

Kurzstudie

Volkswirtschaftliche Chancen und Resilienz durch verstetigten Ausbau Erneuerbarer Energien für Deutschland

Ein Debattenbeitrag zur ganzheitlichen Betrachtung
des Energiewende-Monitorings



© iStock Oranat Taesuwan

Von

Frederik Julian Lettow

Marco Wunsch

Inka Ziegenhagen

Im Auftrag von

VDMA Power Systems und der IG Metall

Abschlussdatum

September 2025

Das Unternehmen im Überblick

Prognos – wir geben Orientierung.

Wer heute die richtigen Entscheidungen für morgen treffen will, benötigt gesicherte Grundlagen. Prognos liefert sie – unabhängig, wissenschaftlich fundiert und praxisnah. Seit 1959 erarbeiten wir Analysen für Unternehmen, Verbände, Stiftungen und öffentliche Auftraggeber. Nah an ihrer Seite verschaffen wir unseren Kundinnen und Kunden den nötigen Gestaltungsspielraum für die Zukunft – durch Forschung, Beratung und Begleitung. Bewährte Modelle liefern die Basis für belastbare Prognosen und Szenarien. Mit über 200 Expertinnen und Experten ist das Unternehmen an zehn Standorten vertreten: Basel, Berlin, Bremen, Brüssel, Düsseldorf, Freiburg, Hamburg, München Stuttgart und Wien (dort als Tochtergesellschaft Prognos Europe GmbH). Unsere Projektteams arbeiten interdisziplinär, verbinden Theorie und Praxis, Wissenschaft, Wirtschaft und Politik. Unser Ziel ist stets das eine: Ihnen einen Vorsprung zu verschaffen, im Wissen, im Wettbewerb, in der Zeit.

Geschäftsführer

Christian Böllhoff

Präsident des Verwaltungsrates

Dr. Jan Giller

Handelsregisternummer

Berlin HRB 87447 B

Umsatzsteuer-Identifikationsnummer

DE 122787052

Rechtsform

Aktiengesellschaft nach schweizerischem Recht; Sitz der Gesellschaft: Basel-Stadt
Handelsregisternummer
CH-270.3.003.262-6

Gründungsjahr

1959

Arbeitssprachen

Deutsch, Englisch, Französisch

Hauptsitz der Prognos AG
in der Schweiz

Prognos AG

St. Alban-Vorstadt 24
4052 Basel

Weitere Standorte der
Prognos AG in Deutschland

Prognos AG

Goethestr. 85
10623 Berlin

Prognos AG

Domshof 21
28195 Bremen

Prognos AG

Werdener Straße 4
40227 Düsseldorf

Prognos AG

Heinrich-von-Stephan-Str. 17
79100 Freiburg

Prognos AG

c/o Mindspace | 2. Etage
Rödingsmarkt 9
20459 Hamburg

Prognos AG

Nymphenburger Str. 14
80335 München

Prognos AG

Eberhardstr. 12
70173 Stuttgart

Standort der Prognos AG
in Belgien

Prognos AG

Résidence Palace, Block C
Rue de la Loi 155
1040 Brüssel

Tochtergesellschaft
in Österreich

Prognos Europe GmbH

c/o e7 GmbH
Hasengasse 12/2
1100 Wien

info@prognos.com | www.prognos.com | www.linkedin.com/company/prognos-ag

Inhaltsverzeichnis

Kernthesen	IV
1 Volkswirtschaftliche Effekte erneuerbarer Energien	1
2 Versorgungssicherheit, Resilienz und Klimaziele	12
3 Politische Handlungsempfehlungen	17

Kernthesen

- **Hochwertige Industriearbeitsplätze sichern und ausbauen:** Erneuerbare Energien decken nicht nur 60 % der Stromversorgung von Industrie und Haushalten, sondern generieren auch Produktion und Beschäftigung in Deutschland und Europa. Ein verstetigter und langfristig planbarer Ausbau von Onshore-Windenergie, Offshore-Windenergie, Photovoltaik und Bioenergie sowie der notwendigen Netzinfrastruktur sichert damit auch hunderttausende Arbeitsplätze und Wertschöpfung im zweistelligen Milliardenbereich.
- **Häufige Zielanpassungen führen zu gesamtwirtschaftlichen Mehrkosten.** Werden die Ausbauziele für Erneuerbare Energien erheblich gekürzt, führt das zu Investitionsunsicherheit sowie Kapazitätsabbau in der gesamten Lieferkette und somit zu Abbaukosten. Auch ein erneutes Aufstocken an Fertigungskapazitäten ist kostenintensiv. In Summe geht ein Auf und Ab zu Lasten der europäischen Hersteller. Es ist günstiger, Ziele maßvoll zu strecken, anstatt mit Spitzen und Wellentälern die CAPEX Kosten der Erneuerbaren zu erhöhen.
- **Resilienz steigern:** Erneuerbare Energien erhöhen die Resilienz gegenüber geopolitischen Spannungen und Schocks von außen, dieses nicht nur durch die überwiegend dezentrale Energieversorgung, sondern auch durch Unabhängigkeit von Energieimporten. Investitionen in europäische Produktionsstätten stärken zudem die Resilienz der Lieferketten, wodurch technologische Abhängigkeiten vermieden sowie Knowhow und Innovationen gestärkt werden.
- **Steigende Stromnachfrage 2030+ decken:** Die Stromnachfrage nach 2030 wird stärker ansteigen – der Ausbau erneuerbarer Energien muss dies antizipieren. Bei einem zu geringen Ausbau droht eine Lücke bei der Stromversorgung durch erneuerbare Energien, die durch fossile Energien oder Importe gedeckt werden muss.
- **Kostenrisiken der Erdgasverstromung senken:** Die Erhöhung von Stromerzeugung aus Erdgas steigert das Kostenrisiko für die deutsche und europäische Wirtschaft aufgrund geopolitischer Spannungen. Die Stromerzeugung aus Erdgas führt im Vergleich zur Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien zu einer verstärkten Kostenabhängigkeit der deutschen Wirtschaft gegenüber den erdgasexportierenden Ländern. Dem muss eine aktive Politik heute entgegengesetzt werden.
- **Voraussetzung für Wachstum schaffen:** Eine hohe Stromerzeugung aus kostengünstigen erneuerbaren Energien ist die Voraussetzung dafür, dass das von der Bundesregierung angestrebte Wachstum in der Industrie ermöglicht wird. Dies gilt auch beim Thema Künstliche Intelligenz (KI), welche auch auf eine kostengünstige und sichere Energieversorgung angewiesen ist.

1 Volkswirtschaftliche Effekte erneuerbarer Energien

Erneuerbare Energien sind ein wesentlicher Motor für die volkswirtschaftliche Entwicklung in Deutschland und Europa. Im Jahr 2025 sind in der Branche etwa 350.000 Beschäftigte allein in Deutschland tätig, was sie zum größten Arbeitgeber im Energiesektor macht.

Ausbauszenarien im Vergleich

Welchen Beitrag erneuerbare Energien zukünftig für die heimische Wertschöpfung und den Arbeitsmarkt leisten, hängt stark davon ab, wie sich die Ausbauzahlen am Leitmarkt Deutschland und in Europa sowie Exporte auf Basis einer wettbewerbsfähigen europäischen Industrie weiterentwickeln. Um die Effekte aufzuzeigen, wurde in dieser Studie **drei verschiedene Ausbauszenarien** von heute bis 2045 entwickelt.

- Szenario „EEG 2023“
- Szenario „Ausbau verstetigen“
- Szenario „niedriger Ausbau“

Szenario „EEG 2023“: Dieses Szenario basiert auf den Ausbauzielen des Erneuerbaren Energien Gesetzes (EEG) und des Windenergie-auf-See-Gesetzes. Nach der aktuellen Gesetzeslage sollen im Jahr 2030 insgesamt eine Leistung von 115 GW Onshore-Windenergie, 30 GW Offshore-Windenergie und 215 GW Photovoltaik in Betrieb sein. Der Ausbau von Bioenergie wurde mit dem „Biogaspaket“ vom Februar 2025 deutlich angehoben, hier bedarf es jedoch noch einer beihilferechtlichen Genehmigung¹. Der Anteil erneuerbarer Energien am Bruttostromverbrauch soll bis 2030 80% erreichen. Für Wind auf See legt das Gesetz nach 2030 fest, dass bis 2035 mindestens 40 GW und bis 2045 mindestens 70 GW installiert sein sollen. Nach 2030 sieht das EEG für Windenergie an Land eine Steigerung der installierten Leistung auf 160 GW bis 2040 vor. Für Photovoltaik erhöht sich das Ziel auf 400 GW installierte Leistung für das Jahr 2040, wobei der jährliche Zubau ab 2026 bei 22 GW stabilisiert werden soll.

Für 2045 wird im EEG bei Photovoltaik kein Ausbauziel vorgeben. Es wird in diesem Szenario angenommen, dass es bei PV nach 2040 noch einen Nettozubau von 10 GW pro Jahr gibt. Zudem wurde in diesem Szenario die Leistung von Wind an Land im Jahr 2045 auf 170 GW erhöht. Das Offshore-Ziel für 2035 wurde auf 45 GW angehoben und 2040 auf 64 GW festgelegt, um die Dynamik fortzuschreiben. Mit diesen Werten erreicht man eine Nettostromerzeugung aus erneuerbaren Energien von rund 600 TWh in 2030 und rund 830 TWh in 2035.

Aus heutiger Sicht kann dieses Ausbauszenario angesichts des aktuellen Standes aufgrund von Ausba verzögerungen kaum mehr erreicht werden².

¹ Die beihilferechtliche Genehmigung der Europäischen Kommission für das „Gesetz zur Änderung des Erneuerbare-Energien-Gesetzes zur Flexibilisierung von Biogasanlagen und Sicherung der Anschlussförderung“ (sog. „Biogaspaket“) liegt zum Zeitpunkt der Studierstellung noch nicht vor. Die hier unterstellten Ausbauszenarien haben die Erhöhung der Ausbauvolumen nicht vollumfänglich berücksichtigt. www.bundesnetzagentur.de/DE/Fachthemen/ElektrizitaetundGas/Ausschreibungen/Biomasse/Okt2025/artikel.html

² https://www.bdew.de/media/original_images/2025/05/22/bdew_fortschrittsmonitor-2025.pdf

Der Ausbau von Onshore-Windenergieanlagen ist – nach dem drastischen Rückgang von 5 GW in 2017 auf 1 GW 2020 – bis zum Jahr 2024 wieder deutlich auf 3,3 GW angestiegen³. Für das Jahr 2025 werden von den Verbänden etwa 5 GW prognostiziert. Der Ausbau insgesamt liegt aber mit etwa 65 GW Mitte 2025 aktuell etwa 9 GW unter dem angestrebten Pfad.

Auch bei der Windenergie auf See mit einer installierten Leistung von knapp 10 GW Mitte 2025 zeichnen sich größere Verzögerungen⁴ beim Bau der Windenergieprojekte aufgrund von bereits angekündigten Realisierungen der Anbindungsleitungen ab. Um bei der Offshore-Windenergie das 2030-Ziel zu erreichen, müssten in den Jahren 2029 und 2030 in Summe 14 GW zugebaut werden. Branchenverbände sind bereits Anfang 2025 von Verzögerungen von mindestens einem Jahr ausgegangen.

Bei der Photovoltaik lag der Ausbau in den letzten Jahren über den angestrebten Zielwerten. Anders als bei der Windenergie ist hier eine Zielerreichung noch denkbar. Allerdings wäre dafür ein weiterer Ausbau um 100 GW in den fünf Jahren zwischen 2026 und 2030 notwendig.

