



Fachbereich WD 5

Wirtschaftliche Aspekte von Windenergieanlagen

Wirtschaftliche Aspekte von Windenergieanlagen

Aktenzeichen: WD 5 - 3000 - 074/25

Abschluss der Arbeit: 23. Oktober 2025

Fachbereich: WD 5: Wirtschaft, Energie und Klima

Die Wissenschaftlichen Dienste des Deutschen Bundestages unterstützen die Mitglieder des Deutschen Bundestages bei ihrer mandatsbezogenen Tätigkeit. Ihre Arbeiten geben nicht die Auffassung des Deutschen Bundestages, eines seiner Organe oder der Bundestagsverwaltung wieder. Vielmehr liegen sie in der fachlichen Verantwortung der Verfasserinnen und Verfasser sowie der Fachbereichsleitung. Arbeiten der Wissenschaftlichen Dienste geben nur den zum Zeitpunkt der Erstellung des Textes aktuellen Stand wieder und stellen eine individuelle Auftragsarbeit für einen Abgeordneten des Bundestages dar. Die Arbeiten können der Geheimschutzordnung des Bundestages unterliegende, geschützte oder andere nicht zur Veröffentlichung geeignete Informationen enthalten. Eine beabsichtigte Weitergabe oder Veröffentlichung ist vorab dem jeweiligen Fachbereich anzuzeigen und nur mit Angabe der Quelle zulässig. Der Fachbereich berät über die dabei zu berücksichtigenden Fragen.

Inhaltsverzeichnis

1.	Einleitung	4
2.	Wirtschaftlichkeitsberechnung für Windenergieanlagen vor Baubeginn	4
3.	Kosten durch Wegebau, Kabeltrassen und Umspannwerke	6
4.	Staatliche Förderung für den Bau einer WEA	8
5.	Entwicklung der Stromgestehungskosten und der Strompreise (Literaturüberblick)	9
5.1.	Joint Research Centre (2024)	11
5.2.	Fraunhofer-Institut ISE (2024)	11
5.3.	Ariadne-Report (2025)	12
5.4.	Grimm et al. (2024)	12
5.5.	Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft (BDEW) (2024)	13
5.6.	Bundesregierung (2024/2025)	13
5.7.	Friedrich-Alexander-Universität Erlangen-Nürnberg (2025)	15
5.8.	Aurora Energy Research (2025)	16
5.9.	Prognos (2025)	17
5.10.	McKinsey (2025)	18

1. Einleitung

Die Wirtschaftlichkeit von Windenergieanlagen ist ein zentrales Thema in der Diskussion um die Energiewende und nachhaltige Stromversorgung. In dieser Arbeit wird auf Literatur, die sich mit der Wirtschaftlichkeit von Windkraftwerken beschäftigt, eingegangen, und es werden verschiedene Aspekte der damit verbundenen Strompreisentwicklung analysiert.

Auftragsgemäß beschränkt sich die vorliegende Dokumentation auf die Betrachtung von Fragen

- zur Wirtschaftlichkeitsberechnung für eine Windenergieanlage (WEA) vor Baubeginn,
- zu den Kosten, die durch Wegebau, Kabeltrassen und Umspannwerke entstehen,
- zur staatlichen Förderung für den Bau von WEA und
- zur Strompreisentwicklung durch den Ausbau erneuerbarer Energien.

2. Wirtschaftlichkeitsberechnung für Windenergieanlagen vor Baubeginn

Laut Deutsche WindGuard bewerten Banken die Wirtschaftlichkeit eines Windenergie-Projekts auf Basis der jeweiligen **Investitionskosten** sowie der erwarteten **Betriebskosten**. Zu Letzteren zählen unter anderem die Kosten für Wartung und Instandhaltung, Pacht, kaufmännische und technische Betriebsführung, Versicherungen sowie Rücklagen für den Rückbau. In die Berechnung fließen dabei auch eventuelle Ertragsunsicherheiten des Standorts, die Kompetenz der jeweiligen Akteure und der zu erwartende Erlös aus dem Stromverkauf mit ein.¹ Für die Projektentwicklung von WEA und für die Beurteilung ihrer Wirtschaftlichkeit sind verschiedene **Gutachten** erforderlich:

„Untersucht werden im Rahmen der Projektentwicklung verschiedene Sachverhalte, die teilweise zur Auswahl der besten Technologie (Wind- und Turbulenzgutachten) dienen, die für die Genehmigung der Windenergieanlage erforderlich sind (z. B. Schallgutachten, ökologische Gutachten) oder um die wirtschaftlichen Aussichten des Vorhabens zu beurteilen (z. B. Ertragsprognosen, Standortgütegutachten).“²

Für ein Windgutachten werden Vor-Ort-Windmessungen nach bestimmten technischen Richtlinien durchgeführt. Die erhobenen Daten des ein Jahr dauernden Untersuchungsprozesses

1 [Deutsche WindGuard, 2024]: Deutsche WindGuard (2024), Vorbereitung und Begleitung bei der Erstellung eines Erfahrungsberichts gem. § 99 Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG 2023) zum spartenspezifischen Vorhaben „Windenergie an Land“, Kostensituation der Windenergie an Land, Stand 2024, S. 22, <https://www.bundeswirtschaftsministerium.de/Redaktion/DE/Downloads/Energie/eeg-eb-wal-kostensituation-2024.pdf?blob=publicationFile&v=12>.

2 Ebd., S. 19.

werden an „unabhängige und zertifizierte Windgutachter“ weitergegeben. Diese werten die Daten aus und prognostizieren die Wirtschaftlichkeit der Anlage.³

Die Berechnungsmethode der **Stromgestehungskosten** (Levelized Cost of Electricity, LCOE)⁴, die „alle Ausgaben der Anlage auf die erzeugte Strommenge“⁵ umrechnet (über ihre gesamte Lebensdauer), ist auch eine anerkannte Grundlage, um die Wirtschaftlichkeit einzelner Projekte zu bewerten.⁶ Der Deutschen WindGuard zufolge hängen die Stromgestehungskosten von folgenden Parametern ab:

- „• Technologie (Leistung, Rotordurchmesser und Nabenhöhe der Windenergieanlage)
- Energieertrag (Windhöufigkeit des Standorts, Verfügbarkeit, genehmigungsrechtliche Abregelungen -> Standortgüte)
- Investitionskosten (Hauptinvestitionskosten (Windenergieanlage inkl. Fundament und Installation), Investitionsnebenkosten)
- Betriebskosten über die gesamte Nutzungsdauer von 20 Jahren
- Finanzierungsbedingungen (Anteil von Fremd- und Eigenkapitalfinanzierung, Finanzierungslaufzeit, Fremdkapitalzins)

