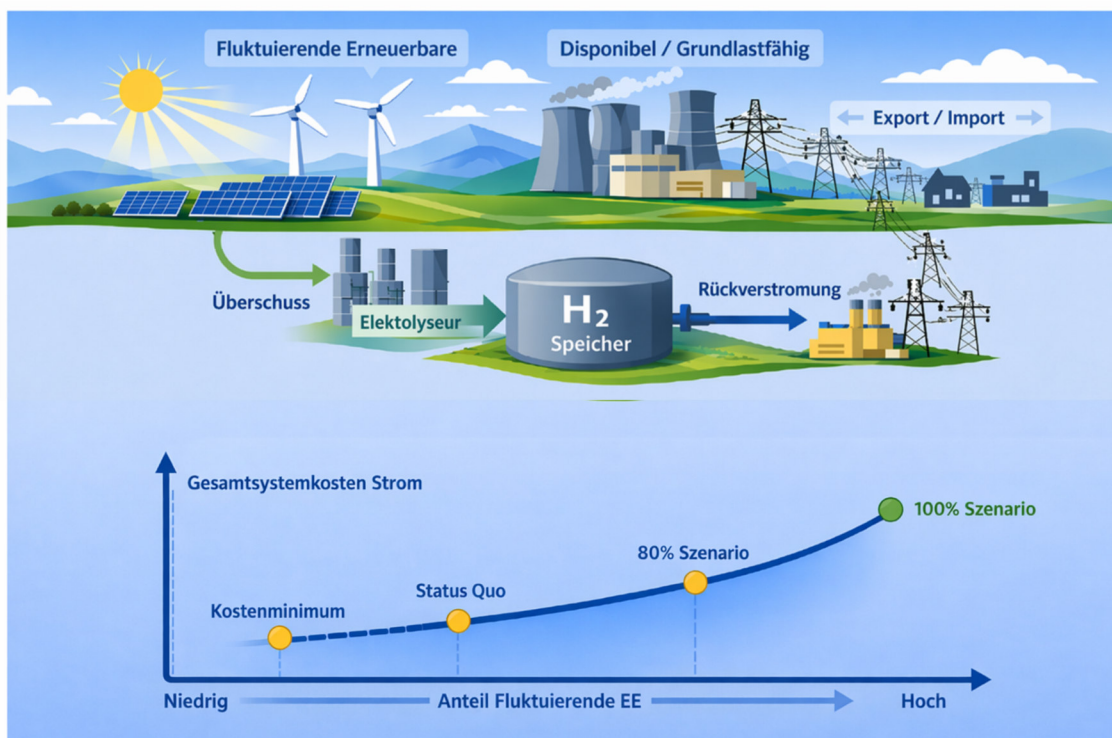


# ZUKUNFT DER STROMSYSTEMKOSTEN

Eine Szenarioanalyse zu den zukünftigen Kosten unterschiedlicher Erzeugungsstrukturen in einem klimaneutralen deutschen Stromsystem

APRIL 2026



## Autoren

Ulrich Begemann

[ulrich.begemann@global-energy-solutions.org](mailto:ulrich.begemann@global-energy-solutions.org)

Christof von Branconi

[christof.branconi@global-eregy-solutons.org](mailto:christof.branconi@global-eregy-solutons.org)

Thomas Frewer

[thomas.frewer@global-energy-solutions.org](mailto:thomas.frewer@global-energy-solutions.org)

### **Global Energy Solutions e.V.**

Lise-Meitner-Straße 9

D-89081 Ulm

[office@global-energy-solutions.org](mailto:office@global-energy-solutions.org)

# INHALTSVERZEICHNIS

<b>ABBILDUNGSVERZEICHNIS</b>	<b>5</b>
<b>TABELLENVERZEICHNIS</b>	<b>5</b>
<b>ABKÜRZUNGSVERZEICHNIS</b>	<b>5</b>
<b>Executive Summary</b>	<b>7</b>
<b>1 Einleitung und Zielsetzung</b>	<b>10</b>
<b>2 Methodik und Annahmen</b>	<b>12</b>
2.1 Beschreibung des Simulationsmodells	12
2.2 Nutzen und Grenzen	16
2.3 Eingangsgrößen	18
2.4 Ergebnisangaben	19
<b>3 Betrachtete Szenarien</b>	<b>20</b>
3.1 80 Prozent-Erneuerbare (Osterpaket) optimiert mit Erdgas-Peaker	21
3.1.1 Annahmen und Modellrestriktionen	21
3.1.2 Zentrale Ergebnisse	21
3.1.3 Wesentliche Kostentreiber	22
3.1.4 Systemische Risiken und Abhängigkeiten	22
3.1.5 Energiepolitische Einordnung	22
<b>3.2 80 Prozent-Erneuerbare (Osterpaket) reduzierte Menge Erdgas-Peaker</b>	<b>23</b>
3.2.1 Annahmen und Modellrestriktionen	23
3.2.2 Zentrale Ergebnisse	24
3.2.3 Wesentliche Kostentreiber	24
3.2.4 Systemische Risiken und Abhängigkeiten	24
3.2.5 Energiepolitische Einordnung	25
3.3 100 Prozent Erneuerbare	26
3.3.1 Annahmen und Modellrestriktionen	26

3.3.2	Zentrale Ergebnisse	26
3.3.3	Wesentliche Kostentreiber	27
3.3.4	Systemische Risiken und Abhängigkeiten	28
3.3.5	Energiepolitische Einordnung	28
3.4	Kostenminimum (Modell europäischer Wettbewerb)	29
3.4.1	Annahmen und Modellrestriktionen	29
3.4.2	Zentrale Ergebnisse	30
3.4.3	Wesentliche Kostentreiber	30
3.4.4	Systemische Risiken und Abhängigkeiten	30
3.4.5	Energiepolitische Einordnung	31
<b>4</b>	<b>Schlussfolgerungen und Handlungsempfehlungen</b>	<b>32</b>
4.1	Zentrale Befunde der Szenarioanalyse	32
4.2	Einordnung der Befunde	35
4.3	Strategische Handlungsempfehlungen	37
<b>5</b>	<b>Anlage: Detaildaten zu den Rechnungen</b>	<b>39</b>
5.1	80 Prozent-Erneuerbare (Osterpaket) optimiert mit Erdgas-Peaker	39
5.2	80 Prozent-Erneuerbare (Osterpaket) reduzierte Menge Erdgas -Peaker	40
5.3	100 Prozent Erneuerbare	41
5.4	Kostenminimum (Modell europäischer Wettbewerb)	42
<b>6</b>	<b>Literaturverzeichnis</b>	<b>43</b>
<b>7</b>	<b>Anhänge</b>	<b>46</b>
7.1	Exkurs: Stromaustausch Deutschlands mit den Nachbarländern	46
7.2	Exkurs: Aspekte des Imports von grünem Wasserstoff zur Stromerzeugung in Deutschland	47
7.3	Tabellen	48