Szenario „Ausbau verstetigen“: Dieses Szenario adressiert die Risiken des EEG-Szenarios und verstetigt den Ausbau. Es setzt auf der Realität des Ausbaus auf und bildet dadurch die Grundlage für ein realistisches Energiewende-Monitoring. Die Leistung für Offshore-Windenergie wurde 2030 auf 22 GW reduziert und erreicht erst im Jahr 2035 wieder den Ausbaupfad des EEG-Szenarios in Höhe von 45 GW. Damit verstetigt sich auch der Ausbau von Offshore-Windenergieanlagen und der Bau der Netzanbindungsleitungen auf im Mittel 5 GW pro Jahr. Der Ausbau von Onshore-Windenergie und Photovoltaik im Jahr 2030 wurde auf 100 GW bzw. 200 GW reduziert. Langfristig gleicht sich die installierte Leistung dem EEG-Szenario wieder an. Damit reduziert sich der notwendige Bruttoausbau in den kommenden Jahren und verstetigt sich langfristig – ohne starke Abbruchkanten, die industriepolitisch ohnehin äußerst kontraproduktiv wären. Dieses führt zu Verlässlichkeit für Produktion und Beschäftigung und damit zu Planungssicherheit, Wettbewerbsfähigkeit und Kostenreduktion bei den Unternehmen. Der Ausbau von Bioenergie wurde in diesem Szenario erhöht. Bioenergieanlagen werden hier flexibler eingesetzt und leisten einen stärkeren Beitrag zur Versorgungssicherheit. Die Nettostromerzeugung beträgt 550 TWh in 2030, 770 TWh in 2035 und rund 1000 TWh in 2045.

Dieses Szenario – wie auch das EEG-Szenario – basiert auf einem Stromnachfrageszenario, in dem ausreichend Strom zur Verfügung steht für Wachstumsperspektiven der Industrie. Einige Studien⁵ teilen derzeit die Einschätzungen, dass der Stromverbrauch insbesondere in der Industrie weniger stark ansteigen könnten als in langfristigen Energieszenarien. Grund hierfür ist insbesondere kurzfristig die konjunkturelle Lage und strukturelle Probleme einiger Industrien. Langfristig gehen die Studien davon aus, dass energieintensive Vorprodukte vermehrt importiert werden. Diese Sichtweise basiert auf einer Momentaufnahme und berücksichtigt nicht mögliche Entwicklungen, die heute noch nicht absehbar sind. Erste gegenteilige Entwicklungen zeichnen sich ab, die in diesen Projektionen nicht enthalten sind. Dieses betrifft kurz- und mittelfristig insbesondere den Stromverbrauch durch KI und Rechenzentren. Dieser Strombedarf könnte zeitnah und

³ Im ersten Halbjahr 2025 betrug der Bruttozubau 2,2 GW. https://www.fachagentur-wind-solar.de/fileadmin/Veroeffentlichungen/Wind/Daten/FA_Wind_Solar_Status_des_Windenergieausbaus_an_Land_Halbjahr_2025.pdf

⁴ <https://www.ndr.de/nachrichten/niedersachsen/offshore-windenergie-ausbauziel-wird-verfehlt-und-zwar-deutlich,offshore-116.html>
https://www.linkedin.com/posts/hdsohn_offshorewind-energiewende-infrastruktur-ugcPost-7357039432262119425-TPvO/?utm_source=share&utm_medium=member_desktop&rcm=ACoAAAEur3cBoAMqNCySwbSLzK8xE36BIP1zkME

⁵ https://auroraer.com/wp-content/uploads/2025/04/Aurora_EnBW_Systemkostenstudie_Apr-25_public.pdf

langfristig stärker ansteigen⁶ als bislang in den Studien⁷ dargestellt. Zudem ermöglicht dieses Szenario eine langfristige Einhaltung der Klimaziele.

Szenario „niedriger Ausbau“: Im dritten Szenario erfolgt der jährliche Zubau auf einem niedrigeren Niveau. Die Stromerzeugung beträgt rund 500TWh in 2030, 640 TWh in 2035 und steigt auch langfristig nur auf 780 TWh in 2045.

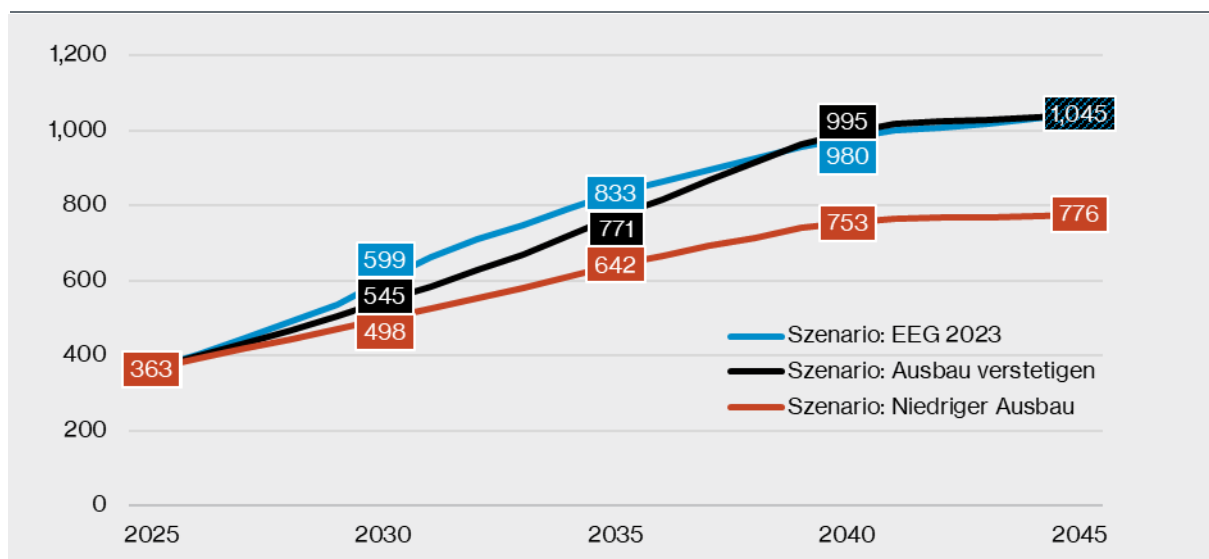
Dieser Ausbau entspricht einem Szenario, in dem Strombedarf langfristig deutlich geringer ansteigt. Gründe hierfür können sein: Die Verfehlung der langfristigen Klimaziele, starker Rückgang der Industrieproduktion, eine signifikant ansteigende Stromerzeugung aus Erdgas (ggf. mit CCS) oder Wasserstoff/PtL – mit den damit verbunden Kostenrisiken (vgl. Kapitel O).

Das Szenario „niedriger Ausbau“ würde damit die wirtschafts- und klimapolitischen Ziele der Bundesregierung verfehlen,

Abbildung 1 zeigt den Nettostromerzeugung der drei Szenarien im Vergleich. Die dafür notwendige installierte Leistung ist in Abbildung 2 dargestellt, der erforderliche Bruttozubau pro Jahr beziffert Abbildung 3.

Abbildung 1: Nettostromerzeugung aus erneuerbaren Energien in drei Vergleichsszenarien

in TWh



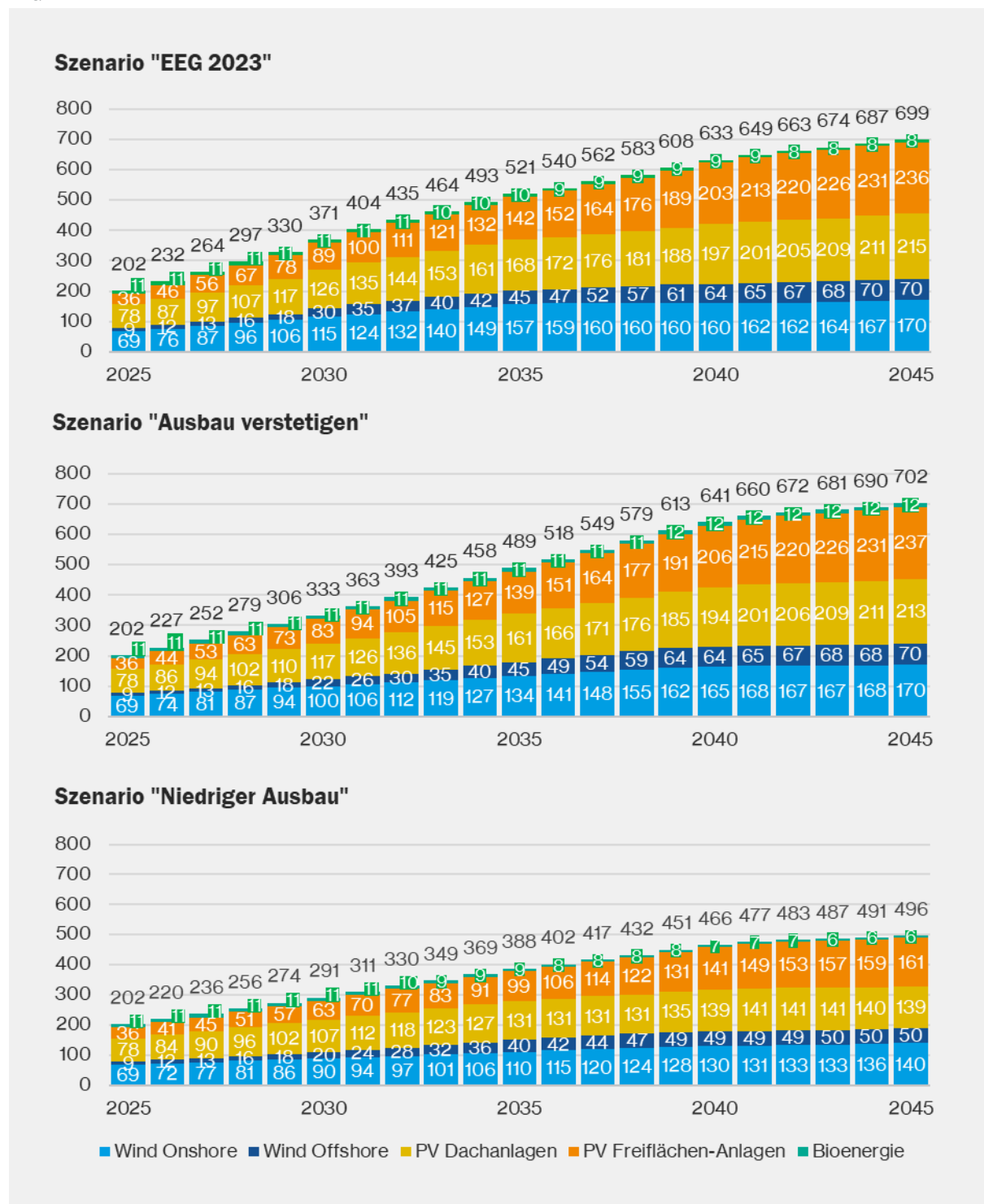
Quelle: eigene Berechnungen, Prognos. Die hier dargestellte Stromerzeugung berücksichtigt netzbedingte und marktbedingte Abregelungen erneuerbarer Energien.

⁶ https://www.stiftung-klima.de/app/uploads/2025/08/SKN_Paper_Energiewende_Monitoring_k3.pdf.