Einige der Parameter beeinflussen sich dabei gegenseitig. So beeinflusst beispielsweise die Technologieauswahl den späteren Energieertrag; die Investitions- und Betriebskosten hängen teilweise vom Energieertrag ab.“⁷

Auf der Grundlage des Erneuerbare-Energien-Gesetzes (EEG)⁸ führt die Bundesnetzagentur seit Mai 2017 „Ausschreibungen zur Ermittlung der finanziellen Förderung von

3 Rettenmeier, Andreas; Jachmann, Henning (2021), Wirtschaftlichkeit von Windenergieanlagen, Zentrum für Sonnenenergie- und Wasserstoff-Forschung Baden-Württemberg, <https://www.rheinstetten.de/files/rhs-internet-presse---nur-administratoren/windenergie/windenergie-rentabilitaet-praesentation.pdf>. Windenergie Pfaffenhofen (2023), Wirtschaftlichkeit, Fragen zur Windenergie, <https://windenergie-pfaffenhofen.de/wp-content/uploads/2023/06/Wirtschaftlichkeit.pdf>.

4 Zu den Stromgestehungskosten im Einzelnen siehe ausführlich Wissenschaftliche Dienste (2022), Interne und externe Kosten der Stromerzeugung: Gestehungskosten, Umweltkosten und Subventionen konventioneller und erneuerbarer Energien, Kapitel 2, <https://www.bundestag.de/resource/blob/926226/b0494e5467d05b6bd12ace95d91134f6/WD-5-123-22-pdf-data.pdf>.

5 WINDCOMM, Windenergie Kosten pro kWh in Deutschland, <https://www.windcomm.de/windenergie-kosten-pro-kwh-in-deutschland/>.

6 Kost, Christoph et al. (2018), Stromgestehungskosten erneuerbare Energien, März 2018, Fraunhofer ISE, S. 32, <https://www.ise.fraunhofer.de/de/veroeffentlichungen/studien/studie-stromgestehungskosten-erneuerbare-energien.html>.

7 In [Deutsche WindGuard, 2024] S. 30f, <https://www.bundeswirtschaftsministerium.de/Redaktion/DE/Downloads/Energie/eeg-eb-wal-kostensituation-2024.pdf?blob=publicationFile&v=12>.

8 §§ 28 bis 36j EEG, https://www.gesetze-im-internet.de/eeg_2014/.

Windenergieanlagen an Land durch. Der ermittelte anzulegende Wert dient als Berechnungsgrundlage für die Höhe des Zahlungsanspruchs (Marktpremie).⁹ Unter das Ausschreibungsregime fallen WEA an Land ab einer installierten Leistung von 1.001 kW. Davon „ausgenommen sind Pilotwindenergieanlagen und Windenergieanlagen von Bürgerenergiegesellschaften nach § 22b EEG.“¹⁰ Aus den zu erwartenden Stromgestehungskosten lässt sich ermitteln, „welche Gebotshöhe in einer Ausschreibung nach dem Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) erforderlich ist, um die betrachteten Anlagen wirtschaftlich zu betreiben.“¹¹

Kann kein wirtschaftlicher Betrieb der Anlage erfolgen, wird das Projekt verworfen.¹²

Ewen/Lenz (2021) befassen sich in einem Themenpapier des Umweltbundesamtes mit der Frage nach der Wirtschaftlichkeit von WEA:

„[...]: Es muss ausreichend Wind in 150 bis 200 m Höhe über Grund vorhanden sein. Dann ist die Antwort einfach: Gingen die Betreibenden und ggf. sie finanzierte Banken nicht von einem wirtschaftlichen Betrieb aus, würden sie keinen Kredit nehmen bzw. geben. Banken fordern ausführliche und unabhängige Windgutachten, bevor sie sich an einem Projekt beteiligen. Auf der Einnahmeseite stehen die finanziellen Erträge für den Windstrom. Seit 2017 gibt es keine festen Vergütungen für Windstrom mehr – nun müssen sich Betreiber, die über eine Genehmigung für Windenergieanlagen verfügen, an Ausschreibungen der Bundesnetzagentur beteiligen. [...].“¹³

3. Kosten durch Wegebau, Kabeltrassen und Umspannwerke

Für den Anschluss eines Windparks an das Stromversorgungsnetz müssen Wege und Kabeltrassen verlegt sowie ein Umspannwerk errichtet werden. Das Umspannwerk transformiert die „Netzspannung des Windparks von z. B. 20 Kilovolt (Mittelspannung) auf z. B. 110

9 https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Fachthemen/ElektrizitaetundGas/Ausschreibungen/Wind_Onshore/start.html.

10 Ebd.

11 In [Deutsche WindGuard, 2024] S. 7, <https://www.bundeswirtschaftsministerium.de/Redaktion/DE/Downloads/Energie/eeg-eb-wal-kostensituation-2024.pdf?blob=publicationFile&v=12>.

„Grundsätzlich wird die Höhe der Zahlungen für alle ab dem 1. Januar 2017 neu in Betrieb genommenen Anlagen ab einer installierten Leistung von 1.001 Kilowatt durch Ausschreibungen ermittelt. Davon sind Pilotwindenergieanlagen und Windenergieanlagen an Land von Bürgerenergiegesellschaften nach § 22b EEG 2023 ausgenommen.“, https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Fachthemen/ElektrizitaetundGas/Ausschreibungen/Wind_Onshore/start.html.

12 In [Deutsche WindGuard, 2024] S. 19, <https://www.bundeswirtschaftsministerium.de/Redaktion/DE/Downloads/Energie/eeg-eb-wal-kostensituation-2024.pdf?blob=publicationFile&v=12>.

13 Ewen, Christoph; Lenz, Jakob (2021), Finanzielle Teilhabe und Wirtschaftlichkeit, https://stories.umweltbundesamt.de/system/files/document/20210527_Themenkompass_Finanzielle%20Teilhabe_Wirtschaftlichkeit.pdf.

Kilovolt (Hochspannung)“, damit der Strom verlustarm ins öffentliche Energieversorgungsnetz fließen kann.¹⁴

Im Netzentwicklungsplan Strom 2035 findet sich eine tabellarische Übersicht mit **Schätzungen** der **Investitionskosten** für Leitungen, Kabel und Transformationsanlagen.¹⁵

Nach Angaben der Deutschen WindGuard werden die „Netzanbindungskosten, inklusive der internen Parkverkabelung und ggf. anfallenden Kosten für Umspannwerke etc., [...] durch die Projektentwickler **im Mittel mit 116 €/kW** beziffert. Netzkosten ab dem Umspannwerk liegen nicht bei den Projektentwicklern, sondern werden vom Netzbetreiber getragen und auf die Stromkunden umgelegt. Diese sind nicht in den erfassten Kosten enthalten.“¹⁶ Für Repoweringprojekte können „teilweise bestehende Strukturen“ genutzt werden.¹⁷

Die Abbildung 1 veranschaulicht die spezifischen Investitionsnebenkosten (netto) in €/kW. Dazu zählen auch die Kosten für die Netzanbindung und Infrastruktur.¹⁸ Zudem zeigt sie den durchschnittlichen Anteil dieser Kosten an den gesamten Investitionsnebenkosten. Dies gilt für die Jahre 2024 bis 2026 bei der Inbetriebnahme.

