponenten der Stromgestehungskostenberechnung und ihr Einfluss auf die Gesteungskosten näher erläutert. Zudem werden die Stromgestehungskosten für 2021 berechnet. Im Anschluss werden die Gesteungskosten bis zum Jahre 2040 simuliert. Hierbei wird auch der Einfluss des IRA simuliert.

Methodisches Vorgehen

Für einen sinnvollen Vergleich der Produktionskosten für Strom wird zunächst eine einheitliche Berechnungsmethode der Kosten für die Stromproduktion durch Onshore-Windkraftanlagen, Offshore-Windkraftanlagen und Freiflächen-Photovoltaik für Deutschland, die Vereinigten Staaten und ideale Standorte in Europa benötigt. Die Technologien wurden gewählt, weil sie einen großen Teil der zukünftigen Stromversorgung übernehmen werden. Um die grundlegenden Kosten für die Stromproduktion zu vergleichen, eignet sich das Konzept der Stromgestehungskosten (Englisch: Levelized Cost of Electricity, LCOE)³. Es ist international als Benchmark anerkannt, um die wirtschaftliche Tragfähigkeit unterschiedlicher Erzeugungstechnologien sowie einzelner Projekte zu bewerten und ermöglicht die Gegenüberstellung der Erzeugungstechnologien bezüglich ihrer Kosten (Fraunhofer ISE 2021). Zumeist angegeben in Euro/MWh sind die Stromgestehungskosten eine Maßeinheit, die die Kosten für die Errichtung und den jährlichen Betrieb einer Anlage ins Verhältnis zur Stromerzeugungsmenge der gesamten Lebensdauer der Anlage setzen. Die LCOE geben die Gesteungskosten ausgehend von der Inbetriebnahme einer Anlage in einem bestimmten Jahr an. Trotz der genannten Vorteile besitzt das Konzept der LCOE auch Schwächen. Stromgestehungskosten stellen eine mit Unsicherheiten behaftete Kennzahl dar. Diese lassen sich in erster Linie dadurch erklären, dass für die Berechnung sämtliche Werte bezüglich der gesamten Lebensdauer des Kraftwerkes erforderlich sind, welche zum Teil prognostiziert werden müssen (Fraunhofer ISE 2021).

In dieser Arbeit wird weitgehend das Berechnungskonzept des Fraunhofer ISE (2021) genutzt und die dazugehörigen Parameter aus öffentlich zugänglicher Literatur und Datenbanken gesammelt. Die Literatur nutzt dazu zumeist Daten vorhandener Anlagenparks oder Auktionen. Die Formel der Stromgestehungskosten wird im Anhang abgebildet und näher erläutert. Die Gesteungskosten werden in realen Preisen berechnet und projiziert. Die Kosten (Zähler gemäß Berechnungskonzepts) umfassen die Investitionskosten und die jährlichen Betriebskosten, die technologiespezifisch abgezinst werden.⁴ Diese Kostenteile umfassen in ihrer Berechnung im folgenden Kapitel zunächst keine Steuervergünstigungen oder Subventionen. Die durchschnittliche jährlich

² Weitere Details finden sich im Anhang.

³ LCOE und Stromgestehungskosten werden hier synonym verwandt.

⁴ Ähnlich wie bei Fraunhofer ISE (2021) werden technologiespezifische Diskontsätze (Weighted Average Costs of Capital, WACC) genutzt. So wird unter anderem bei Offshore-Windkraftanlagen ein Risikoaufschlag gegenüber Onshore-Windkraftanlagen verlangt, beispielsweise aufgrund der geringeren Erfahrung mit Offshore-Windkraftanlagen (Prognos et al. 2018). Photovoltaik gilt hingegen als besser vorhersehbar und birgt deswegen ein geringeres Risiko als Windenergie (Crowell 2020).

erzeugte Strommenge (Nenner gemäß Berechnungskonzepts) wird ebenfalls technologiespezifisch erfasst und abgezinst.

Die Stromgestehungskosten werden zunächst mit den Angaben aus dem Jahr 2021 berechnet. Zudem werden der Einfluss der einzelnen Komponenten der Stromgestehungskosten an den Standorten abgebildet und die Standortvor- und -nachteile dargestellt (siehe nächster Abschnitt). Geringfügiger Unterschied im Vergleich zu Fraunhofer ISE (2021): Es werden die realen WACC nach Steuern als Konzept genutzt (siehe Anhang). Grund für die Wahl des Ausgangsjahrs 2021 für die Berechnung der Gestehungskosten ist, dass für 2022 oder 2023 eine weniger breite Datenbasis vorliegt und auf Basis des Jahres 2021 damit für die Vielzahl an Ländern und Parametern eine bessere Einschätzung zu den Gestehungskosten und den Unterschieden zwischen den Ländern und Technologien abgegeben werden kann.

Im darauffolgenden, vorletzten Kapitel werden die Projektionen der realen Gestehungskosten bis 2040 (in Preisen von 2021) vorgenommen und für die USA der Einfluss des IRA auf diese Kosten dargestellt. Ausgangspunkt für die Projektionen bis 2040 ist eine erneute, abgewandelte Berechnung der Gestehungskosten für 2021. Dafür werden die gleichen Eingangsparameter wie im Kapitel zuvor genutzt, nur mit (v.a.) deutlich höheren Zinssätzen. Wie später noch erläutert wird, wird davon ausgegangen, dass anderweitige relative Kostenverschiebungen, die neben den Zinssteigerungen im Jahr 2022 stattgefunden haben, überwiegend temporär sind. Zwar sind auch die Investitions- und Betriebskosten in 2022 stärker gestiegen als das gesamtwirtschaftliche Preisniveau, aber es gibt Anzeichen, dass dies vorübergehende Entwicklungen sind, resultierend aus einem Zusammenspiel von angebots- und nachfrageseitigen Faktoren.

Für die mittel- und langfristige Projektion wird außerdem das Konzept der Lernkurven analog zu Fraunhofer ISE (2021) benutzt. Das Lernkurvenkonzept stellt dabei eine Beziehung zwischen der kumulierten installierten Kapazität einer Technologie und den sinkenden Gestehungskosten der Technologie (z.B. in Euro/MWh) dar. In dieser Arbeit wird davon abstrahiert, durch welche Komponente das Absinken verursacht wird, allerdings nach Technologien differenziert. Dabei wird von Lernraten von 15% für Photovoltaik, 7% für Offshore- und 5% für Onshore-Windenergie ausgegangen (siehe Fraunhofer ISE 2021).⁵

Wie oben erwähnt werden neben Deutschland und den USA auch ideale europäische Standorte untersucht. Als ideale europäische Standorte für Onshore-Windenergie wurden in diesem Beitrag Dänemark und Schweden, für Offshore-Windenergie Dänemark und Niederlande und für Photovoltaik Spanien und Südfrankreich ausgewählt. Damit soll analysiert werden, ob Europa auch über ideale Gestehungsbedingungen verfügt, die vergleichbar sind mit denen in den USA und ähnliche LCOE ermöglichen. Die Parameter für die Stromgestehungskosten wurden so gewählt, dass sie typische Gestehungsbedingungen und Kosten widerspiegeln (siehe Anhang). Es wird ein konstanter Wechselkurs von 0,89 USD zu 1 Euro angenommen.

⁵ Die Lernraten beschreiben grob, um wie viel Prozent sich die Kosten einer Technologie verringert, wenn die global installierte Kapazität sich verdoppelt. Details zu dem Lernkurvenmodell finden sich im Anhang.

Vergleich der Stromgestehungskosten und Einfluss der Parameter

Einfluss der Komponenten auf die Stromgestehungskosten

Wie in der Formel im Anhang dargestellt, werden die Stromgestehungskosten durch drei Komponenten beeinflusst. Zum einen beeinflussen Investitions- und Betriebskosten die Gestehungskosten. Zum zweiten bestimmt die jährliche Stromproduktion die Gestehungskosten. Zum dritten haben auch die Finanzierungsbedingungen bzw. -kosten einen Einfluss. Bei Letzteren hat Europa, insbesondere Westeuropa, in der letzten Dekade gewisse Vorteile gehabt.

In puncto Kosten bestimmen unter anderem Preise für die Anlagen und ihre Installation die Investitionsausgaben sowie (ortstypische) Ausgaben für Betrieb und die Wartung von Anlagen die Betriebskosten. Hier zeigt sich, dass die USA vor allem niedrige Investitionskosten für Onshore-Windkraftanlagen aufzuwenden haben im Vergleich zu Deutschland (IRENA 2022; Fraunhofer ISE 2021; Lazard 2022). Aber die Kostenvorteile sind nicht überall gleichermaßen gegeben. So bestehen keine ersichtlichen Investitions- oder Betriebskostenvorteile im Bereich der Freiflächen-Photovoltaik, sondern teils eher Nachteile für die USA (IRENA 2022).⁶ Beim Vergleich der Investitions- und Betriebskosten zeigt sich zudem, dass andere europäische Länder, wie z.B. Dänemark, teils ähnlich niedrige oder sogar niedrigere Kosten haben als die USA. So weist vor allem Dänemark niedrige investive Kosten für Offshore-Windkraftanlagen auf (IRENA 2022). Über die genannten Länder hinweg sanken Investitions- und Betriebsausgaben in den letzten Jahrzehnten deutlich, u.a. wegen technologischer Fortschritte oder auch der Erfahrung von Unternehmen bei Betrieb und Wartung (IRENA 2022).

Eine weitere Komponente, die die Gestehungskosten beeinflusst, ist die jährlich produzierte Strommenge. Diese wird unter anderem von den Gestehungsbedingungen bestimmt, wie der Windstärke oder der Sonneneinstrahlung. Die USA haben gegenüber Deutschland und Teilen Europas vorteilhafte Gestehungsbedingungen in puncto Windstärke (Onshore), vor allem im Mittleren Westen (Global Wind Atlas 2023). Zudem weisen große Teile der Südstaaten der USA eine deutlich höhere Sonneneinstrahlung auf als Europa (Global Solar Atlas 2023). Vorteile bei den Gestehungskosten hat dagegen Deutschland und (West- und Nord-)Europa bei den Offshore-Windkraftanlagen, wo Nord- und Ostsee sehr gute Bedingungen bieten (Global Wind Atlas 2023; IEA 2019). Andere europäische Gebiete haben aber nicht unbedingt (viel) schlechtere Gestehungsbedingungen als die USA. Z.B. sind die Bedingungen für Windenergie in Dänemark sehr gut. Das bedeutet, dass Anlagen an Standorten mit besseren Gestehungsbedingungen in Europa auch in der Lage sind, hohe Strommengen pro Jahr und pro Anlage zu produzieren. Für Photovoltaik herrschen in Spanien gute Gestehungsbedingungen, auch wenn die USA hier immer noch einen Vorteil hat. Über nahezu alle Länder hinweg sind die Volllaststunden in den letzten Jahren tendenziell gestiegen, unter anderem wegen fortschrittlicherer und effizienterer Turbinentechnologien mit größeren Rotordurchmessern und Nabenhöhen (IRENA 2022).

Eine dritte Komponente, die die Stromgestehungskosten beeinflusst, sind die Finanzierungsbedingungen bzw. -kosten. Diese bestimmen in der Berechnung der Gestehungskosten den Diskontierungsfaktor. Sie setzen sich aus den Kosten für die Aufnahme von Fremdkapital, zumeist den angesetzten Zinssätzen von Banken, und den Kosten für die Aufnahme von Eigenkapital,

⁶ Gemäß IRENA (2022) haben West-, Nord- und Südeuropa günstigere Installationskosten als die USA.

zumeist die Eigenkapitalrendite, zusammen. Aus den anteilig gewichteten Fremdkapitalzinsen und den Eigenkapitalrenditen leiten sich die „Weighted Average Cost of Capital“ (kurz: WACC) ab, die den Diskontierungsfaktor bestimmen. Diese Finanzierungskosten werden häufig durch Befragungen von Expert:innen, wie Investor:innen und Betreiber:innen, erhoben. Die WACC unterscheiden sich häufig zwischen Technologien, Ländern und Regionen.