⁷ Die Studie für das BMWK, an dem u.a. Borderstep mitgearbeitet hat, beziffert die Zunahme des Stromverbrauchs von Rechenzentren von aktuell 20 TWh auf 80 TWh in 2045. Annahme für diese Berechnung war, dass die Zuwächse in Zukunft mit dem gleichen Tempo entwickeln wie zwischen 2010 und 2024. Die Entwicklung von KI hat jedoch das Potenzial disruptiv zu wirken, so dass eine Trendfortschreibung diese Entwicklung möglicherweise deutlich unterschätzt. Diese gilt insbesondere, wenn unterstellt wird, dass aufgrund geopolitischer Spannungen und Industrieinteressen ein deutlich höherer Anteil der KI-Anwendungen in Deutschland und Europa laufen und der Anteil des Auslands aus Resilienzgründen reduziert wird. https://www.bundeswirtschaftsministerium.de/Redaktion/DE/Publikationen/Technologie/stand-und-entwicklung-des-rechenzentrumstandorts-deutschland.pdf?__blob=publication-File&v=10

Abbildung 2: Installierte Leistung erneuerbarer Energien in drei Szenarien

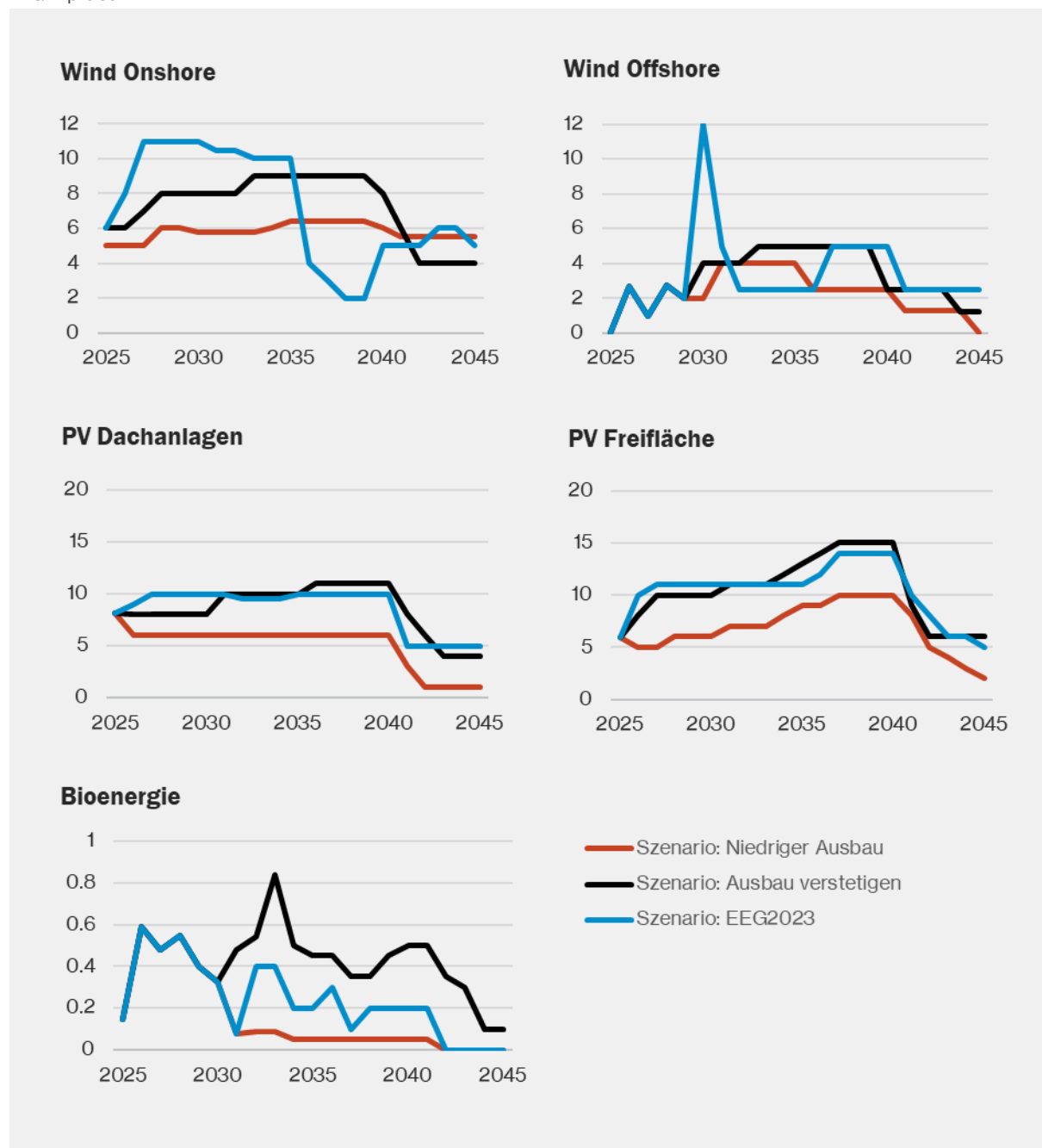
in GW



Quelle: eigene Berechnungen, Prognos.

Abbildung 3: Zubau erneuerbarer Energien in drei Szenarien

in GW pro Jahr



Quelle: eigene Berechnungen, Prognos. Bioenergie: exkl. Kraftwerkszubau für Papierindustrie, Abfallbeseitigungsanlagen und sonstige Industrie.

Produktionseffekte⁸

Die zukünftige Entwicklung der erneuerbaren Energien bestimmt den Produktionswert und die Wertschöpfung. Die Bruttoproduktion entspricht dabei dem Produktionswert der Anlagen sowie aller für die Produktion der Anlagen notwendiger Vorleistungen, die innerhalb Deutschlands produziert werden.

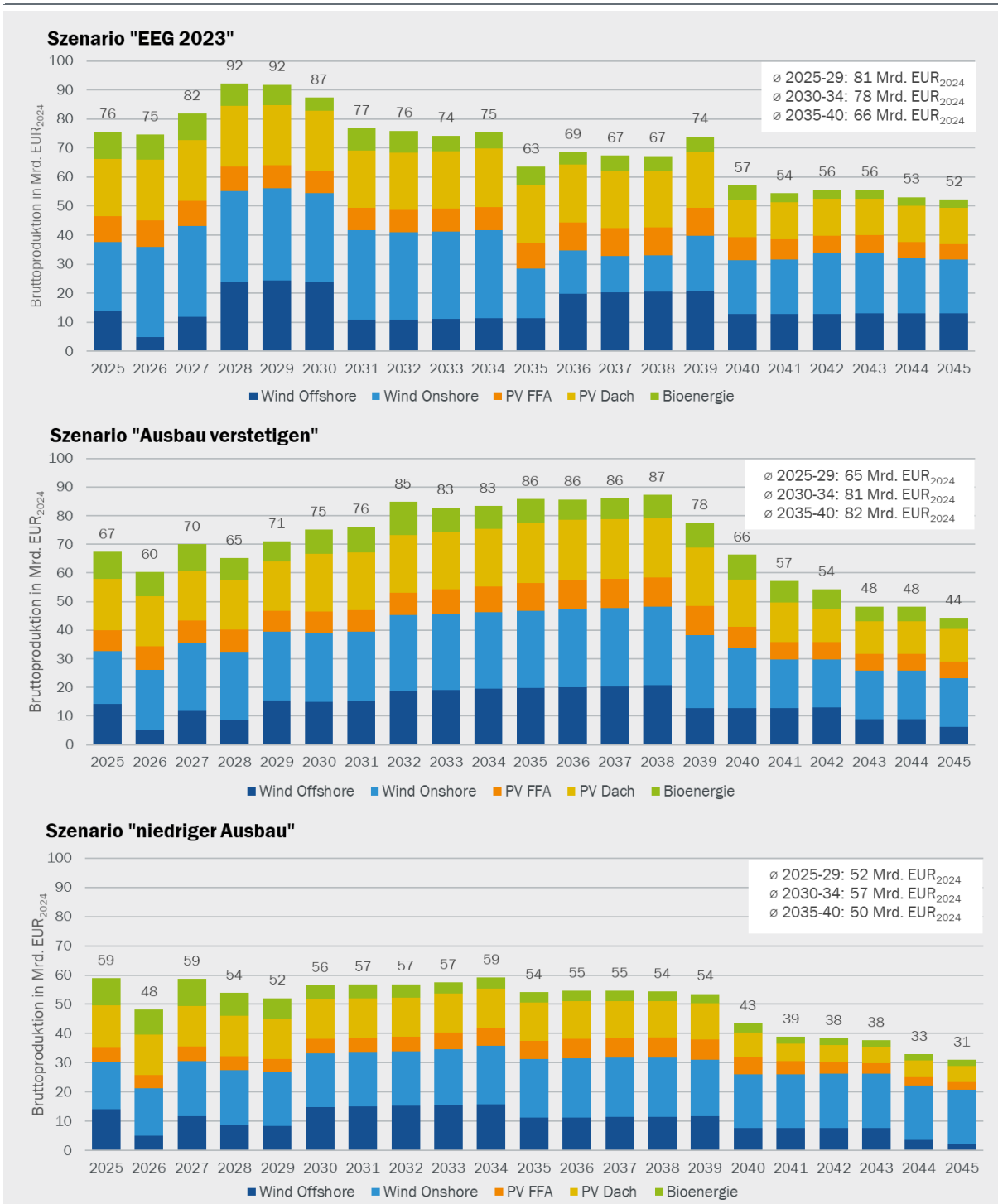
Szenario „EEG 2023“: Erfolgte der EE-Ausbau wie nach den Zielen im aktuellen EEG geplant, käme es zu einem schnellen Produktionswachstum in der deutschen EE-Branche in den nächsten Jahren, wie Abbildung 4 zeigt. Ausgehend von etwa 76 Milliarden Euro⁹ Bruttoproduktion im Jahr 2025 aus dem Zubau und Betrieb von Wind-, Photovoltaik- und Bioenergieanlagen steigt das Produktionsniveau um gut 20% auf 92 Milliarden Euro im Jahr 2028 an. Dieses Wachstum ist besonders von hohen Installationszahlen von Offshore-Windenergieanlagen getrieben. In den folgenden Jahren sinkt die Produktion zunächst leicht, bevor sie im Jahr 2032 aufgrund deutlich geringerer Ausbauzahlen einbricht. Bis 2040 bleibt der EE-Ausbau und -Betrieb für eine Bruttoproduktion im Wert von um die 70 Milliarden Euro pro Jahr verantwortlich. Erhöhte Produktionswirkungen aus dem Betrieb einer zunehmenden Anlagenleistung gleichen dabei sinkende Investitionsimpulse aufgrund eines tendenziell sinkenden Ausbaupfades und sinkenden Investitionskosten teilweise aus. Ab 2040 fällt das Produktionsniveau auf unter 60 Milliarden Euro pro Jahr.

Szenario „Ausbau verstetigen“: Wird der Ausbau der Erneuerbaren Energien dagegen ausgehend von dem realen Ausbau insbesondere der Onshore- und Offshore-Windenergie verstetigt, dann wird die Produktion der EE-Branche zunächst entsprechend der realen Entwicklungen deutlich langsamer ansteigen, wie Abbildung 4 zeigt. Ausgehend von einem niedrigeren Niveau aufgrund bereits für 2026 angenommener geringerer Installationszahlen steigt der Wert der Bruttoproduktion bis 2030 nur um etwa 12% auf 75 Milliarden Euro. In diesen Jahren würde also deutlich weniger produziert werden als im inzwischen eher unwahrscheinlichen Szenario „EEG 2023“. Aufgrund des real verspäteten und verstetigten Ausbaus verschiebt sich die Produktion aus dem Zubau und Betrieb von EE-Anlagen vor allem in die 2030er Jahre. So steigt das Produktionsniveau von 2030 bis 2038 weiterhin fast kontinuierlich auf bis zu 87 Milliarden Euro im Jahr 2038 an, während es im Szenario „EEG 2023“ im gleichen Zeitraum deutlich niedriger liegt. Die in der zweiten Hälfte der 2020er Jahre geringere Produktion wird also in den 2030er Jahren aufgeholt. Zudem verstetigt sich das Produktionswachstum. Ab 2039 fällt jedoch auch im Szenario „Ausbau verstetigen“ das Produktionsniveau deutlich auf bis zu unter 50 Milliarden Euro pro Jahr ab 2043 ab. Es bestehen aber Chancen, dass dieses Abfallen auf Basis des kontinuierlichen Wachstums durch Exporte in umliegende Märkte kompensiert werden kann.