## ABBILDUNGSVERZEICHNIS

Abbildung 1: Gesamtstromsystemkosten (LSCOE) als Funktion des Anteils von Wind- & PV-basierter Stromerzeugung („Fluktuierende Erneuerbare“, fEE) in Deutschland (für eine detaillierte Erläuterung der Ergebnisse siehe Kapitel 4) .....	8
Abbildung 2: Die Grundstruktur des GES-Simulationsmodells .....	12
Abbildung 3: Füllstand der Wasserstoffspeicherung im Jahresverlauf für das Szenario 100 Prozent fEE .....	28
Abbildung 4: Gesamtstromsystemkosten (LSCOE) als Funktion des fEE-Anteils ....	35
Abbildung 5: Renewable Power Potential by Country: Countries have significant differences in the potential for renewable power (McKinsey 2022).....	37

## TABELLENVERZEICHNIS

Tabelle 1 Zentrale Modellannahmen der Simulation.....	16
Tabelle 2 Übersicht über die betrachteten Szenarien .....	20
Tabelle 3 Übersicht über wesentliche Vorgaben und Ergebnisse .....	34
Tabelle 4 Übersicht der für die Modellierung benutzten Kostendaten und Nutzungsdauern sowie weiterer zentraler Annahmen (NREL 2024).....	49
Tabelle 5 Eingangsgrößen der Simulationsrechnung .....	50

## ABKÜRZUNGSVERZEICHNIS

ACER	Agency for the Cooperation of Energy Regulators (Agentur der Europäischen Union für die Zusammenarbeit der Energieregulierungsbehörden)
BCG	Boston Consulting Group
BMWK	Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz
CAPEX	Capital Expenditures (Investitionsausgaben)
CCS	Carbon Capture and Storage (CO <sub>2</sub> -Abscheidung und -Speicherung)

DIHK	Deutscher Industrie- und Handelskammertag
DoE	Department of Energy (US-Energieministerium)
DSM	Demand Side Management (Lastmanagement auf der Nachfrageseite)
EE	Erneuerbare Energien
EEG	Erneuerbare-Energien-Gesetz
ESR	Effort Sharing Regulation (EU-Lastenteilungsverordnung)
ETS	Emissions Trading System (Emissionshandelssystem)
EWI	Energiewirtschaftliches Institut an der Universität zu Köln
fEE	fluktuierende Erneuerbare Energien (Sonne, Wind)
GES	Global Energy Solutions e.V.
GHG	Greenhouse Gas (Treibhausgas)
GtP	Gas to Power
GuD	Gas- und Dampfkraftwerk
HGÜ	Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung
KKW	Kernkraftwerk
LCOE	Levelized Cost of Electricity (Stromgestehungskosten)
LSCOE	Levelized System Cost of Electricity (Stromsystemkosten)
NEP	Netzentwicklungsplan
NREL	National Renewable Energy Laboratory
NTC	Net Transfer Capacity (Netto-Transferkapazität)
NWE	Nordwesteuropa
OPEX	Operational Expenditures (Betriebsausgaben)
PIK	Potsdam-Institut für Klimafolgenforschung
PtG	Power to Gas
PV	Photovoltaik
UNECE	United Nations Economic Commission for Europe
ÜNB	Übertragungsnetzbetreiber
WACC kosten)	Weighted Average Cost of Capital (gewichtete durchschnittliche Kapital-

## EXECUTIVE SUMMARY

Im Zentrum der aktuellen energiepolitischen Auseinandersetzung steht nicht mehr die Frage, **ob** Deutschland seine Stromerzeugung dekarbonisieren soll, sondern **wie** ein klimaneutrales Stromsystem ausgestaltet werden kann, ohne Bezahlbarkeit, industrielle Wettbewerbsfähigkeit und Versorgungssicherheit zu gefährden. Während eine Seite im beschleunigten Ausbau fluktuierende Erneuerbarer Energien (fEE), kombiniert mit Batteriespeichern, und einer Flexibilisierung der Stromnachfrage insbesondere der Industrie den entscheidenden Lösungsweg sieht, warnt die andere vor den damit verbundenen strukturell weiter steigenden Systemkosten infolge von Kosten für zusätzlichen Netzausbau, saisonale Strom-Speicherung, teure Rückverstromung von elektrolytischem Wasserstoff und notwendiger gesicherter Reserveleistung. Die vorliegende Studie nimmt diese Streitfrage auf und untersucht sie anhand eines transparenten quantitativen Vergleichs zukünftiger Stromsystemkosten in Deutschland und seiner wesentlichen Einflussfaktoren.

Gerade für ein exportorientiertes Industrieland mit hohem Elektrifizierungsbedarf ist die künftige Struktur der Stromversorgung nicht nur klimapolitisch, sondern auch industrie- und standortpolitisch von zentraler Bedeutung. Maßgeblich sind dabei nicht die isolierten Stromgestehungskosten einzelner Technologien, sondern die Frage, zu welchen volkswirtschaftlichen Gesamtkosten ein klimaneutrales Stromsystem unter unterschiedlichen Erzeugungsstrukturen betrieben werden kann.

Die vorliegende Untersuchung vergleicht auf Basis einer stundenscharfen Simulation vier Szenarien für ein langfristig weitgehend klimaneutrales deutsches Stromsystem bei einem jährlichen Strombedarf von 950 TWh. Untersucht werden zwei Varianten eines auf 80 Prozent Erneuerbare ausgerichteten Ausbaupfads (BMWK-Osterpaket), ein Szenario „100 Prozent Erneuerbare“ sowie ein technologieoffenes Szenario „Kostenminimum“. Maßgeblich ist jeweils eine volkswirtschaftliche Vollkostenbetrachtung, die neben den Stromerzeugungskosten auch Systemkosten für Speicher, Rückverstromung, Netzausbau sowie Stromimport und -export berücksichtigt. Grundlage der Berechnung sind die Last- und Erzeugungsprofile des Jahres 2022, die für ein zukünftiges Modelljahr skaliert werden.