14 Greiser, Anna (2025), Die Infrastruktur hinter Windparks - Fundament, Kabeltrasse, Netzanbindung und mehr, 14.01.2025, <https://eef.de/news/die-infrastruktur-hinter-windparks>.

15 Netzentwicklungsplan Strom 2035, Version 2021, 2. Entwurf, https://www.netzentwicklungsplan.de/sites/default/files/2023-02/26_NEP_2035_V2021_2E_Kostenschaetzung_0.pdf.

16 In [Deutsche WindGuard, 2024] S. 20, <https://www.bundeswirtschaftsministerium.de/Redaktion/DE/Downloads/Energie/eeg-eb-wal-kostensituation-2024.pdf?blob=publicationFile&v=12>.

17 Ebd.

18 „In den Infrastrukturkosten sind vorrangig die Aufwendungen zur Erschließung der Windparkflächen enthalten. Insbesondere ist hier der Wegebau bzw. die Wegeerweiterung für den Zugang zum Anlagenstandort sowie die Vorbereitung von Kranstellflächen und Montageflächen zur Errichtung der Anlagen nennenswert.“, Ebd.

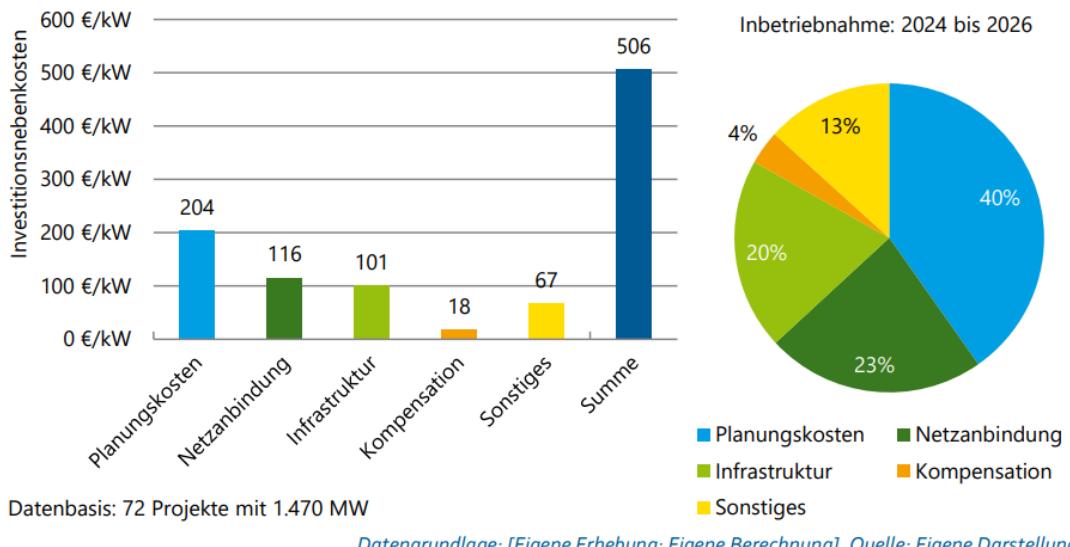


Abbildung 1: Spezifische Investitionsnebenkosten (netto) in €/kW sowie durchschnittliche Anteile der Kostenpositionen an den gesamten Investitionsnebenkosten bei Inbetriebnahme von 2024 bis 2026.¹⁹

4. Staatliche Förderung für den Bau einer WEA

In der Förderdatenbank des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie (BMWE)²⁰ finden sich mit dem Suchbegriff „Windenergieanlage“ die folgenden drei **bundesweiten** Förderprogramme:

- Förderung im Rahmen des Programmes „Bürgerenergiegesellschaften“ bei Windenergie an Land, Fördergeber: Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWE), <https://www.foerderdatenbank.de/FDB/Content/DE/Foerderprogramm/Bund/BMWi/buergerenergiegesellschaften-wind-land.html>. (Zuschuss zu Planungs- und Genehmigungskosten).
- Energie vom Land, (FundingProgram-Tab3, Energie vom Land, (Nr. 255/256)), Fördergeber: Landwirtschaftliche Rentenbank (LR), <https://www.foerderdatenbank.de/FDB/Content/DE/Foerderprogramm/Bund/LR/energie-vom-land-bund.html>. (Darlehen).
- KfW-Programm Offshore-Windenergie, Fördergeber: KfW Bankengruppe, <https://www.foerderdatenbank.de/FDB/Content/DE/Foerderprogramm/Bund/KfW/kfw-programm-offshore-windenergie.html>. (Darlehen).

19 In [Deutsche WindGuard, 2024] S. 19, <https://www.bundeswirtschaftsministerium.de/Redaktion/DE/Downloads/Energie/eeg-eb-wal-kostensituation-2024.pdf?blob=publicationFile&v=12>.

20 https://www.foerderdatenbank.de/SiteGlobals/FDB/Forms/Suche/Startseitensuche_Formular.html?, Suchbegriff „Windenergieanlage“, Förderprogramm anklicken. (Mit dem Stichwort „Windkraftanlage“ ergibt sich eine geringere Trefferzahl.)

Ferner bieten – laut Förderdatenbank des BMWE – Brandenburg und Baden-Württemberg jeweils ein Förderprogramm an:

- Brandenburg-Kredit für den Ländlichen Raum, Fördergeber: Investitionsbank des Landes Brandenburg (ILB), <https://www.foerderdatenbank.de/FDB/Content/DE/Foerderprogramm/Land/Brandenburg/brandenburg-kredit-fuer-den-laendlichen-raum.html>. (Darlehen).
- Energie vom Land – Sonne, Wind, Wasser; Fördergebiet Baden-Württemberg, Fördergeber: Landeskreditbank Baden-Württemberg – Förderbank (L-Bank), <https://www.foerderdatenbank.de/FDB/Content/DE/Foerderprogramm/Land/Baden-Wuerttemberg/energie-vom-land-sonne-wind-wasser.html>. (Darlehen).