⁸ Die Methodik zu Berechnung der Produktions- und Beschäftigungseffekte ist im Anhang beschrieben.

⁹ alle Euro-Beträge sind als reale Beträge mit Basisjahr 2024 angegeben.

Abbildung 4: Bruttoproduktion aus Zubau und Betrieb von EE-Anlagen nach Szenario
in Mrd. EUR 2024



Quelle: Eigene Berechnungen, Prognos. Produktion für den Export von EE-Anlagen wird nicht vollständig berücksichtigt. PV FFA = Freiflächen-Anlagen.

Szenario „niedriger Ausbau“: Wird der EE-Ausbau nicht gestreckt, sondern dauerhaft auf ein niedriges Niveau gesenkt, ergeben sich erhebliche Produktionsverluste, wie Abbildung 4 zeigt. In diesem Szenario fällt das Produktionsniveau sogar leicht bis 2030, bevor es im Jahr 2034 wieder das aktuelle Niveau erreicht. Dass das Produktionsniveau bei den niedrigeren Ausbauzahlen nicht noch stärker fällt, liegt an steigenden Ausgaben für Betrieb und Wartung (vgl. Abbildung 9 im Anhang). Bis 2030 ergeben sich somit Produktionsverluste im Umfang von insgesamt rund 63 Milliarden Euro, wie Abbildung 6 zeigt. Besonders in den 2030er Jahren steigen die jährlichen Produktionsverluste weiterhin an und erreichen ihren Höhepunkt im Jahr 2038, in dem die Bruttoproduktion um 37 Milliarden Euro unter dem Wert im Szenario Ausbau strecken liegt. Bei einem dauerhaft gesenkten EE-Ausbau beginnt das Produktionsniveau bereits ab 2035 zu sinken und fällt schon ab dem Jahr 2039 auf unter 50 Milliarden Euro im Jahr zurück. Insgesamt beträgt der Produktionsverlust zwischen 2025 und 2045 rund 430 Milliarden Euro. Ob sich dieser Produktionsverlust aus dem heimischen Markt durch Exporte kompensieren ließe, ist aufgrund von Erfahrungen aus der Vergangenheit fraglich. Bei einem dauerhaft gesenkten Ausbau und damit zusammenhängendem Produktionsrückgang droht stattdessen auch ein dauerhafter Verlust der Wettbewerbsfähigkeit der deutschen EE-Branche und damit eine wachsende Abhängigkeit von Technologie- und Energieimporten.

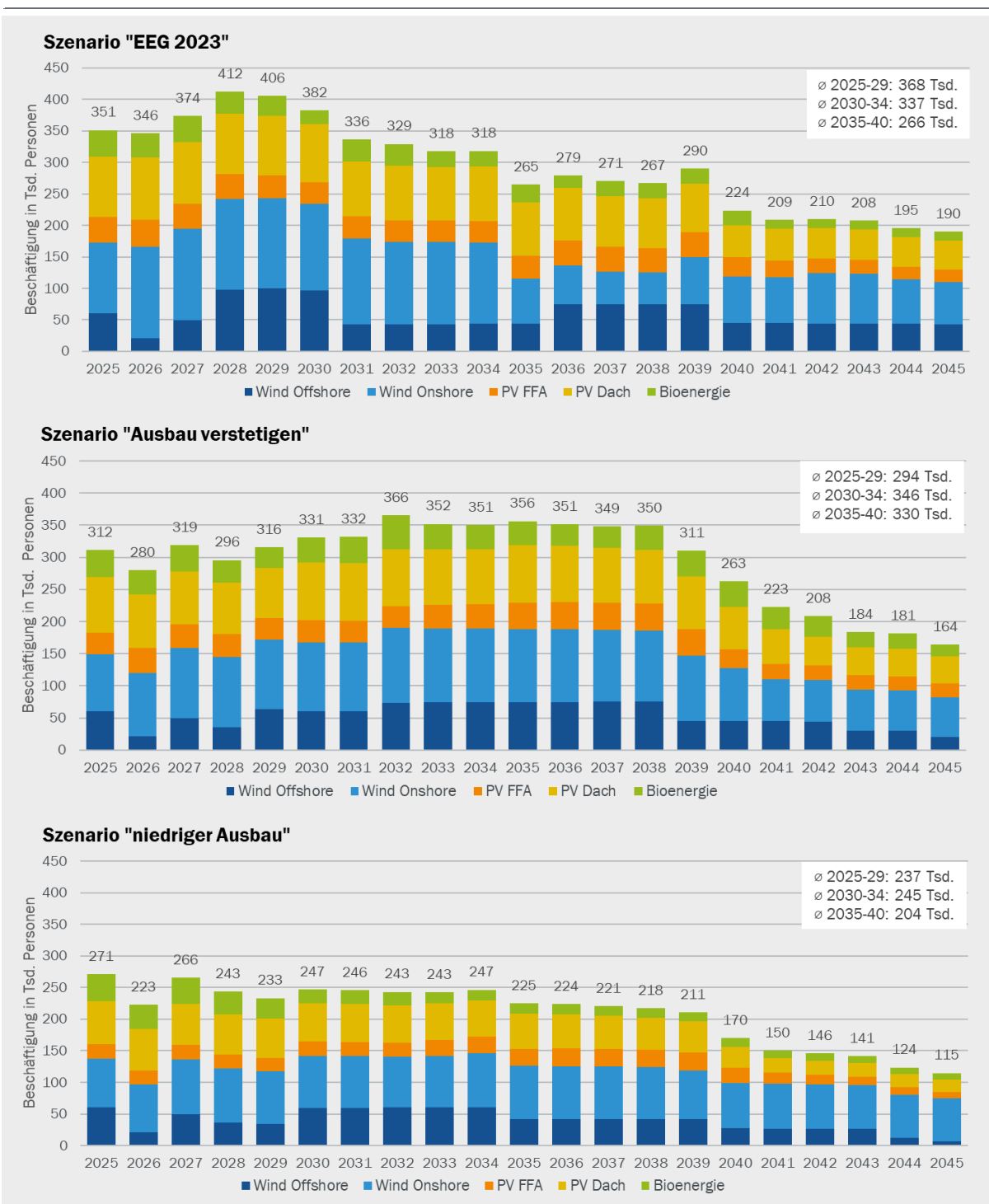
Beschäftigungseffekte

Szenario „EEG 2023“: Die Beschäftigungswirkungen stellen sich ähnlich wie die Produktionswirkungen dar, wie Abbildung 5 zeigt. Im Szenario, in dem die EEG-Ziele eingehalten und der Ausbau nicht verstetigt oder gebremst wird, steigt die mit dem Zubau und Betrieb von Windenergie-, Photovoltaik- und Biomasse-Anlagen zusammenhängende Beschäftigung in den nächsten Jahren stark von etwa 350 Tsd. Personen im Jahr 2025 auf theoretisch rund 412 Tsd. Beschäftigte im Jahr 2028 an.¹⁰ Insbesondere im Bereich Offshore-Windenergie wächst die Beschäftigung rechnerisch aufgrund eines stark ansteigenden Ausbaus an. Danach sinkt die Zahl der Arbeitsplätze zunächst leicht, bevor sie ab 2032 infolge geringerer Ausbauzahlen drastisch zurückgeht. Bis 2040 stabilisiert sich die Beschäftigung bei einem mittleren Niveau, da zusätzliche Arbeitsplätze im Betrieb und in der Wartung sinkende Impulse aus dem Neubau nur teilweise ausgleichen können. Ab 2040 ist selbst in diesem Szenario mit einem deutlichen Beschäftigungsrückgang zu rechnen, wenn dieser nicht durch Exporte kompensiert werden kann.

Szenario „Ausbau verstetigen“: Wird der Ausbau auf Grundlage der realen Entwicklungen verstetigt, erfolgt auch der Beschäftigungsaufbau deutlich langsamer. Zwar liegt die Beschäftigung in den späten 2020er Jahren unter dem Szenario „EEG 2023“ und steigen nur auf rund 330 Tsd. Beschäftigte im Jahr 2030. Dafür entwickeln sich die Beschäftigtenzahlen stetiger, verlässlicher und verbleiben über die meiste Zeit der 2030er Jahre auf einem Niveau von rund 350 Tsd. Beschäftigten. Damit verschiebt sich die Beschäftigungswirkung zeitlich zwar nach hinten. Im Vergleich zum Produktionswachstum fällt das Beschäftigtenwachstum gegenüber dem Szenario „EEG 2023“ geringer aus, da die Arbeitsproduktivität über die Zeit steigt. Ab 2039 fällt die Beschäftigung infolge stark sinkender Ausbauzahlen deutlich ab, wenn dies auf Basis der stetig wachsenden Industrie nicht durch Exporte kompensiert oder sogar überkompensiert werden kann. Effekte einer resilienteren europäischen Industrie sind dabei noch nicht explizit berücksichtigt.

¹⁰ Die hier ermittelte Beschäftigung liegt unter den zuletzt von GWS für den Status Quo berechneten Werten, da nicht alle Arten von Erneuerbaren Energien betrachtet werden und die mit dem Export zusammenhängende Beschäftigung nicht vollständig berücksichtigt wird.