Das zentrale Ergebnis der Untersuchung lautet: **Mit wachsendem Anteil fluktuierender Erneuerbarer Energien steigen die Stromsystemkosten in Deutschland deutlich an, wenn Versorgungssicherheit und Klimaneutralität zugleich gewährleistet werden sollen.** Der Grund dafür liegt nicht in den Stromgestehungskosten von Wind und Photovoltaik selbst, sondern in den hohen Folgekosten ihrer wetter- und jahreszeitabhängigen Einspeisung. Kostentreibend wirken vor allem der Bedarf an saisonaler Speicherung, die Rückverstromung von elektrolytisch erzeugtem Wasserstoff, die zusätzliche Bereitstellung gesicherter Leistung sowie der erhebliche Ausbau von Übertragungs- und Verteilnetzen.

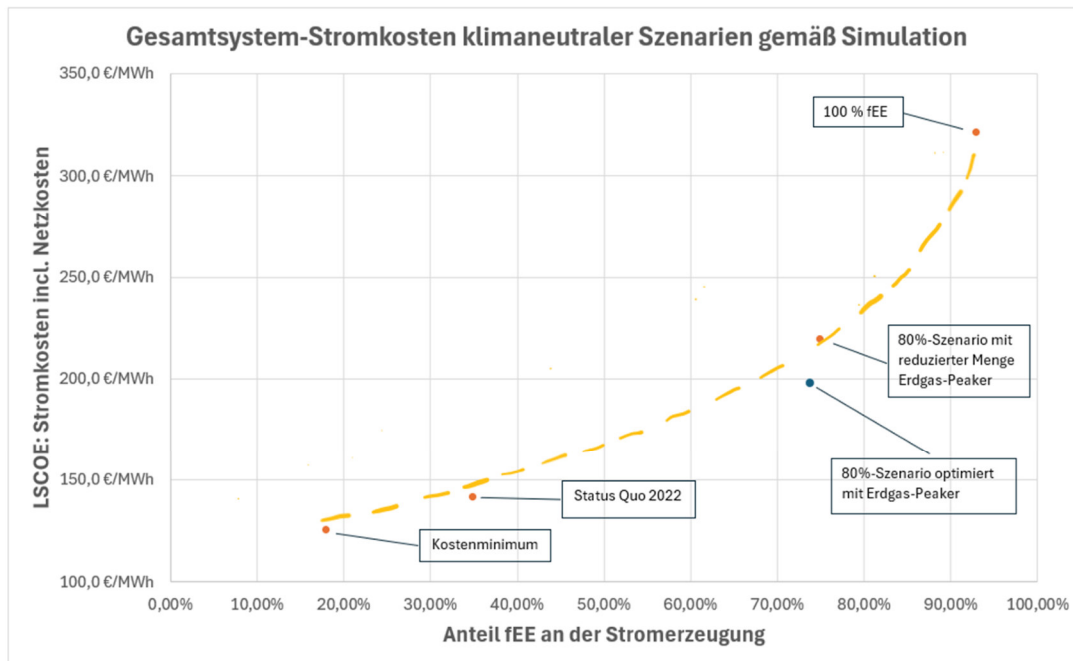


Abbildung 1: Gesamtstromsystemkosten (LSCOE) als Funktion des Anteils von Wind- & PV-basierter Stromerzeugung („Fluktuierende Erneuerbare“, fEE) in Deutschland (für eine detaillierte Erläuterung der Ergebnisse siehe Kapitel 4)

Besonders deutlich zeigt sich dies im Szenario eines nahezu ausschließlich auf Wind und Photovoltaik gestützten Stromsystems „100% fluktuierende Erneuerbare“ (fEE). Dieses weist unter den gewählten Annahmen die mit Abstand höchsten Gesamtstromsystemkosten auf. Hinzu kommen erhebliche Anforderungen an die Kapazität von Wasserstoff-Speichern, passgenauen Stromimporten und umfassender Strom-Netzinfrastruktur. Ein solches System ist sehr teuer.

Auch die beiden 80%-Szenarien führen zu deutlich erhöhten Stromsystemkosten gegenüber dem Stand von 2022. Zwar zeigt die Variante mit stärkerem Einsatz von Erdgas-Peakern geringere Kosten als die Variante mit umfangreicherer Wasserstoffspeicherung und Rückverstromung. Beide Fälle bleiben jedoch durch hohe Kosten für fluktuierende Erzeugung, Netzausbau, flexible Reservekapazitäten und Stromimporte geprägt. Die Untersuchung zeigt damit, dass auch ein auf 80 Prozent Erneuerbare ausgerichteter Ausbaupfad keineswegs automatisch zu einem strukturell kostengünstigen Stromsystem führt.

Das im Modell kostenminimal ermittelte Szenario kommt dagegen zu deutlich niedrigeren Stromsystemkosten. Ausschlaggebend ist hier die Einbindung eines erheblichen Anteils gesicherter, CO<sub>2</sub>-armer und grundlastfähiger Erzeugung, wodurch der Bedarf an saisonaler Speicherung, Rückverstromung, Netzspitzenbewältigung und importgestützter Absicherung deutlich sinkt. Das Ergebnis legt nahe, dass ein klimaneutrales Stromsystem für Deutschland dann besonders kosteneffizient wird, wenn fluktuierende Erzeugung **nicht allein**, sondern in Kombination mit dauerhaft verfügbarer gesicherter Leistung eingesetzt wird.

Die ausgewiesenen Stromsystemkosten sind dabei nicht als exakte Prognose künftiger Euro-pro-MWh-Werte zu verstehen. Da mehrere in der Realität relevante Zusatzkosten – etwa aus Redispatch, Infrastrukturengpässen, Preisauflagen bei Importen oder weiteren Systemanpassungen – nur vereinfacht oder nicht modelliert werden, stellen die Ergebnisse eher eine modellhafte Untergrenze der jeweiligen Szenarien dar.

Die Studie ist keine Prognose, sondern ein Szenarien-Vergleich unter definierten Annahmen. Sie zeigt jedoch mit hinreichender Klarheit, dass die verbreitete Gleichsetzung niedriger LCOE von Wind und Photovoltaik mit niedrigen zukünftigen Stromkosten bei weiterem Erneuerbaren-Ausbau nicht zutrifft. Für die energiepolitische Strategie Deutschlands folgt daraus: Nicht die Maximierung des Anteils fluktuierender Erzeugung, sondern die **Minimierung der Stromsystemkosten bei gesicherter Versorgung und Klimaneutralität** sollte zum zentralen Maßstab werden. Dies spricht für eine Neuausrichtung der Strompolitik hin zu einem **Zwei-Säulen-System** aus fluktuierenden Erneuerbaren einerseits und gesicherter, CO<sub>2</sub>-armer, grundlastfähiger Erzeugung andererseits.

