

„Windkraft rückbauen“?!

**Welche Auswirkungen die sofortige Abschaltung
aller deutschen Onshore - Windkraftanlagen hätte**



„Windkraft rückbauen“?!

Welche Auswirkungen die sofortige Abschaltung aller deutschen Onshore - Windkraftanlagen hätte

Eine Studie im Auftrag von Greenpeace e.V. und European Climate Foundation
Februar 2025

Erstellt von:

Forum Ökologisch-Soziale Marktwirtschaft (FÖS)
Schwedenstraße 15a, 13357 Berlin
+49 (0)30 76 23 991 – 30 Fax +49 (0)30 76 23 991 – 59
www.foes.de, foes@foes.de



Autor*innen:

Swantje Fiedler, Simon Meemken, Carolin Schenuit, Marie Wettingfeld, Florian Zerzawy

Kein Geld von Industrie und Staat

Greenpeace arbeitet international und kämpft mit gewaltfreien Aktionen für den Schutz der Lebensgrundlagen. Unser Ziel ist es, Umweltzerstörung zu verhindern, Verhaltensweisen zu ändern und Lösungen durchzusetzen. Greenpeace ist überparteilich und völlig unabhängig von Politik und Wirtschaft. Rund 620.000 Fördermitglieder in Deutschland spenden an Greenpeace und gewährleisten damit unsere tägliche Arbeit zum Schutz der Umwelt, der Völkerverständigung und des Friedens.

Impressum

Greenpeace e.V. Hongkongstraße 10, 20457 Hamburg, T 040 30618-0 **Pressestelle** T 040 30618-340, F 040 30618-340, presse@greenpeace.de, greenpeace.de **Politische Vertretung Berlin** Marienstraße 19-20, 10117 Berlin, T 030 308899-0 **V.i.S.d.P.** Sophia van Vügt **Titelfoto** © Paul Langrock / Greenpeace **Stand** 02 / 2025



KURZANALYSE (02/2025)

„Windkraft rückbauen“?! – Welche Auswirkungen die sofortige Abschaltung aller deutschen Onshore-Windkraftanlagen hätte

Im Bundestagswahlkampf machen Politiker:innen verschiedener Parteien mit Forderungen auf sich aufmerksam, Windkraftanlagen außer Betrieb nehmen bzw. abreißen zu wollen. Diese Kurzanalyse betrachtet die möglichen Auswirkungen eines ‘Rückbaus’ der Windkraftanlagen in Deutschland. Das Ergebnis: Ohne Windstrom im Netz, hätte der Börsenstrompreis 2024 im Jahresdurchschnitt um 3,9 ct/kWh höher gelegen – statt ca. 7,9 ct/kWh bei ca. 11,8 ct/kWh. Zudem drohen hohe Entschädigungszahlungen aus der Staatskasse an die Betreiber in der Größenordnung von 60 Mrd. Euro, eine geringere Versorgungssicherheit sowie hohe gesellschaftliche Folgekosten einer dann hauptsächlich fossilen Stromerzeugung.

Politiker:innen verschiedener Parteien haben in den vergangenen Wochen geäußert, Windräder abreißen lassen zu wollen, wenn sie in Regierungsverantwortung wären. Die folgende Analyse beschäftigt sich mit der Frage, welche Konsequenzen ein Abschalten und Rückbauen der Windkraftanlagen in Deutschland hätte. Wir betrachten dafür das (unwahrscheinliche) Extremszenario: Was würde passieren, wenn auf einen Schlag kein Windstrom mehr im Netz wäre? Dabei beziehen wir – auch aus Gründen der Datenverfügbarkeit – nur Windenergieanlagen an Land mit ein, auf die die Aussagen der Politiker:innen auch vorrangig abzielen.

Eine unmittelbare und vollständige Stilllegung aller Anlagen ist zwar höchst unwahrscheinlich und rechtlich nahezu

unmöglich. Die radikale Annahme und ihre Ergebnisse sollen aber verdeutlichen, wie unvernünftig diese Vorschläge aus volkswirtschaftlicher Perspektive sind. Für einen seriösen Kostenvergleich müssen diverse Aspekte berücksichtigt werden. Die Ergebnisse zeigen, in welchen Größenordnungen sich der Umfang der Kosten einer sofortigen Abschaltung bewegen würde. Aus der Analyse geht hervor, dass folgende Konsequenzen zu erwarten wären, wenn die Regierung alle Windkraftanlagen in Deutschland außer Betrieb nehmen würde:

- **Höhere Börsenstrompreise** aufgrund des Merit-Order-Prinzips am Strommarkt durch Ersatz der wegfallenden Strommengen aus Wind durch teurere Alternativen. **Unsere Berechnungen zeigen, dass der**

Börsenstrompreis im Jahr 2024 bei Wegfall der Stromerzeugung durch Windkraftanlagen an Land um ca. 50% höher gelegen hätte.