Auch die Europäische Investitionsbank (EIB) stellt Gelder zur Verfügung, um privates Kapital von Investoren, nationalen Förderbanken und Geschäftsbanken zu mobilisieren.²¹

5. Entwicklung der Stromgestehungskosten und der Strompreise (Literaturüberblick)

Der Einfluss der erneuerbaren Energien (EE) auf die Preisentwicklung im Stromsektor wird vielfach thematisiert. Zahlreiche Studien stellen fest, dass die Stromgestehungskosten für EE in den vergangenen Jahren deutlich gesunken sind (siehe Abschnitte 5.1., 5.2., 5.3.).

Das Energieunternehmen EnBW weist darauf hin, dass Stromgestehungskosten nicht mit den von den Verbrauchern zu zahlenden Strompreisen gleichzusetzen seien:

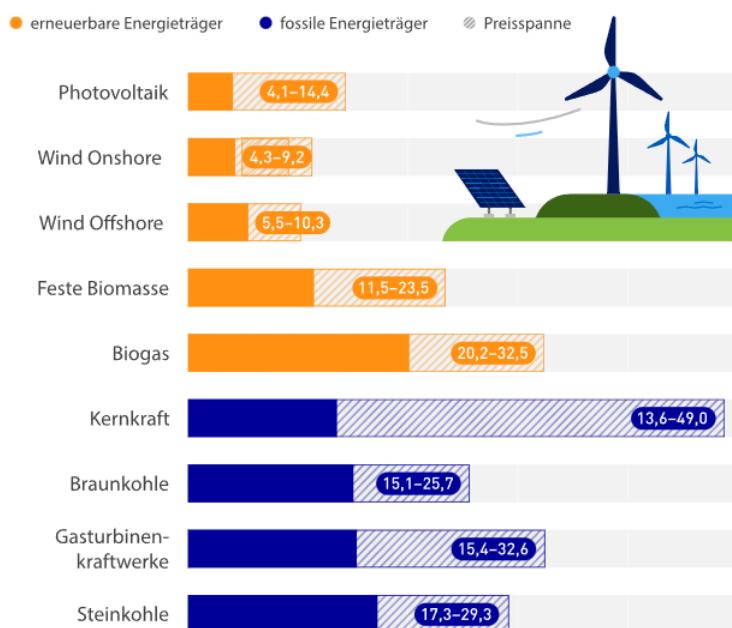
„Sie hängen jedoch zusammen. Denn auch die Strompreise bestehen aus unterschiedlichen Komponenten. Eine davon umfasst die Kosten für Erzeugung, Beschaffung und Vertrieb. Diese werde unter anderem von den Stromgestehungskosten beeinflusst. Ausschlaggebend für den Strompreis sind zusätzlich allerdings auch Netzentgelte, Steuern, Abgaben und Umlagen.“²²

21 Demary, Markus (2022), IW-Kurzbericht 80/2022, Europäische Förderinstrumente für Windenergie, 29.09.2022, https://www.iwkoeln.de/fileadmin/user_upload/Studien/Kurzberichte/PDF/2022/IW-Kurzbericht_2022-Finanzierung-Windparks.pdf.

22 Was sind eigentlich Stromgestehungskosten, 20.03.2025, <https://www.enbw.com/unternehmen/themen/solarenergie/stromgestehungskosten.html>.

Siehe auch: BDEW, Strompreis, Die wichtigsten Fragen & Antworten rund um die Zusammensetzung des Strompreises, <https://www.bdew.de/presse/pressemappen/strompreis>; Bundesnetzagentur, Preisbestandteile und Tarife, Wie setzt sich der Strompreis zusammen, <https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Vportal/Energie/PreiseAbschlaege/Tarife-table.html>.

Abbildung 2 benennt die Stromgestehungskosten in Deutschland im Jahr 2024 nach Energieträgern. Demnach sind Photovoltaik und WEA mit „Kosten zwischen 4,1 bis 14,4 Cent pro Kilowattstunde derzeit die kostengünstigsten Technologien in Deutschland“²³:



Quelle: Fraunhofer ISE/energy-charts.info

Abbildung 2: Stromgestehungskosten unterschiedlicher Energieträger.²⁴

Im Folgenden werden verschiedene Stimmen zur weiteren Entwicklung der LCOE von Windenergieanlagen (und auch von EE allgemein) aufgeführt. Es werden Bewertungen der Grenzkosten (Levelized Cost of Load Coverage, LCOLC) im Zusammenhang mit dem Strompreis vorgestellt (siehe Abschnitt 5.4.), und es wird auf die Komplexität der Strompreisgestaltung insgesamt hingewiesen. Zudem werden Studien zu Strompreisprognosen präsentiert, die sowohl auf einen fallenden Strompreis als auch – verglichen mit dem Vorkrisenniveau – auf einen höheren Strompreis hindeuten.

23 Stand 20.03.2025, <https://www.enbw.com/unternehmen/themen/solarenergie/stromgestehungskosten.html>.

„Die Stromgestehungskosten für Windenergieanlagen unterscheiden sich vor allem aufgrund ihrer Lage an Land oder auf See. So haben die Windkraftanlagen an Land (Onshore) geringere Installationskosten als ihre Offshore-Pendants. An besonders guten Onshore-Standorten, wo die Anlagen jährlich rund 3200 Volllaststunden erreichen, liegen die Stromgestehungskosten bei rund 4,3 Cent pro Kilowattstunde. An Standorten mit weniger guten Bedingungen können sie auf bis zu 9,2 Cent pro Kilowattstunde steigen. Windenergieanlagen auf See (Offshore) sind teurer in der Installation. So sind ihre Stromgestehungskosten insgesamt höher und liegen zwischen 5,5 und 10,3 Cent pro Kilowattstunde, obwohl diese Anlagen mehr Volllaststunden pro Jahr erreichen (zwischen 3200 und 4500 Stunden).“, ebd.

24 Stand 20.03.2025, <https://www.enbw.com/unternehmen/themen/solarenergie/stromgestehungskosten.html>.

5.1. Joint Research Centre (2024)

Das Joint Research Centre (JRC) (2024)²⁵ beobachtete eine Reduktion der Stromgestehungskosten von **Onshore**-Anlagen in den Jahren 2010 bis 2022 um **69 Prozent**²⁶. Auch bei **Offshore**-Anlagen wurde aufgrund leistungsstärkerer Windkraftanlagen eine Senkung der Stromgestehungskosten von **59 Prozent** (von 187 EUR pro MWh auf 77 EUR pro MWh) in den Jahren 2010 bis 2022 festgestellt.

Das JRC sieht die **Offshore**-Windindustrie allerdings derzeit mit makroökonomischen Belastungen konfrontiert. Diese beeinträchtigen das Wachstum und die Rentabilität und führten insbesondere in Europa zu einem Anstieg der LCOE-Werte für Offshore-Windenergie im Jahr 2022. Diese Unsicherheit lasse Zweifel an der prognostizierten Kostensenkung aufkommen, wonach die Stromgestehungskosten von 56 EUR pro MWh im Jahr 2030 auf **45 EUR pro MWh** im Jahr **2050** sinken könnten.