# 1 Einleitung und Zielsetzung

Die jüngere energiepolitische Debatte weist einen grundlegenden Dissens über die künftige Architektur des Stromsystems in Deutschland auf. Die eine Position betont, dass ein beschleunigter Ausbau erneuerbarer Energien zusammen mit Flexibilisierung von Nachfrage, Ausbau von Batterie-Speichern, massiver Netzausbau und verbessertem Marktdesign den Weg zu sinkenden Kosten und wachsender Unabhängigkeit ebnen könne. Die Gegenposition hält dem entgegen, dass gerade mit wachsendem Anteil fluktuierender Erzeugung die Systemkosten strukturell steigen und damit Versorgungssicherheit, Bezahlbarkeit und industrielle Wettbewerbsfähigkeit noch stärker unter Druck geraten<sup>1</sup>. Die vorliegende Untersuchung nimmt diese Kontroverse zum Ausgangspunkt und fragt, welche volkswirtschaftlichen Stromsystemkosten sich unter unterschiedlichen Erzeugungsstrukturen eines weitgehend klimaneutralen Stromsystems für Deutschland ergeben.

Für Deutschland ist diese Frage in Anbetracht der Höhe der Kosten von besonderer Bedeutung.<sup>2</sup> Als exportorientiertes Industrieland mit hohem und weiterwachsendem Elektrifizierungsbedarf ist die künftige Struktur der Stromversorgung nicht nur klimapolitisch, sondern in hohem Maße auch industrie-, standortpolitisch und sicherheitspolitisch relevant. Die Dekarbonisierung von Industrie, Wärme, Verkehr und der Ausbau digitaler Infrastruktur wird den Strombedarf langfristig deutlich erhöhen. Entscheidend ist daher nicht allein, ob ein klimaneutrales Stromsystem technisch grundsätzlich realisierbar ist, sondern zu welchen volkswirtschaftlichen Gesamtkosten es in Deutschland betrieben werden kann und welche strategischen Abhängigkeiten mit der jeweiligen Systemarchitektur verbunden sind.

In der öffentlichen Diskussion werden häufig die sinkenden Stromgestehungskosten einzelner Technologien, insbesondere von Windkraft und Photovoltaik, in den Mittelpunkt gestellt. Für die Beurteilung eines Stromsystems reicht dieser Blick jedoch nicht aus. Maßgeblich ist nicht allein, wie günstig einzelne Energieträger Strom erzeugen können, sondern auch, welche zusätzlichen Aufwendungen erforderlich sind, um mit einer bestimmten Erzeugungsstruktur ein Gesamtsystem jederzeit versorgungssicher, und klimaverträglich zu betreiben. Hierzu zählen insbesondere die Kosten für Netzausbau, Speicher, Rückverstromung, gesicherte Leistung, Stromimport und -export sowie die Vorhaltung von Reservekapazitäten. Im Zentrum dieser Untersuchung stehen daher nicht die isolierten Stromgestehungskosten einzelner Technologien, sondern die von der Volkswirtschaft insgesamt zu tragenden **Stromsystemkosten** unterschiedlicher Erzeugungsstrukturen.

Im Gegensatz dazu folgen Preise kurzfristig dem Verhältnis von Angebot und Nachfrage. Beispielsweise bilden sich Strompreise im Großhandelsmarkt auf der Basis der Merit-order-kurve, die jedoch nur Cashkosten der Erzeugung abbildet, aber keine

---

<sup>1</sup> (Falko Ueckerdt 2013) (Hirth, The Total Cost of Power Supply 2026) (Hirth, The Optimal Share of Variable Renewables 2015) (Veronika Grimm 2024) (Idel 2022) (QC Quantified Carbon 2024)

<sup>2</sup> Das EWI schätzt die gesamtwirtschaftlichen Ausgaben der Energiewende im Stromsektor in Deutschland allein bis 2030 auf 1,9 Billionen Euro (EWI, Dr. Philip Schnaars, Amir Ashour Novirdoust, Stephan Terhorst 2023) und Agora (Agora 2024) die Gesamtkosten der Klimaneutralität bis 2045 auf 11 Billionen Euro.

Vollkosten. Ferner können Preise in erheblichem Umfang durch Subventionen und staatliche Eingriffe beeinflusst werden. Jahresdurchschnittliche Stromgroßhandelspreise bilden daher nicht die Vollkosten des Gesamtsystems ab, während die hier berechneten Gesamtstromsystemkosten dies leisten. Diese Kosten sind von allen Stromverbrauchern (ggf. ergänzt durch Beiträge der Steuerzahler) zu tragen. Die hier berechneten Stromsystemkosten geben damit einen wichtigen Hinweis auf die gesamtwirtschaftliche Kostenwirkung unterschiedlicher Stromsysteme.

Ziel der Studie ist es, die wesentlichen Einflussfaktoren auf die langfristigen Stromsystemkosten in Deutschland transparent und nachvollziehbar herauszuarbeiten. Untersucht wird, mit welchen volkswirtschaftlichen Gesamtkosten in einem weitgehend klimaneutralen Stromsystem unter unterschiedlichen Erzeugungsmixen mindestens zu rechnen ist. Dabei wird ausdrücklich nicht die Verteilung dieser Kosten zwischen den Stromverbrauchern (Haushalten, Industrie, Gewerbe und Staat) untersucht. Ebenso wenig geht es primär um kurzfristige Marktpreise oder um die Frage, welche Verbrauchergruppen unter bestimmten regulatorischen Bedingungen zeitweise günstiger oder teurer Strom beziehen können. Gegenstand der Untersuchung sind vielmehr die gesamtwirtschaftlichen Kosten des Stromsystems als Ganzes.

Betrachtet werden dabei vier Varianten: zwei Varianten eines auf 80 Prozent Erneuerbare ausgerichteten Ausbaupfads (BMWK-Osterpaket), ein Szenario „100 Prozent Erneuerbare“ sowie ein technologieoffenes Szenario „Kostenminimum“, in dem neben fluktuierenden Erneuerbaren auch CO<sub>2</sub>-arme und grundlastfähige Erzeugungsoptionen einbezogen werden. Dadurch wird nicht nur ein Vergleich zwischen den Szenarien ermöglicht, sondern auch die Frage untersucht, welche Kostenvorteile aus einer breiteren technologischen Aufstellung des Stromsystems resultieren könnten.