- **Entschädigungszahlungen** an die Anlagenbetreiber, denn es gilt juristisch Bestandsschutz. **Unsere Berechnungen ergeben eine durchschnittliche Gesamtschädigungssumme von 64 Mrd. Euro.**
- Sofern nicht in den Entschädigungszahlungen enthalten, zumindest anteilige staatliche Übernahme von **Rückbaukosten**, da die Betreiber dafür zwar finanziell vorsorgen, die finanzielle Vorsorge jedoch über die Betriebsdauer der Anlagen verteilen. **Wir schätzen die Rückbaukosten auf etwa 5,5 Mrd. Euro.**
- Weitere, mittelbare Effekte: **erhöhte Risiken für die Versorgungssicherheit** durch **stärkere Abhängigkeit von Brennstoffimporten, erhöhte Klimafolgen und damit verbundene Kosten.** 2023 hat die Windenergie 107 Mio t CO₂-Emissionen vermieden und dadurch Klimafolgekosten in Höhe von **32 Mrd. Euro pro Jahr** eingespart.

Wie viele Windkraftanlagen wären betroffen?

In Deutschland sind Stand **Dezember 2024 28.766 Windkraftanlagen an Land** installiert mit insgesamt 63,4 GW Leistung. Im Jahr 2025 kamen bisher weitere ca. 300 MW installierte Leistung hinzu.

- Vom Anlagenbestand sind ca. 9,6 GW bereits ausgefördert, d.h. sie sind mehr als 20 Jahre in Betrieb und haben keinen Anspruch mehr auf EEG-Förderung. Diese Anlagen wurden nicht in die Berechnungen zu den Entschädigungszahlungen einbezogen. Man darf davon ausgehen, dass die betroffenen Anlagenbetreiber auch Entschädigungsansprüche geltend machen werden, da die Anlagen noch eine technische Restlebensdauer haben. Da sie vollständig refinanziert sind, wären die entgangenen Gewinne der Betreiber entsprechend hoch.
- Die ca. 54 GW installierte Windleistung, die wir in den folgenden Kapiteln für die Berechnung von Entschädigungsansprüchen betrachten, setzen sich zusammen aus Windkraftanlagen an Land mit unterschiedlichen EEG-Restlaufzeiten und damit unterschiedliche Strommengen, die noch unter die EEG-Vergütung fallen. Für die Betrachtung der Strommarktwirkungen ist dies nicht erheblich, aber für die Höhe der Entschädigungszahlungen.

Woher kommt der fehlende Strom?

- **Insgesamt** wurden in Deutschland im Jahr 2024 **431,7 TWh** Strom erzeugt.
- **Windenergie an Land** war mit 25,9 % die Technologie mit dem größten Anteil an der Stromerzeugung
- In der vergangenen fünf Jahren haben Windkraftanlagen folgende Strommengen geliefert: (Destatis 2025)
 - 2020: onshore 102,7 TWh, offshore 26,9 TWh
 - 2021: onshore 88,5 TWh, offshore 24 TWh
 - 2022: onshore 97,7 TWh, offshore 24,8 TWh
 - 2023: onshore 115,9 TWh, offshore 23,5 TWh
 - 2024: onshore 110,7 TWh, offshore 25,7 TWh

Würde die gesamte Windstromproduktion sofort eingestellt, müssten Strommengen dieser Größenordnung durch andere Energieträger erzeugt werden. Da Atomkraftwerke bereits abgeschaltet sind und der Rückbau bereits begonnen hat, werden nur die fossilen Energieträger betrachtet.

Die installierte Leistung der konventionellen Energieträger **Braunkohle, Steinkohle und Erdgas** beträgt zusammen 81,8 GW. Diese Kraftwerke haben im Jahr 2024 **143,7 TWh** Strom erzeugt (Burger 2025).