Beim Vergleich verschiedener Quellen in der Literatur, die die Finanzierungskosten von Strom aus Erneuerbaren Energien fokussieren, fällt auf, dass sich die Finanzierungskosten innerhalb Europas und zwischen Europa und den USA unterscheiden (u.a. Schwabe, Lensink und Hand 2011; NREL 2016; Fraunhofer ISI 2016; AURES 2021; NREL 2021; NREL 2022; Duffy et al. 2020; IRENA 2022; IRENA 2023). Es zeigt sich, dass in der Literatur von niedrigeren Finanzierungskosten in Deutschland, Frankreich, Dänemark, Niederlande aber (seit Kurzem) auch in Spanien (IRENA 2022) ausgegangen wird als in den USA. Vor allem in Deutschland sind die Finanzierungskosten für Erneuerbare Energien niedrig (AURES 2021). Dieser Eindruck wurde noch einmal durch die sehr detaillierten Befragungen von IRENA (2022) und IRENA (2023) bestätigt.

Dafür scheinen vier mögliche Erklärungen denkbar, die zusammenwirkend die WACC für Europa reduzieren. Zum einen spielt das staatliche Engagement eine Rolle, das in Westeuropa zumeist das gesamte nationalstaatliche Territorium erfasst. In Europa haben unter anderem direkte staatliche Investitionen (Mazzucato und Semieniuk 2020), Risikoabschirmung von Investitionen in Erneuerbare Energien mithilfe von Vergütungssystemen wie den Einspeisevergütungen oder Differenzverträgen (AURES 2021) und die Unterstützung des Ausbaus der Stromversorgung aus Erneuerbaren Energien mithilfe öffentlicher Investitionsbanken (IRENA 2022; Angelopoulos et al. 2023; Geddes et al. 2018) einen dämpfenden Einfluss auf die WACC.

Zum zweiten spielt die Zusammensetzung des Kapitals zur Finanzierung eine Rolle. Während in Europa die meisten Projekte zum Großteil über Fremdkapital finanziert werden, werden sie in den USA mit höheren Eigenkapitalanteilen finanziert, da Steuervergünstigungen (Tax Credits) zur stärkeren Nutzung von Eigenkapital anregen (IRENA 2023). Da Eigenkapitalrenditen allerdings zumeist höher sind als Fremdkapitalzinsen führt das wiederum zu höheren WACC. Die Umfrageergebnisse von IRENA (2023) weisen wiederum darauf hin, dass höhere Eigenkapitalrenditen teilweise auch mit höheren Transaktionskosten im Zusammenhang mit intermediären Prozessen zur Verteilung der Steuervergünstigungen (Tax Credits) an Unternehmen zusammenhängen.

Zum dritten wird angeführt, dass die jahrelange Erfahrung von Investoren bei der Finanzierung der Projekte in Europa zur Reduzierung der WACC beigetragen hat. So haben Egli et al. (2018) in Deutschland festgestellt, dass die zunehmend positive Erfahrung von Banken mit der Förderung Erneuerbarer Energien die Zinsaufschläge für die Projekte reduziert hat, da sich Risikobewertungen verbessert haben, Verträge und Geschäftsstrukturen standardisiert wurden und ein Netz vertrauenswürdiger Projektpartner aufgebaut wurde. Geholfen habe auch die Förderung öffentlicher Banken, feste Einkünfte für die Erneuerbaren durch Einspeisevergütung und Erfahrung mit geringen Ausfallraten bei PV- und Windanlagen (Egli et al. 2018).

Zum Vierten haben wahrscheinlich auch die generell niedrigen Zinsen in Europa zu niedrigeren WACC beigetragen. Infolge des Ausbruchs der Finanzkrise sank das Zinsniveau unter anderem in Westeuropa und den USA. Das Niedrigzinsumfeld führte zu kostengünstigerer Liquidität und niedrigeren Zinsen für Projekte mit Erneuerbaren Energien, die Anfang der 2010er Jahre noch mit deutlich höherer Unsicherheit und damit mit höheren Zinsen zu kämpfen hatten. Niedrige

Zinsen waren allerdings kein rein europäisches Phänomen. Auch für die USA waren sie in den Jahren nach dem Ausbruch der Finanzkrise zu sehen. Zudem zeigen Studien, dass zumindest die westeuropäischen Staaten schon vor 2009 niedrigere WACC als die USA aufwiesen (Schwabe, Lensink und Hand 2011). Auch aktuelle Vergleiche zwischen den Ländern zeigen, dass europäische Länder und insbesondere Deutschland auch aktuell noch Finanzierungsvorteile haben, wenn die 10-jährigen Staatsanleihen als Benchmark genutzt werden.

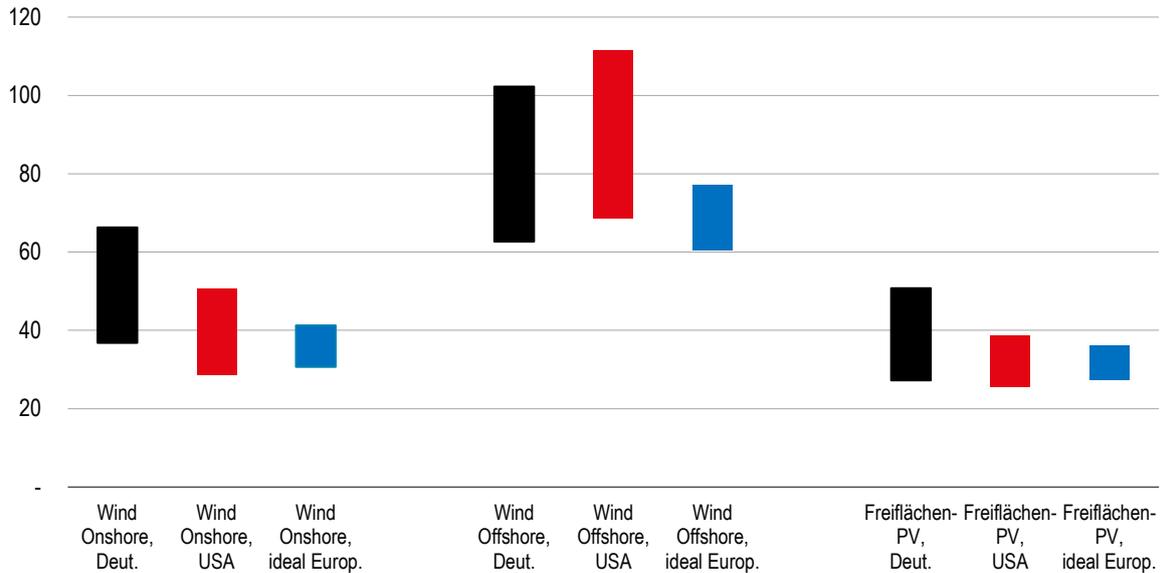
Berechnung der Stromgestehungskosten für 2021

Basierend auf der beschriebenen Methode der Stromgestehungskosten (LCOE) wurden zunächst für das Jahr 2021 die Stromgestehungskosten berechnet. Die Gestehungskosten in diesem und im folgenden Kapitel werden als reale Gestehungskosten im Preisniveau 2021 berechnet und ausgegeben. Die Balken in Abbildung 1 geben wiederum eine Kostenspanne für die jeweilige Technologie an. Diese Werte wurden nicht gewichtet, sondern es sollen typische Kosten und Bedingungen für die Standorte abgebildet werden. Für die europäischen Standorte bilden die Balken wiederum eine Spanne für durchschnittliche Bedingungen zwischen zwei Standorten (z.B. Dänemark und Schweden für Onshore-Windkraftanlagen sowie Spanien und Südfrankreich für PV) ab. Wie in Abbildung 1 ersichtlich wird, bewegen sich die Gestehungskosten für die Onshore-Windkraftanlagen in Deutschland zwischen 37 und 66 Euro/MWh und in den USA zwischen 29 und 51 Euro/MWh. Europäische Standorte mit idealen Windbedingungen können Werte zwischen 31 bis 41 Euro/MWh realisieren. Die Gestehungskosten für Strom aus Offshore-Anlagen liegen zwischen 63 und 102 Euro/MWh, bei den USA zwischen 69 und 112 Euro/MWh. Ideale europäische Standorte können zwischen 60 und 77 Euro/MWh erreichen. Deutlich niedrigere Gestehungskosten sind mithilfe von PV-Freiflächenanlagen erreichbar (Deutschland: 27 bis 50 Euro/MWh; USA: 26 bis 39 Euro/MWh; ideale europäische Standorte: 27 und 36 Euro/MWh). Unter Beachtung abgeänderter Methodik sind die Werte vergleichbar mit den Werten aus anderen Studien (z.B. Fraunhofer ISE 2021; NREL 2023; Lazard 2022).⁷

Weiterhin zeigt sich, dass die USA im Falle von Onshore-Windkraftanlagen und Freiflächen-Photovoltaik niedrigere Gestehungskosten als Deutschland und teils auch ideale europäische Standorte erreichen können - nicht aber bei Offshore-Windkraftanlagen (siehe auch IEA 2022a). Die Vorteile der USA liegen vor allem in den idealen Gestehungsbedingungen für Onshore-Windanlagen und Photovoltaikanlagen. Die Vorteile der USA materialisieren sich aber nicht vollständig, wenn beachtet wird, dass die europäischen Staaten niedrigere Finanzierungskosten haben, insbesondere Deutschland. Dies hat wiederum eine dämpfende Wirkung auf die Stromgestehungskosten.

⁷ Die Ergebnisse für Deutschland sind nahezu identisch mit den Ergebnissen von Fraunhofer ISE (2021), wenn die unterschiedlichen Inflationsraten und WACC-Konzepte beachtet werden (Fraunhofer ISE 2021: 1,2%, hier: 2%; Fraunhofer ISE 2021: reale WACC, hier: reale WACC nach Steuern). Wenn die Ergebnisse von NREL (2023) ohne Tax Credits und bei einer durchschnittlichen Inflationsrate von 2% betrachtet werden, sind auch diese Ergebnisse ähnlich denen in dieser Arbeit. Lediglich die LCOE für Freiflächenphotovoltaik für die USA sind hier niedriger als in NREL (2023).

Abbildung 1: Berechnung der Stromgestehungskosten in 2021
in Euro₂₀₂₁/MWh



Quelle: Berechnungen des IMK.



Vorübergehende Stromgestehungskostensteigerungen in 2022

Einzelne Studien haben jüngst erste Schätzungen für die Gestehungskosten mit Daten aus den Jahren 2022 und 2023 versucht (u.a. Lazard 2023, Windguard 2022, ZSW 2022). Abgesehen von höheren Zinsen im Jahr 2022 wird von deutlichen Investitions- und Betriebskostensteigerungen (~ca. 20-30% Erhöhungen) ausgegangen. Die Arbeiten finden somit deutliche Gestehungskostensteigerungen seit 2021, sowohl in den USA als auch in Deutschland. Zum Teil werden dann die erhöhten Kosten implizit oder explizit zur Projektion der Entwicklung in der Zukunft benutzt.