Abbildung 5: Beschäftigung aus Zubau und Betrieb von EE-Anlagen nach Szenario

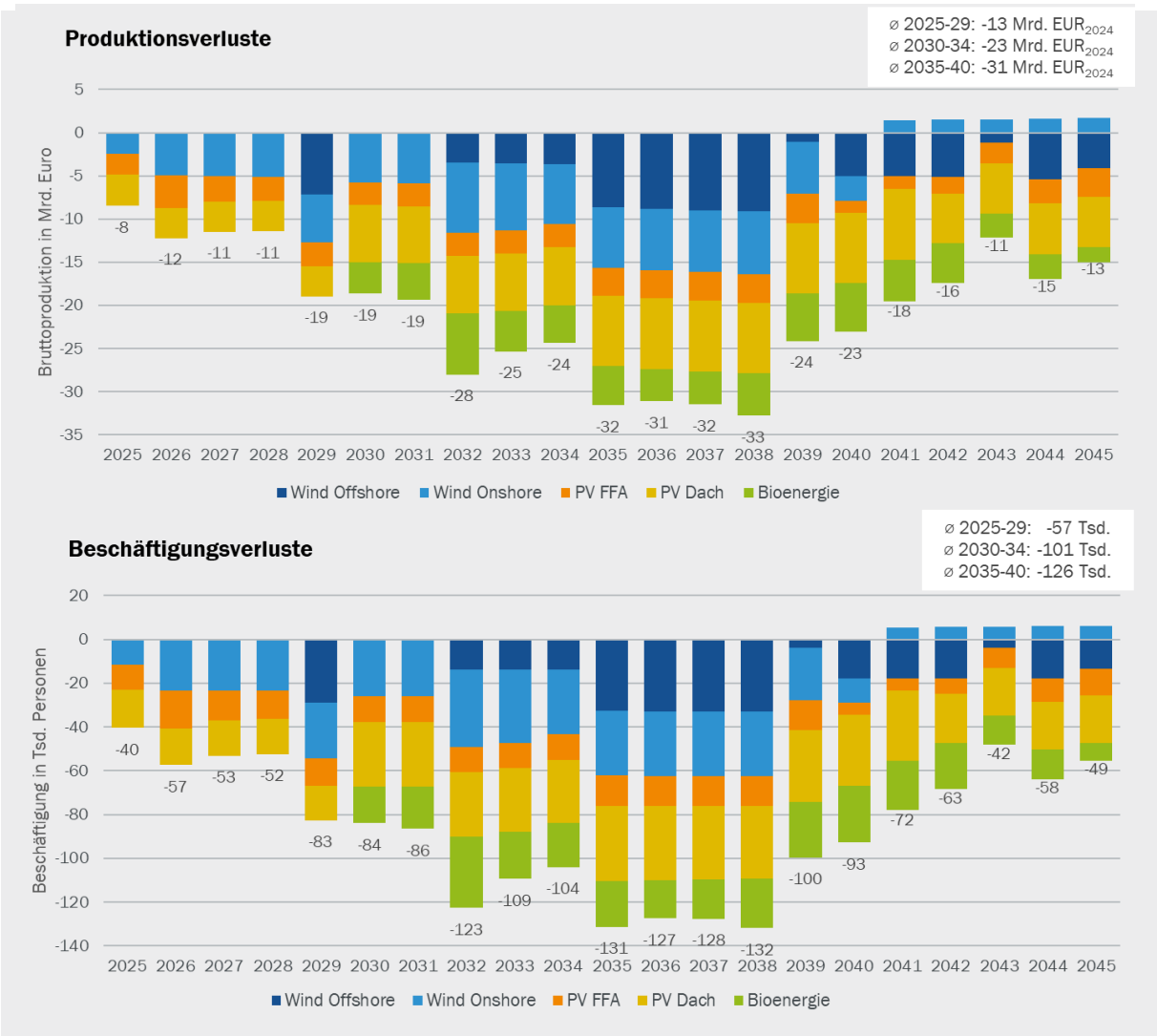


Quelle: Eigene Berechnungen, Prognos. Beschäftigung aus dem Export von EE-Anlagen wird nicht vollständig berücksichtigt. Es wird nur Beschäftigung aus Wind-, Solar- und Bioenergie betrachtet.

Szenario „niedriger Ausbau“: Bei einem dauerhaft niedrigen Ausbau ergeben sich hingegen erhebliche Arbeitsplatzverluste, wie Abbildung 65 zeigt. In diesem Szenario wären bereits im nächsten Jahr rund 40 Tsd. Personen weniger als im Szenario „Ausbau verstetigen“ in der EE-Branche beschäftigt. Der Arbeitsplatzverlust steigt bis 2030 deutlich auf rund 80 Tsd. Beschäftigte im Jahr 2030. Im folgenden steigt der Arbeitsplatzverlust weiter an und erreicht von 2032 bis 2039 ein fünfstelliges Niveau. Trotz steigender Beschäftigung aus dem Betrieb von EE-Anlagen ist die Beschäftigung insgesamt in diesem Szenario bereits ab 2031 rückläufig.

Bei den hier dargestellten Ergebnissen ist zu beachten, dass in den Berechnungen nur eine begrenzte Trägheit im Markt unterstellt wird. In der Praxis glätten sich beide sowohl Produktion als auch Beschäftigung über die Jahre. Hierbei ist jedoch zu beachten, dass die Produktion stets leichter abzubauen als aufzubauen ist. Das führt dazu, dass nach einem Produktionsrückgang nicht zwingend ein erneuter Produktionsanstieg bei steigenden Ausbauzahlen erwartet werden kann – sondern dieser wird mit einer höheren Wahrscheinlichkeit durch Importe gedeckt wird. Effekte für die heimische Wertschöpfung gingen damit verloren.

Abbildung 6: Beschäftigungs- und Produktionsverluste im Szenario „niedriger Ausbau“ vs. „Ausbau verstetigen“



Quelle: Eigene Berechnungen, Prognos.

2 Versorgungssicherheit, Resilienz und Klimaziele

Der Ausbau erneuerbare Energien im EEG 2023 orientiert sich am Bruttostromverbrauch sowie an den politischen Zielen der Kosteneffizienz, Versorgungssicherheit, Resilienz und Klimaschutz. Einige Studien teilen derzeit die Einschätzung, dass der Stromverbrauch kurzfristig bis 2030 deutlich unter den im EEG anvisierten 750 TWh liegen könnte. Und auch langfristig wird in einigen dieser Studien diskutiert, dass der Stromverbrauch weniger stark ansteigen könnte als in aktuellen langfristigen Energieszenarien¹¹. Gleichzeitig ist den dem Energiewende-Monitoring zugrundeliegenden Studien gemein, dass sie sowohl den Atom- als auch den Kohleausstieg bestätigen und dafür den Erneuerbaren-Zubau als absolute Notwendigkeit anerkennen.

Gründe für die kurzfristig weniger stark steigende Stromnachfrage können eine geringere Elektrifizierung im Verkehr und in der Wärmeversorgung von Gebäuden sein – und damit eine Verfehlung der 2030er Klimaziele des KSG. Auch die konjunkturelle Erholung der Industrie würde entsprechend dieser Studien weniger schnell erfolgen. Aktuelle Studien gehen von einem Bruttostromverbrauch von unter 700 TWh aus, andere bekräftigen die Notwendigkeit der beschleunigten Elektrifizierung.

Langfristig werden von einigen Studien höhere Importe von energieintensiven Vorprodukten diskutiert und eine geringere Produktion von inländischem Wasserstoff aufgrund höherer Produktionskosten als im Ausland. Damit können sich neue Abhängigkeiten entlang der Wertschöpfungsketten ergeben.

Nach 2030 könnte der Strombedarf stark ansteigen

Unter der Maßgabe, dass Deutschland bis 2045 klimaneutral wird, wird der Strombedarf nach 2030 zwangsläufig deutlich stärker ansteigen als davor¹². Auch in einem Szenario, in dem Deutschland bis 2045 die Treibhausgasemissionen nur um 95% im Vergleich zu 1990 senkt, muss der Verkehr- und Gebäudesektor nahezu vollständig dekarbonisiert werden. Das heißt, die Stromnachfrage in beiden Sektoren muss auf das gleiche Niveau steigen¹³ – nur innerhalb einer kürzeren Zeit. Dieses wiederum bedeutet ein stärker Anstieg des Verbrauchs.

Insbesondere bei Elektro-Fahrzeugen kann der Hochlauf stark ansteigen aufgrund der vergleichsweise kurzen Lebensdauer der Fahrzeuge. Auch der Strombedarf von KI und Rechenzentren wird voraussichtlich zeitnah und langfristig stärker ansteigen als bislang in einigen Studien dargestellt.

Tabelle 1 zeigt, wie viel Strom die zentralen Schlüsseltechnologien pro Einheit benötigen. **Tabelle 2** stellt dar, wie hoch der Zubau von einzelnen Schlüsseltechnologien im Mittel zwischen 2031 und 2035 sein könnte und welcher Stromverbrauch daraus resultiert, zeigt. Unter der Maßgabe, dass sich zentrale Rahmendaten – wie z.B. Bevölkerung oder BIP – weitgehend konstant entwickeln, steigt der Stromverbrauch jedes Jahr um knapp 50 TWh in diesem Zeitraum an.

¹¹ https://www.agora-energiewende.de/fileadmin/Projekte/2023/2023-30_DE_KNDE_Update/A-EW_349_KNDE_Szenariopfade_WEB.pdf

¹² siehe u.a. auch Versorgungssicherheitsmonitoring der BNetzA vom 3.9.2025 https://www.bundeswirtschaftsministerium.de/Redaktion/DE/Publikationen/Energie/versorgungssicherheit-strom-bericht-2025.pdf?__blob=publicationFile&v=18

¹³ wenn nicht großflächig andere Technologien (z.B. E-fuels) eingesetzt würden.

Tabelle 1: Mittlerer Stromverbrauch pro Technologie

Schlüsseltechnologien	Einheit	Stromverbrauch pro Einheit in TWh
Wärmepumpen	pro 1 Million	7.2
Elektro-Pkw	pro 1 Million	2.9
Nutzfahrzeuge	pro 1 Million	6
H2-Elektrolyseur	pro 1 GW	3.5
Rechenzentren (Standard)	pro 1 GW-Anschlussleistung	5.0
Rechenzentren (KI)	pro 1 GW-Anschlussleistung	6.5

Quelle: Eigene Berechnungen Prognos.

Tabelle 2: Mögliche durchschnittliche Zunahme des Stromverbrauchs zwischen 2031 und 2035 pro Jahr**Stromnachfrage**

Schlüsseltechnologien	Zubau pro Jahr	Zusätzlicher Stromverbrauch pro Jahr
Wärmepumpen	0,5 Million	3,6 TWh
Elektro-Pkw	3 Million	8,7 TWh
Nutzfahrzeuge	0,3 Million	1,8 TWh
H2-Elektrolyseur	2 GW	7,0 TWh
Rechenzentren (Standard)	0,5 GW-Anschlussleistung	2,5 TWh
Rechenzentren (KI)	1 GW-Anschlussleistung	6,5 TWh
Elektr. Industrieprozesse über 500 °C ¹		8,0 TWh
Elektr. Industrieprozesse bis 500 °C ²		7,1 TWh
zusätzliche Netzverluste		2,3 TWh
Summe Anstieg der jährlichen Stromnachfrage³		48 TWh

Nettostromerzeugung aus erneuerbaren Energien

Szenario: „EEG 2023“	47 TWh
Szenario: „Ausbau verstetigen“	45 TWh
Szenario: „Niedriger Ausbau“	29 TWh

Stromlücke⁴

Szenario: „EEG 2023“	1 TWh
Szenario: „Ausbau verstetigen“	2 TWh
Szenario: „Niedriger Ausbau“	19 TWh

Zusätzliche Emissionen Stromsektor⁵

Szenario: „EEG 2023“	0,3 Mio. t CO ₂
Szenario: „Ausbau verstetigen“	0,8 Mio. t CO ₂
Szenario: „Niedriger Ausbau“	6,8 Mio. t CO ₂

- (1) ohne Oxygenstahl, ohne Dampfreformer; mittlerer Wirkungsgrad bei Elektrifizierung von Hochtemperatur-Prozessen von 80%
 - (2) Annahme: 70% Wärmepumpe (COP 3,5) und 30% direkte Elektrifizierung (100% Wirkungsgrad)
 - (3) Erhöhung der Effizienz von Stromverbrauchern wirkt nachfragesenkend.
 - (4) Die Stromlücke hier bezieht sich nur auf das Delta aus zusätzlicher Stromnachfrage und zusätzlicher Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien. Es zeigt nicht die Gesamtlücke an fossiler Stromerzeugung.
 - (5) Es wurde unterstellt, dass die Stromlücke ausschließlich im Inland erfolgt. Wird die Stromlücke durch fossile Kraftwerke im Ausland gedeckt, fallen die zusätzlichen Emissionen entsprechend dort an.
- Quelle: eigene Berechnungen Prognos.

Versorgungssicherheit: Mittelfristig 20 TWh zusätzliche Stromerzeugung aus fossilen Energien pro Jahr im Szenario „niedriger Ausbau“ zur Vermeidung einer angebotsseitigen Stromlücke

Werden die erneuerbaren Energien mit einem zu geringen Tempo ausgebaut, muss die fehlende Erzeugung aus erneuerbaren Energien durch die Verstromung von Erdgas oder synthetischen Energieträgern oder durch Importe aus dem Ausland gedeckt werden.