5.2. Fraunhofer-Institut ISE (2024)

Kost et al. (2024)²⁷ vom Fraunhofer-Institut ISE gehen bei der Entwicklung der Stromgestehungskosten in Deutschland bis 2045 von sinkenden Kosten für Offshore- und Onshore-Windenergieanlagen aus:

„Von derzeitigen Stromgestehungskosten zwischen 4,3 bis 9,2 €Cent/kWh sinken die Kosten langfristig auf 3,9 bis 8,3 €Cent/kWh. Verbesserungen werden hauptsächlich in einer höheren Vollaststundenzahl und der Erschließung von neuen Standorten mit speziellen Schwachwindturbinen erwartet. Offshore-WEA haben verglichen mit Onshore-WEA ein ähnlich starkes Kostenreduktionspotenzial. Bis 2045 werden die Stromgestehungskosten je nach Standort und Windangebot auf Werte zwischen 5,5 und 10,2 €Cent/kWh absinken.“²⁸

25 Clean Energy Technology Observatory, Wind energy in the European Union, Status report on technology development, trends, value chains and markets, 2024, S. 15f, <https://op.europa.eu/en/publication-detail/-/publication/50149f9f-a240-11ef-85f0-01aa75ed71a1/language-en>, dann Download starten.

26 Eine Reduktion von 101 EUR pro MWh auf 31 EUR pro MWh.

27 Kost et al. (2024), Stromgestehungskosten Erneuerbare Energien, Studie, 07/2024, S. 4, https://www.ise.fraunhofer.de/content/dam/ise/de/documents/publications/studies/DE2024_ISE_Studie_Stromgestehungskosten_Erneuerbare_Energien.pdf.

28 Ebd.

5.3. Ariadne-Report (2025)

Der im März 2025 erschienene Ariadne-Report (2025)²⁹ prognostiziert, dass die Stromgestehungskosten für WEA bis 2045 sinken werden:

„Die durchschnittlichen Erzeugungskosten für Strom (LCOE) aus fluktuierenden Erneuerbaren Energien in Deutschland bewegen sich im Bereich 48 - 72 EUR/MWh im Jahr 2025 und 46 - 65 EUR/MWh im Jahr 2045. Zum Vergleich: Die Erzeugungskosten fossiler Energie lagen im Jahr 2024 in Deutschland bei 109 - 326 EUR/MWh (je nach Energieträger und Kraftwerkstechnologie) und liegen damit bereits heute deutlich höher als die LCOE der Erneuerbaren Energien [...]. Im Jahr 2045 ist die Solarstromerzeugung mit 53 EUR/MWh etwas günstiger als Wind an Land mit 58 EUR/MWh und Wind auf See mit 59 - 66 EUR/MWh. Die LCOE der wichtigsten Backup Kraftwerke auf Basis von Wasserstoff und Erdgas im Jahr 2045 liegen für reine Elektrizitätskraftwerke bei rund 350 EUR/MWh und für Kraftwerke mit Kraft-Wärme-Kopplung bei 320 EUR/MWh [...].“³⁰

5.4. Grimm et al. (2024)

Laut Grimm et al. (2024)³¹ sind Stromgestehungskosten von erneuerbaren Energien kein guter Indikator für zukünftige Stromkosten.

Hierzu führen die Autoren aus: Zwar seien die LCOE der EE in den vergangenen Jahren deutlich gesunken, während die LCOE konventioneller Kraftwerke aufgrund steigender CO₂-Preise gestiegen seien³², die LCOE stellten jedoch keine belastbare Grundlage für die Einschätzung der zukünftigen Stromkosten dar. Denn vergleiche man die Produktion der Wind- oder Solaranlagen – die Grundlage einer LCOE-Berechnung sei – mit der Stromnachfrage, so fänden sich in vielen Stunden des Jahres Versorgungslücken, die durch komplementäre Technologien wie Batteriespeicher oder Gaskraftwerke und künftig auch durch wasserstoffbetriebene Kraftwerke gedeckt werden müssten. Die Investitionskosten dieser Anlagen und ihres Betriebs müssten in die Berechnung der Kosten zur Befriedigung der Nachfrage eingehen. Die so errechneten „Levelized Cost of Load Coverage“ (LCOLC) deuteten nicht darauf hin, dass die Stromkosten im kommenden Jahrzehnt deutlich sinken würden.³³

29 Luderer, Gunnar (Hrsg.); Bartels, Frederike (Hrsg.); Brown, Tom (Hrsg.) et al. (2025), Die Energiewende kosteneffizient gestalten: Szenarien zur Klimaneutralität 2045, Kopernikus-Projekt Ariadne, Potsdam, https://ariadneprojekt.de/media/2025/03/Ariadne-Report_Szenarien2025_Maerz2025_highres.pdf.

30 S. 69, https://ariadneprojekt.de/media/2025/03/Ariadne-Report_Szenarien2025_Maerz2025_lowres.pdf.

31 <https://www.wirtschaftsdienst.eu/inhalt/jahr/2024/heft/6/beitrag/stromgestehungskosten-von-erneuerbaren-sind-kein-guter-indikator-fuer-zukuenftige-stromkosten.html>.

32 Grimm, Veronika et al. (2024), Stromgestehungskosten von Erneuerbaren sind kein guter Indikator für zukünftige Stromkosten, S. 2, <https://www.utn.de/files/2024/04/Grimm-Policy-Brief-CD-FINAL.pdf>.

33 <https://www.utn.de/files/2024/04/Grimm-Policy-Brief-CD-FINAL.pdf>.