Abgeleitet von den historischen Erzeugungsdaten der vorhandenen Kraftwerke (Wirtschaftsbeirat Bayern 2022) erscheint es plausibel, dass dieser Anlagenpark bei entsprechender Nachfrage jährliche Strommengen in folgendem Umfang produzieren könnte:

- Braunkohle: 119 TWh
- Steinkohle: 64 TWh
- Erdgas: 109 TWh

In Summe ergäben sich **insgesamt 293 TWh an jährlicher Stromerzeugung aus Kohle und Gas bei Nutzung des vorhandenen Kraftwerkparks.** Insbesondere Gaskraftwerke könnten wahrscheinlich noch deutlich mehr Strom liefern, sofern ausreichend Brennstoff zu ausreichend günstigen Preisen verfügbar ist (Bundesnetzagentur 2025a), was jedoch fraglich ist (siehe Ausführungen zur Versorgungssicherheit).

In Bezug auf die fossilen Erzeugungskapazitäten wäre ein Ersatz der Windstrommengen in Deutschland also theoretisch machbar, würde jedoch zu hohen **Folgekosten** führen. Vorrangig stellt sich beim Ersatz der Strommengen die Frage nach der **ausreichenden und bezahlbaren Verfügbarkeit der benötigten fossilen Brennstoffe.**

Insbesondere Gaskraftwerke werden bisher vor allem aus Kostengründen nur in maximal 30% der Zeit tatsächlich betrieben. Im Jahr 2024 wurden daher lediglich 79 TWh Strom aus Gas erzeugt (BDEW 2025).

Welche Auswirkungen hätte der Rückbau auf die Strompreise?

Die Preisbildung am Strommarkt folgt dem Merit-Order-Prinzip:

- Die Merit Order beschreibt die Reihenfolge, in der Kraftwerke zur Stromerzeugung eingesetzt werden: Zunächst werden die Anlagen mit den niedrigsten Grenzkosten (variable Kosten) genutzt, dann folgen nach und nach die teureren, abhängig von der Nachfrage. Da Wind- und Solarstrom keine Brennstoffkosten haben, gehören sie zu den kostengünstigsten Energiequellen im Stromsystem. Werden Windenergieanlagen also vom Netz genommen, müssen teurere Kraftwerke verstärkt einspringen, wodurch der Strompreis insgesamt steigt.
- Diese Logik der Preisbildung betrifft nicht nur den Börsenstrompreis, sondern auch direkt zwischen Produzenten und Abnehmern geschlossene Lieferverträge (sogenannte Terminkontrakte). Deren Preisniveau orientiert sich in der Regel an den Preisen der Strombörse, allerdings meist mit einem gewissen zeitlichen Verzug, abhängig von der vereinbarten Vertragslaufzeit.

Um den Effekt abzuschätzen, den eine Abschaltung aller Windkraftanlagen an Land hätte, haben wir eine **Regressionsanalyse** mit Daten aus 2024 durchgeführt. Die der Regressionsanalyse zugrundeliegende Fragestellung lautet: **Wie hoch wäre der Börsenstrompreis im Durchschnitt des Jahres 2024 gewesen, wenn kein Onshore-Windstrom im Netz gewesen wäre?**

Die Analyse basiert auf einer multiplen linearen Regression, um den Einfluss der Einspeisung von Onshore-Windstrom auf den Großhandelsstrompreis zu schätzen. Dabei wird der stündliche Strompreis als abhängige Variable modelliert, während die Windstromeinspeisung sowie weitere relevante Einflussfaktoren als unabhängige Variablen berücksichtigt werden.

Regressionsmodell

$$P(t) = \beta_0 + \beta_1 * W(t) + \beta_2 * D(t) + \beta_3 * S(t) + \beta_4 * C(t) + \beta_5 * I(t) + \varepsilon(t)$$

mit

- P(t)** = Strompreis
- W(t)** = Windstromerzeugung
- D(t)** = Stromnachfrage (Last)
- S(t)** = Solarstromerzeugung
- C(t)** = Konventionelle Erzeugung (Kohle, Gas)
- I(t)** = Import/Export-Saldo
- $\varepsilon(t)$** = Fehler/Residuum (alle anderen Einflüsse)

jeweils in Stunde t

- Für die Analyse nutzen wir Strommarktdaten der Bundesnetzagentur, bereitgestellt auf der Plattform SMARD (Bundesnetzagentur 2025b).