Die Analyse basiert auf einer stundenscharfen Simulation eines zukünftigen deutschen Stromsystems bei einem langfristig angenommenen Jahresstrombedarf von 950 TWh. Sie versteht sich nicht als Prognose, sondern als modellgestützter Szenarien-Vergleich. Ihr Ziel ist es, die zentralen Kostentreiber eines klimaneutralen Stromsystems sichtbar zu machen und damit einen Beitrag zur strategischen energiepolitischen Debatte zu leisten. Die Untersuchung soll insbesondere dazu beitragen, die in der öffentlichen Diskussion häufig anzutreffende Gleichsetzung niedriger Stromgestehungskosten einzelner Technologien mit niedrigen Gesamtkosten des Stromsystems kritisch zu überprüfen.

## 2 Methodik und Annahmen

Die vorliegende Untersuchung basiert auf einem modellgestützten Vergleich unterschiedlicher zukünftiger Stromsysteme für Deutschland. Ziel ist es, die jährlichen volkswirtschaftlichen Gesamtkosten eines weitgehend klimaneutralen Stromsystems unter verschiedenen Erzeugungsstrukturen zu bestimmen und die zentralen Kostentreiber transparent herauszuarbeiten. Dabei wird nicht ein konkreter politischer oder regulatorischer Entwicklungspfad prognostiziert. Vielmehr handelt es sich um eine Szenarioanalyse, die sichtbar machen soll, welche Kostenstrukturen und Systemanforderungen sich unter definierten Annahmen aus unterschiedlichen Erzeugungsmixen ergeben.

Im Mittelpunkt steht die Frage, mit welchen Stromsystemkosten Deutschland bei unterschiedlichen Anteilen fluktuierender Erneuerbarer Energien und unterschiedlicher Verfügbarkeit gesicherter Leistung mindestens zu rechnen hat. Maßgeblich sind dabei nicht nur die Stromgestehungskosten einzelner Technologien, sondern auch die zusätzlichen Kosten für Netze, Speicher, Rückverstromung, Import und Export sowie die Vorhaltung flexibel einsetzbarer Erzeugungskapazitäten. Die Analyse ist damit ausdrücklich als Vollkostenbetrachtung des Gesamtsystems angelegt.

### 2.1 Beschreibung des Simulationsmodells

Ziel des Modells ist es, für einen definierten jährlichen Strombedarf diejenige Systemkonfiguration zu bestimmen, die unter den jeweiligen Szenario-spezifischen Randbedingungen die geringsten jährlichen Gesamtkosten verursacht. Hierzu wird für jede Stunde eines Jahres ein Ausgleich zwischen Stromangebot und Stromnachfrage hergestellt. Der betrachtete Bilanzraum ist Deutschland; grenzüberschreitender Stromhandel wird über modellierte Interkonnektoren mit den Nachbarländern berücksichtigt.

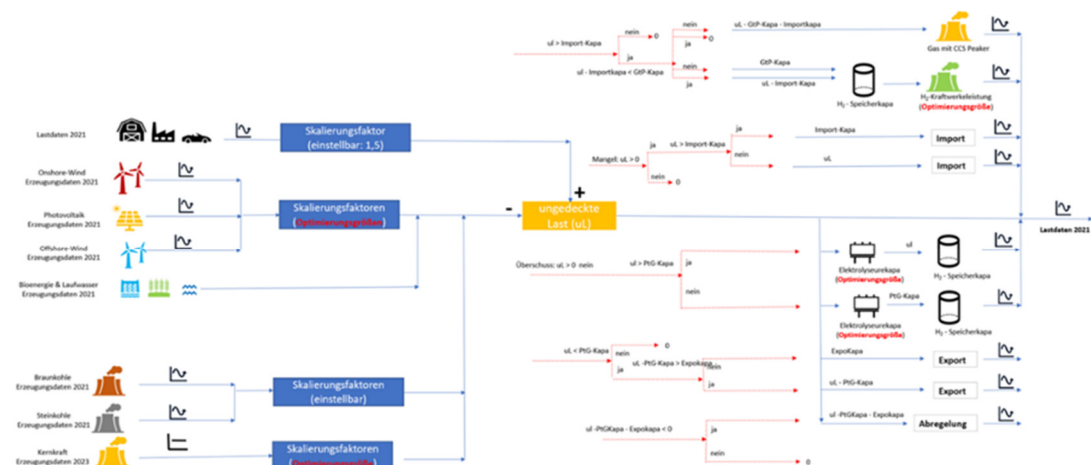


Abbildung 2: Die Grundstruktur des GES-Simulationsmodells

Grundlage der Berechnung sind die stündlichen Lastprofile des deutschen Stromverbrauchs sowie die stündlichen Erzeugungsprofile von Windkraft und Photovoltaik des Jahres 2022. Die Last wird wegen erwartbar höheren Stromverbrauchs auf einen langfristig angenommenen Jahresstrombedarf von 950 TWh skaliert. Das Jahr 2022 wird dabei als typisches Referenzjahr für die innerjährlichen und tageszeitlichen Schwankungen von Verbrauch sowie wetterabhängiger Stromerzeugung verwendet. Die Untersuchung trifft damit keine Aussage über die Wahrscheinlichkeit eines bestimmten Wetterjahres, sondern analysiert die Kostenstruktur eines modellierten zukünftigen Systems anhand eines konsistenten Referenzjahres.

Das Optimierungsmodell variiert – abhängig vom jeweiligen Szenario – die installierten Leistungen von Windkraft onshore, Windkraft offshore, Photovoltaik, Power-to-Gas-Anlagen, Wasserstoff-Gasturbinen, Erdgas-Peaker-Kraftwerken sowie grundlastfähigen Erzeugungsoptionen. Dabei werden die zu installierenden Kapazitäten so bestimmt, dass in jeder Stunde des Jahres die Last gedeckt wird und gleichzeitig die jährlichen Gesamtkosten des Systems minimiert werden. Im Ergebnis liefert das Modell damit keine kurzfristige Marktprognose, sondern eine Indikation der strukturellen Kosten eines zukünftigen Stromsystems unter definierten technischen und wirtschaftlichen Annahmen. Abhängig vom Szenario-spezifischen Zubau an Erzeugung aus fluktuierenden Erneuerbaren wird ein zusätzlich erforderlicher Netzausbau unterstellt, da dieser Zubau in der Regel in Deutschland nicht verbrauchsnahe erfolgen kann.