Die hier vorliegende Arbeit nutzt einen anderen Ansatz. Zum einen schätzt diese Arbeit die Kosten real und nicht nominal. Zum zweiten deutet vieles darauf hin, dass die Entwicklung der Gestehungskosten 2022 und 2023 eher eine Anomalie als einen Teil eines Trendes darstellen, ähnlich wie in der Phase zwischen Ende der 2000er und Anfang der 2010er Jahre. Bei den 2022 plötzlich deutlich stärker als das allgemeine Preisniveau gestiegenen Investitions- und Betriebskosten stellt sich die Frage, warum sich mittel- und langfristig die relativen Preise von PV-/Windanlagen in Relation zum BIP verschoben haben sollten, was ein dauerhaftes Berücksichtigen der Preisveränderungen seit 2021 implizieren würde. Es hat sich wenig an den fundamentalen Gestehungsbedingungen verändert und zumindest langfristig sollte das Angebot für die Inputfaktoren in den Bau von PV-/Windanlagen elastisch sein. Auch zeigt sich bereits an verschiedenen Stellen, dass sich die massiven Preissteigerungen aus 2022 wieder zurückbilden. So sinken bereits seit einiger Zeit die Input- bzw. Ressourcenpreise, z.B. von Silizium und Stahl (u.a. IEA 2023; SPGlobal 2023). Dies macht sich auch deutlich bemerkbar bei den Preisen von Komponenten für Photovoltaik-Anlagen. So sind die Spotpreise für PV-Module (in €/Wp) in Europa im Vergleich zum Vorjahr um knapp 30% gefallen (PVXchange 2023). Von daher geht diese Arbeit davon aus,

dass die enormen realen Steigerungen bei Investitions- und Betriebskosten vorübergehend sind, ausgelöst von einem kostentreibenden Zusammenspiel von Angebots- (z.B. Lieferengpässe) und Nachfragefaktoren (schneller, gleichgerichteter Anstieg der Investitionsausgaben in verschiedenen Volkswirtschaften) und dass sich langfristig die relativen Preise von PV-/Windanlagen-Komponenten und den Wartungskosten wieder korrigieren.⁸

Anders sieht es mit den Zinsen aus: Diese Arbeit geht – wie andere aktuelle Studien - ebenfalls von dauerhaft gestiegenen Zinsen aus, die absehbar nicht wieder auf das Niveau von 2021 fallen werden. Allerdings ist auch hier künftig von einem Zinsniveau unterhalb des aktuellen zu rechnen. So zeigen die Futures für den Euribor bereits bis 2026 einen Rückgang der Refinanzierungskosten um etwa einen Prozentpunkt an.

Daher wird als Basisjahr, von dem aus bis 2040 projiziert wird, das Jahr 2021 genutzt, die Zinsen nach oben korrigiert, reale Steigerungen der Betriebs- und Investitionskosten aber vernachlässigt.

Projektion der Stromgestehungskosten

Mithilfe von Lernkurvenmodellen werden im Folgenden die Stromgestehungskosten bis 2040 projiziert. Ausgangspunkt sind die Neuberechneten Stromgestehungskosten für 2021, die mithilfe verschiedener Parameter (siehe Anhang) geschätzt wurden. Im Vergleich zum Kapitel zuvor wurden die Zinsen nach oben korrigiert, da die effektiven Zinsen gestiegen sind und sich auch keine vollständige Rückbildung in den Future-Preisen abzeichnet (siehe Anhang). Zusätzlich werden die Effekte des IRA auf die Stromgestehungskosten abgebildet.

Zusammen mit dem Infrastructure Investment and Jobs Act (IIJA), dem Creating Helpful Incentives to Produce Semiconductors Act (CHIPS Act) bildet der IRA ein breitgefächertes und finanzstarkes Unterstützungspaket für die amerikanische Industrie und Schlüsselbranchen. Der IRA fokussiert sich dabei unter anderem auf die Bereiche Energie und Klimaschutz und stellt eines der größten Investitionspakete in beiden Bereichen in der amerikanischen Geschichte dar. Durch den IRA, in Kombination mit den anderen oben erwähnten Investitionspaketen, soll Amerikas Position als Marktführer in der heimischen Produktion sauberen Stroms gesichert werden. Im Bereich der Stromproduktion fokussiert sich der IRA auf Steuervergünstigungen, genauer Tax Credits. Mit den speziellen Investment Tax Credits (ITC)⁹ und den Production Tax Credits (PTC)¹⁰ für die Stromproduktion können steuerpflichtige Anlagenbetreiber (Anlagen > 1 MW) einen Prozentsatz der Kosten für erneuerbare Energiesysteme von ihren Bundessteuern abziehen. Diese Gutschriften stehen steuerpflichtigen Unternehmen und bestimmten steuerbefreiten Unternehmen zur direkten Zahlung zur Verfügung und können sogar übertragen werden, z.B. auf Investoren (EPA 2023).

Der Investment Tax Credit (ITC) bietet eine Steuergutschrift für Investitionen in Projekte im Bereich der Erneuerbaren Energien. Die Basisrate (grundständige Vergünstigung) liegt für den

⁸ In den jüngsten Ausschreibungen zu Freiflächen-PV lagen die zum Zuge gekommenen Gebotspreise im gewichteten Schnitt bereits wieder 0,6 Cent unter jenem aus dem 1. Quartal. Dies dürfte ein erstes Indiz für wieder fallende Gestehungskosten sein.

⁹ Genauer gesagt der „Clean Electricity Investment Tax Credit“ (Weißes Haus 2023).

¹⁰ Genauer gesagt der „Clean Electricity Production Tax Credit“, der ab 2025 vom „Production Tax Credit for Electricity from Renewables“ abgelöst werden (Weißes Haus 2023).

ITC bei 6% der anrechenbaren Investitionen. Für Projekte, die den geltenden sogenannten „Prevailing Wage and Apprenticeship Requirements“ entsprechen, wird der Basisbetrag der Gutschrift verfünffacht. Für Projekte, die die „Local Content“ Bestimmungen erfüllen und/oder Investitionen in sogenannten „Energy Communities“ vornehmen, wie Kohleregionen, wird die Gutschrift um je bis zu 10 Prozentpunkte erhöht (Weißes Haus 2023). In diesem Policy Brief wird der letztere Aspekt vernachlässigt, um sich auf die allgemein gültigen Effekte der Steuervergünstigungen zu fokussieren, ähnlich wie bei Bistline et al. (2023).¹¹

Der PTC bietet ebenfalls eine Steuergutschrift, diesmal für die Stromerzeugung aus erneuerbaren Quellen. Hierbei kann ein fester Betrag pro produzierter Kilowattstunde von den Unternehmenssteuern abgezogen werden. Hier liegt der Basisbetrag in 2023 bei 0,55 ct/kWh für Projekte die ab 2022 mit der Stromproduktion begonnen haben (Holland und Knight 2023). Dieser Basisbetrag wird an die Inflation angepasst. Für Projekte, die den Lohn- und Ausbildungsanforderungen (Prevailing Wage and Apprenticeship Requirements) entsprechen, wird der Basisbetrag der Gutschrift verfünffacht. Zusätzliche Steigerungen des Betrags sind möglich, wenn „Local Content“-Quoten eingehalten und/oder Energie in „Energy Communities“ produziert wird.¹² Auch beim PTC wird der letzte Aspekt in der nachfolgenden Untersuchung vernachlässigt. Im Folgenden werden der ITC an die Gestehungskosten für Offshore-Windenergieprojekte und der PTC an die Onshore-Windenergieprojekte und Freiflächen-Photovoltaik angerechnet. Hierbei wird sich orientiert an BCG (2022), Credit Suisse (2022) sowie Bistline et al. (2023). Andere vorgelagerte Steuervergünstigungen, z.B. beim Bau der industriellen Fertigung von Solarpanelen (wie der „Advanced Production Tax Credit“, siehe Weißes Haus 2023), werden vernachlässigt. In dieser Arbeit wird wie auch in anderen Arbeiten unterstellt, dass die Vergünstigungen kostensenkend wirken und an die Nachfrager weitergegeben werden. Auf einem Strommarkt mit wenigen großen Anbietern und Investoren ist allerdings denkbar, dass Teile der Steuervergünstigungen von Produzenten einbehalten werden (Bistline et al. 2023).¹³

Wie oben ausgeführt, werden mithilfe von Lernkurvenmodellen die Projektionen der Gestehungskosten bis 2040 vorgenommen. Die Lernraten (Photovoltaik: 15%; Offshore: 7%; Onshore: 5%) und die jährliche Entwicklung der installierten Kapazität dienen dabei als Grundlage für die Berechnung bzw. Projektion der LCOE bis 2040. Es werden die realen LCOE in Preisen von 2021 berechnet. Zur Übersichtlichkeit werden im Folgenden nicht alle Werte dargestellt, sondern nur die Werte für 2021, 2030 und 2040. Die Tax Credits werden wiederum für 2030 angerechnet, um den Effekt des IRA zu veranschaulichen. Da diese Steuervergünstigungen allerdings nach und nach in den 2030er Jahren auslaufen und nur über einen begrenzten Zeitraum von den Stromproduzenten wahrgenommen werden können, werden die Steuervergünstigungen nicht im Jahre 2040 in Abbildung 2 bis Abbildung 4 abgebildet.

Abbildung 2 zeigt die Projektion der Gestehungskostenentwicklung für Onshore-Windenergie. Ausgehend von den Projektionen sollten die Gestehungskosten für Deutschland in 2040 36 bis 65 Euro/MWh, für die USA 28 bis 50 Euro/MWh und für europäische Standorte mit idealeren

¹¹ Zur Berechnung der Effekte von ITC und PTC, siehe Bolinger, Wisser und O’Shaughnessy (2022) und Min et al. (2023). Die Tax Credits werden gemäß Preisangaben dieser Arbeit in Preisen von 2021 berechnet.

¹² Für eine Übersicht über die Steuervergünstigungen, siehe EPA (2023).

¹³ Zur Berechnung der Effekte von ITC und PTC, siehe Bolinger, Wisser und O’Shaughnessy (2022) und Min et al. (2023). Die Tax Credits werden gemäß Preisangaben dieser Arbeit in Preisen von 2021 berechnet.

Windbedingungen 30 bis 41 Euro/MWh annehmen. Ausgehend von den Projektionen für Offshore-Windenergie würden die Gestehungskosten für Deutschland auf 54 bis 89 Euro/MWh bis 2040 sinken, für die USA auf 60 bis 98 Euro/MWh und für europäische Standorte mit idealeren Windbedingungen 53 bis 67 Euro/MWh (siehe Abbildung 3).

Abbildung 4 zeigt die Projektionen für die Gestehungskostenentwicklung für Freiflächen-Photovoltaik. Ausgehend von den Projektionen würden die Gestehungskosten für Deutschland in 2040 19 bis 35 Euro/MWh, für die USA 18 bis 28 Euro/MWh und für europäische Standorte mit idealeren Windbedingungen 19 bis 25 Euro/MWh annehmen.

Weiterhin zeigen die Abbildungen, dass die Stromgestehungskosten in den USA in den 2020er und frühen 2030er Jahren enorm gedrückt werden können durch die beschriebenen Tax Credits. Werden diese auf Kosten und Preise übertragen, kann dadurch ein Wettbewerbsvorteil entstehen. Ähnlich wie bei Bistline et al. (2023), BCG (2022), Credit Suisse (2022) und RFF (2022), wird davon ausgegangen, dass die Tax Credits ab den frühen 2030 Jahren langsam auslaufen, was aber nicht fest vorgeschrieben ist.¹⁴ Aber auch gemäß Steinberg et al. (2023) kann der IRA vor allem in Kombination mit dem IJA¹⁵ dazu führen, dass die Ziele im Stromsektor (-75% Treibhausgasemissionen gegenüber 2022) in den frühen 2030 erreicht werden. Wenn ab den frühen 2030er Jahre bzw. ab 2032 diese Tax Credits auslaufen, werden die Stromgestehungskosten wieder ansteigen und auf den langfristigen Entwicklungspfad zurückkehren, sodass die Effekte des IRA auf die Gestehungskosten in den späten 2030er und ab den 2040er Jahren eine untergeordnete Rolle spielen. Damit würden sich langfristig die Kosten wieder annähern und die Energiepreisvorteile für die USA gegenüber Europa wieder sinken. Demnach wären die temporären Standortnachteile infolge der Steuergutschriften für Stromproduzenten zeitlich begrenzt. Kurzfristige Maßnahmen, insbesondere bei energieintensiven Unternehmen im internationalen Wettbewerb, können dabei helfen diese Phase zu überbrücken und temporäre Wettbewerbsnachteile zu überbrücken. Diese müssen allerdings mit langfristigen Maßnahmen zur Transformation verbunden sein, wie der Elektrifizierung. Hier bietet der IRA eine Art Anlass zur Beschleunigung der Transformation der Industrie.

