



EWI-ANALYSE

Finanzierungsbedarfe in der Stromerzeugung bis 2030

Philipp Artur Kienscherf und Hendrik Diers

Energiewirtschaftliches Institut an der Universität zu Köln (EWI) gGmbH

19.12.2023

Bis zum Jahr 2030 soll sich der Kraftwerkspark in Deutschland signifikant verändern, insbesondere auf Basis politischer Vorgaben

Hintergrund:



Bis zum Jahr 2030 soll, abgesehen von den Braunkohleregionen in Mitteldeutschland und der Lausitz, die **Kohleverstromung** in Deutschland beendet werden (Zukunftsagentur Rheinisches Revier, 2023). Im Koalitionsvertrag der Bundesregierung ist ein bundesweiter Kohleausstieg bis 2030 anvisiert, dieser entspricht jedoch **nicht der aktuellen Beschlusslage** (SPD, Bündnis 90/Die Grünen, FDP, 2021).



Das Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG 23) legt die **Ausbauziele für Wind- und Solarenergie** fest. Gegenüber historischen Zubauraten ist das Ambitionsniveau deutlich gestiegen. Im Jahr 2023 werden die **Ziele für den Windenergieausbau voraussichtlich deutlich verfehlt** (Marktstammdatenregister, 2023).



Die durch das Bundeswirtschaftsministerium angekündigte **Kraftwerksstrategie** soll die Rahmenbedingungen für Neuinvestitionen in steuerbare Kraftwerke setzen, die **Versorgungssicherheit** auch bei einem Marktaustritt von Kohlekraftwerken gewährleisten sollen (BMWK, 2023).

Fragen:

- Welche **Entwicklungen auf dem Strommarkt** sind vor dem Hintergrund der kommunizierten Kapazitätsziele zu erwarten?
- Welche Einnahmen können Kraftwerksbetreiber auf dem Strommarkt erzielen und welche **Förderungen** müssten möglicherweise der **öffentlichen Hand** entstammen, um die **Finanzierbarkeit** der Kraftwerke zu gewährleisten?

Methodik:

- **Modellierung** des Kraftwerksparks bis 2030, Errechnen der **Strommarkterlöse** und Ausweisen der Differenz zu **Investitionskosten**
- Approximation möglicher operativer Kosten durch die **Bezuschussung der Wasserstoffverstromung** im Zuge der Transformation.

Hintergrund

Der „Reviervertrag“ setzt die Rahmenbedingungen für den Kohleausstieg in Nordrhein-Westfalen

- Im Mai dieses Jahres einigten sich das Land Nordrhein-Westfalen, betroffene Kommunen und verschiedene Industrieverbände auf den „Reviervertrag 2.0“ (Zukunftsagentur Rheinisches Revier, 2023). Dieser beschleunigt den Ausstieg aus der Kohleverstromung auf das Jahr 2030.
- Neben dem beschlossenen Kohleausstieg soll auch eine **Strukturförderung** stattfinden. Durch diese soll sichergestellt werden, dass Arbeitsplätze in der Region gesichert werden können.
- Braunkohlegebiete in **Mitteldeutschland** und in der **Lausitz** sind vom Reviervertrag nicht betroffen, hier endet die Kohleverstromung gemäß aktueller Beschlusslage weiterhin im Jahr 2038.

33,3

Prozent der Stromerzeugung
im Jahr 2022 kam aus
Kohlekraftwerken.¹

2030

Soll die Kohleverstromung im
rheinischen Revier beendet
werden.²

14,8

Milliarden Euro will der Bund
für die Strukturförderung
bereitstellen.²

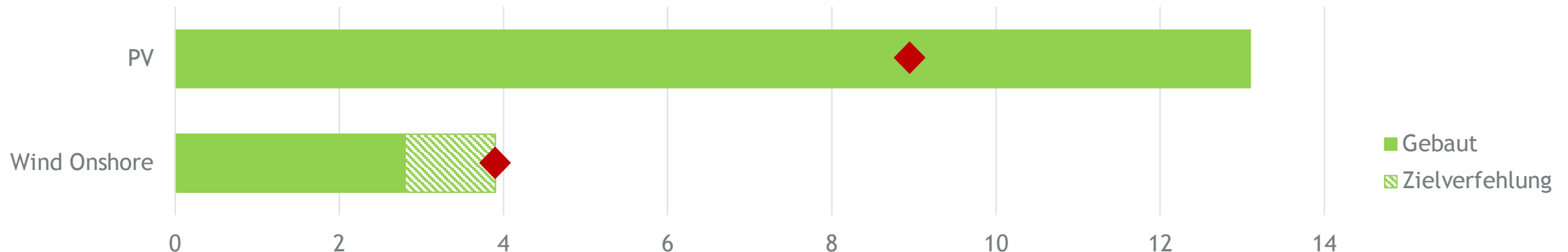
2,6

Milliarden Euro Beihilfe
erhält RWE für die vorzeitige
Stilllegung.³

¹ Statistisches Bundesamt (2023); ² Zukunftsagentur Rheinisches Revier (2023); ³ Europäische Kommission (2023)

Die Ausbauziele der erneuerbaren Energien werden durch das sogenannte Osterpaket der Bundesregierung determiniert

- Das sogenannte **Osterpaket** setzt jährliche **Ausbauziele** für die erneuerbaren Energien, die in den 2020er Jahren progressiv steigen (EEG 23).
- Im Jahr 2023 wird das Ausbauziel für **Photovoltaik deutlich überschritten**, während im **Ausbau der Windenergie** die Ziele nicht erreicht werden (Marktstammdatenregister, 2023).
- Investitionskostensteigerungen** im Bereich der Windenergie erschweren auch in den kommenden Jahren die Zielerreichung des Ausbaus. Im Bereich der Photovoltaik sind **Modulpreise** zuletzt stark gesunken (vgl. Handelsblatt, 2022; Handelsblatt, 2023).
- Aufgrund der höheren Verfügbarkeit spielen Windenergieanlagen, insbesondere auch auf See, eine große Rolle im Rahmen der **Dekarbonisierung** des Stromsektors.