Tabelle 2 zeigt, wie sich die Nettostromerzeugung aus erneuerbaren Energien im Mittel zwischen 2031 und 2035 pro Jahr in den drei entwickelten Szenarien entwickeln. In den Szenarien „EEG 2023“ und „Ausbau verstetigen“ kann die zusätzliche Stromnachfrage durch die zusätzliche Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien gedeckt werden. Im Szenario „niedriger Ausbau“ ist das Ausbautempo zu gering und es entsteht eine zusätzliche Stromlücke¹⁴ von rund 20 TWh. Wird diese zusätzliche Lücke z.B. durch Gaskraftwerke im Inland gedeckt entstehen rund 7 Mio. t CO₂ zusätzlich im Stromsektor pro Jahr.

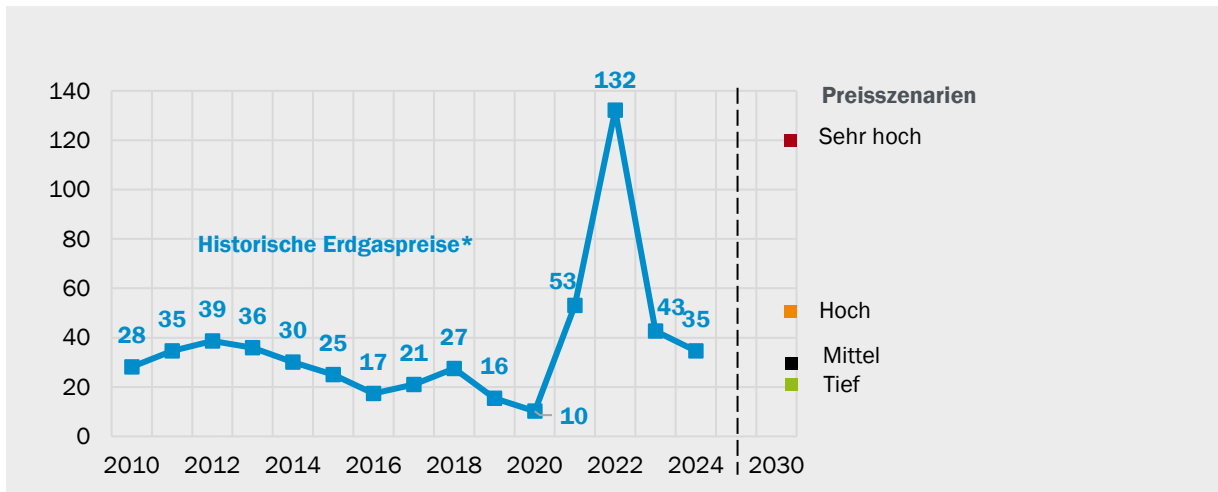
Resilienz steigern: Erneuerbare Energien machen Deutschland resilienter gegenüber hohen Gaspreisen und ein verstetigter Ausbau unabhängiger gegenüber Lieferketten außerhalb von Europa

Im Gegensatz zur Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien sind die Kosten der Stromerzeugung aus Erdgas mit höheren Risiken und Abhängigkeiten verbunden. Nach dem Angriff Russlands auf die Ukraine stiegen Preise für Erdgas von damals rund 25 auf über 130 EUR₂₀₂₄/MWh an. Seitdem hat sich das Preisniveau wieder stabilisiert – liegt aber mit 40 EUR₂₀₂₄/MWh Ho auf deutlich höherem Niveau. Zudem haben die unterjährigen Preisentwicklungen gezeigt, wie stark die Preise auf weitere geopolitische Anspannungen und Witterungsbedingungen reagieren können. Abbildung 7 zeigt die Entwicklung historischer Preise und mögliche Preisszenario für den Zeitraum um 2030 bis 2035.

¹⁴ Die Berechnungen hier betrachten ausschließlich die zusätzliche Stromnachfrage aus zentralen Schlüsseltechnologien. Die hier dargestellte Stromlücke zeigt die zusätzliche Stromerzeugung aus Gasen und anderen Brennstoffen – es zeigt nicht die Gesamtstromerzeugung aus Gasen oder anderen Brennstoffen.

Abbildung 7: Historische Erdgaspreise und Preisszenarien für 2030

in EUR₂₀₂₄/MWh Ho, *in realen Preisen



Quelle: eigene Berechnungen, Prognos. Das Szenario „Announced Pledges“ des World Energy Outlooks 2024 liegt bei 19 EUR₂₀₂₄/MWh und entspricht in etwa dem Tiefpreisszenario. Das Szenario „sehr hoch“ entspricht in etwa den Kosten, die für Wasserstoff anfallen.

Tabelle 3: Mittlere spezifische Stromsystemkosten im Jahr 2035

basierend auf dem Szenario „klimaneutrales Deutschland 2045“

		Niedrig	Mittel	Hoch	Sehr Hoch
Erdgaspreis	EUR ₂₀₂₄ /MWh Ho	20	30	50	120
EU-ETS-Preis	EUR ₂₀₂₄ /t CO ₂	90	100	130	
Erzeugungskosten Gasverstromung	EUR ₂₀₂₄ /MWh el	88	114	170	272
Stromerzeugungskosten erneuerbarer Energien ¹	EUR ₂₀₂₄ /MWh el	77	77	77	77
Gemittelte Erzeugungskosten ²					
EE-Anteil 80%	EUR ₂₀₂₄ /MWh el	79	85	96	184
EE-Anteil 90%		78	81	87	165
Delta	EUR ₂₀₂₄ /MWh el	1	4	9	19
Stromsystemkosten ³					
EE-Anteil 80%	EUR ₂₀₂₄ /MWh el	148	153	164	184
EE-Anteil 90%		147	149	155	165

(1) Die Kosten basieren auf dem Szenario „Klimaneutrales Deutschland 2045“ im Auftrag von Agora Energiewende (2024). Die hier dargestellten Erzeugungskosten sind gewichtete mittlere Erzeugungskosten der verschiedenen erneuerbaren Energie-Technologien.
(2) Gewichteter Mittelwert der Stromgestehungskosten aus erneuerbaren Energien und Gasstromerzeugung.
(3) Die spezifischen Stromsystemkosten wurden berechnet aus dem Quotienten der absoluten jährlichen Stromsystemkosten (u.a. Leistungsabsicherung 6 Mrd EUR₂₀₂₄, Stromnetze 53 Mrd. EUR₂₀₂₄, Speicher 2 Mrd. EUR₂₀₂₄, den Szenarioabhängigen Kosten für erneuerbare Energien, fossile Brennstoffe und CO₂.) und der jährlichen Nettostromnachfrage im Jahr 2035 in Höhe von rund 900 TWh.
Quelle: Eigene Berechnungen Prognos.

Auf Basis dieser vier Preispfade - niedrig, mittel, hoch und sehr hoch - wurde berechnet, wie sich die durchschnittlichen Kosten des Stromsystems entwickeln. Dabei wurde unterschieden zwischen einem Szenario mit einem Anteil erneuerbarer Energien von 80% und einem Szenario mit einem Anteil von 90% an der Gesamtstromerzeugung. Die Berechnungen in Tabelle 3 zeigen zum einen, dass die Kosten der Gasstromerzeugung stark variieren können (zwischen 90 und 270 EUR/MWh el). Im Vergleich dazu liegen die mittleren Stromerzeugungskosten erneuerbarer Energien mit knapp 80 EUR/MWh selbst unter dem Niedrig-Preis-Szenario. Zum anderen zeigen die Berechnungen, dass ein höherer Anteil erneuerbarer Energien die durchschnittlichen Erzeugungskosten weniger stark ansteigen lassen und damit die Resilienz erhöhen¹⁵

Stromnetze und Anlagen effizienter nutzen

Engpässe im Stromnetz und Verzögerungen bei Netzanschlüssen bremsen den Ausbau von neuen Onshore- und Offshore-Windenergie- sowie Photovoltaikanlagen und -parks. Neben zum Teil langsamen Prozessen stellen zunehmend auch überlastete Mittel- und Hochspannungsnetze einen Flaschenhals beim Ausbau, der Inbetriebnahme und Einspeisung dar. Eine Lösung, um schneller und mehr neue Anlagen anschließen zu können ist die Überbauung von Netzanschlüssen. Bisher werden die Netzverknüpfungspunkte meist so ausgelegt, dass die Maximalleistung der EE-Anlagen abgenommen werden kann. Diese Leistung tritt aber nur relativ selten auf. Wenn mehr Anlagenleistung installiert wird, können die Netzen besser ausgelastet werden und Netzkosten gespart werden. Die Studie „Optimierte Netzanschlüsse von Wind und PV“ vom EWI¹⁶ schlägt eine Überbauung von 50% bei Wind an Land und von über 300% bei PV-Freiflächenanlagen vor und zeigt, dass die Einsparungen bei den Netzkosten die Verluste durch höhere nicht nutzbare Strommengen übersteigen. Dem stehen Mehrkosten für installierte Leistung und gedrosselte Anlagen entgegen. Das Optimum gilt es möglichst marktwirtschaftlich in den jeweiligen Projekten zu ermitteln. Abschattungen etwa bei Onshore- und Offshore-Windenergieanlagen lassen sich am effizientesten durch ausreichend verfügbare Flächen vermeiden mit entsprechend positiven Auswirkungen auf Volllaststunden, Erzeugungsflexibilität und Systemkosteneinsparungen. Entsprechende Anreize für die effiziente und flexible Auslastungen sind durch das Marktdesign anzureizen.

¹⁵ Die Kosten für Leistungsabsicherung, Stromnetze und Speicherung sind im 80 und 90%-Szenario identisch. Der Ausbau von erneuerbaren Energien führt zu veränderten Netzkosten – insbesondere bei Offshore-Anbindungsleitungen und im Übertragungsnetz. Gleichzeitig gibt es hohe Kostensenkungspotenziale, z.B. durch Overplanting bei Netzanschlüssen und durch den Ersatz von Erdkabeln durch Freileitung – denn Freileitungen sind bis zu 6 Mal günstiger als Erdkabel.

¹⁶ <https://www.ewi.uni-koeln.de/de/publikationen/optimierte-netzanschluesse-von-wind-und-pv>

3 Politische Handlungsempfehlungen

Bei der großen und über mehrere Jahrzehnte angelegten Transformation des Energiesystems sind Nachsteuerungen und Feinjustierungen sinnvoll und notwendig, dürfen aber Planungssicherheit der Industrie nicht gefährden, müssen angemessen konsultiert werden und Abbruchkanten vermeiden. Die systematische Suche und Erschließung von Effizienzpotenzialen ist dabei für die Akzeptanz, aber auch für die Wettbewerbsfähigkeit der deutschen Industrie besonders wichtig.

Aus dieser Kurzstudie lassen sich folgenden zentrale Empfehlungen ableiten.