Die installierten Leistungen von Power to Gas-Anlagen (Elektrolyseure und Speicher), wasserstoffbetriebenen Gasturbinen und Erdgas-Peakern mit Carbon Capture ergeben sich aus den Residuallasten und der Randbedingung, dass die Speicher im Sommer so weit befüllt werden, dass Dunkelflauten im Winterhalbjahr überbrückt werden können.

Die Rechnung folgt im Grundsatz einem **Energy-Only-Marktmodell**. Das bedeutet, dass Stromerzeuger im Modell ausschließlich für tatsächlich erzeugte und eingespeiste elektrische Energie entlohnt werden. Exogene Vergütungselemente wie EEG-Förderung, Marktprämien, Investitionszuschüsse oder Zahlungen für Kapazitätsbereitstellung werden nicht angesetzt. Die Modellierung bildet damit kein konkretes zukünftiges Strommarktdesign ab, sondern schafft einen einheitlichen Kostenmaßstab für den Vergleich unterschiedlicher Systemarchitekturen, losgelöst von zukünftigen politischen Eingriffen. Gleichzeitig muss für alle Stromerzeugungsarten und Speicher sowie Netze eine volle Kostendeckung einschließlich Kapitalverzinsung erreicht werden.

Bei Überdeckung des Strombedarfs werden zunächst flexibel steuerbare Erzeugungsarten (z.B. Gaskraftwerke) abgeregelt. Besteht danach weiterhin ein Überschuss, wird Strom über Elektrolyseure in Wasserstoff umgewandelt und in Kavernenspeichern eingelagert. Erst wenn die Elektrolyse an ihrer Leistungsgrenze arbeitet, wird Strom bis zur (im Modell einstellbaren) Strom-Exportkapazität ans Ausland verkauft. Erst bei Überschreiten der Exportkapazität wird Erzeugung abgeregelt. Bei Unterdeckung erfolgt der Ausgleich in der Modellierung zunächst über Stromimporte, anschließend über die Rückverstromung gespeicherten Wasserstoffs und zuletzt über den Einsatz disponibler Erzeugung, insbesondere Erdgas-Peaker. Diese Priorisierung ist modelltechnisch begründet. Würde disponierbare fossile Erzeugung vor der

Rückverstromung von Wasserstoff zugeschaltet, würde die Wasserstoffspeicherung aus Kostengründen weitgehend verdrängt und ihre Funktion als Flexibilisierungsoption im Modell nicht sichtbar. Die gewählte Reihenfolge dient daher nicht der künstlichen Begünstigung von Wasserstoff, sondern der Abbildung eines auf weitgehende Unabhängigkeit vom Ausland setzenden Stromsystems. Auf die Frage von Grenzen und Kosten eines alternativ auf mehr Import von Strom und Wasserstoff setzenden Systems unten eingegangen.

Es werden keine Effekte einer denkbaren Einführung mehrerer Strompreiszonen berücksichtigt. Stromaustausch mit dem Ausland findet über Netz-Koppelstellen (sog. Interkonnektoren) statt, deren maximale Leistung vorgegeben wird. Stromerzeugung aus Lauf-Wasserkraft und Biomasse werden in allen Berechnungen aufgrund des begrenzten Ausbaupotenzials mit den derzeit vorhandenen Kapazitäten und ihrer jährlich erzeugten Energiemenge berücksichtigt.

Alle betrachteten Szenarien werden als weitgehend klimaneutrale Stromsysteme gerechnet. Soweit fossile Erzeugung zum Einsatz kommt, wird dies in der Modellierung mit Carbon Capture and Storage kombiniert. Einschränkend ist anzumerken, dass bei Gaskraftwerken mit Carbon Capture technisch keine vollständige CO<sub>2</sub>-Abscheidung erreicht wird. In der Praxis ist eher von Abscheidungsraten von rund 90 bis 95 Prozent auszugehen. Restemissionen bleiben damit bestehen und werden in der Modellierung kostenmäßig vereinfacht berücksichtigt, auch wenn ihr Einfluss auf die Gesamtkosten gegenüber den strukturellen Kostentreibern des Systems vernachlässigbar bleibt. Über die Emissionsintensität von Importstrom werden dagegen mangels verfügbarer Informationen keine Annahmen getroffen; Importstrom wird kostenmäßig, nicht aber hinsichtlich seines vollständigen Treibhausgas-Fußabdrucks modelliert.

Die Kosten des erforderlichen Netzausbaus werden in der Analyse berücksichtigt, jedoch nicht durch eine räumlich aufgelöste Netzsimulation, sondern top-down über eine lineare Skalierung in Abhängigkeit vom Ausbaugrad fluktuierender Erzeugung abgeschätzt. Referenzpunkt sind veröffentlichte Investitionsannahmen zum Übertragungs- und Verteilnetzausbau, siehe Tabelle 4. Auf diese Weise wird der Netzausbau als relevanter Kostentreiber in die Systemkosten einbezogen, ohne ein separates Netzmodell zu implementieren.

Für jede Systemkomponente werden auslastungsabhängige **Levelized Cost of Electricity (LCOE)** bzw. im Gesamtsystem **Levelized System Cost of Electricity (LSCOE)** ermittelt. Hierfür werden spezifische Investitionskosten, Betriebskosten, technische Lebensdauern, Kapitalkosten und Volllaststunden zugrunde gelegt. Die Summe aller jährlichen Kostenbeiträge der Systemkomponenten einschließlich Netzausbau ergibt die jährlichen Gesamtkosten des jeweiligen Szenarios. Bezogen auf den Jahresstrombedarf ergeben sich daraus die spezifischen Stromsystemkosten in Euro pro MWh. Durch Berücksichtigung der technischen anstatt der wirtschaftlichen Lebensdauer wird in der Regel eine längere Lebensdauer unterstellt. Spätestens wenn diese erreicht ist, muss eine Ersatzinvestition erfolgen. Die ermittelten LSCOE sind somit erwartbar weitgehend unverändert bleibende Stromkosten. Die gelegentlich zu hörende Annahme „Einmal investieren, und dann sind wir durch“ entspricht nicht den technischen und betriebswirtschaftlichen Realitäten.

Zentrale Modellannahmen sind in der folgenden Tabelle 1 zusammengefasst. Eine Übersicht der für die einzelnen Erzeugungsarten verwendeten Kostendaten und Nutzungsdauer-annahmen findet sich in Anhang 7.3.