Leistungszubau im Jahr 2023 (Stand 14.12.2023) in GW gem. Marktstammdatenregister (2023).
Ausbauziele als rote Rauten gekennzeichnet

Für den Ausbau steuerbarer Kraftwerke soll die Kraftwerksstrategie mittels Ausschreibungen den Rahmen setzen

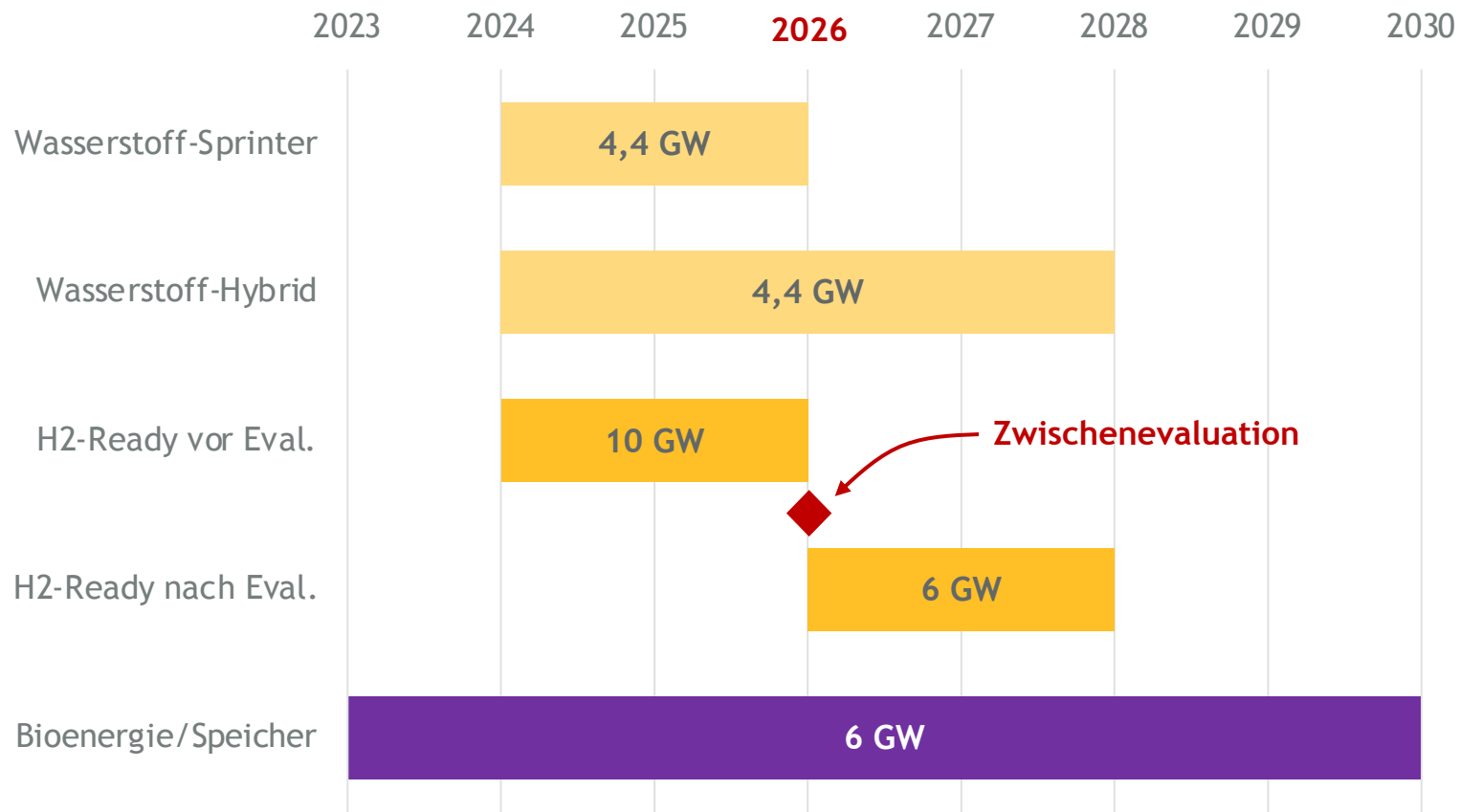
- Das BMWK sieht mittels der angekündigten Kraftwerksstrategie vor, die **notwendigen Investitionen** auszuschreiben, um die **stromseitige Versorgungssicherheit** auch nach Marktaustritt einiger Kohlekraftwerke zu gewährleisten (BMWK, 2023).
- Ein besonderer Fokus liegt hierbei auf **wasserstofffähigen Gaskraftwerken**, da diese sowohl kurzfristig, durch den Betrieb mit Erdgas, als auch langfristig, durch den Betrieb mit Wasserstoff, im Energiesystem Einsatz finden können.
- Bei den wasserstofffähigen Gaskraftwerken wird zwischen verschiedenen Detailtechnologien differenziert, die sich hinsichtlich ihrer **Umstellung auf den Wasserstoffbetrieb** unterscheiden. Für die vorliegende Modellierung sind diese Unterschiede nachrangig.
- Wenngleich nicht alle Details der Ausschreibungen bekannt sind, lassen sich auf Basis der angekündigten **Eckpunkte** Projektionen hinsichtlich des Kraftwerkszubaues treffen. Hierfür ist insbesondere die **Zeitplanung** der Ausschreibungen von Bedeutung.

Aktualisierte Kraftwerksstrategie bis 2035 (BMWK, 2023)



Die Zeitplanungen unterscheiden sich dabei hinsichtlich der Technologieoptionen - 2026 erfolgt eine Zwischenevaluation

Zeitstrahl der angekündigten Technologieausschreibungen (BMWK, 2023)