Die weitergehende Frage ist aber, ob sich infolge des IRA grundlegende strukturelle Veränderungen ergeben, beispielsweise durch die Förderung der industriellen Produktion von Anlagen mithilfe von Tax Credits (z.B. die Steuervergünstigungen auf die Produktion von Solarpanelen im Rahmen des Advanced Manufacturing Production Credit, siehe Weißes Haus 2023). Denkbar wären auch strukturelle Veränderungen infolge des Sinkens der Strompreise durch schnelleren Ausbau von Erneuerbaren Energien.

Um negative Auswirkungen für Europa zu verhindern, sollten deshalb die angesprochenen kurzfristigen Maßnahmen mit langfristigen Maßnahmen verbunden werden. Um das Ziel zu realisieren, den Ausbau der Erneuerbaren Energien in den kommenden Dekaden deutlich zu steigern, können direkte öffentliche Investitionen in die Erneuerbaren Energien (Thie et al. 2023) ein zielführendes Instrument sein. Zudem spielen die Finanzierungsbedingungen für Stromproduzenten eine wichtige Rolle. Wie oben ausgeführt wurde, sind niedrige Zinsen für Stromproduzenten

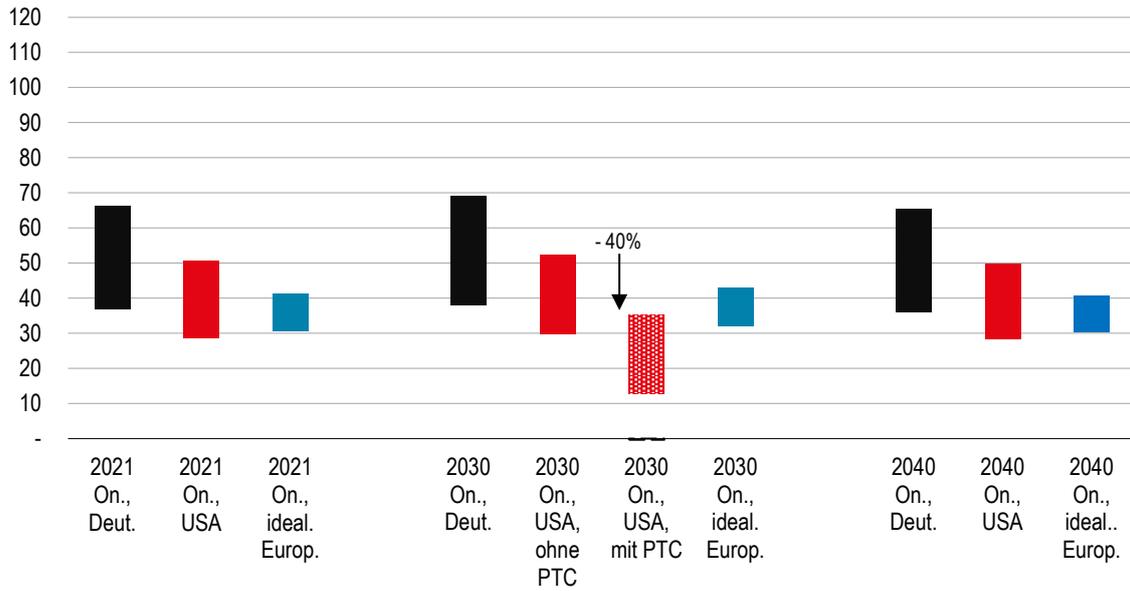
¹⁴ Der „Clean Electricity Production Tax Credit“ soll ab 2025 den „Production Tax Credit for Electricity from Renewables“ ablösen. Ab 2032 soll dieser wiederum auslaufen. Der Beginn des „Phase-Outs“ der Förderung kann aber auch später stattfinden, wenn die US-Treibhausgasemissionen aus Elektrizität erst nach 2032 auf 25 % der Emissionen von 2022 gesunken sind.

¹⁵ Der Infrastructure Investment and Jobs Act beziehungsweise IJA wird u.a. Mittel für die Energieinfrastruktur bereitstellen (DOE 2021).

wichtig, um die Stromgestehungskosten niedrig zu halten. Langfristig angelegte direkte öffentliche Investitionen in die ökologisch nachhaltige Stromerzeugung hätten neben der Absicherung und Umsetzung von Projekten Crowding-In-Effekte, indem private Unternehmen in Erwartung der zukünftigen staatlichen Investitionen und Aufträge selbst in ihre eigenen Kapazitäten investieren (Thie et al. 2023). Die gesteigerten langfristigen allgemeinen Investitionen lassen wiederum positive Effekte auf die Kosten zur Produktion der entsprechenden Anlagen erwarten, z.B. durch Investitionen in den technologischen Fortschritt. Auch können die Finanzierungsbedingungen für Betreiber Erneuerbarer Energieproduktionen beeinflusst werden, z.B. über Contracts for Differences (Kröger et al. 2022) und/oder die Förderung mithilfe zinsgünstiger Kredite öffentlicher Investitionsbanken (Geddes et al. 2018). Dies würde wiederum dämpfende Wirkung auf die Stromgestehungskosten haben. Im Gegensatz dazu hatten die allgemeinen Zinssteigerungen im letzten Jahr einen Anteil an den allgemeinen Kostensteigerungen bei den Stromproduzenten und damit den kalkulierten Stromgestehungskosten (ZSW 2022; Windguard 2022), was wiederum negative Effekte auf die investitionsintensiven Erneuerbaren hat. Maßnahmen zur Abschwächung der Belastung durch schlechte Finanzierungsbedingungen, empfehlen sich daher ebenfalls. Infolge der zunehmenden Elektrifizierung wird es zudem notwendig sein, hohe Investitionen in die einzelstaatlichen Stromnetze vorzunehmen als auch in die grenzüberschreitenden Netze. Durch letzteres können Vorteile eines europäischen Stromnetzes genutzt werden, beispielsweise günstigen Stroms.

Abgesehen von der Beschleunigung der Ausbau der Erneuerbaren Energien sollte Europa auch in die industriellen Kapazitäten zur Fertigung investieren bzw. Anreize oder Förderung bieten, vor allem, wenn die betroffene Branche eine strategische, wettbewerbsfähige Position innehat wie im Bereich Windkraftanlagen (Redeker et al. 2023). Investitionen in die Produktion und Entwicklung würden sich kostensenkend im Hinblick auf die Stromgestehungskosten auswirken. Vor allem die Offshore-Windenergie besitzt noch hohe Potentiale (AEGIR 2022).

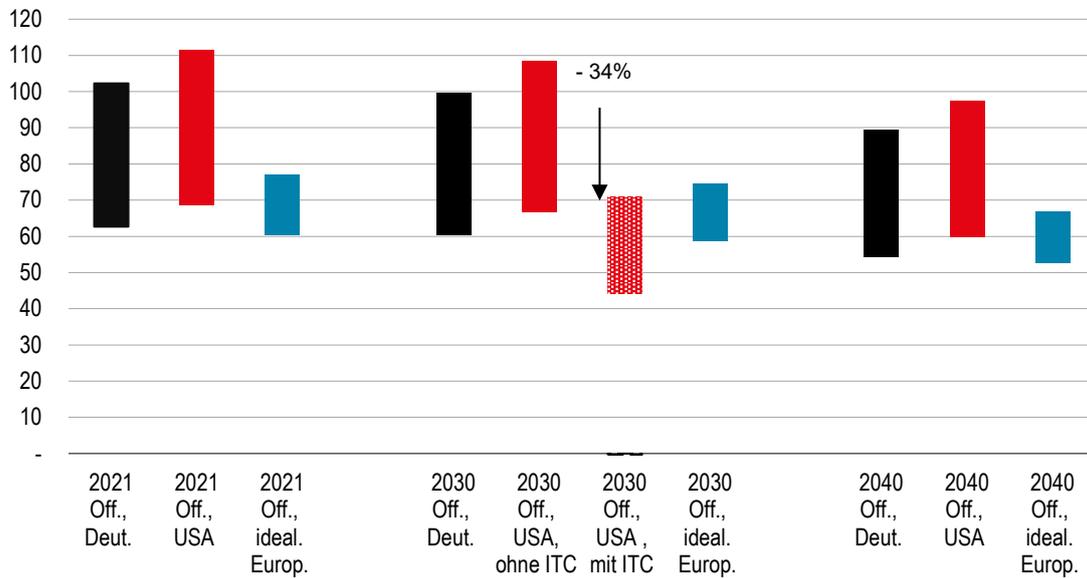
Abbildung 2: Projektion der Stromgestehungskosten für Windkraftanlagen Onshore
in Euro₂₀₂₁/MWh



Quelle: Berechnungen des IMK.



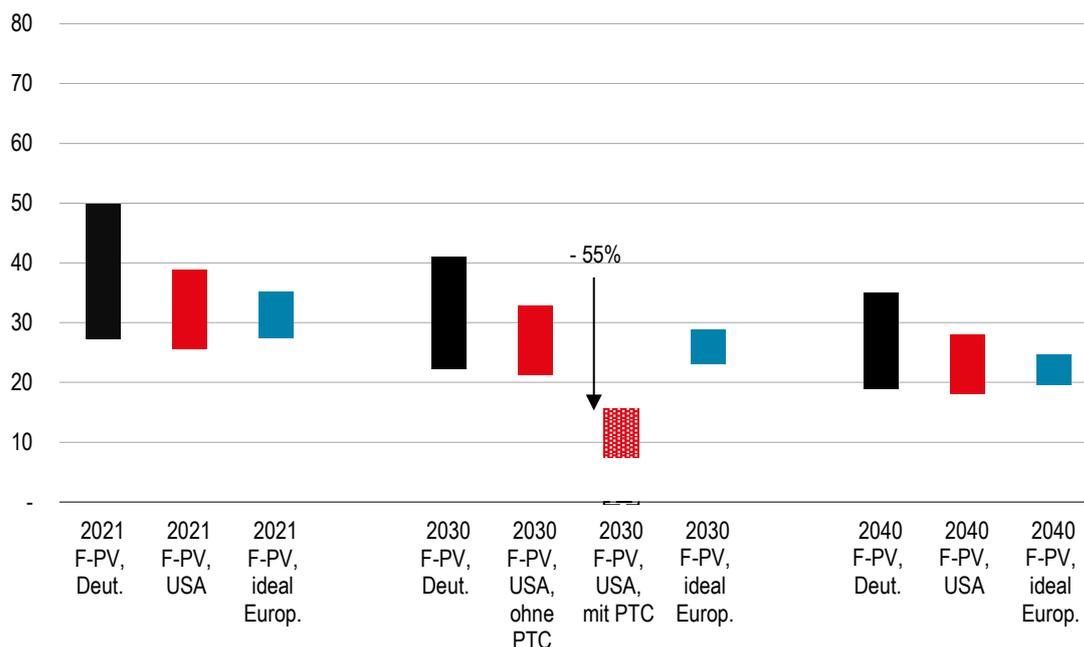
Abbildung 3: Projektion der Stromgestehungskosten für Windkraftanlagen Offshore
in Euro₂₀₂₁/MWh



Quelle: Berechnungen des IMK.



Abbildung 4: Projektion der Stromgestehungskosten für Freiflächen-Photovoltaik
in Euro₂₀₂₁/MWh



Quelle: Berechnungen des IMK.