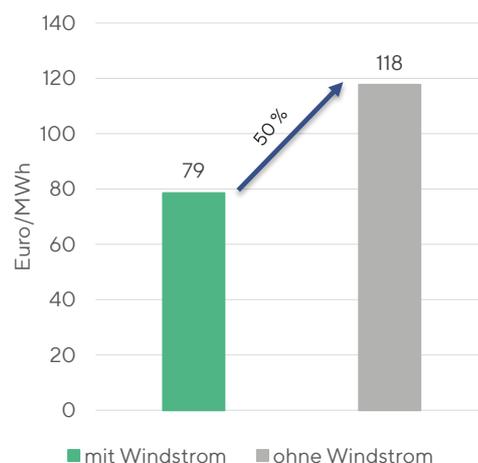
- Wir verwenden dabei kein detailliertes Strommarktmodell. Vielmehr handelt es sich um eine **statistische Abschätzung durchschnittlicher Preiseffekte**. Die **Merit Order**, also die Reihenfolge, in der Kraftwerke entsprechend ihrer Grenzkosten zur Deckung der Nachfrage eingesetzt werden, wird in der Regression **nicht explizit berücksichtigt**.
- In der Realität bestimmt die Merit Order in jeder Stunde neu, welches Kraftwerk den Strompreis setzt. Ohne Windkraft müssten teurere Kraftwerke (z. B. Kohle oder Gas) einspringen, was den Preis steigen lässt. Die Regression erfasst diesen Effekt im Mittel, kann aber nicht abbilden, welches Kraftwerk in einer bestimmten Stunde tatsächlich den Preis gesetzt hätte.
- Eine genauere Analyse der Merit Order würde eine detaillierte Simulation des Kraftwerkseinsatzes erfordern, in der für jede Stunde bestimmt wird, welches Kraftwerk ohne Windkraft stattdessen den Preis bestimmt hätte.

Ergebnisse

Der Vergleich des tatsächlichen Preises mit dem im Regressionsmodell ermittelten erlaubt eine Schätzung der Preisdifferenz, die durch Windstromeinspeisung entsteht.

- Im Jahr 2024 wurden knapp 112 TWh Onshore-Windstrom erzeugt, was knapp 26% des in Deutschland erzeugten Stroms entsprach.
- Der **durchschnittliche Großhandelspreis** betrug **78,51 Euro je MWh (7,9 ct/kWh)** im Jahr 2024.
- Im **Szenario ohne Onshore-Windstrom** wäre der Großhandelspreis im Durchschnitt auf **117,68 Euro je MWh (11,8 ct/kWh)** im Jahr 2024 gestiegen.
- Der **durchschnittliche Großhandelspreis** wäre somit um **39,17 Euro je MWh (3,9 ct/kWh)**, bzw. um circa 50% gestiegen.

Abbildung 1: Großhandelspreis mit und ohne Windstrom im Jahr 2024 in Euro/MWh



Quelle: eigene Darstellung

Welche Kosten für Entschädigungen und Rückbau müssten vom Staat übernommen werden?

Entschädigungszahlungen

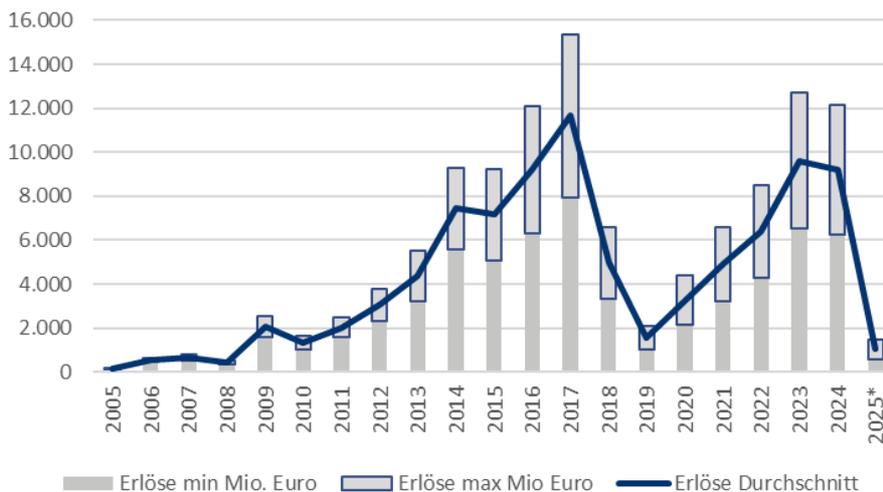
Um zu schätzen, in welcher Größenordnung Entschädigungszahlungen vom Staat übernommen werden, verwenden wir folgenden Ansatz:

- Wir berechnen, welche Vergütungen den Betreibern des heutigen Anlagenparks noch zustehen. Diese sind Ihnen aufgrund der verschiedenen Fassungen des EEG gesetzlich zugesichert, unabhängig davon, welcher Anteil aus Börsenerlösen oder Marktprämie stammt. Der Vergütungsanspruch besteht für 20 Jahre. Zugrunde gelegt wurde die verbleibende Betriebsdauer des heutigen Anlagenparks.
- Die zukünftig erzeugte Strommenge bis 2045 wird geschätzt: sie hängt von Windverhältnissen und

Standorten, bzw. der Effizienz der Anlagen ab, die vorher nicht bekannt sind. Deswegen wird eine Bandbreite geschätzt, auf Grundlage von Durchschnittswerten in GWh/MW installierte Leistung im Zeitraum 2005-2024 (bestes und schlechtestes Windjahr als Spanne), zuzüglich einer angenommenen Effizienzsteigerung der neuen Anlagen im max Szenario.¹

- Berechnung der erwarteten Erlöse: Erwartete Strommenge multipliziert mit Vergütungen für Windenergie an Land in Ct/kWh laut EEG-Gesetz bzw. ab 2019 Ausschreibungsergebnisse laut (Bundesnetzagentur 2024). Es wird von einem durchschnittlichen Anlagenstandort mit 75% Gütefaktor ausgegangen, wodurch angenommen wird, dass die Anlagen die höhere Anfangsvergütung über die gesamte Laufzeit von 20 Jahren erhalten, bzw. einen Korrekturfaktor der Ausschreibungsergebnisse von 1,225.

Abbildung 2: Erwartete Erlöse der bestehenden Windenergieanlagen an Land (Jahr der Inbetriebnahme) in Deutschland in Mio. Euro



Quelle: eigene Berechnung aufgrund historischer Erzeugung und rechtlich zugesicherter Vergütung im Rahmen des EEG für eine Betriebsdauer von 20 Jahren. (* Inbetriebnahme bis 02/2025)

Ergebnisse

- Die ausstehenden Erträge summieren sich auf 63 bis 118 Mrd. Euro, mit **90 Mrd. Euro** als mittleren Wert
- Das ist nicht die zu erwartende Entschädigungssumme, weil für den Fall einer erzwungenen Abschaltung von Anlagen vermutlich ähnlich wie beim Kohlekompromiss Entschädigungen aufgrund entgangener

Deckungsbeiträge (nicht Erträge) kalkuliert werden würden.

- Daher wurde abgezogen, welche Betriebskosten im Gegenzug nicht anfallen würden. Kalkuliert wurde auf Grundlage einer Schätzung der GWS (GWS 2024) für das Jahr 2026 (3,8 Mrd. Euro). Dieser Wert wurde auf die verbleibende Restlaufzeit der bestehenden Anlagen umgerechnet. Ergebnis: **26 Mrd. Euro** im Zeitraum bis 2045.

¹ Wir danken Jürgen Quentin für wertvolle Hinweise zur Kalkulation

Tabelle 1: Entgangener Deckungsbeitrag bei Abschaltung

| Entgangener Deckungsbeitrag | Min | Max | Mittel |
|--------------------------------------|-----------|-----------|-----------|
| Entgangene Erlöse Mrd. Euro | 63 | 118 | 90 |
| Eingesparte Betriebskosten Mrd. Euro | -26 | -26 | -26 |
| Summe Mrd. Euro | 37 | 92 | 64 |

Quelle: eigene Darstellung

- **Bei sofortiger Abschaltung des heutigen Windenergieanlagenparks an Land müsste eine Summe von rund 64 Mrd. Euro (Spanne von 37 bis 92 Mrd. Euro) entschädigt werden, um die ausstehenden Deckungsbeiträge aus dem EEG auszugleichen.**

Rückbaukosten

Anlagenbetreiber kalkulieren Kosten für den Rückbau der Anlagen nach Ende der Betriebsdauer mit ein. Sie müssen dafür Rückstellungen bilden und je nach Bundesland werden unterschiedlich hohe Sicherheitsleistungen eingefordert.