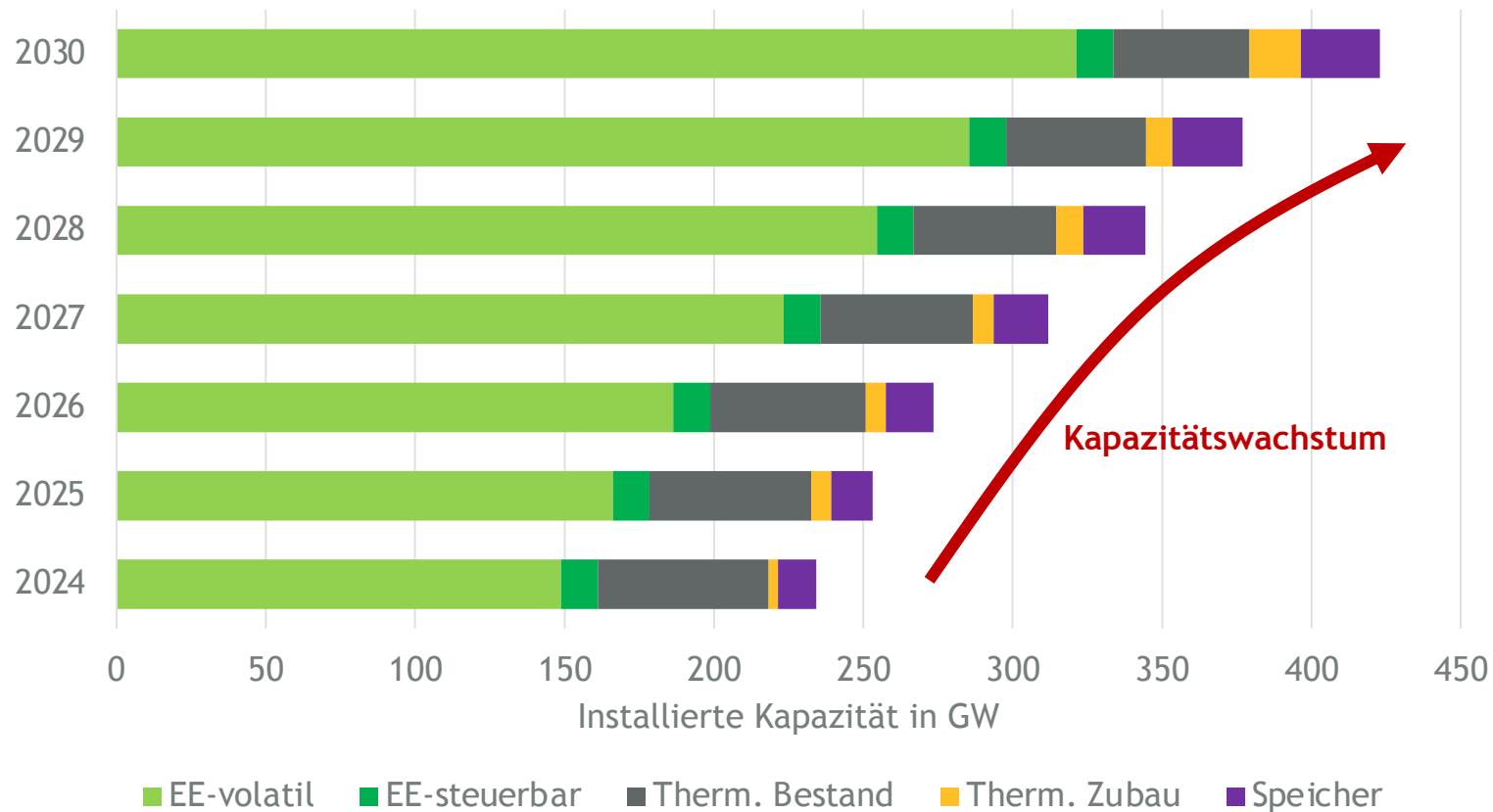


- Die Ausschreibungen im Rahmen der Kraftwerksstrategie sollen nach **Technologieoptionen differenziert** und zeitlich gestaffelt erfolgen. **Zieljahr** für den Kraftwerkszubau ist 2035.
- Während Wasserstoff-Sprinter-Kraftwerke und Wasserstoff-Hybrid-Kraftwerke bereits ab 2024 ausgeschrieben werden sollen, und dadurch in **größerem Umfang auch schon 2030** fertiggestellt sein könnten, ist dies bei den allgemeinen wasserstofffähigen Gaskraftwerken weniger wahrscheinlich.
- In unserer Analyse gehen wir davon aus, dass ein Teil der genannten Kapazitäten bis zum Jahr 2030 realisiert werden kann. **Aufgrund der Bauzeiten von mehreren Jahren** trifft dies nicht für alle Optionen zu.

Szenarioannahmen

Durch EEG und Kraftwerksstrategie könnten die Kapazitäten stark ausgebaut werden - die thermische Leistung ginge dennoch zurück