<b>Modellan-</b> <b>nahme</b>	<b>Setzung in der Stu-</b> <b>die</b>	<b>Bedeutung für die Interpretation</b>
Referenzjahr für Last- und Erzeugungsprofile	2022, stündliche Auflösung	Die Analyse basiert auf einem konsistenten Wetter- und Lastjahr; Aussagen zu abweichenden Wetterjahren sind damit nicht Gegenstand der Modellierung.
Langfristiger Jahresstrombedarf	950 TWh	Der zukünftige Strombedarf wird als stark elektrifiziertes System mit gegenüber heute deutlich höherem Stromverbrauch abgebildet.
Inter-konnektoren / Stromhandel	20 GW verfügbare Koppelstellenkapazität	Stromimport und -export werden modelliert, aber durch eine feste grenzüberschreitende Übertragungskapazität begrenzt.
Skalierung der Last	Lineare Skalierung des Lastprofils 2022	Zusätzlicher Strombedarf verändert im Modell nicht die spezifischen Stromkosten (LSCOE).
Skalierung des Netzausbaus	Top-down, linear mit dem Ausbaugrad fluktuierender Erzeugung	Netzkosten werden berücksichtigt, aber nicht auf Basis einer räumlich aufgelösten und verlustbehafteten Netzsimulation bestimmt.
Marktdesign	Energy-Only-Logik	Exogene Vergütungen wie EEG-Förderung, Marktprämien, Investitionszuschüsse oder Kapazitätzahlungen wie auch Steuern und Abgaben sind nicht Teil der Modellierung.
Redispatch und Strompreiszonen	Nicht modelliert	Netzengpassmanagement und regionale Preiszonen werden nicht separat abgebildet; die Studie betrachtet Systemkosten, nicht ein vollständiges Marktdesign.
Wasserstoffinfrastruktur	Kein explizites H <sub>2</sub> -Kernnetz modelliert	Kosten für eine großräumige Wasserstofftransportinfrastruktur wie auch die notwendige Erweiterung der Kavernenkapazität werden nicht gesondert

		angesetzt; dies wirkt eher kostensenkend auf die berechneten Szenarien.
Kostenbasis	Technologiedaten überwiegend aus 2024; CAPEX-Referenzjahr 2035	Die Kostenannahmen bilden keine heutige Ist-Situation ab, sondern eine langfristige, auf 2045 ausgerichtete Modellwelt.
Zubau Wind und PV	Lineare Skalierung	Es wird unterstellt, dass (1) 2022 die ertragreichsten Standorte bereits in Verwendung sind und (2) neue Anlagen an diesen ertragreichen Standorten errichtet werden. Tatsächlich sinken die spezifischen Erträge mit zunehmendem Zubau.

Tabelle 1 Zentrale Modellannahmen der Simulation

Die in der Szenarien-Rechnung unterstellte Interkonnektorenkapazität von 20 GW ist dabei nicht als restriktiver Sonderfall zu verstehen, sondern eher als moderat günstiger Referenzrahmen. Sie liegt oberhalb des heute praktisch genutzten Niveaus, unterstellt jedoch nicht, dass Deutschland in Knappheitsphasen beliebig große Strommengen aus dem Ausland beziehen kann. Sollte sich die reale Importverfügbarkeit geringer oder teurer darstellen, würden die ausgewiesenen Stromsystemkosten tendenziell höher ausfallen. Die Annahmen der Studie zum künftig realistisch verfügbaren Stromaus-tausch Deutschlands mit den Nachbarländern werden in Anhang 7.1 vertieft dargestellt.

## 2.2 Nutzen und Grenzen

Szenarioanalysen sind keine Prognosen. Sie dienen nicht dazu, die Zukunft vorherzusagen, sondern dazu, konsistente „Was-wäre-wenn“-Konstellationen zu vergleichen und die Wirkungen zentraler Einflussfaktoren sichtbar zu machen. Der Nutzen der vorliegenden Untersuchung besteht daher vor allem darin, die Kostentreiber unterschiedlicher Stromsystemarchitekturen transparent offenzulegen und die Größenordnung ihrer Wirkungen vergleichbar zu machen.

Gleichzeitig besitzt die Analyse bewusste Vereinfachungen und Grenzen. Sie basiert auf einem einzelnen Wetter- und Lastjahr, bildet Netze nicht räumlich aufgelöst ab und unterstellt eine stundengenaue Verfügbarkeit von Import- und Exportmöglichkeiten innerhalb der angenommenen Interkonnektorkapazitäten. Ebenso wenig werden Redispatch, mehrere Strompreiszonen, konkrete Marktdesignfragen, der Einsatz von Batteriespeichern oder politische und zeitliche Umsetzungsrisiken modelliert.

## Was die Studie nicht zeigt

Die vorliegende Untersuchung beansprucht nicht, die energiepolitische Zukunft Deutschlands im Detail vorherzusagen. Sie zeigt insbesondere:

- keine Prognose zukünftiger Börsen- oder Endkundenstrompreise,
- keine vollständige Simulation des Strommarktdesigns,
- keine räumlich ausdifferenzierte Netzplanung,
- keine Abbildung aller regulatorischen Eingriffe und Fördermechanismen,
- keine exakte Vorhersage der tatsächlichen Kosten einzelner Technologien im Jahr 2045,
- keine vollständige Infrastruktur-Kostenrechnung für Wasserstoff- und CO<sub>2</sub>-Transportnetze,
- keine eigenständige Optimierung kurzfristiger Flexibilitätsoptionen wie Batteriespeicher,
- keine Abbildung ihrer möglichen Systemwirkung,
- keine Bewertung der politischen Umsetzbarkeit einzelner Szenarien,
- keine Aussage darüber, wie die Gesamtkosten zwischen Staat, Unternehmen und privaten Verbrauchern verteilt würden.

Die Studie zeigt jedoch, welche **strukturellen Kostentreiber** unter konsistenten Annahmen mit unterschiedlichen Erzeugungsarchitekturen verbunden sind und welche Größenordnungen daraus für die volkswirtschaftlichen Stromsystemkosten resultieren.