- **Engmaschige Überprüfung für Absicherung der wirtschaftlichen Dynamik:** Ein enges Monitoring der Energiewende sollte verstetigt werden und in regelmäßigen Abständen unter angemessener Einbindung auch der Erneuerbaren-Energien-Branche erfolgen.
- **Perspektiven erweitern:** Eine reine Kostenbetrachtung ist dabei nicht zielführend, weil zu einseitig. Denn Kosten sind eben immer auch Investitionen (in diesem Fall in den Produktionsfaktor Infrastruktur), die langfristig zum Werterhalt der deutschen Volkswirtschaft beitragen und kurzfristig zu Nachfrage bei den entsprechenden Komponenten führt. Hiermit verbunden sind Beschäftigung, Steueraufkommen, Knowhow-Erhalt, etc.)
- **Disruptionen und Brüche vermeiden:** Planungen, Bauzeiten und die zentralen Assets im Energiebereich, wie Kraftwerke und Infrastrukturen sowie deren Technologiefertigungen und -lieferketten sind sehr langlebig. Kurzfristige Änderungen der Energiepolitik (wie z.B. die "Strompreisbremse", der KKW-Ausstieg oder die Pflicht HGÜ-Leitungen als Erdkabel statt Freileitungen auszulegen) sind in der Regel mit hohen Anpassungskosten verbunden. Soweit möglich sollte die Energiepolitik eine möglichst gleichmäßige Entwicklung von Infrastrukturen und Technologien ermöglichen.
- **Wertschöpfung durch Arbeitsplätze aufrechterhalten:** Eine Verstetigung des Ausbaus der erneuerbaren Energien ist auch aus industrie- und beschäftigungspolitischen Gründen einer abrupten Entwicklung mit Abbruchkanten oder schnellen und damit teuren Hochlaufkurven klar vorzuziehen. Sie erhöht die Planbarkeit von Produktion und Lieferketten der technologischen Lösungen und kann dadurch Kosteneffizienzen ermöglichen.
- **Strecken statt Streichen:** Eine Streckung des Ausbaus über die Zeit bei gleichzeitigem Festhalten der Gesamtausbauziele (Szenario 2) hat deutlich höhere gesamtwirtschaftlich positive Effekte als eine dauerhafte Reduktion des Ausbaus (Szenario 3). Daher sollten die Erneuerbaren-Ausbauziele langfristig und in Summe beibehalten werden. Nur so können auch die Klimaziele erreicht werden.
- **Resilienz erhöhen:** durch den stetigen Ausbau der Erneuerbaren verringert sich die Abhängigkeit von Energieimporten. Gleichzeitig führt eine heimische Erneuerbaren-Industrie zu einer zusätzlichen Unabhängigkeit von nicht-heimischen Herstellern und Zulieferern, so dass auch auf der Hardware-Seite die Resilienz steigt.
- **Versorgungssicherheit als zentrale Bedingung für Industriestandort gewährleisten:** Strom ist der zentrale Energieträger für viele Zukunfts- und High-Tech-Anwendungen. Neben der

kommenden Elektrifizierung im Verkehr und Wärmemarkt, wird Strom auch zunehmend bei Industrieprozessen eine wichtigere Rolle spielen. Und bei IT-Anwendungen ist Strom alternativlos. Während in Deutschland der Stromverbrauch im Moment verharzt, steigt dieser in China und den USA im Moment nach Zahlen der IEA¹⁷ mit etwa 7 % respektive 2 % pro Jahr deutlich. Das Stromsystem in Deutschland sollte nicht überdimensioniert werden, aber genügend Wachstumspotenzial für neue Anwendungen ermöglichen insbesondere dann, wenn wirtschaftspolitische Ziele auch im globalen Standortwettbewerb erreicht werden sollen.

- **Kostensenkung verwirklichen:** Die schnellstmögliche Erschließung der klaren Potenziale (Freileitungen statt Erdkabel, Optimierung Netzausbau, leistungsseitige Überbauung von Netzan schlüssen, Effizienz beim Einsatz der Anlagentechnologien, Vorantreiben der Digitalisierung und Erschließung von Flexibilitätspotenzialen) ist die entscheidende No-Regret Maßnahme zur Senkung der Gesamtsystemkosten.
- **Produktion, Wertschöpfung und Beschäftigung in Europa sicherstellen:** In vielen Clean-Tech-Feldern besteht weiterhin ein starker europäischer Footprint. So investiert die europäische Windindustrie derzeit über 11 Milliarden Euro in den Bau neuer Fabriken oder die Erweiterung bestehender Standorte. Gleichzeitig gibt es in einigen Technologien und deren Lieferketten hohe Abhängigkeiten vom Ausland – insbesondere von China. Um langfristig die Wettbewerbsfähigkeit zu stärken, ist der gezielte weitere Ausbau heimischer europäischer Wertschöpfung und Beschäftigung ökonomisch sinnvoll und sollte über den Net Zero Industry Act hinaus im Wettbewerb mit China und den USA angemessen unterstützt werden. Für Deutschland als größtes Industrieland und dem größten Leitmarkt in Europa gilt dies besonders. Hierbei können ausgewählte und begrenzte Local Content Maßnahmen strategisch in Betracht gezogen werden, auch wenn diese grundsätzlich keine idealen Optionen darstellen.

¹⁷ <https://iea.blob.core.windows.net/assets/0f028d5f-26b1-47ca-ad2a-5ca3103d070a/Electricity2025.pdf>

Impressum

Volkswirtschaftliche Chancen und Resilienz durch verstetigten Ausbau Erneuerbarer Energien
für Deutschland

Ein Debattenbeitrag zur ganzheitlichen Betrachtung
des Energiewende-Monitorings

Herausgeber

Prognos AG
Goethestraße 85
10623 Berlin
Telefon: +49 30 52 00 59-210
Fax: +49 30 52 00 59-201
E-Mail: info@prognos.com
www.prognos.com
www.linkedin.com/company/prognos-ag

Autoren

Frederik Lettow
Marco Wunsch
Inka Ziegenhagen

Kontakt

Inka Ziegenhagen (Projektleitung)
Telefon: +49 30 52 00 59-270
E-Mail: inka.ziegenhagen@prognos.com

Stand: September 2025
Copyright: 2025, Prognos AG

Alle Inhalte dieses Werkes, insbesondere Texte, Abbildungen und Grafiken, sind urheberrechtlich geschützt. Das Urheberrecht liegt, soweit nicht ausdrücklich anders gekennzeichnet, bei der Prognos AG. Jede Art der Vervielfältigung, Verbreitung, öffentlichen Zugänglichmachung oder andere Nutzung bedarf der ausdrücklichen, schriftlichen Zustimmung der Prognos AG.

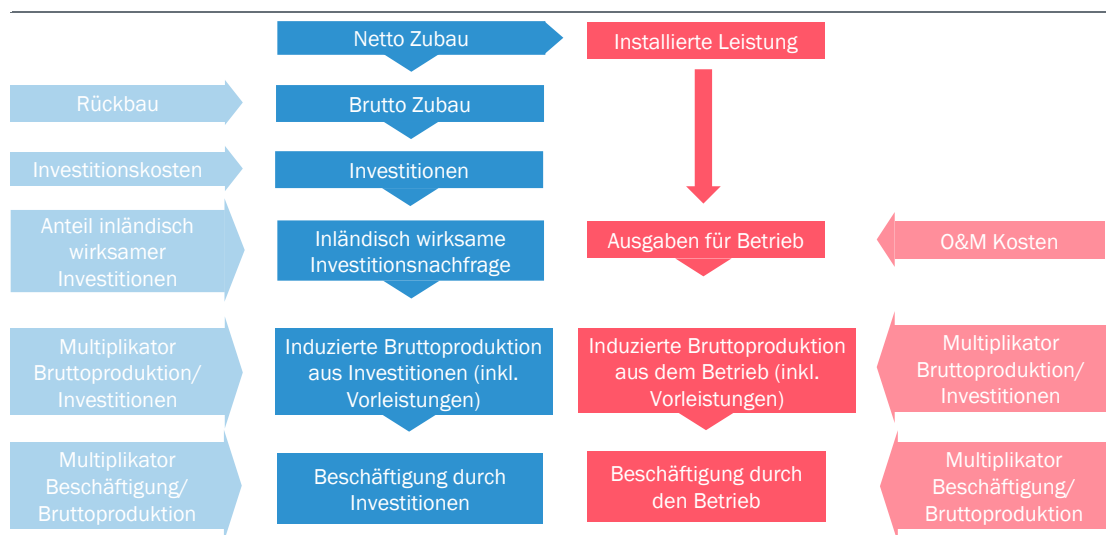
Anhang

Methodisches Vorgehen zur Berechnung der Produktions- und Beschäftigungseffekte

Die volkswirtschaftlichen Effekte des Ausbaus der betrachteten erneuerbaren Energien werden basierend auf den Ergebnissen der Input-Output-Analyse von GWS (2024)¹⁸, die seit 20 Jahren für Bundesregierungen unterschiedlicher Koalitionen erarbeitet wird, sowie ergänzenden Annahmen abgeschätzt. Konkret werden die Investitionsimpulse, die resultierenden Produktionseffekte und die damit zusammenhängenden Beschäftigungseffekte der drei verschiedenen Ausbaupfade berechnet und verglichen. Zudem werden die Produktions- und Beschäftigungseffekte aus dem Betrieb der Anlagen in den drei Szenarien ermittelt. Das Vorgehen wird in Abbildung 8 dargestellt.

Die volkswirtschaftlichen Effekte erneuerbarer Energien ergeben sich einerseits aus den Investitionen, die durch den Zubau ausgelöst werden. Dabei ist nicht nur der Netto-Ausbau relevant, sondern auch Ersatzneubauten, die alte Anlagen ersetzen. Anhand von Informationen über den voraussichtlichen Rückbau bestehender Anlagen werden die Netto-Ausbaupfade daher in Brutto-Ausbaupfade umgerechnet. Im zweiten Schritt werden die mit dem jährlichen Ausbau zusammenhängenden Investitionen anhand Annahmen über spezifische Investitionskosten aus Agora Think Tanks (2024)¹⁹ berechnet. Dabei wird angenommen, dass Anlagen immer im Jahr vor der Installation produziert werden. Der EE-Ausbau beispielsweise im Jahr 2027 führt also zu Produktions- und Beschäftigungswirkungen im Jahr 2026.

Abbildung 8: Vorgehen zur Ermittlung der ökonomischen Effekte des EE-Zubaus und -Betriebs



Quelle: eigene Darstellung, Prognos.

¹⁸ GWS, Gesellschaft für Wirtschaftliche Strukturforchung (2024): Fachkräftebedarf für den zukünftigen EE-Ausbau. Quantitative Abschätzungen bis zum Jahr 2030. [GWS Research Report 2024/04](#), Osnabrück.

¹⁹ Agora Think Tanks (2024): Klimaneutrales Deutschland. Von der Zielsetzung zur Umsetzung. [Online verfügbar](#).

Anschließend wird berücksichtigt, dass die getätigten Investitionen nicht vollständig zu Produktions- und Beschäftigungseffekten in Deutschland führen, sondern Arbeitsplätze und Produktion auch im Ausland entstehen, wenn Anlagen importiert werden. Zur Berechnung der inländischen Effekte muss daher der Anteil der Investitionen abgezogen werden, der zu Nachfrage im Ausland führt. Annahmen über den Anteil der inländisch wirksamen Nachfrage, die sich aus den Investitionen ergibt, basieren auf Zahlen aus GWS (2024). GWS (2024) verrechnen hierzu je Technologie den Exportüberschuss mit den Investitionsvolumina. Daraus lässt sich ableiten, welcher Anteil der Investitionsnachfrage (bezogen auf den Wert) durch Netto-Importe abgedeckt wird.