Szenarioannahme der installierten Kraftwerkskapazitäten bis zum Jahr 2030*

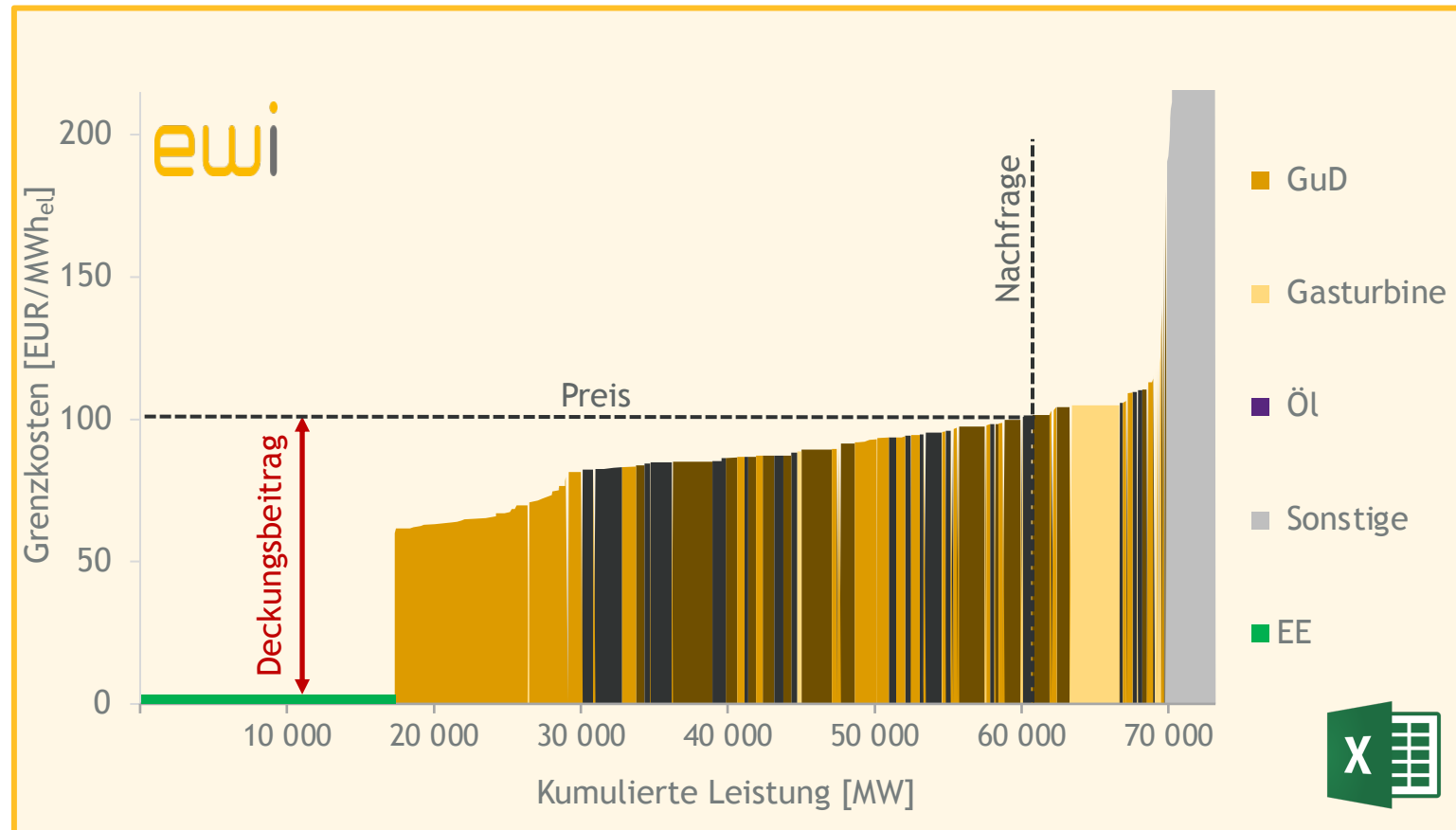


- Die Entwicklung des Kraftwerksparks bis zum Jahr 2030 basiert im Wesentlichen auf den **staatlichen Vorgaben** zur Entwicklung der erneuerbaren Energien, Entscheidungen zur Kohleverstromung so wie der angekündigten Kraftwerksstrategie.
- Um die unterschiedlichen Kapazitätsziele zu erreichen, existieren verschiedene **Fördermechanismen**. Erneuerbare Energien werden durch das EEG gefördert, während neue (wasserstofffähige) Gaskraftwerke im Rahmen der Kraftwerksstrategie **ausgeschrieben** werden sollen.
- Für Wasserstoffkraftwerke bestehen neben der Förderung der installierten Leistung zudem Pläne, die **operativen Kosten** durch Bezuschussung des genutzten Wasserstoffs für einige Stunden des Jahres zu senken.

*Werte zum 01.01 eines Jahres

Die Preisbildung auf dem Großhandelsstrommarkt erfolgt grenzkostenbasiert - Deckungsbeiträge dienen zur Finanzierung

Merit Order des heutigen Kraftwerksparks (EWI Merit Order Tool; EWI, 2022)

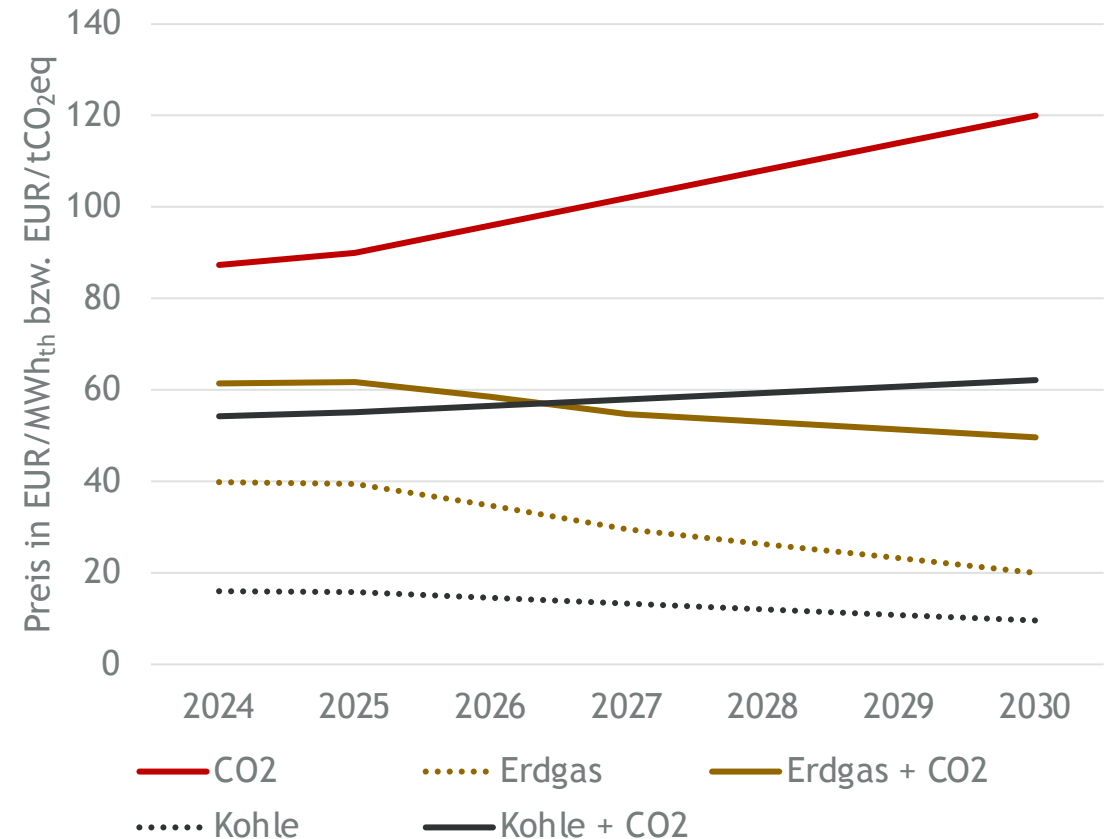


- Der Preis am Stromhandelsgroßmarkt wird üblicherweise durch die **Grenzkosten** des teuersten, zur Nachfrage benötigten Kraftwerks bestimmt. Dieses wird auch als das marginale Kraftwerk bezeichnet.
- Kraftwerke mit niedrigeren Grenzkosten heißen inframarginale Kraftwerke. Aus der Differenz zwischen dem Preis und ihren Grenzkosten erzielen sie einen **Deckungsbeitrag**, das zur Deckung der Fixkosten, also insbesondere der Kapitalkosten, genutzt werden kann.
- Die Differenz aus erwarteten Erlösen bei grenzkostenbasierter Strompreisbildung und den Investitionskosten bezeichnen wir hier als **unsichere Finanzierung**. Für eine sich lohnende Investition muss diese aus anderen Quellen erbracht werden.

Für konventionelle Kraftwerke sind insbesondere die Brennstoff- und Emissionszertifikatspreise entscheidend für die Grenzkosten

- Steigende CO₂-Preise durch eine Verknappung der Emissionszertifikate im Rahmen des europäischen Zertifikatshandels werden in den kommenden Jahren absehbar ein relevanter Treiber der Kraftwerkskosten sein
- Nach den Hochpreisjahren 2021 bis 2023 zeichnet sich auf den Märkten für Steinkohle und Erdgas eine Entspannung ab, die ab der Mitte der 2020er-Jahre zu fallenden Preisen führt. Diese tendieren zu historischen Vorkrisenwerten.
- Während sinkende Erdgaspreise absehbar steigende CO₂-Preise überkompensieren, ist dies bei Steinkohle nicht der Fall. Bei Steinkohlekraftwerken könnten die Grenzkosten zwischen 2024 und 2030 daher moderat steigen.
- Aufgrund der Kostenentwicklung ist denkbar, dass effiziente Gas- und Dampf(GuD)-Kraftwerke Steinkohlekraftwerke bereits vor 2030 marktlich verdrängen. Gasturbinenkraftwerke sind weniger effizient, sodass sie in der Merit Order erst später vor Steinkohlekraftwerken ständen.