Tabelle 2: Rückbaukosten des Windenergieanlagen-Bestands an Land in Deutschland

| Anlagenkategorie (installierte Leistung) | Anzahl Anlagen in Deutschland | Durchschnittliche Rückbaukosten (Euro pro WEA) | Summe Rückbaukosten (Mrd. Euro) |
|--|-------------------------------|--|---------------------------------|
| L1: 0,8 – 2,5 MW | 17.657 | 159.000 | 2,8 |
| L2: 2,6 – 4,0 MW | 6.457 | 201.000 | 1,3 |
| L3: 4,1 – 7,6 MW | 4.634* | 305.000 | 1,4 |
| Summe | 28.766 | | 5,5 |

Quelle: eigene Berechnung nach (Otto u. a. 2023) *In der Quelle ist der Anlagenbestand bis 2023 angegeben. Wir haben die seitdem neu installierten Anlagen vereinfacht der größten Anlagenkategorie L3 zugeordnet

- Im Falle einer staatlich verordneten Stilllegung und Rückbau der Anlagen während der Laufzeit kann man davon ausgehen, dass diese Kosten jedoch nicht oder zumindest nicht vollständig von den Anlagenbetreibern übernommen werden. Gegenfalls wären sie jedoch durch die Entschädigungszahlungen bereits gedeckt.
- Für eine „anteilige“ Schätzung, welche Rückbaukosten beim Staat und somit der Allgemeinheit verbleiben könnten, fehlt die Datengrundlage. Denn hier sind z.B. Zinseffekte zu beachten (vgl. Schrems/Fiedler 2022), so dass eine Abschätzung anhand der Restlaufzeiten unsicher wäre
- Rückbaukosten unterscheiden sich je nach Anlagentyp, Standort, Art der Demontage. Zur Berechnung verwenden wir Daten aus (Otto u. a. 2023) zu Rückbaukosten (ohne Verwertungserlöse), die nach Anlagenkategorie differenziert sind.
- **Im Ergebnis schätzen wir die Kosten, die aufzubringen wären, um den heutigen Anlagenbestand rückzubauen, auf 5,5 Mrd. Euro.**

Wie wirkt sich der Rückbau auf die Versorgungssicherheit aus?

Kurzfristige Schwankungen oder Ausfälle in der Windstromerzeugung – über Stunden oder wenige Tage – gefährden die Versorgungssicherheit nicht unmittelbar, da das Energiesystem über ausreichende Kapazitätsreserven verfügt. Ein langfristiger Wegfall der Windenergie hätte jedoch gravierende Folgen: Die Stromerzeugung müsste stärker auf fossile Energieträger umgestellt werden, was klimaschädlich wäre und ein Versorgungsrisiko darstellt. Die Energiepreiskrise infolge des russischen Angriffskrieges auf die Ukraine hat gezeigt, dass eine Abhängigkeit von Energieimporten sowohl die Versorgungssicherheit als auch die Preisstabilität gefährden kann.

Denn **Versorgungssicherheit** bedeutet mehr als die (theoretische) Fähigkeit des Kraftwerksparks, den Strombedarf zu jedem Zeitpunkt zu decken (**Erzeugungsdäquanz**). Sie ist nur ein Faktor der **Systemdäquanz**, zu der auch die Angemessenheit der Netzinfrastruktur (**Netzdäquanz**) gehört. Weitere Elemente sind die Sicherstellung der **Systemstabilität** auch unter widrigen klimatischen Bedingungen, die **Importsicherheit** für ausreichende Mengen bezahlbarer Brennstoffe sowie die **Systemflexibilität**, mit der auf planbare und ungeplante Betriebsstörungen reagiert werden kann (Wettingfeld u. a. 2024).

Die aktuelle Situation am Markt zeigt: Besonders mit Blick auf die Kosten ist die **Importsicherheit von Gas** keineswegs gut planbar. Zum einen sind durch die kriegsbedingten Veränderungen der Lieferbeziehungen neue geopolitischen Herausforderungen, Abhängigkeiten und Knappheiten entstanden, wie z.B. ein höheres Risiko durch US-Zölle oder eine größere Konkurrenz um (knappe) LNG-Mengen mit China und anderen außereuropäischen Staaten. Zum anderen wurde die Marktstruktur im Zuge der Energiepreiskrise deutlich verändert, was sich auf das Verhalten der Marktteilnehmenden auswirkt. Vorgaben zum Füllstand der Gasspeicher mit festen Stichtagen im Herbst ziehen Spekulationsrisiken nach sich, abhängig vom Verlauf des Winters (Wenzel 2025). Das führt dazu, dass die immer schon vorhandene Volatilität weiter zugenommen hat und man absehbar auch in Zukunft mit starken Schwankungen bei Verfügbarkeit und Preis rechnen muss.