5.5. Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft (BDEW) (2024)

Der Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft (BDEW) konstatiert zur Stromkostenentwicklung und zur Bedeutung der Strombörse Folgendes:

„Bezüglich der zukünftigen Stromkostenentwicklung gilt, dass Stromgestehungskosten der Erneuerbaren Energien das Stromkostenniveau von Letztverbrauchern zwar beeinflussen, aber nicht allein bestimmen. Stromlieferanten beschaffen Strom an der Strombörse, d. h. für das Niveau der Stromkosten für Letztverbrauch sind die Marktpreise im Stromgroßhandel maßgeblich. Diese Marktpreise bilden auf Basis der Grenzkosten der Erzeugungs-technologien, also perspektivisch auf Basis der Grenzkosten von Erneuerbaren Energien und von klimafreundlichen Wasserstoffkraftwerken. Natürlich muss eine Erzeugungsanlage langfristig und im Durchschnitt mindestens ihre Vollkosten bzw. Gestehungskosten erwirtschaften, um profitabel zu sein. Damit ist auch in einem zukünftigen Stromsystem, das überwiegend auf Wind und Sonne basiert und deren Erzeugung idealerweise nicht subventioniert wird, erwartbar, dass die Marktpreise im Mittel mit den Gestehungskosten korrelieren. In einzelnen Phasen – beispielsweise bei hohen EE-Einspeisungen oder sehr geringer Nachfrage – werden aber auch deutlich niedrigere Marktpreise auftreten, da Wind- und PV-Anlagen nur geringe variable Kosten aufweisen und daher ihren Strom im Markt dennoch absetzen werden. Ein starker Ausbau mit Erneuerbaren Energien erhöht die Anzahl der Stunden mit geringen Strompreisen. Dies entlastet auf der einen Seite die Verbraucher, auf der anderen Seite erschwert es die Refinanzierung der Investitionen in Erneuerbare Stromerzeugung, da der Erlös in diesen Phasen unterhalb der Gestehungskosten liegt (sog. Kannibalisierungseffekt). Studien zeigen, dass die durchschnittlichen Markterlöse (sog. Capture Prices) für Wind und PV zukünftig eher am unteren Ende der Bandbreiten der prognostizierten Gestehungskosten liegen. Deshalb ist es sinnvoll, die Refinanzierung der von Erneuerbaren Energien ergänzend zu Instrumenten wie beispielsweise PPAs (Power Purchase Agreements) auch durch zweiseitige Differenzverträge (Contract for Difference (CfD)) abzusichern, die die Erfüllung der politischen Ausbauziele gewährleistet. Umgekehrt werden bei geringen EE-Einspeisungen und hoher Nachfrage höhere Marktpreise auftreten, die durch die Grenzkosten der dann notwendigen Back-Up-Kapazitäten – im zukünftigen Stromsystem z. B. vor allem H₂-Kraftwerke oder Stromspeicher – bestimmt werden. Inwieweit dies zu höheren Strompreisen führt, ist davon abhängig, welche Grenzkosten sich für klimaneutrale Back-Up-Kapazitäten ab 2030 tatsächlich ergeben.“^{34 35}

5.6. Bundesregierung (2024/2025)

Im **Januar 2024** stellte die Bundesregierung fest, dass Energiepreisprognosen mit großer Unsicherheit behaftet sind und erläuterte:

34 S. 6f, https://www.bdew.de/media/documents/Fakten_und_Argumente_Stromkostenentwicklung_2030.pdf.

35 Zum Begriff „Grenzkosten“ siehe Wissenschaftliche Dienste (2022): Merit Order – Grundlage der Strompreisbildung, Aktueller Begriff Nr. 15/22, <https://www.bundestag.de/resource/blob/915340/85084966b30e1cd8e9f7753cecedfdcb/-Merit-OrderGrundlage-der-Strompreisbildung-data.pdf>.

„Grundsätzlich am besten geeignet für ein repräsentatives Bild der vom Markt erwarteten Strompreisentwicklung ist die Entwicklung an den Terminbörsen. Aktuell notieren beispielsweise die Future-Kontrakte für Strom für 2025 bei knapp unter 80 Euro pro Megawattstunde, für 2026 bei knapp über 70 Euro pro Megawattstunde. Im August 2023 [...] lagen diese Kontrakte jeweils um rund 50 Prozent höher.“³⁶

Die Abbildung 3 gibt einen Überblick über die Abrechnungspreisentwicklung für Future-Kontrakte für Strom:



Abbildung 3: Strom-Futures Abrechnungspreise 2026 bis 2034.³⁷

Im **Mai 2025** erklärte die Bundesregierung, Experten rechneten in den nächsten Jahren nicht mit einem deutlichen Rückgang der Börsenstrompreise:

„Die Börsenstrompreise sind während der Energiekrise in den Jahren 2022 und 2023 kurzfristig heftig gestiegen. Mittlerweile sind sie wieder deutlich gesunken, auch wenn sie noch auf einem höheren Niveau als vor der Krise liegen. Auch der rückläufige Trend der Future-Strompreise deutet darauf hin, dass die Börsenstrompreise sinken. Die meisten Gutachterinnen und Gutachter rechnen jedoch in den nächsten Jahren nicht mit einem deutlichen Rückgang der Börsenstrompreise. Gegenüber den 2010er Jahren hat der

36 Antwort des Staatssekretärs Dr. Philipp Nimmermann vom 29.01.2024 auf die Frage 15, <https://dserv.bundestag.de/btd/20/102/2010233.pdf>.

37 https://www.energy-charts.info/charts/price_futures_bars/chart.htm?l=de&c=DE&datetimepicker=24.09.2025. Siehe auch https://www.energy-charts.info/charts/price_futures/chart.htm?l=de&c=DE.

deutlich höhere CO₂-Preis einen auch in den nächsten Jahren spürbaren preissteigernden Effekt auf die Börsenstrompreise.“³⁸

Im **Juli 2025** äußerte die Bundesregierung, dass eine Erhöhung des Anteils der erneuerbaren Energien grundsätzlich den Strompreis senke:

„Der Strompreis bildet sich aus dem Zusammenspiel von Angebot und Nachfrage an der Strombörse. Erneuerbare Energien aus Wind und Sonne senken die Börsenpreise für Strom, weil sie kaum Grenzkosten haben und ihren Strom zu nahe 0 Euro pro Megawattstunde an der Strombörse anbieten. Je mehr Wind- und Solarenergie im Strommarkt ist, umso geringer ist der Börsenpreis für Strom. Eine Erhöhung des Anteils der erneuerbaren Energien senkt somit grundsätzlich den Strompreis.“³⁹

5.7. Friedrich-Alexander-Universität Erlangen-Nürnberg (2025)

Die Studie „High electricity price despite expansion in renewables: How market trends shape Germany’s power market in the coming years“⁴⁰ von Liebensteiner et al. (2025) prognostiziert einen im Vergleich zum Vorkrisenniveau⁴¹ „hohen und vor allem volatilen Strompreis im Großhandel für die kommenden Jahre“, sie diene allerdings „nicht einer genauen Preisvorhersage“:⁴²