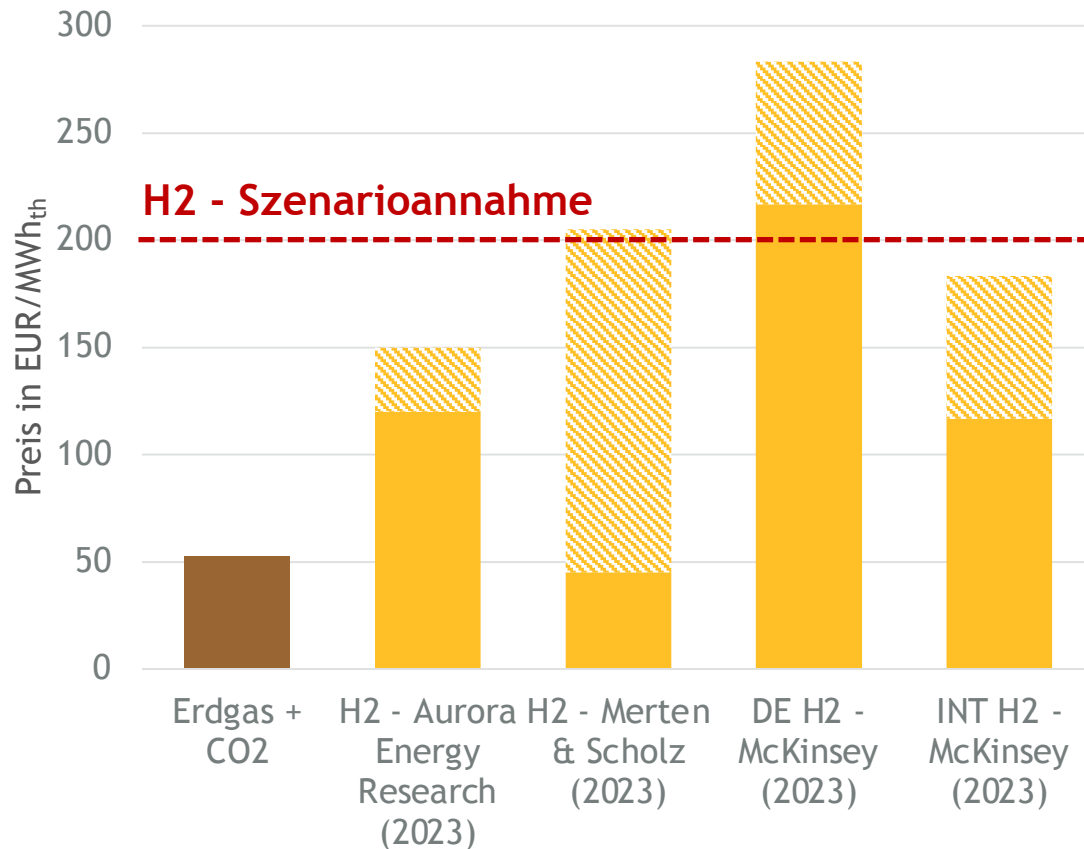
Szenarioannahmen zu Brennstoff- und CO₂-Preisen



Quellen: WEO (2023); EEX (2023); CME (2023)

Wasserstoff könnte auch mittelfristig ein vergleichsweise teurer Energieträger bleiben

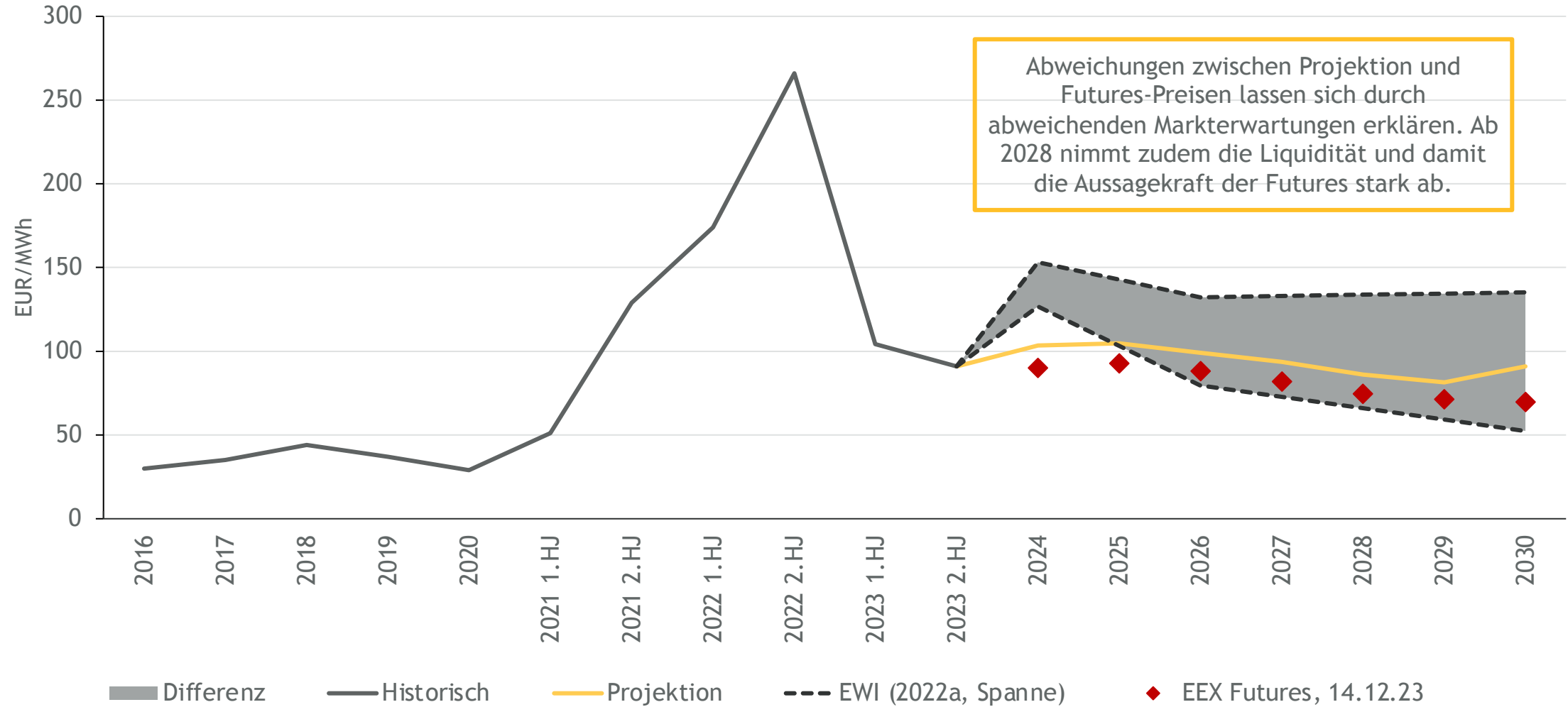
Mögliche Erdgas- und Wasserstoffpreise im Jahr 2030