Fazit

Nach der Verkündung des Inflation Reduction Acts (IRA) mehrten sich die Sorgen in Europa, im globalen Wettlauf um grüne Technologien den Anschluss zu verlieren und den Verlust wichtiger Industrie zu riskieren. Besonders die Subventionierung von Energie bereitet Europa Kopfschmerzen, da mithilfe des IRA die Kosten für die Stromproduktion in den USA deutlich gesenkt werden können und damit die Preise für Strom selbst fallen. Das würde wiederum die energieintensive Industrie in Europa in deutliche Probleme hinsichtlich der Wettbewerbsfähigkeit bringen.

Ziel des vorliegenden Policy Briefs war es, mithilfe des Konzepts der Stromgestehungskosten eine Basis zu schaffen, um die Stromproduktionskosten für Deutschland, die USA und europäische Standorte mit idealen Gestehungsbedingungen zu vergleichen und die Einflussparameter auf die Gestehungskosten zu identifizieren. Darauf aufbauend wurden Projektionen erstellt, um zum einen den Einfluss der IRA auf die Stromgestehungskosten abzubilden und grobe Werte für die Entwicklung der Stromgestehungskosten der Technologien zu entwickeln.

Es konnten fünf Punkte an dieser Stelle herausgearbeitet werden. Erstens sind neben den Gestehungsbedingungen auch die Finanzierungsbedingungen für die Stromgestehungskosten entscheidend. West- und Nordeuropa, und insbesondere Deutschland, hatten in den letzten Jahren sehr günstige Finanzierungsbedingungen, was wiederum die Stromgestehungskosten gedrückt hat und bessere Gestehungsbedingungen teils kompensiert. Es ist nach aktuellem Stand nicht ersichtlich, dass der IRA dauerhaft zu einer Angleichung der Finanzierungsbedingungen führen wird. Wiederum ist hier ein wichtiger Hebel für Europa, um die Stromgestehungskosten zu dämpfen. Nachdem die gestiegenen Zinsen eine Belastung für die Erneuerbaren Energieprojekte im letzten Jahr dargestellt haben (Windguard 2022; ZSW 2022), können Maßnahmen zur Senkung der Zinsen die Zinsbelastung reduzieren.

Hinzukommt, zweitens, dass europäische Standorte mit besseren Gestehungsbedingungen auch näher an die US-amerikanischen Gestehungskosten herankommen. Drittens sollte basierend auf den Projektionen der Einfluss des IRA kenntlich gemacht werden. Nach aktuellem Stand kann der IRA die Stromgestehungskosten für Onshore-Windenergie, Offshore-Windenergie und Freiflächen-Photovoltaik in den 2020er und frühen 2030er Jahren in den USA stark drücken und damit einen Wettbewerbsvorteil schaffen, zumindest, solange die Steuervorteile kosten- und preisdämpfend genutzt werden. Voraussichtlich ab den frühen 2030er Jahren werden die Stromgestehungskosten wieder steigen, wodurch die Differenzen in den Gestehungskosten im Vergleich zu Europa wieder sinken sollten und die Wettbewerbsvorteile (teilweise) wieder revidiert werden.

Viertens kann der IRA europäische energieintensive Firmen sehr unter Druck setzen im Vergleich zu subventionierten Firmen auf der anderen Seite des Atlantiks. Das kann auch die Transformation in Europa gefährden. Eine Möglichkeit, die Transformation und insbesondere die Elektrifizierung zu beschleunigen bietet ein Transformationsstrompreis. Nach Abschätzungen werden die Effekte der IRA ab den frühen 2030er langsam auslaufen, weswegen auch der Zeitraum für einen Strompreis zur Unterstützung der Transformation zeitlich begrenzt wäre.

Fünftens, wird der IRA durch seine Förderung allerdings auch strukturelle Veränderungen anstoßen, beispielsweise durch die Förderung der Produktion von Anlagen zur Stromproduktion oder durch Effekte auf die Nachfrage hin zur Elektrifizierung. Neben kurzfristigen Maßnahmen zur Überbrückung sollten daher langfristige Maßnahmen ergriffen werden, um den (beschleunigten) Ausbau Erneuerbarer Energien und ihrer Netze voranzubringen, beispielsweise durch direkte öffentliche Investitionen und/oder durch die Flankierung mithilfe günstiger Finanzierungsbedingungen. Auch sollte eine aktive Industriepolitik genutzt werden, vor allem in den strategisch wichtigen und (international) wettbewerbsfähigen Bereichen zur Versorgung mit Anlagen zur Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien. Die Investitionen in Technologien haben deutliche senkende Effekte auf die Gestehungskosten. Die konnte bereits in der Vergangenheit beobachtet werden, u.a. bei den Gestehungskosten im Bereich Freiflächen-Photovoltaik (Lee und Yang 2018).

Literatur

- ADEME (2020): Coûts des énergies renouvelables et de récupération en France.
- AEGIR (2022): LCOE Update of recent trends (Offshore), <https://www.nrel.gov/wind/assets/pdfs/engineering-wkshp2022-1-1-jensen.pdf>, zuletzt überprüft am 05.06.2023.
- Angelopoulos, D., Brückmann, R., Jirouš, F., Konstantinavičiūtė, I., Noothout, P., Psarras, J., Tesnière, L., & Breitschopf, B. (2016). Risks and cost of capital for onshore wind energy investments in EU countries. *Energy & Environment*, 27(1), 82–104.
- Ariadne (2021): Deutschland auf dem Weg zur Klimaneutralität 2045. Szenarien und Pfade im Modellvergleich, Potsdam.
- AURES (2021): Renewable energy financing conditions in Europe: survey and impact analysis, https://www.isi.fraunhofer.de/content/dam/isi/dokumente/ccx/2021/AURES_II_D5_2_financing_conditions.pdf, zuletzt überprüft am 05.06.2023.
- Bolinger, M., Wiser, R. und O’Shaughnessy, E. (2022): Levelized cost-based learning analysis of utility-scale wind and solar in the United States, *iScience* (25/6), S. 1-22.
- Crowell, C. (2020): Fitch: Solar Consistently Beats Wind in Global Renewable Energy Project Ratings. *Solar Builder*, January 22, 2020. <https://solarbuildermag.com/news/fitch-solar-consistently-beats-wind-in-global-renewable-energy-project-ratings/>, zuletzt überprüft am 05.06.2023.
- Damoradan, A. (2022): Corporate Marginal Tax Rates – By country, https://pages.stern.nyu.edu/~adamodar/New_Home_Page/datafile/countrytaxrate.html, zuletzt überprüft am 05.06.2023.
- Danish Energy Agency (2022a): The Danish Levelized Cost of Energy Calculator.
- Danish Energy Agency (2022b): The Danish Energy Agency launches improved LCoE calculator, <https://ens.dk/en/press/danish-energy-agency-launches-improved-lcoe-calculator>, zuletzt überprüft am 05.06..
- Deleidi, M., Mazzucato, M. und Semieniuk, G. (2019): Neither crowding in nor out: Public direct investment Mobilizing private investment into renewable electricity projects, *Working Papers* 226, S. 20.
- DNV (2022): ENERGY TRANSITION OUTLOOK, <https://www.dnv.com/energy-transition-outlook/index.html>, zuletzt überprüft am 05.06.2023.
- DOE (2021): Bipartisan Infrastructure Law, <https://www.energy.gov/gdo/bipartisan-infrastructure-law>, zuletzt überprüft am 10.08.2023.
- Duffy, A., Hand, M. Wiser, R. Lantz, E., Riva, A. Berkhout, V. Stenkvis, M. Weir, D. Lacal-Arántegui. R. (2020): Land-based wind energy cost trends in Germany, Denmark, Ireland, Norway, Sweden and the United States, *Applied Energy* (277), S. 1-14.
- Duffy, P. und Stehly, T. (2022): 2020 Cost of Wind Energy Review.
- Egli, F., Steffen, B. & Schmidt, T.S. A dynamic analysis of financing conditions for renewable energy technologies. *Nat Energy* 3, 1084–1092
- EPA (2023): Summary of Inflation Reduction Act provisions related to renewable energy, <https://www.epa.gov/green-power-markets/summary-inflation-reduction-act-provisions-related-renewable-energy>, zuletzt überprüft am 06.05.2023.
- Fraunhofer ISE (2021): Stromgestehungskosten erneuerbare Energien, 2021, <https://www.ise.fraunhofer.de/de/veroeffentlichungen/studien/studie-stromgestehungskosten-erneuerbare-energien.html>, zuletzt überprüft am 05.06.2023.
- Fraunhofer ISI (2016): The impact of risks in renewable energy investments and the role of smart policies, S. 181.
- Geddes, A., Schmidt, T. und Steffen, B. (2018): The multiple roles of state investment banks in low-carbon energy finance: An analysis of Australia, the UK and Germany, *Energy Policy* (115), S. 158-170.

- Golka, P., Murau, S. und Thie, J.-E. (2023): Public Sustainable Finance: von nachhaltigen Finanzmärkten zur sozialökologischen Transformation, Vierteljahrshefte zur Wirtschaftsforschung 1/2023, S. 98-112.
- Gómez-Calvet, R. und Martínez-Duart, J. (2022): On the Assessment of the 2030 Power Sector Transition in Spain. *Energies* 12, 1-17.
- Gräfstrom, J. und A. Poudineh (2021): A critical assessment of learning curves for solar and wind power technologies, Oxford Energy institute.
- GWEC (2016): Global Wind Energy Outlook 2016, <https://gwec.net/global-wind-energy-outlook-2016/>, zuletzt überprüft am 06.06.2023.
- Holland and Knight (2023): IRS Releases 2023 Section 45 Production Tax Credit Amounts, <https://www.hklaw.com/en/insights/publications/2023/06/irs-releases-2023-section-45-production-tax-credit-amounts>, zuletzt überprüft am 03.08.2023.
- IEA (2019) Offshore Wind Outlook 2019, https://iea.blob.core.windows.net/assets/495ab264-4ddf-4b68-b9c0-514295ff40a7/Offshore_Wind_Outlook_2019.pdf
- IEA (2022a): World Energy Outlook 2022, <https://iea.blob.core.windows.net/assets/830fe099-5530-48f2-a7c1-11f35d510983/WorldEnergyOutlook2022.pdf>.
- IEA (2022b): Technology Cooperation Programme by the Report 2021 – Netherlands.
- IEA (2023): Will solar PV and wind costs finally begin to fall again in 2023 and 2024?, <https://www.iea.org/reports/renewable-energy-market-update-june-2023/will-solar-pv-and-wind-costs-finally-begin-to-fall-again-in-2023-and-2024>
- Internationaler Währungsfonds (2023): GDP-Deflator, <https://data.imf.org/?sk=388dfa60-1d26-4ade-b505-a05a558d9a42&slid=1479331931186>, zuletzt überprüft am 06.05.2023.
- IRENA (2019): FUTURE OF WIND https://www.irena.org/-/media/files/irena/agency/publication/2019/oct/irena_future_of_wind_2019.pdf
- IRENA (2020), Global Renewables Outlook: Energy transformation 2050, https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2020/Apr/IRENA_Global_Renewables_Outlook_2020.pdf?rev=1f416406e50d447cbb2247de30d1d1d0
- IRENA (2022): Renewable Power Generation Costs in 2021, International Renewable Energy Agency, https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2022/Jul/IRENA_Power_Generation_Costs_2021.pdf?rev=34c22a4b244d434da0ac-cde7de7c73d8, zuletzt überprüft am 05.06.2023
- IRENA (2023), The cost of financing for renewable power, https://mc-cd8320d4-36a1-40ac-83cc-3389-cdn-endpoint.azureedge.net/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2023/May/IRENA_Cost_of_financing_renewable_power_2023.pdf?rev=6b95edc23fa5468190745975681a71cc zuletzt überprüft am 06.05.2023.
- Jalkenäs, F. (2019): Evaluation tool for large scale onshore wind power projects.
- Jansen, J., Jäger, P. und Redeker, N. (2023): For climate, profits, or resilience? Why, where and how the EU should respond to the Inflation Reduction Act, https://www.delorscentre.eu/fileadmin/2_Research/1_About_our_research/2_Research_centres/6_Jacques_Delors_Centre/Publications/20230505_JDC_IRA.pdf, zuletzt überprüft am 06.05.2023.
- Koch, H., Alejandro, P., Jacobsen, H. (2019): Comparing offshore and onshore wind development considering acceptance costs, *Energy Policy* (215), S. 9-19.
- Lazard (2022): Lazard Levelized Cost of Energy Analysis, <https://www.lazard.com/media/spt-ifats/lazards-levelized-cost-of-energy-version-150-vf.pdf>, zuletzt überprüft am 05.06.2022).
- Lee, Jungwoo und Yang, Jae-Suk(2018): Government R&D investment decision-making in the energy sector: LCOE foresight model reveals what regression analysis cannot, *Energy Strategy Reviews* 21, 1-15.
- Mazzucato, M. und Penna, C. (2016): Beyond Market Failures: The Market Creating and Shaping Roles of State Investment Bank, No 7, Working Papers Series from Institute for New Economic Thinking