Auch bei der **Importsicherheit für Steinkohle** gibt es solche Preisrisiken, allerdings ist das Risikoprofil etwas niedriger, da die installierten Kraftwerkskapazitäten an sich deutlich beschränkend wirken. Das Preisniveau für Importsteinkohle am Markt ist seit der Energiepreiskrise deutlich erhöht und – anders als beim Gas – seither nicht mehr auf den Vorkrisenstand gefallen.

Ein weiterer wesentlicher und in der Debatte häufig unterschätzter Faktor hinsichtlich der Versorgungssicherheit ist die mittel- bis langfristige **Systemdäquanz**, die von zunehmenden Klimaveränderungen beeinträchtigt werden

wird. Wenn in Deutschland wieder deutlich mehr fossile Brennstoffe verwendet würden, beschleunigt das den Klimawandel und damit ggf. umfangreicher auftretende Extremwetterereignisse (Stürme, Hochwasser, Dürren) welche den stabilen Betrieb des Energiesystems und seine Infrastrukturen beeinträchtigen. Vor allem bei einer durch die deutsche Nachfrage erhöhten Förderung von Gas kommen weitere, extrem klimaschädliche Methanemissionen bei Förderung und Transport hinzu, die schon kurzfristig stark zur Beschleunigung des Klimawandels beitragen (Hmiel u. a. 2020).

Eine pauschale Verbesserung der Versorgungssicherheitslage lässt sich also aus einem angenommenen Abschalten aller Windkraftanlagen keinesfalls ableiten. Eine Dunkelflaute würde sich weniger stark im Stromsystem auswirken, ein strenger Winter, unberechenbar agierende Lieferstaaten oder auf höhere Gewinne spekulierende Händler wären ungleich größere Risikofaktoren, ebenso das übergreifende Risiko des ungebremsten Klimawandels.

Und was macht das mit den Klimafolgekosten?

In der tagesaktuellen Debatte werden die Folgekosten des nicht umgesetzten Klimaschutzes meist nicht erwähnt, dabei gibt es zum einen eine umfangreiche wissenschaftliche Basis dafür, ihren enormen Umfang abzuschätzen. Zum anderen belegen empirische Daten zunehmend, dass die getroffenen Annahmen stimmen bzw. tendenziell sogar übertroffen werden durch bereits anfallende Klimafolgekosten.

Zur Veranschaulichung eine vereinfachte Berechnung: Im Jahr 2024 wurden **durch die Nutzung von Windkraft 107 Mio. t CO₂ vermieden** (UBA 2024a). Die (globalen) Schadenskosten betragen nach aktueller UBA-Methodenkonvention (UBA 2024b) mindestens 300 Euro₂₀₂₄/t CO₂. Die Einsparung durch zukünftig **nicht entstandene Umweltschäden** durch die Nutzung von Windkraft entspricht also **32 Mrd. Euro pro Jahr**.

Eine große Studie des Bundeswirtschaftsministeriums zu empirisch ermittelten, bereits eingetretenen Schadenskosten zwischen 2000 und 2021 in Deutschland (Bundesregierung 2023) kommt auf insgesamt 145 Mrd. Euro, d.h. durchschnittlich 7 Mrd. Euro/Jahr. Für die Zukunft erwarten die Gutachter:innen einen Korridor von **10-30 Mrd. Euro/Jahr in Deutschland**, wobei große immaterielle Schäden wie Einbußen in Gesundheit, Lebensqualität und Zufriedenheit noch nicht betrachtet wurden.

Auch diese Kosten gehören zu einer ehrlichen Diskussion der Frage, wie unsere zukünftige Energieversorgung strukturiert sein soll. Denn obwohl es unbestritten noch Herausforderungen und große Investitionsbedarfe bei der

Fertigstellung der Energiewende gibt, ist die Botschaft mittlerweile auch seitens der Wirtschaft klar: Den Weg nicht weiterzugehen oder Entwicklungen gar umzukehren, wäre für die Menschen und Unternehmen in Deutschland (und weltweit) das Teuerste und Riskanteste, das man tun könnte (PwC 2024).

WEITERFÜHRENDE INFORMATIONEN

BDEW (2025): Stromerzeugung aus Erdgas im Vergleich zum Vorjahr – Monatliche Entwicklung. Abrufbar unter: https://www.bdew.de/media/documents/Stromerz_Erdgas_Vgl_VJ_monatlich_online_o_Sld_17012025.pdf. Letzter Zugriff am: .