- Gemäß aktueller Studienlage wird Wasserstoff im Jahr 2030 in Deutschland noch **deutlich teurer** sein als Erdgas zzgl. CO₂-Emissionszertifikate. Die Spannweite in den Studien ist dabei **sehr groß**.
- Ein großer Teil der derzeitigen Studien konzentriert sich auf die **Produktionskosten** des Wasserstoffs. Inwieweit sich auf Basis dieser Kosten die Preise auf dem **Wasserstoffmarkt** bilden werden, ist derzeit ebenfalls unsicher.
- Wegen der höheren Grenzkosten, die Wasserstoffkraftwerke gegenüber Erdgaskraftwerken bei dieser Entwicklung hätten, sieht die Kraftwerksstrategie voraussichtlich eine **Förderung der operativen Kosten** vor.
- Neben der Förderung der Investitionskosten ist auch eine Förderung der operativen Kosten im Gespräch. Diese könnte der **Differenz** zwischen Erdgas + CO₂-Preis und Wasserstoffpreis entsprechen und für bis zu 1.000 Stunden im Jahr und insgesamt bis zu 10.000 Stunden zahlbar sein. Diese modellieren wir nicht.

Ergebnisse

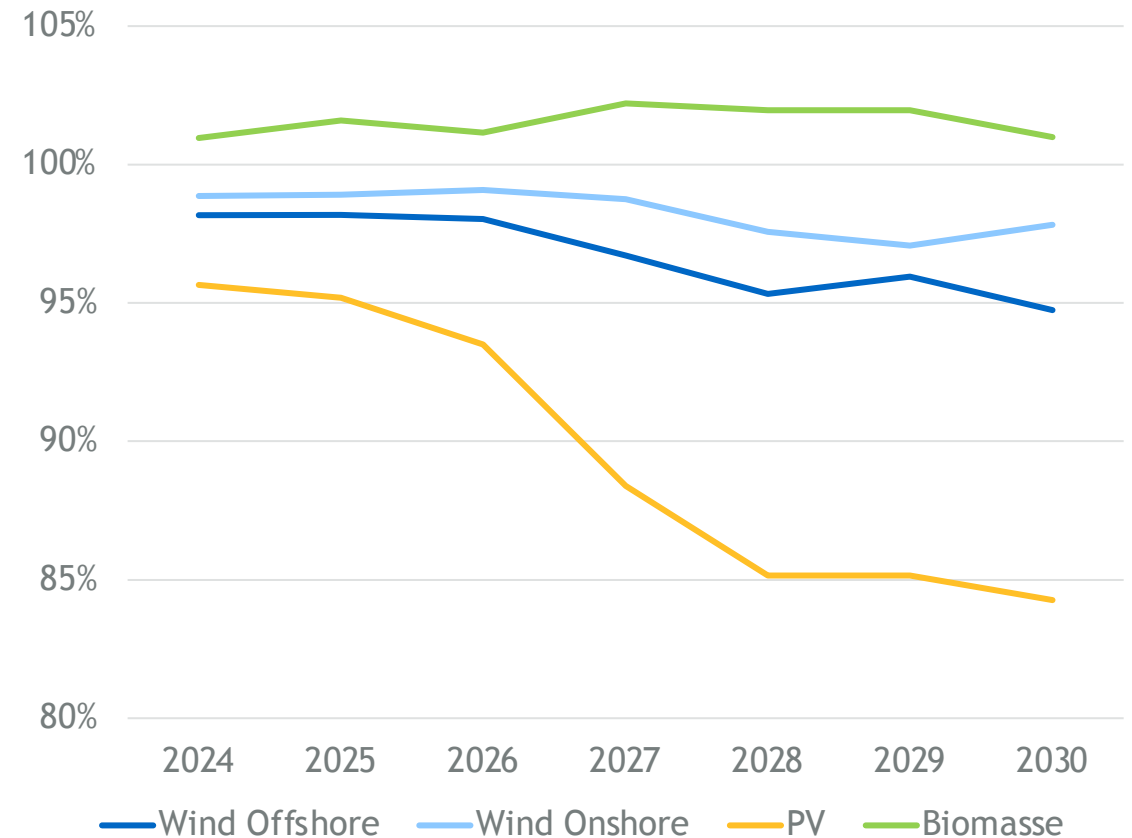
Die Projektion in diesem Szenario zeigt mittelfristig fallende Preise gegenüber den Jahren 2021 bis 2023.



Der zunehmende Ausbau von erneuerbaren Energien führt zu Kannibalisierungseffekten - diese reduzieren den Marktwert

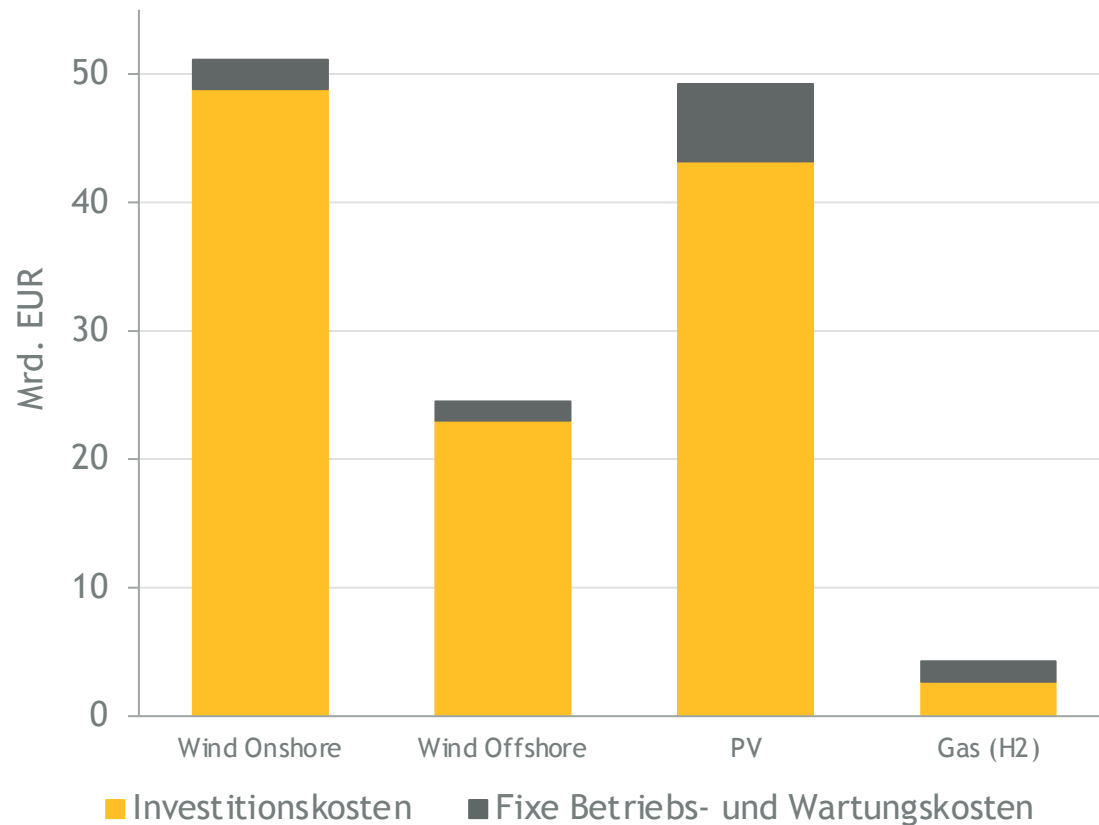
- Die Stromproduktion aus erneuerbaren Energien ist wetterabhängig. Aufgrund der **Korrelation der lokalen Wetterbedingungen** innerhalb Deutschlands erfolgt die Stromproduktion zu großen Teilen zeitgleich.
- Produzieren viele erneuerbare Energiequellen zeitgleich, sinken die Strompreise (Merit Order-Effekt). Die Strommarkteinnahmen der Anlagen **kannibalisieren** sich.
- Hohe Strompreise stellen sich zumeist ein, wenn volatile erneuerbare Energien **nicht zur Verfügung stehen**. Sie können diese **Preisspitzen** demnach nicht zur Fixkostendeckung nutzen.
- Für die **Finanzierung** erneuerbarer Energien ist demnach nicht der Durchschnittspreis auf dem Strommarkt relevant, sondern ihr **Marktwert**. Dieser berechnet sich als mengengewichtetes Mittel des Marktpreises. Das Verhältnis von Marktwert und Durchschnittspreis bezeichnet man als **Capture Rate**.
- Bei einer niedrigen Capture Rate können Erneuerbare Energien trotz ggf. steigender Marktpreise keine hohen Strommarkterlöse erzielen. Hierdurch kann sich der Anteil der **unsicheren Finanzierung** erhöhen.