- McKinsey (2022): The Inflation Reduction Act: Here's what's in it, <https://www.mckinsey.com/industries/public-and-social-sector/our-insights/the-inflation-reduction-act-heres-whats-in-it>, zuletzt überprüft am 05.06.2023.
- Min, Y., Brinkerink, M., Jenkins, J. und E. Mayfield (2023): Effects of Renewable Energy Provisions of the Inflation Reduction Act on Technology Costs, Materials Demand, and Labor, Working Paper, https://www.bluegreenalliance.org/wp-content/uploads/2023/06/Working-Paper_6-12-23.pdf, zuletzt überprüft am 15.08.2023.
- Neuhoff, K. (2022), Differenzverträge (Contracts for Difference), https://www.diw.de/de/diw_01.c.670596.de/differenzvertraege_contracts_for_difference.html, zuletzt überprüft am 06.05.2023.
- NREL (2016): 2016 ATB Data, <https://atb.nrel.gov/archive>, zuletzt überprüft am 05.06.2023.
- NREL (2017): 2017 ATB Data, <https://atb-archive.nrel.gov/electricity/2017/index.html>, zuletzt überprüft am 05.06.2023.
- NREL (2019): 2019 ATB Data, <https://atb.nrel.gov/archive>, zuletzt überprüft am 05.06.2023.
- NREL (2021): 2016 ATB Data, <https://atb.nrel.gov/electricity/2021/data>, zuletzt überprüft am 05.06.2023.
- NREL (2022): Electricity Annual Technology Baseline (ATB) Data Download, zuletzt überprüft am 05.06.2023.
- NREL (2023): Electricity Annual Technology Baseline (ATB) Data Download, zuletzt überprüft am 21.08.2023.
- Noonan, M., Stehly, T., Mora, D., Kitzing, L., Smart, G. Berkhout, V. und Kikuchi, Y. (2018): Offshore Wind Energy International Comparative Analysis (IEA Wind TCP Task 26), S. 71.
- Polzin, F., M. Sanders, Bjarne Steffen, F. The effect of differentiating costs of capital by country and technology on the European energy transition. *Climatic Change* 167, 26 (2021).
- Port of Holland (2020): The Economic Contribution of Offshore Wind in the Province of North Holland.
- Prognos AG, Fichtner GmbH & Co. KG und BET (2018): Vorbereitung und Begleitung bei der Erstellung eines Erfahrungsberichts gemäß § 97 Erneuerbare-Energien-Gesetz, https://www.erneuerbare-energien.de/EE/Redaktion/DE/Downloads/bmwi_de/bericht-eeg-7-wind-auf-see.pdf?__blob=publicationFile&v=1, zuletzt überprüft am 05.06.2023.
- PVExchange (2023): Preisindex, <https://www.pvexchange.com/PPreisindex>, zuletzt überprüft am 05.06.2023.
- RFF (2022): Beyond Clean Energy: The Financial Incidence and Health Effects of the IRA, <https://www.rff.org/publications/reports/beyond-clean-energy-the-financial-incidence-and-health-effects-of-the-ira>, zuletzt überprüft am 05.06.2023.
- Rodríguez-Ossorio; J.-R., González-Martínez, A., de Simón-Martín, S., Díez-Suárez, A., Antonio Colmenar-Santos, A. und Rosales-Asensio, E. (2021): Levelized cost of electricity for the deployment of solar photovoltaic plants: The region of León (Spain) as case study, *Energy Reports*, 7 (2021) 199-203.
- Schwabe, P., S. Lensink und M. Hand (2011): IEA Wind Task 26. Multi-national Case Study of the Financial Cost of Wind Energy, <https://www.nrel.gov/docs/fy11osti/48155.pdf>, zuletzt überprüft am 05.06.2023.
- Sijtsma, L., Noothout, P. und Lensink, S. (2020): CONCEPTADVIES SDE++ 2021 ELEKTRIFICATIE VAN OFFSHORE PRODUCTIEPLATFOMEN.
- Steinberg, D., Brown, M., Wiser, R., Donohoo-Vallett, P. Gagnon, P., Hamilton, A., Mowers, M. (2023): Evaluating Impacts of the Inflation Reduction Act and Bipartisan Infrastructure Law on the U.S. Power System.
- Wiser, R., Bolinger, M. und Lantz, E. (2019): Assessing wind power operating costs in the United States: Results from a survey of wind industry experts, *Renewable Energy Focus* (30), S. 46-57.

- Stahlpreis Kompakt (2023): Aktuelle Stahlpreise pro Tonne (1.000 kg), <https://www.stahlpreise.eu/2023/08/aktuelle-stahlpreise-pro-tonne-1000-kg-august-2023.html>, zuletzt überprüft am 21.08.2023.
- SPGlobal (2023): Europe HRC spread contracts 19% in June on sharply lower steel prices, <https://www.spglobal.com/commodityinsights/en/market-insights/latest-news/metals/070323-europe-hrc-spread-contracts-19-in-june-on-sharply-lower-steel-prices>, zuletzt überprüft am 21.08.2023.
- WindEurope (2022): Financing and investment trends- The European wind industry in 2022.
- WindGuard (2020): Volllaststunden von Windenergieanlagen an Land- Entwicklungen, Einflüsse, Auswirkungen.
- Windguard (2022): Kurzfristanalyse zur Kostensituation der Windenergie an Land Deutsche WindGuard GmbH, <https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Downloads/Energie/kurzfristanalyse-zur-kostensituation-der-windenergie-an-land.html>, zuletzt überprüft 05.06.2023.
- Wiser, R., Bolinger, M., Lantz, R. (2020): Levelized cost-based learning analysis of utility-scale wind and solar in the United States, S.
- Wiser, R., Jenni, K., Seel, J. et al. (2016): Expert elicitation survey on future wind energy costs. Nat Energy 1, 16135 .
- Wiser, R., Bolinger, M., Lantz, R. (2019): Assessing wind power operating costs in the United States: Results from a survey of wind industry experts, Renewable Energy Focus (30), p. 46-57.
- ZSW (2022): Aktuelle Kostensituation von Photovoltaikanlagen des ersten Segments (Freiflächenanlagen), https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Downloads/Energie/aktuelle-kostensituation-von-photovoltaikanlagen-des-ersten-segments.pdf?__blob=publicationFile&v=6, zuletzt überprüft am 06.05.2023.

Anhang

Berechnung der Stromgestehungskosten

$$LCOE = \frac{I_0 + \sum_{t=1}^n \frac{A_t}{(1+WACC_{real,after\ tax})^t}}{\sum_{t=1}^n \frac{M_t}{(1+WACC_{real,after\ tax})^t}} \text{ mit } A_t = OPEX_{fix} + OPEX_{var}$$

Im vorliegenden Policy Brief wurde die Formel zur Berechnung der Stromgestehungskosten (LCOE) gemäß Fraunhofer ISE (2021) genutzt. I_0 bzw. CAPEX sind die Investitionskosten für die Errichtung einer Anlage, $(1 + WACC_{real,after\ tax})^t$ Diskontierungsfaktor, A_t bzw. OPEX die jährlichen Betriebskosten¹⁶, $OPEX_{fix}$ die jährlichen fixen Betriebskosten (abhängig von Anlagengröße, in Euro/kW), $OPEX_{var}$ die jährlichen variablen Betriebskosten (abhängig von produzierter Strommenge in Euro/kWh) und M_t die produzierte Strommenge pro Jahr. Die Methode der Levelized Cost of Electricity (LCOE) ermöglicht es, Kraftwerke unterschiedlicher Erzeugungs- und Kostenstruktur miteinander zu vergleichen. Die Stromgestehungskosten ergeben sich aus der Gegenüberstellung aller über die Lebensdauer der Anlage für die Errichtung und den Betrieb der Anlage anfallenden Kosten und der Summe der erzeugten Energiemenge über die Nutzungsdauer. Die Investitionskosten umfassen unter anderem Bau und Installation der Anlagen. Die Betriebskosten umfassen fixe und variable jährliche Kosten, unter anderem für den Betrieb der Anlagen, Wartung, Instandhaltung, Reparaturen und Versicherungszahlungen. Variable Betriebskosten können beispielsweise zusätzliche Kosten für Betrieb und Wartung der Anlagen infolge höherer Auslastung sein (Wiser et al. 2019). Die jährliche produzierte Strommenge gibt an, welche Menge im Durchschnitt pro Jahr erwartet wird, gemittelt über den Lebenszyklus der Anlage (Fraunhofer ISE 2021). Diese ist unter anderem abhängig von den Umweltbedingungen, wie der Windstärke und/oder der Solareinstrahlung.

$$WACC_{real,after\ tax} = D * i * (1 - tax) + (1 - D) * e$$

Für den Diskontierungsfaktor wird das Konzept der weighted average cost of capital (WACC) genutzt. Gemäß den Anteilen an Fremd- und Eigenkapital (D bzw. $1 - D$) werden dabei die Kosten für die Aufnahme von Fremdkapital (hier Fremdkapitalzinsen i) und die Aufnahme von Eigenkapital (hier die Eigenkapitalrendite, e) gewichtet zu den WACC addiert. Um reale Werte zu erhalten, werden die WACC deflationiert. Zudem werden die WACC nach Steuern berechnet, indem der Prozentsatz der allgemeinen Unternehmenssteuern abgezogen wird (IRENA 2023). Die $WACC_{real,after\ tax}$ werden zur Vergleichbarkeit in verschiedenen Studien als Standardverfahren genutzt (Steffen 2020; AURES 2021; IRENA 2023; Duffy et al. 2016). Dahingehend wird von Fraunhofer ISE (2021) abgewichen, das die realen WACC vor Steuern berechnet. Die Parameter dieser Arbeit wurden für Deutschland, die USA und ideale europäische Standorte für die jeweilige Technologie ausgewählt. Als ideale Standorte für Onshore-Windenergie wurden in

¹⁶ Die Betriebskosten bzw. OPEX werden zumeist synonym zu den sogenannten Operation and Management-Kosten (O&M) verwendet (Duffy und Stehly 2022).

dieser Arbeit Dänemark und Schweden, für Offshore-Windenergie Dänemark und Niederlande und für Freiflächenphotovoltaik Spanien und Südfrankreich ausgewählt. Damit soll analysiert werden, ob Europa auch über ideale Gestehungsbedingungen verfügt, die vergleichbar sind mit denen in den USA und ähnliche LCOE ermöglichen.