„In dieser Studie wird die Entwicklung der Großhandelsstrompreise in Deutschland im Kontext sich verändernder Markttrends untersucht. Dazu wird ein flexibles ökonometrisches Modell auf hochfrequente Echtzeitdaten aus dem Zeitraum Januar 2015 bis Mai 2023 angewendet. [...]. Die Ergebnisse deuten darauf hin, dass der Ausbau erneuerbarer Energien einen Abwärtsdruck auf die Preise ausübt und Trends wie den Atomausstieg, steigende CO₂-Preise, zunehmende Elektrifizierung und hohe Gaspreise entgegenwirkt. Die kollektiven Auswirkungen deuten auf einen deutlich höheren Strompreis im Vergleich zum Vorkrisenniveau in den kommenden Jahren hin. Diese Erkenntnis wird durch ein grundlegendes Energiesystemmodell bestätigt. Der potenzielle Anstieg der Produktionsvolatilität erneuerbarer Energien könnte die Volatilität der Strompreise verstärken. Ein hoher und volatiler Strompreis in naher Zukunft könnte zwar Investitionen in erneuerbare

38 Häufig gestellte Fragen zu Energiepreisen, Wie wird sich der Strompreis zukünftig entwickeln? (Stand Mai 2025), <https://www.bundeswirtschaftsministerium.de/Redaktion/DE/FAQ/Energiepreise/faq-energiepreise.html#~:text=Jedes%20Stromversorgungsunternehmen%20legt%20seine%20Stromtarife,wie%20Stromsteuer%2C%20Abgaben%20und%20Umlagen>.

39 Antwort der Bundesregierung auf die Kleine Anfrage, Kosten der Energiewende, 15.07.2025, <https://dserv.bundestag.btg/btd/21/009/2100903.pdf>.

40 Liebensteiner, Mario et al. (2025), High electricity price despite expansion in renewables: How market trends shape Germany’s power market in the coming years, <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0301421524004683?via%3Dihub>.

41 Der Zeit vor Corona und vor dem Beginn der Energiekrise durch den Krieg in der Ukraine.

42 FAU-Ökonom desillusioniert Wirtschaft und Gesellschaft, Friedrich-Alexander-Universität Erlangen-Nürnberg, 14.01.2025, <https://www.fau.de/2025/01/news/szenario-hoher-strompreis-und-mehr-preisschwankungen-bis-2030/>.

Energien und Flexibilitätstechnologien ankurbeln, würde aber auch Herausforderungen für die Verbraucher mit sich bringen.“⁴³

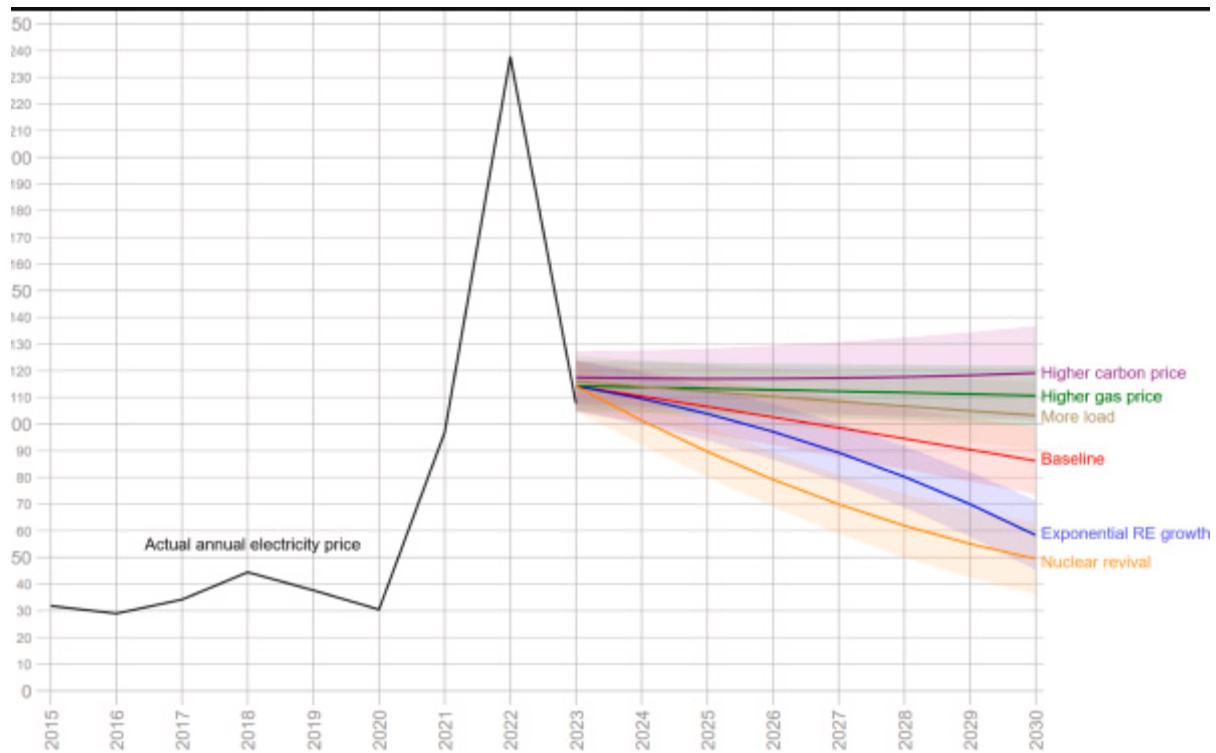


Abbildung 4: Prognostizierter Stromgroßhandelspreis für verschiedene Szenarien.⁴⁴

5.8. Aurora Energy Research (2025)

Die Kernergebnisse der von Agora Energiewende bei Aurora Energy Research in Auftrag gegebenen Analyse finden sich nachfolgend:

„Der geplante Ausbau Erneuerbarer Energien bis 2030 ist ein zentraler Hebel für niedrige Strompreise. Denn er senkt den durchschnittlichen Börsenstrompreis um rund 20 Euro pro Megawattstunde – im Vergleich zu einem Szenario mit verlangsamtem Ausbau. Dies gilt sowohl bei einer starken als auch bei einer schwachen Entwicklung der Stromnachfrage bis 2030, wie eine Analyse der Börsenstrompreisentwicklung von Aurora Energy Research im Auftrag von Agora Energiewende zeigt. In beiden Nachfrageszenarien übersteigen die Strompreisersparnisse die zusätzlichen Förderkosten für das EEG-Konto. Ein verlangsamter Erneuerbaren-Energien-Ausbau würde hingegen die Preise für alle

43 Übersetzt mit KI-Unterstützung, <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0301421524004683?via%3Dihub>.

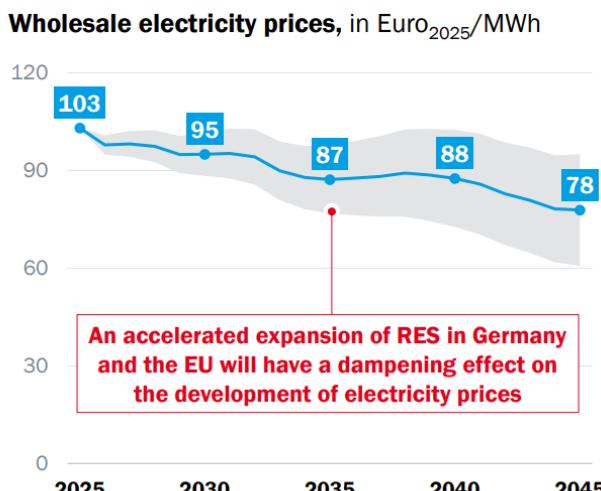
44 <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0301421524004683?via%3Dihub>.