Capture Rates der erneuerbaren Energiequellen bis 2030



Die Investitionskosten für Neuanlagen könnten bis 2030 etwa 123 Milliarden Euro betragen

Fixkosten der neuen Kraftwerkskapazitäten bis 2030

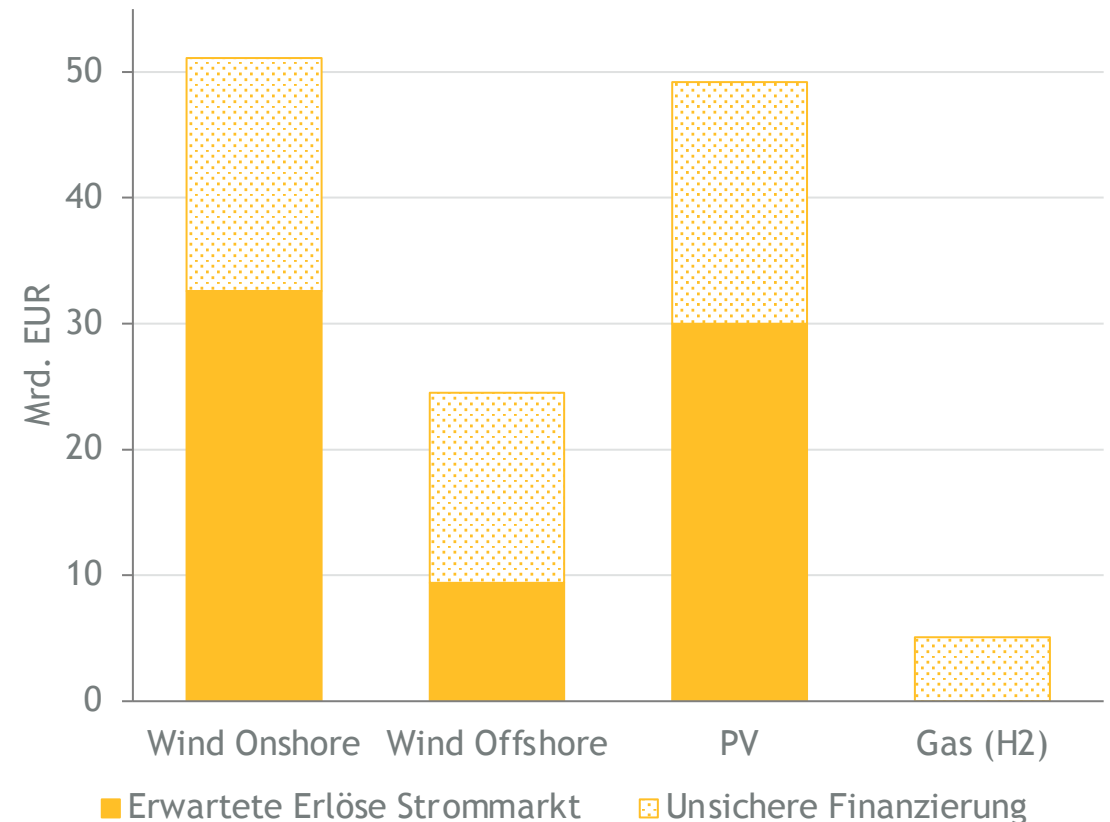


- Ausgegebene Investitionskosten umfassen die Summe der annualisierten Investitionskosten, die bis 2030 für neue Kapazitäten anfallen. Die Annuitäten wurden mit einem Kapitalkostensatz von 8 % bestimmt. Für Aufdach-PV werden 2 % angenommen. Investitionskosten bzw. Annuitäten nach 2030 sind nicht Teil der Betrachtung.
- Insgesamt sind die Investitionsvolumen in erneuerbare Energien **deutlich höher** als in thermische Kraftwerke. Dies liegt insbesondere auch daran, dass bis zum Jahr 2030 nur ein Teil der Kraftwerke aus der Kraftwerksstrategie in Betrieb sein wird.
- Die größten Investitionen erfolgen in **Wind Onshore und Photovoltaik**, diese umfassen zusammen rund zwei Drittel des Investitionsvolumens.
- Zu den Investitionskosten kommen fixe Betriebs- und Wartungskosten hinzu, die ebenfalls durch Erlöse auf dem Strommarkt oder andere Quellen refinanziert werden müssen. Diese unterscheiden sich grundsätzlich in den Technologien, fallen aber weniger hoch aus als die Investitionskosten.