Im Fall eines positiven Außenhandelssaldos, wie bei Windenergie an Land, werden zwar Teile der Anlagen importiert, sodass dieser Teil der Investitionen zu Nachfrage im Ausland führt. Dies wird allerdings durch Exporte von Anlagen ausgeglichen. Bilanziell gesehen wird daher davon ausgegangen, dass in diesem Fall die gesamte Investitionsnachfrage auch zu Nachfrage in Deutschland führt. Dies ist nach den Daten von GWS für Windenergie an Land und Bioenergie der Fall. Bei einem negativen Außenhandelssaldo werden mehr Anlagen importiert als exportiert, sodass in der Bilanz ein Teil der Investitionen durch Importe gedeckt wird. In diesem Fall wird das Außenhandelssaldo von den Investitionen abgezogen und somit der Anteil der Investitionen ermittelt, der zu inländischer Nachfrage führt. Dies ist für Photovoltaik und Windenergie auf See der Fall. Da in GWS (2024) nur Zahlen bis 2030 abgeschätzt werden, werden die Anteile ab 2030 bis 2045 fortgeschrieben. Im Unterschied zu GWS (2024) werden die Produktions- und Beschäftigungseffekte aus einem möglichen Exportüberschuss wie im Fall von Windenergie an Land nicht berücksichtigt. Die absoluten Ergebnisse fallen daher im Vergleich geringer aus und bilden teilweise nicht die gesamte Beschäftigung und Produktion der Branche in Deutschland ab. Die Anteile inländisch wirksamer Investitionen werden zur besseren Vergleichbarkeit der Szenarien zudem konstant über die drei Ausbau-Szenarien angenommen. Dass es je nach EE-Ausbau in Deutschland also auch zu Verschiebungen im Außenhandelssaldo von EE-Anlagen kommen kann, wird hier nicht berücksichtigt. Auch dass Produktion, Wertschöpfung und Beschäftigung, die einmal eingebrochen ist, nur schwer wieder zurückgeholt werden kann, ist in den Zahlen nicht berücksichtigt.

Im nächsten Schritt wird berechnet, welche Produktionseffekte sich aus der inländisch wirksamen Investitionsnachfrage ergeben. Zusätzlich zur Nachfrage nach den Anlagen und der Installation führt die Investitionsnachfrage auch zu vorgelagerten Effekten, da noch weitere Vorleistungen bezogen werden, die wiederum zu Produktions- und Beschäftigungseffekten führen. Um den Umfang dieser vorgelagerten Effekte abzuschätzen, wird aus GWS (2024) ein technologiespezifischer Multiplikator abgeleitet, der angibt, wie viel Euro Bruttoproduktion durch einen Euro Investition induziert wird. Die Bruttoproduktion entspricht dabei dem Produktionswert der Anlagen sowie aller für die Produktion der Anlagen notwendiger Vorleistungen, die innerhalb Deutschlands produziert werden. Da die abgeleiteten Multiplikatoren in von GWS (2024) betrachteten Jahren 2018-2030 nur geringen Schwankungen unterliegen und keinem klaren Trend folgen, wird je Technologie der durchschnittliche Multiplikator über die betrachteten Jahre verwendet (siehe Tabelle 5).

Analog werden aus GWS (2024) ebenfalls technologiespezifische Multiplikatoren abgeleitet, wie viel Beschäftigung in Personen mit einem Euro Bruttoproduktion verbunden ist (Arbeitskoeffizienten). Dieser Arbeitskoeffizient liegt für den Status Quo am höchsten für Photovoltaik und am

niedrigsten für Windenergie auf See. Aufgrund von in GWS (2024) erwarteten Fortschritten in der Arbeitsproduktivität sinken die Arbeitskoeffizienten für alle Technologien außer Bioenergie leicht über die Zeit, wobei der Trend zwischen 2022 und 2030 aus den GWS-Zahlen fortgeschrieben wird.

Tabelle 4: Annahmen zu spezifischen Investitions- und Betriebskosten

	2025	2030	2035	2040	2045
Spezifische Investitionskosten [€/kW]					
PV-Freiflächen	543	400	375	350	325
PV-Dachanlagen	1243	1100	1000	900	850
Onshore-Windenergie	1371	1300	1250	1200	1200
Offshore-Windenergie	2636	2600	2575	2550	2525
Bioenergie	4486	4486	4486	4486	4486
Fixe Betriebs- und Wartungskosten [€/kW/a]					
PV-Freiflächen	12,6	9,3	8,7	8,1	7,6
PV-Dachanlagen	25,4	22,5	20,4	18,4	17,4
Onshore-Windenergie	31,7	30,0	28,9	27,7	27,7
Offshore-Windenergie	38,9	38,4	38,0	37,6	37,3
Bioenergie	179,4	179,4	179,4	179,4	179,4

Anmerkung: Spezifische Investitionskosten inklusive ihrer unterstellten Entwicklung wurden – außer für Bioenergie – aus Agora Think Tanks (2024) übernommen. Fixe Betriebs- und Wartungskosten sowie die Investitionskosten von Bioenergie stammen aus Fraunhofer ISE (2024). Dabei wurde angenommen, dass die sich Betriebs- und Wartungskosten analog zur in Agora Think Tanks (2024) angenommenen relativen Entwicklung der Investitionskosten senken. Für Bioenergie wurde keine Kostensenkung unterstellt. Alle Kosten auf Preisbasis €2024.

Tabelle 5: Annahmen zur Ableitung von Produktions- und Beschäftigungseffekten

	2025	2030	2035	2040	2045
Anteil inländisch wirksamer Investitionsnachfrage					
PV	83%	80%	80%	80%	80%
Onshore-Windenergie	100%	100%	100%	100%	100%
Offshore-Windenergie	100%	68%	68%	68%	68%
Bioenergie	100%	100%	100	100	100
Multiplikator induzierte Bruttoproduktion je Euro Investition					
PV			1,76		
Onshore-Windenergie			1,79		
Offshore-Windenergie			1,89		
Bioenergie			2,03		
Multiplikator Beschäftigte je Mio. Euro Bruttoproduktion					
PV	4,77	4,49	4,23	3,96	3,69
Onshore-Windenergie	4,74	4,49	4,20	3,93	3,66
Offshore-Windenergie	4,27	4,03	3,78	3,53	3,28
Bioenergie	4,56	4,62	4,62	4,64	4,66

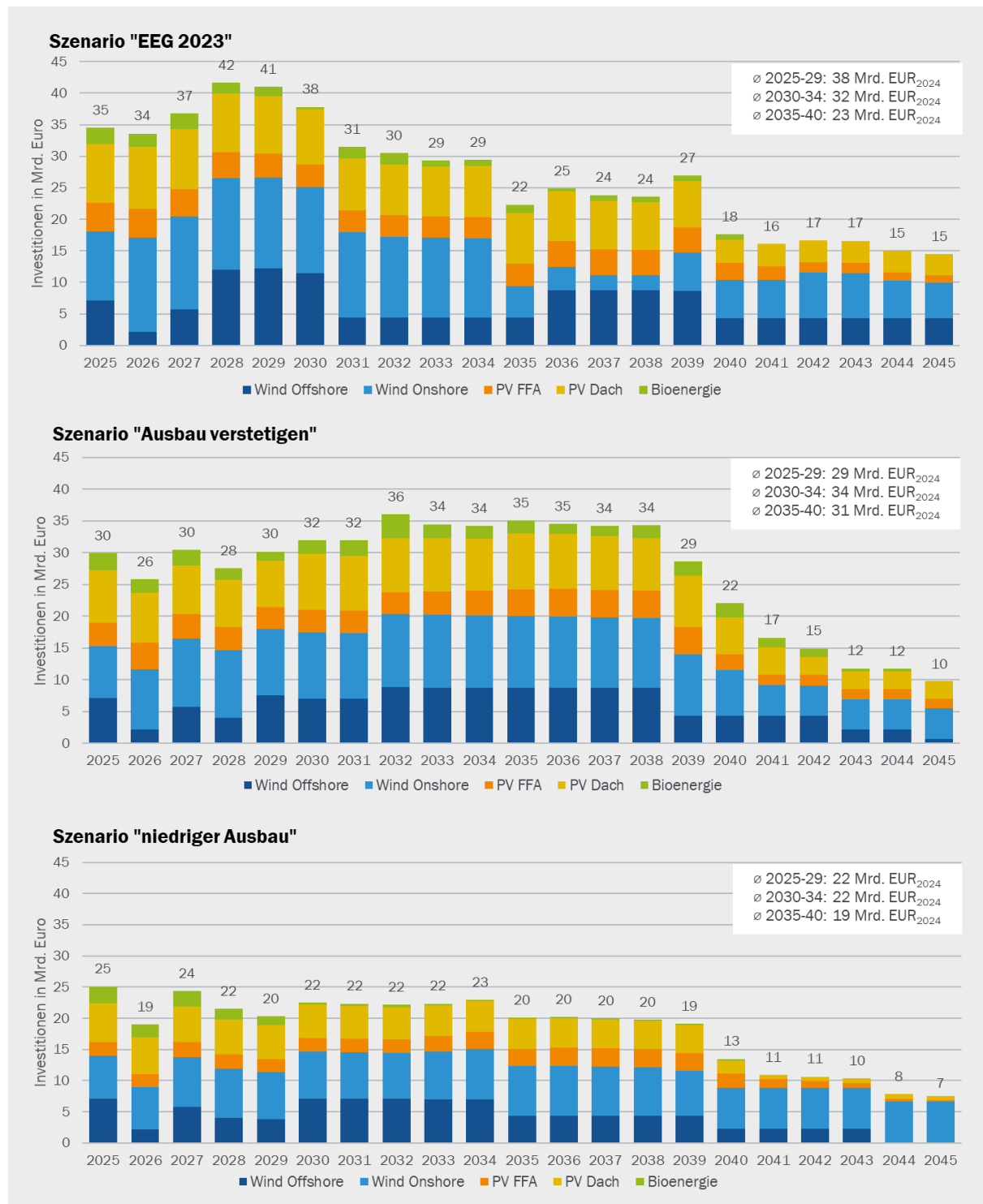
Anmerkung: Alle Werte wurden aus GWS (2024) abgeleitet. Der Anteil inländisch wirksamer Investitionsnachfrage gibt an, welcher Anteil der Investitionsnachfrage aus dem EE-Zubau abzüglich eines möglichen Importüberschusses zu Investitionen und damit Produktion und Beschäftigung in Deutschland führt. Er gibt damit bilanzielle Anteile unter Berücksichtigung des Außenhandelsaldos an und beträgt z.B. 100% bei Onshore-Windenergie, weil hier nach GWS (2024) mehr exportiert als importiert wird. Die Anteile aus GWS (2024) wurden ab 2030 konstant fortgeschrieben. Der Multiplikator Bruttoproduktion je Euro Investition wurde konstant im Zeitverlauf angenommen und ein Durchschnitt verwendet. Für den Multiplikator Beschäftigte je Mio. Euro Bruttoproduktion wurde der in [GWS] hinterlegte Trend zwischen 2022 und 2030 fortgeschrieben.

Durch die beschriebenen Berechnungsschritte lassen sich Produktions- und Beschäftigungswirkungen des Zubaus von Erneuerbaren Energien abschätzen. Zu den durch die Investitionen ausgelösten Effekte kommen noch die Produktions- und Beschäftigungseffekte aus dem Betrieb und der Wartung der Anlagen hinzu. Diese werden analog berechnet zu den Effekten des Zubaus berechnet (siehe Abbildung 8). Dafür werden in einem ersten Schritt die jährlichen Ausgaben für Betrieb und Wartung der installierten Leistung anhand von spezifischen fixen Betriebs- und Wartungskosten je Technologie aus Fraunhofer ISE (2024)²⁰ abgeschätzt. Wie auch in GWS (2024) wird davon ausgegangen, dass diese Ausgaben vollständig zur Nachfrage und somit Produktions- und Beschäftigungseffekten in Deutschland führen. Im nächsten Schritt werden die aus der Nachfrage nach Betriebs- und Wartungsleistungen induzierte Bruttoproduktion sowie die damit verbundene Beschäftigung der Nachfrage anhand der Multiplikatoren aus Tabelle 5 abgeleitet.

²⁰ Fraunhofer ISE, Institut für Solare Energiesysteme (2024): Stromgestehungskosten Erneuerbare Energien, Juli 2024. [Online verfügbar.](#)

Investitionen

Abbildung 9: Inländische Investitionen aus dem Zubau von EE-Anlagen nach Szenario



Quelle: Eigene Berechnungen, Prognos. Investitionen für den Export von EE-Anlagen werden nicht vollständig berücksichtigt.