Bundesnetzagentur (2024): Archivierte EEG-Vergütungssätze. Abrufbar unter: https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Fachthemen/ElektrizitaetundGas/ErneuerbareEnergien/EEG_Foerderung/Archiv_VergSaetze/start.html. Letzter Zugriff am: 14.2.2025.

Bundesnetzagentur (2025a): Installierte Erzeugungsleistung. Abrufbar unter: <https://www.smard.de/page/home/wiki-article/446/2362>. Letzter Zugriff am: 14.2.2025.

Bundesnetzagentur (2025b): SMARD – Strom- und Gasmarktdaten. Abrufbar unter: <https://www.smard.de/home>. Letzter Zugriff am: 14.2.2025.

Bundesregierung (2023): Kosten des Klimawandels in Deutschland. Abrufbar unter: <https://www.bundesregierung.de/breg-de/themen/klimaschutz/kosten-klimawandel-2170246>. Letzter Zugriff am: 1.6.2023.

Burger, P. D. B. (2025): Öffentliche Stromerzeugung 2024: Deutscher Strommix so sauber wie nie. Abrufbar unter: <https://www.energy-charts.info/index.html>. Letzter Zugriff am: 14.2.2025.

Destatis (2025): Bruttostromerzeugung nach Energieträgern in Deutschland ab 1990. Abrufbar unter: <https://www.destatis.de/DE/Themen/Branchen-Unternehmen/Energie/Erzeugung/bar-chart-race.html>. Letzter Zugriff am: 14.2.2025.

GWS (2024): Fachkräftebedarf für den zukünftigen EE-Ausbau – Quantitative Abschätzungen bis zum Jahr 2030. Abrufbar unter: <https://papers.gws-os.com/gws-researchreport24-4.pdf>. Letzter Zugriff am: 4.2.2025.

Otto, D. S.-J., Meyer, D. S., Sebastian, D., Schmelting, D. R., Rubner, P., Ziehe, M., Kraus, H., Spohn, D., Faulstich, D. M., Hüther, D. J., Meyer, F., Schnurer, D. H. (2023): Entwicklung eines Konzepts und Maßnahmen zur Sicherung einer guten Praxis bei Rückbau und Recycling von Windenergieanlagen.

PwC (2024): Beschleunigte Investitionen in den Klimaschutz lohnen sich – auch ökonomisch!. Abrufbar unter: <https://www.pwc.de/de/energiwirtschaft/klimaschutz-investitionen-lohnen-sich.html>. Letzter Zugriff am: .

Schrems, I., Fiedler, S. (2022): Rekultivierungskosten in der Lausitz: Welche Risiken drohen und was jetzt zu tun ist. Abrufbar unter: https://foes.de/publikationen/2022/2022-06_FOES_Kohle_Folgekosten.pdf. Letzter Zugriff am: .

UBA (2024a): Erneuerbare Energien in Zahlen. Abrufbar unter: <https://www.umweltbundesamt.de/themen/klima-energie/erneuerbare-energien/erneuerbare-energien-in-zahlen#emissionsbilanz>. Letzter Zugriff am: 15.2.2025.

UBA (2024b): Gesellschaftliche Kosten von Umweltbelastungen. Abrufbar unter: <https://www.umweltbundesamt.de/daten/umwelt-wirtschaft/gesellschaftliche-kosten-von-umweltbelastungen#gesamtwirtschaftliche-bedeutung-der-umweltkosten>. Letzter Zugriff am: 26.9.2024.

Wettingfeld, M., Schenuit, C., Collmer, F. (2024): Was heißt eigentlich Versorgungssicherheit? – Mit der Energiewende zu Sicherheit, Verlässlichkeit und Stabilität. Abrufbar unter: https://foes.de/publikationen/2024/2024_03_DUH_FOES_Impulspapier_Versorgungssicherheit.pdf. Letzter Zugriff am: .

Wirtschaftsbeirat Bayern (2022): Zahlen und Fakten zur Stromversorgung in Deutschland 2022. Abrufbar unter: https://www.wbu.de/media/news/positionen/publikationen/2022_Zahlen-Fakten-Stromversorgung.pdf?trk=public_post_comment-text. Letzter Zugriff am: 14.2.2025.

IMPRESSUM

Forum Ökologisch-Soziale Marktwirtschaft (FÖS)

Geschäftsführende Vorständin: Carolin Schenuit

Redaktion: Swantje Fiedler, Simon Meemken, Carolin Schenuit, Marie Wettingfeld, Florian Zerkawy unter Mitarbeit von Lina Supancic