Neue Erzeugungsanlagen können ihre Investitionskosten voraussichtlich nicht am Strommarkt refinanzieren

- Die hinzuzubauenden Kapazitäten könnten bis 2030 eine unsichere Finanzierung in Höhe von knapp **60 Milliarden Euro** aufweisen.
- Per Szenarioannahme ermitteln wir die erwarteten Erlöse auf dem Strommarkt mit **grenzkostenbasierten Strompreisen**. In Knappheitssituationen könnte der Strompreis höher ausfallen, wodurch der Teil der unsicheren Finanzierung sich verringern würde.
- Gaskraftwerke sind in der Regel die Grenzkraftwerke. Das bedeutet, dass ihre Grenzkosten den Strompreis setzen und sie deshalb ohne Knappheitspreise **keinen Deckungsbeitrag** erzielen. Dadurch können ihre Kosten nicht durch den Strommarkt gedeckt werden und ihre gesamte Finanzierung ist unsicher. Diese beträgt bis 2030 rund **6 Milliarden Euro**. Dies beinhaltet keine Kraftwerke, die erst nach 2030 in den Markt eintreten.
- Eine zusätzliche Förderung der operativen Kosten von Wasserstoffkraftwerken von bis zu 1.000 Stunden im Jahr könnte innerhalb des Szenariorahmens zusätzliche Kosten in Höhe von rund **1 Milliarde Euro** bis 2030 bedeuten.

Finanzierung der Kraftwerkskapazitäten bis 2030



Quellen

- Aurora Energy Research (2023). RENEWABLE HYDROGEN IMPORTS COULD COMPETE WITH EU PRODUCTION BY 2030. <https://auroraer.com/media/renewable-hydrogen-imports-could-compete-with-eu-production-by-2030/>, aufgerufen am 15.12.23
- BMWK (2023). Rahmen für die Kraftwerksstrategie. <https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Pressemitteilungen/2023/08/20230801-rahmen-fuer-die-kraftwerksstrategie-steht.html>, aufgerufen am 14.12.23
- CME (2023). Coal ARA Future <https://www.cmegroup.com/markets/energy/coal/coal-api-2-cif-ara-argus-mccloskey.html#venue=globex>, aufgerufen am 08.12.23
- EEG 2023. Gesetz für den Ausbau erneuerbarer Energien (Erneuerbare-Energien-Gesetz - EEG 2023) https://www.gesetze-im-internet.de/eeg_2014/, aufgerufen am 15.12.23
- EEX (2023). TTF-Future. <https://www.eex.com/de/marktdaten/erdgas/futures>, aufgerufen am 08.12.23
- Europäische Kommission (2023). Kommission genehmigt Beihilfe von 2,6 Mrd. EUR für RWE. https://ec.europa.eu/commission/presscorner/detail/de/ip_23_5815, aufgerufen am 15.12.23
- EWI (2022a). SZENARIEN FÜR DIE PRESENTWICKLUNG VON ENERGIETRÄGERN. <https://www.ewi.uni-koeln.de/de/publikationen/esys/>, aufgerufen am 15.12.23
- EWI (2022b). EWI MERIT-ORDER TOOL 2022 UPDATE. <https://www.ewi.uni-koeln.de/de/publikationen/ewi-merit-order-tool-2022-update/>, aufgerufen am 14.12.23
- Handelsblatt (2022). Ausbau der Windkraft an Land stottert. <https://www.handelsblatt.com/politik/deutschland/windenergie-ausbau-der-windkraft-an-land-stottert/28242568.html>, aufgerufen am 15.12.23
- Handelsblatt (2023). Solarmodul-Preise sinken - Branche warnt vor Pleiten. <https://www.handelsblatt.com/unternehmen/energie/erneuerbare-energien-solarmodul-preise-sinken-branche-warnt-vor-pleiten-/29384084.html>, aufgerufen am 15.12.23
- Marktstammdatenregister (2023). Marktstammdatenregister. <https://www.marktstammdatenregister.de/MaStR>, aufgerufen am 14.12.23
- McKinsey (2023). Energiewende-Index von McKinsey: Wie Deutschland zur Wasserstoffrepublik werden kann. <https://www.mckinsey.de/news/presse/2023-09-05-energiewende-index-september-2023>, aufgerufen am 15.12.23
- Merten, F. & Scholz, A. (2023). Metaanalyse zu Wasserstoffkosten und -bedarfen für die CO2-neutrale Transformation. Wuppertal Institut. https://epub.wupperinst.org/frontdoor/deliver/index/docId/8344/file/8344_Wasserstoffkosten.pdf, aufgerufen am 15.12.23
- SPD, Bündnis 90/Die Grünen, FDP (2021). Mehr Fortschritt wagen. Bündnis für Freiheit, Gerechtigkeit, Nachhaltigkeit. https://www.spd.de/fileadmin/Dokumente/Koalitionsvertrag/Koalitionsvertrag_2021-2025.pdf, aufgerufen am 15.12.23
- Statistisches Bundesamt (2023). Stromerzeugung 2022: Ein Drittel aus Kohle, ein Viertel aus Windkraft. https://www.destatis.de/DE/Presse/Pressemitteilungen/2023/03/PD23_090_43312.html, aufgerufen am 15.12.23
- Zukunftsagentur Rheinisches Revier (2023). Reviervertrag 2.0. https://www.rheinisches-revier.de/wp-content/uploads/2023/05/Reviervertrag-2.0_Stand_30.05.2023.pdf, aufgerufen am 14.12.23
- International Energy Agency (2023). World Energy Outlook 2023. <https://www.iea.org/reports/world-energy-outlook-2023>, aufgerufen am 14.12.23



EWI - EINE WISSENSFABRIK

Das EWI ist gemeinnützig und versteht sich als Wissensfabrik mit dem Ziel, neues Wissen über zunehmend komplexe Energiemärkte zu schaffen, zu verbreiten und nutzbar zu machen.

Forschungs- und Beratungsprojekte

Das EWI forscht und berät zu zunehmend komplexen Energiemärkten - praxisnah, energieökonomisch fundiert und agenda-neutral.


Neuste Volkswirtschaftliche Methoden

Das EWI analysiert den Wandel der Energiewelt mit neusten volkswirtschaftlichen Methoden und detaillierten computergestützten Modellen.

EWI Academy

Das EWI bietet Trainings zu aktuellen energiewirtschaftlichen Themen für Unternehmen, Politik, NGOs, Verbände sowie Ministerien an.

KONTAKT

 Philipp Artur Kienscherf
philipp.kienscherf@ewi.uni-koeln.de
+49 (0)221 650 745-26

 <https://www.ewi.uni-koeln.de>

 @ewi_koeln

 EWI - Energiewirtschaftliches Institut an der Universität zu Köln

KONTAKT

Philipp Artur Kienscherf

philipp.Kienscherf@ewi.uni-koeln.de

+49 (0)221 650 745-26

Energiewirtschaftliches Institut an der Universität zu Köln (EWI) gGmbH