Projizierung der Stromgestehungskosten mithilfe von Lernkurven

Aufbauend auf geschätzten Stromgestehungskosten können, mithilfe von Projektionen zum globalen Absatz bzw. zur globalen Installation von Anlagen, Lernkurvenmodelle erstellt werden, die Aussagen über eine zukünftige Entwicklung der Anlagenpreise und damit auch der Stromgestehungskosten ermöglichen sollen (Fraunhofer ISE 2021; Bolinger et al. 2021). Das Lernkurvenkonzept stellt im Allgemeinen eine Beziehung zwischen der kumuliert produzierten Menge (Marktgröße) bzw. der installierten Kapazität einer Technologie und den sinkenden Stückkosten (Produktionskosten) eines Gutes dar. Wenn sich beispielsweise die Stückzahlen verdoppeln und die Kosten sinken um 20%, ergibt sich eine Lernrate von 20% (Progress Ratio $PR = 1 - \text{Lernrate}$). Die Beziehung zwischen der zum Zeitpunkt t produzierten Menge x_t , den Kosten $C(x_t)$ im Vergleich zur Ausbringungsmenge im Bezugspunkt x_0 und den entsprechenden Kosten $C(x_0)$ und dem Lernparameter b stellt sich gemäß Fraunhofer ISE (2021) folgendermaßen dar:

$$C(x_t) = C(x_0) \left(\frac{x_t}{x_0} \right)^{-b}$$

$$PR = 2^{-b}$$

$$LR = 1 - PR$$

In diesem Beitrag wird das Konzept der Lernkurvenmodelle gemäß Fraunhofer ISE (2021) zugrunde gelegt.¹⁷ Die Lernrate LR gibt die prozentuale Zu-/Abnahme der Produktionskosten um die Lernrate LR bei Verdopplung der kumulierten Produktionsmenge an. C_t und x_t geben die Kosten (nationale Stromgestehungskosten) bzw. kumulierte installierte Menge (globale installierte Menge von Onshore-Windkraftanlagen, Offshore-Windkraftanlagen und Photovoltaik-Freiflächenanlagen in GW) in t an. C_0 und x_0 geben die Kosten und die Mengen zum Ausgangszeitpunkt der an, hier 2021. PR beschreibt die Progressrate.

Die Lernraten bei den untersuchten Technologien waren mit teils über 40% (z.B. Bolinger et al. 2021) in der letzten Dekade enorm hoch, und haben die Erwartungen von Branchenexpert:innen übertroffen (Wiser et al. 2021). Die langfristigen Lernkurven, bei denen Daten ab den 1980er, 1990er oder 2000er Jahren verwendet werden, sind aber wiederum deutlich niedriger und spiegeln geringere Raten von 5 bis 20% wider. Das hängt mit schwankenden Entwicklungen der Stromgestehungskosten zusammen. So kam es, mehr oder minder global, ab etwa ab Mitte der 2000er Jahre bis Anfang der 2010er Jahre zu einer Steigerung der Gestehungskosten. Im Anschluss fielen die Gestehungskosten aber wieder sehr stark, sodass die Lernraten teils über 40%

¹⁷ Das Lernkurvenkonzept hat verschiedene Kritikpunkte (Graftström und Poudineh 2021). Es stellt aber nach wie vor eines der meistgenutzten Konzepte zur Projektion der Gestehungskostenentwicklung dar (siehe Bolinger et al. 2021 und Fraunhofer 2021).

annahmen (Bolinger et al. 2021). Im Rahmen dieser Arbeit wird von geringeren Lernraten ausgegangen. Ähnlich wie bei Fraunhofer ISE (2021) wird für Freiflächen-Photovoltaik von einer Lernrate von 15% ausgegangen, bei Onshore-Windenergie von 5% und bei Offshore-Windenergie von 7%. Letzteres wird etwas höher gesetzt, da erwartet wird, dass bei dieser Technologie höhere Kostensenkungspotentiale bestehen, u.a. bei den Risikoprämien gegenüber Onshore-Windenergie.

Um den globalen Ausbau der Onshore- und Offshore-Windkraftanlagen sowie der Freiflächen-photovoltaik zu projizieren, wurden verschiedene Studien zum zukünftigen Ausbau konsultiert (DNV 2022; IRENA 2020; Fraunhofer 2021; Bolinger et al. 2021; IEA 2019 und GWEC 2016) und Mittelwerte über die Projektionen gebildet, ähnlich wie bei Bolinger et al. (2022). Da die meisten Studien zukünftige Werte für bestimmte Zeitpunkte (z.B. für 2030, 2040 und 2050 für die jeweilige Technologie) angeben, werden die dazwischen liegenden Werte mithilfe einfacher linearer Trendprognosen ergänzt. Davon ausgehend und unter Kenntnis der projizierten installierten Kapazität ist es möglich, die LCOE für die nächste Periode zu berechnen, ausgehend vom Wert der LCOE von 2021.

Parameter zur Berechnung der Stromgestehungskosten

Tabelle 1: Genutzte Parameter für Stromgestehungskosten Deutschlands in 2021 (gerundete Werte)

Deutschland, Jahr 2021 – Angaben in Euro (weitgehend gerundet)							
	Wind Onshore unterer Parameterwert	Wind Onshore oberer Parameterwert	Wind Offshore unterer Parameterwert	Wind Offshore oberer Parameterwert	Freiflächen-PV unterer Parameterwert	Freiflächen-PV oberer Parameterwert	Quellen
Anteil Fremdkapital	0,8	0,8	0,7	0,7	0,8	0,8	Fraunhofer ISE (2021)
Anteil Eigenkapital	0,2	0,2	0,3	0,3	0,2	0,2	Fraunhofer ISE (2021)
Zinssatz Fremdkapital	0,037	0,037	0,05	0,05	0,034	0,034	Onshore-Windkraft: Basis ist Zins der KfW (2021) für Kredit 20-jähriger Laufzeit und 20-jährige Zinsbindung aus Programm Erneuerbare Energien. Vorgehen in Anlehnung an Windguard (2022). Es wurden 1,5%-Punkte addiert, da die Zinsen in dieser Phase etwas niedrig waren (Fraunhofer ISE 2021). Offshore-Windkraft: Basierend auf Wert von Onshore-Anlage wurde 1,3%-Punkt addiert, da diese Anlage zumindest in Deutschland als etwas riskanter betrachtet werden als Onshore-Anlagen (Fraunhofer ISE 2021). Der Risikoaufschlag wurde im Vergleich zu Fraunhofer ISE (2021) reduziert, in Anlehnung an AEGIR (2022), die eine geringere Risikoprämie für Westeuropa sehen. Freiflächen-Photovoltaik: Basis ist Zins der KfW (2021) für Kredit mit 15-jähriger Laufzeit und 15-jährigen Zinsbindung (Risikoklasse B, wie bei ZSW 2022). Es wurden auch hier 1,5%-Punkte addiert, da die Zinsen in dieser Phase etwas niedrig waren (Fraunhofer ISE 2021).
Eigenkapitalrendite	0,08	0,08	0,95	0,95	0,075	0,075	Basierend auf den Werten von Fraunhofer ISE (2021) wurde wie beim Zins auf Fremdkapital wurden die Eigenkapitalrenditen erhöht.
Inflationsrate	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	Langfristige Zielinflation der Europäischen Zentralbank.
Steuerrate	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	Damoradan (2021)
Lebensdauer (in Jahren)	25	25	25	25	30	30	Fraunhofer ISE (2021)
OPEX fix (Euro/kW)	24	28	70	70	12	13	Onshore- und Offshore- Windkraft: Basierend auf Fraunhofer ISE (2021) sowie Windguard (2022) wurden Werte für 2021 genommen und abgeglichen mit IRENA (2022), um in etwa Verhältnis zu anderen untersuchten Ländern zu wahren. Werte von Onshore-Anlagen etwas erhöht im Vergleich zu Fraunhofer (2021), um eher die Zahlen von Windguard (2022) für 2021 abzubilden. Freiflächen-Photovoltaik: Fraunhofer ISE (2021) und ZSW (2022).
OPEX variabel (Euro/kWh)	0,008	0,008	0,008	0,008	-	-	Fraunhofer ISE (2021)
CAPEX (Euro/kW)	1.400	1.700	3.000	4.000	530	800	Fraunhofer ISE (2021), Windguard (2022) und ZSW (2022), abgeglichen mit IRENA (2022). Obere Grenze CAPEX für Onshore-Anlagen reduziert in Anlehnung an die geringeren CAPEX-Kosten gemäß Windguard (2022) und IRENA (2022).
Volllaststunden für Stromproduktion pro kW (kWh/a)	3.200	1.900	4.500	3.200	1.280	930	Basierend auf Fraunhofer ISE (2021). Volllaststunden bei Onshore-Anlagen im unteren Bereich näher an mittleres Szenario von Fraunhofer ISE (2021), basierend auf höheren Volllaststunden in Windguard (2020) neuerer Anlagen. Volllaststunden bei Offshore-Anlagen und Freiflächen-Photovoltaik gem. Fraunhofer ISE (2021).
Jährlicher Wirkleistungsverlust					0,0025	0,0025	Fraunhofer ISE (2021)
Ausgangspunkt für LCOE-Projektionen bis 2040							
Zinssatz Fremdkapital	0,05	0,05	0,063	0,063	0,046	0,046	Als Ausgangspunkt für die LCOE-Projektionen wurden die Zinsen von KfW (2021) genutzt und ein Aufschlag gewählt, sodass die Zinsen von KfW (2022) reflektiert werden. Für On- und Offshore Windenergie sowie für Freiflächen-PV: +2,8%-Punkte.
Eigenkapitalrendite	0,1	0,1	0,115	0,115	0,085	0,085	Ähnlich wie in der Zeile darüber wurden die Eigenkapitalrendite erhöht, sodass sie die Eigenkapitalrendite von Windguard (2022) und die nominalen WACC gemäß ZSW (2022) widerspiegelt werden.

Quelle: Parameterwerte gemäß angegebener Quellen und Berechnungen des IMK.

Tabelle 2: Genutzte Parameter für Stromgestehungskosten der USA in 2021 (gerundete Werte)