Stromkundinnen und -kunden erhöhen und zudem die weitere Elektrifizierung von Industrie, Verkehrs- und Gebäudesektor gefährden.“⁴⁵

5.9. Prognos (2025)

Die Prognos AG präsentierte auf der Konferenz „Windenergie an Land“ die folgende Grafik, die einen langsam, aber stetig sinkenden Großhandelsstrompreis („wholesale electricity price“) bis zum Jahr 2045 veranschaulicht. Demnach wird eine beschleunigte Expansion der Speicherung erneuerbarer Energien (RES, Renewable Energy Storage) um das Jahr 2035 einen dämpfenden Effekt auf die Entwicklung des Strompreises haben:

Wholesale electricity prices will fall slightly but steadily



Influencing factors

- By 2030, coal-fired power generation in Europe will fall, which means that the price of natural gas, together with the CO₂ price, will determine the general price level on the electricity market.
- **Gas prices** are expected to fall again at the end of the decade after the current high price phase, stabilising at a **higher level** compared to the years before 2020.
- The CO₂ price increases the marginal costs of fossil fuel power plants and thus has a significant influence on the price of electricity. All common scenarios expect **rising CO₂ prices**.
- The current **electricity demand** is expected to **double** by 2045.

10

Source: Model-based derivation of electricity prices from current energy price scenarios of Prognos AG

prognos

Abbildung 5: Prognostizierte Entwicklung des Großhandelsstrompreises bis 2045.⁴⁶

45 Aurora Energy Research (2025), Erneuerbare Energien senken Strompreis unabhängig von der Nachfrage, Eine Analyse der Effekte des geplanten Ausbaus von Wind- und Solarenergie bis 2030 auf die Strompreise sowie der Auswirkungen auf die Förderkosten über das EEG-Konto, <https://www.agora-energie-wende.de/publikationen/erneuerbare-energien-senken-strompreise-unabhaengig-von-der-nachfrage#downloads>; Pressemitteilung <https://www.agora-energiewende.de/aktuelles/planmaessiger-ausbau-von-erneuerbaren-energien-senkt-boersenstrompreise-bis-2030-um-bis-zu-23-prozent>.

46 Krampe, Leonhard (2025), Development of the costs of onshore wind turbines in Europe (Entwicklung der Kosten für Windenergieanlagen an Land in Europa: Zinsen, Strompreise und Materialkosten), Paris, Konferenz zu Windenergie an Land des Deutsch-französisches Büro für die Energiewende (DFBEW/OFATE), 05.03.2025.

5.10. McKinsey (2025)

Laut der McKinsey-Analyse „Zukunftspfad Stromnachfrage“⁴⁷ könnte der Haushaltsstrompreis 2035 durch eine Anpassung an die prognostizierte geringere Stromnachfrage sowie einen am tatsächlichen Bedarf orientierten Stromnetzausbau **von 50 auf 36 bis 38 Cent** pro Kilowattstunde reduziert werden. Im „Zukunftspfad Stromnachfrage“ wird zur Energiewende bis 2035 erklärt:

„Die Anpassung des Ausbaus von Erzeugungskapazitäten und Netzinfrastruktur an die geringere Nachfrage würde bewirken, dass die gesamtsystemischen Investitionen in die Energiewende bis 2035 um 310 bis 350 Mrd. EUR gesenkt werden könnten. Übertragen auf den Haushaltsstrompreis bedeutet dies, dass dieser bis 2035 nur auf etwa (real) 36 bis 38 ct/kWh ansteigen würde [...]. Das entspricht noch immer einem Anstieg von etwa 30% gegenüber der Periode von 2010 bis 2019, liegt jedoch um etwa 30% unter einem vollständigen Ausbau gemäß Osterpaket 2022^{48]} und einer Entwicklung der Stromnachfrage nach ‘Trendpfad’. Zu bemerken ist, dass sich der preismindernde Effekt auch bei einer höheren Stromnachfrage als im Szenario ‘Trendpfad’ realisieren lässt – vorausgesetzt, der Infrastrukturausbau erfolgt entsprechend der Nachfrageentwicklung.“⁴⁹

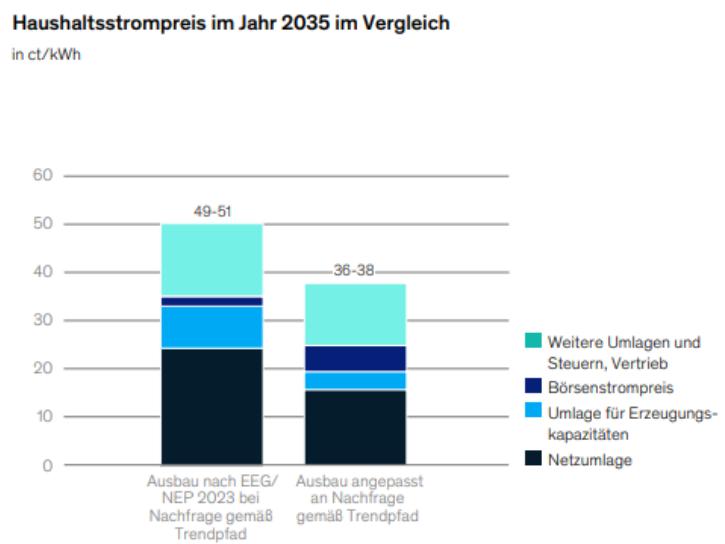


Abbildung 6: Prognostizierte Strompreisentwicklung mit und ohne angepasste Stromnachfrage im Jahr 2035.⁵⁰

47 McKinsey & Company (2025), Zukunftspfad Stromnachfrage, https://www.mckinsey.de/~media/mckinsey/locations/europe%20and%20middle%20east/deutschland/news/presse/2025/2025-01-20zukunftspfad%20stromnachfrage/mckinsey_zukunftspfad%20stromnachfrage_januar%202025.pdf.

48 „Mit der Novelle des EEG 2023, die Teil des ‘Osterpaket 2022’ ist, hat die Bundesregierung [...] das Ziel formuliert, den Anteil erneuerbarer Energien am Bruttostromverbrauch auf 80% zu erhöhen.“, S. 4, Ebd.

49 S. 48f, Ebd.

50 S. 49, Ebd.