USA, Jahr 2021 – Angaben in US-Dollar (USD) (weitgehend gerundet)							
	Wind Onshore unterer Parameterwert	Wind Onshore oberer Parameterwert	Wind Offshore unterer Parameterwert	Wind Offshore oberer Parameterwert	Freiflächen-PV unterer Parameterwert	Freiflächen-PV oberer Parameterwert	Quellen
Anteil Fremdkapital	0,47	0,47	0,51	0,51	0,51	0,51	NREL(2023)
Anteil Eigenkapital	0,53	0,53	0,49	0,49	0,49	0,491	NREL(2023)
Zinssatz Fremdkapital	0,055	0,055	0,055	0,055	0,055	0,055	Basierend auf NREL(2023) wurden auf den Basiszinssatz (4% gemäß NREL 2022) 1,5%-Punkte hinzuaddiert, um die Vergleichbarkeit mit den deutschen und europäischen Zahlen zu wahren, die wie oben beschrieben erhöht wurden (gemäß Fraunhofer 2021). Damit liegt diese Erhöhung unter der Erhöhung, die NREL (2023) für die Zinsen in 2021 anvisiert. Die enorme Erhöhung von NREL (2023) ist hinsichtlich der Entwicklung der Zinsen der Staatsanleihen bis 2021 nicht nachvollziehbar. Daher wurde hier ein niedrigerer Wert genutzt.
Eigenkapitalrendite	0,1	0,1	0,11	0,11	0,09	0,09	Basierend auf NREL (2023)
Inflationsrate	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	Langfristige Zielinflation der FED
Steuerrate	0,27	0,27	0,27	0,27	0,27	0,27	Damoradan (2021)
Lebensdauer (in Jahren)	25	25	25	25	30	30	Fraunhofer ISE (2021)
OPEX fix (USD/kW)	25	37	66	80	17	20	Onshore- und Offshore- Windkraft: Werte basieren auf Lazard (2022). Freiflächen-Photovoltaik: Werte basieren auf NREL (2023) und Lazard (2022), wobei Mittelwerte gebildet wurden.
OPEX variabel (USD/kWh)	0,005	0,005	0,005	0,005	-	-	Basierend auf der detaillierten Umfrage von Duffy und Stehly (2022) wurden die Werte so gesetzt, dass sie die gesamten OPEX-Kosten (fixe und variable OPEX-Kosten) wie dargestellt in Duffy und Stehly (2022) und NREL (2022) abbilden, insbesondere die Angaben der „levelized“ OPEX in USD pro MWh. D.h. die variablen OPEX wurden so gesetzt, dass sie, zusammen mit den fixen OPEX, in etwa die Werte aus Duffy und Stehly (2022) abbilden.
CAPEX (USD/kW)	1.200	1.500	3.000	3.700	1.000	1.100	Onshore- und Offshore-Windkraft: Werte basieren auf Lazard (2022) und wurden abgeglichen mit NREL (2023). So wurden bei divergierenden Werten die Mittelwerte über die Werte gebildet. Freiflächen-Photovoltaik: Werte basieren auf Lazard (2022) und wurden abgeglichen mit NREL (2023). Auch hier wurden bei divergierenden Werten die Mittelwerte über die Werte gebildet. Untere und obere Werte wurden so gewählt, dass sie typische Werte darstellen (NREL 2023): Onshore-Wind Class 3 zur Darstellung sehr guter Standorte (hohe Windgeschwindigkeit) und Onshore Wind Class 9 schlechterer Bedingungen (geringere Windgeschwindigkeit) abzubilden. Offshore Wind Class 2 zur Darstellung der sehr guten Windbedingungen und Mittelwert von Offshore Wind Class 6-7 um die schlechteren Bedingungen abzubilden. PV Utility Scale Class 2 zur Darstellung der sehr guten Bedingungen und PV Utility Class 9 um die schlechteren Bedingungen abzubilden. Umsatzsteuern wurden abgezogen.
Volllaststunden für Stromproduktion pro kW (kWh/a)	4.000	2.850	3.950	2.950	2.900	2.000	Basierend auf NREL (2023). Untere und obere Werte wurden so gewählt, dass sie typische Werte darstellen (NREL 2023): Onshore-Wind Class 3 zur Darstellung sehr guter Standorte (hohe Windgeschwindigkeit) und Onshore Wind Class 9 schlechterer Bedingungen (geringere Windgeschwindigkeit) abzubilden. Offshore Wind Class 2 zur Darstellung der sehr guten Windbedingungen und Mittelwert von Offshore Wind Class 6-7 um die schlechteren Bedingungen abzubilden. PV Utility Scale 2 zur Darstellung der sehr guten Bedingungen und PV Utility Class 9 um die schlechteren Bedingungen abzubilden. Aus den Klassen wurden die „Capacity Factors“ entnommen und Volllaststunden gerundet.
Jährlicher Wirkleistungsverlust					0,0025	0,0025	Aus Fraunhofer ISE (2021) übertragen
Ausgangspunkt für LCOE-Projektionen bis 2040							
Zinssatz Fremdkapital	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07	Ausgangspunkt waren die Fremdkapitalzinsen gemäß NREL (2023). Basierend auf der Steigerung der Zinsen der 10-Jahres-Staatsanleihen zwischen 2021 und 2022 wurden ein Mark-Up von 1,5%-Punkten genutzt, über den Erhöhungen von oben.
Eigenkapitalrendite	0,115	0,115	0,125	0,125	0,1	0,1	Ähnlich wie in der Zeile darüber wurde die Eigenkapitalrendite erhöht.

Quelle: Parameterwerte gemäß angegebener Quellen und Berechnungen des IMK.



Tabelle 3: Genutzte Parameter für Stromgestehungskosten für ideale europäische Standorte in 2021 (gerundete Werte)

Ideale Europäische Standorte, Jahr 2021 – Angaben in Euro (weitgehend gerundet)							Quellen
	Wind Onshore unterer Parameterwert	Wind Onshore oberer Parameterwert	Wind Offshore unterer Parameterwert	Wind Offshore oberer Parameterwert	Freiflächen-PV unterer Parameterwert	Freiflächen-PV oberer Parameterwert	
Betreffende Länder	Dänemark und Schweden		Dänemark und Niederlande		Frankreich (Süden) und Spanien		
Anteil Fremdkapital	0,8	0,7	0,7	0,8	0,8	0,75	Fraunhofer ISE (2021) in Abgleich mit AURES (2021)
Anteil Eigenkapital	0,2	0,3	0,3	0,2	0,2	0,25	Fraunhofer ISE (2021) in Abgleich mit AURES (2021)
Zinssatz Fremdkapital	0,039	0,039	0,050	0,055	0,039	0,0464	In Anlehnung an Fraunhofer ISE (2021) wurden die Zinsen und Eigenkapitalrenditen der BRD genommen und ggf. ein Mark-Up vorgenommen. Werte wurden mit früheren Daten aus AURES (2021) abgeglichen. Wenn Unterschiede ersichtlich waren, wurden auf die Zinsen oder Eigenkapitalrendite Prozentpunkte addiert um in etwa die Verhältnisse gem. AURES (2021) widerzuspiegeln. Deutschland im Generellen sehr geringe Kapitalkosten. Zudem wurden Werte so abgeglichen, dass (in etwa) die Verhältnisse von IRENA (2021) reflektiert wurden. Für Onshore-Projekte in Dänemark und Schweden wurden 0,2%-Punkte addiert. Für PV-Projekte in Frankreich und Spanien wurden 0,5 bzw. 1,2%-Punkt addiert.
Eigenkapitalrendite	0,095	0,12	0,095	0,095	0,08	0,09	In Anlehnung an Fraunhofer ISE (2021) wurden die Zinsen und Eigenkapitalrenditen der BRD genommen und ggf. ein Mark-Up vorgenommen. Werte wurden mit früheren Daten aus AURES (2021) abgeglichen. Wenn Unterschiede ersichtlich waren, wurden auf die Zinsen oder Eigenkapitalrendite Deutschlands Prozentpunkte addiert um die Verhältnisse gemäß AURES (2021) widerzuspiegeln. Deutschland im Generellen sehr geringe Kapitalkosten. Zudem wurden Werte so abgeglichen, dass (in etwa) die Verhältnisse der nominalen WACC von AURES (2021) reflektiert wurden. Für Onshore-Projekte in Dänemark und Schweden wurden 1,5 bzw. 3%-Punkte addiert. Für PV-Projekte in Frankreich und Spanien wurden 0,5 bzw. 1,5%-Punkte addiert. Dabei wurde angenommen, dass die Relationen bei der Eigenkapitalrendite die Relationen bei den „Costs of Equity“ AURES (2021) widerspiegeln.
Inflationsrate	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	Langfristige Zielinflation der Europäischen Zentralbank
Steuerrate	0,22	0,21	0,22	0,25	0,28	0,25	Damoradan (2021)
Lebensdauer (in Jahren)	25	25	25	25	30	30	Fraunhofer ISE (2021)
OPEX fix (Euro/kW)	18	23	60	74	16	14	Onshore- und Offshore- Windkraft: Angaben verschiedener Quellen (Danish Energy Agency 2022a, IRENA 2022, Jalkenäs 2019, Koch et al. 2019, Sijtsma et al. 2020 und Port of Holland 2020) wurden ggf. in die Preisniveau 2021 übertragen und gemittelt. Ausgehend von den Werten der USA und Deutschland wurden die Werte für fixe und variable OPEX so angepasst, dass sie die Verhältnisse gemäß IRENA (2022) widerspiegeln (in €/kW). Freiflächen-Photovoltaik: Werte wurden von AGEME (2020) und Rodriguez-Osorio et al. (2021) entnommen und ggf. in Preisniveau von 2021 übertragen. Werte von Frankreich wurden so gesetzt, dass sie in etwa das Verhältnis zu Deutschland basierend auf AGEME (2020) für Freiflächen-PV widerspiegeln.
OPEX variabel (Euro/kWh)	0,006	0,007	0,008	0,008	-	-	Angaben verschiedener Quellen (WindEurope 2022, Danish Energy Agency 2022a, Port of Holland 2020, Jalkenäs 2019, IRENA 2022, Port of Holland 2020) wurden ggf. in die Preisniveau 2021 übertragen und gewichtet gemittelt (mit höherem Gewicht für neuere Anlagen). Werte so angepasst, dass sie in etwa die Verhältnisse gemäß IRENA (2022) widerspiegeln. Da die CAPEX der Offshore-Anlagen, die aus den verschiedenen Quellen entnommen wurden, nicht die Soft Cost abbilden, wurden zu den Angaben aus den Quellen ein Aufschlag in Anlehnung an Noonan et al. (2018) addiert, um die Vergleichbarkeit mit den obigen Werten herzustellen. Werte von Frankreich wurden so gesetzt, dass sie in etwa das Verhältnis zu Deutschland basierend auf AGEME (2020) für Freiflächen-PV widerspiegeln.
CAPEX (Euro/kW)	1.200	1.400	2.800	3.000	750	700	

Vollaststunden für Stromproduktion pro kW (kWh/a)	3.400	3.200	4.400	3.600	1.450	1.800	Werte mithilfe von Kapazitätsfaktoren berechnet. Dafür wurden Angaben verschiedener Quellen genutzt (IRENA 2022, Danish Energy Agency 2022b, ADEME 2020, Gomez-Calvert und Martinez-Duart 2019, IEA 2022b).
Jährlicher Wirkleistungsverlust					0,0025	0,0025	Aus Fraunhofer ISE (2021) übertragen
Ausgangspunkt für LCOE-Projektionen bis 2040							
Zinssatz Fremdkapital	0,052	0,052	0,063	0,063	0,051	0,059	Um die Zinssteigerungen auch in den anderen europäischen Ländern abzubilden, wurden die Zinsen so erhöht, dass sie analog zu den Zinssteigerungen in Deutschland noch die Cost of Debt gemäß AURES (2021) widerspiegeln.
Eigenkapitalrendite	0,115	0,137	0,115	0,115	0,085	0,095	Um die Steigerungen bei der Eigenkapitalrendite auch in den anderen europäischen Ländern abzubilden, wurden die Eigenkapitalrenditen so erhöht, dass sie analog zu den Steigerungen in Deutschland noch die Verhältnisse „Cost of Equity“ gemäß AURES (2021) widerspiegeln.

Quelle: Parameterwerte gemäß angegebener Quellen und Berechnungen des IMK.



Impressum

Herausgeber

Institut für Makroökonomie und Konjunkturforschung (IMK) der Hans-Böckler-Stiftung, Georg-Glock-Str. 18,
40474 Düsseldorf, Telefon +49 211 7778-312, Mail imk-publikationen@boeckler.de

Die Reihe „IMK Policy Brief“ ist als unregelmäßig erscheinende Online-Publikation erhältlich über:
<https://www.imk-boeckler.de/de/imk-policy-brief-15382.htm>

ISSN 2365-2098



Dieses Werk ist lizenziert unter der Creative Commons Lizenz:
Namensnennung 4.0 International (CC BY).

Diese Lizenz erlaubt unter Voraussetzung der Namensnennung des Urhebers die Bearbeitung, Vervielfältigung und Verbreitung des Materials in jedem Format oder Medium für beliebige Zwecke, auch kommerziell.

Den vollständigen Lizenztext finden Sie hier: <https://creativecommons.org/licenses/by/4.0/legalcode.de>

Die Bedingungen der Creative Commons Lizenz gelten nur für Originalmaterial. Die Wiederverwendung von Material aus anderen Quellen (gekennzeichnet mit Quellenangabe) wie z. B. von Abbildungen, Tabellen, Fotos und Textauszügen erfordert ggf. weitere Nutzungsgenehmigungen durch den jeweiligen Rechteinhaber.