Zudem ist zu berücksichtigen, dass verschiedene Effekte, die in der Realität zusätzliche Kosten verursachen können, in der Modellierung bewusst nicht oder nur vereinfacht enthalten sind. Hierzu zählen unter anderem mögliche Knappheiten bei Rohstoffen, steigende Ausbaukosten, De-Globalisierungseffekte, zusätzliche Anforderungen an Kavernen und Wasserstoffinfrastruktur, Einschränkungen der Importverfügbarkeit, Redispatchkosten sowie technische Degradations- und Effizienzeffekte bei stark schwankender Nutzung von Elektrolyseuren und Rückverstromungsanlagen. Umfangreiche, kostengünstige Importe von grünem Wasserstoff werden in der vorliegenden Studie bewusst nicht als Standardlösung unterstellt. Der Grund dafür ist, dass sowohl die langfristig verfügbaren Mengen als auch die realistischen Kosten einschließlich Transport, Umwandlung und Infrastruktur derzeit nur begrenzt belastbar abgeschätzt werden können. Die dafür maßgeblichen Gründe werden in Anhang 7.2 erläutert.

Ferner ist zu berücksichtigen, dass die Skalierung der Erzeugungsprofile von Wind und Photovoltaik auf Basis des Jahres 2022 die zukünftige Standortqualität und wetterbedingte Ertragsschwankungen nur begrenzt abbildet. Mit weiterem Zubau können die spezifischen Erträge sinken; zugleich können andere Wetterjahre zu abweichenden Ergebnissen führen. Die ausgewiesenen Kosten sind daher auch vor diesem Hintergrund als modellabhängige Vergleichswerte zu lesen.

Insgesamt sind die ausgewiesenen Kosten daher nicht als Obergrenze, sondern eher als modellhafte Untergrenze der jeweiligen Szenarien zu lesen. Die Stärke der Untersuchung liegt nicht in der Scheingenauigkeit einzelner Kostenwerte, sondern in der vergleichenden Aussage darüber, welche Systemarchitekturen unter konsistenten Annahmen tendenziell kostengünstiger oder kostenintensiver ausfallen.

Die Aussagekraft der Analyse liegt folglich nicht in der exakten Vorhersage einer künftigen Euro-pro-MWh-Zahl, sondern in der robusten Vergleichsaussage darüber, welche Strukturen ein Stromsystem tendenziell kostengünstiger oder kostenintensiver machen. Gerade für die energiepolitische Debatte ist dies entscheidend, weil dadurch sichtbar wird, welche Folgekosten aus unterschiedlichen Erzeugungsarchitekturen resultieren.

## 2.3 Eingangsgrößen

Die Eingangsgrößen der Simulation umfassen technologische, wirtschaftliche und systembezogene Parameter. Für die Stromerzeugungs- und Umwandlungstechnologien werden insbesondere spezifische Investitionskosten (CAPEX), laufende Betriebskosten (OPEX), Nutzungsdauern, Volllaststunden und Kapitalkosten angesetzt. Hinzu kommen Annahmen zu Brennstoffkosten, Carbon-Capture- und Speicheraufwendungen, Import- und Exportpreisen sowie zu den Investitionen in Übertragungs- und Verteilnetze.

Die Kostenparameter orientieren sich überwiegend an veröffentlichten Technologiedaten des NREL für das Jahr 2024 (NREL 2024) beziehungsweise an daraus abgeleiteten Annahmen für den Betrachtungszeitraum bis 2045 unter Berücksichtigung von Skaleneffekten und Weiterentwicklung. Ergänzend werden weitere Studien und Marktinformationen sowie technologiespezifische Annahmen herangezogen, insbesondere zu Netzausbaukosten, Stromimportpreisen, Brennstoffkosten sowie zu Rückbau-, CO<sub>2</sub>-Transport-, Speicher- und Nachsorgekosten. Die vollständigen Parametrisierungen sind in Tabelle 1 und Tabelle 4 im Anhang Kapitel 7.3 Tabellen dokumentiert.

Für Speicher wird in der Modellierung vorrangig die saisonale Wasserstoffspeicherung betrachtet. Kurzfristige Flexibilitätsoptionen wie Batteriespeicher oder Demand Side Management werden nicht modelliert. Kurzfristige Flexibilitätsoptionen wie Batteriespeicher können für Intraday- und Tagesverschiebungen einen wichtigen Beitrag leisten. Sie verändern jedoch nicht die Grundstruktur der saisonalen Speicher- und Rückverstromungserfordernisse. Batterien sind damit systemisch sinnvoll, lösen aber nicht das Grundproblem eines stark wetterabhängigen Stromsystems: den hohen Bedarf an saisonaler Flexibilisierung und gesicherter Leistung.

Für das technologieoffene Szenario werden zusätzlich gesicherte, CO<sub>2</sub>-arme und grundlastfähige Erzeugungsoptionen mit ihren jeweiligen Kostenparametern einbezogen. Auf diese Weise wird die Wirkung unterschiedlicher technischer Systemarchitekturen nicht vorab normativ ausgeschlossen, sondern vergleichend untersucht. Genau darin liegt die Funktion des technologieoffenen Ansatzes innerhalb der Szenarioanalyse.

## 2.4 Ergebnisangaben

Für jedes Szenario werden sowohl Kostenkennzahlen als auch energiewirtschaftliche Strukturgrößen ausgewiesen. Zu den zentralen Kostenkennzahlen gehören die spezifischen LCOE der einzelnen Systemkomponenten, ihre Beiträge zu den jährlichen Gesamtkosten, die gesamten Stromsystemkosten einschließlich Netzkosten (LSCOE) sowie die daraus abgeleiteten spezifischen Kosten pro erzeugter MWh. Ergänzend wird eine grobe Stromdurchschnittspreisindikation ausgewiesen. Diese dient jedoch lediglich der Orientierung und ist nicht als Prognose tatsächlicher Markt- oder Endkundenpreise zu verstehen.

Darüber hinaus werden für jedes Szenario die erforderlichen installierten Leistungen, die erzeugten Strommengen, Volllaststunden, maximale Leistungen, Import- und Exportmengen, Abregelungen, Speichergößen und Elektrolyseurmengen angegeben. Grafische Jahresprofile illustrieren zusätzlich die zeitliche Struktur von Erzeugung, Last, Überdeckung und Unterdeckung sowie die Füllstände der Wasserstoffspeicher.

Es gilt für jede der 8760 Stunden des Jahres sowie für die Jahressummen die Bilanzgleichung:

$$\begin{array}{l} \text{Nutzlast} \\ - \text{Erzeugung} \\ - \text{Einspeicherung} \\ + \text{Auspeicherung} \\ - \text{Export} \\ + \text{Import} \\ + \text{Erzeugung Erdgas-Peaker} \\ - \text{Abregelung} \\ \hline \text{Null} \end{array}$$

### 3 Betrachtete Szenarien

Szenario	Charakter des Szenarios	Zugelassene / prägende Optionen	Zentrale Restriktion bzw. Logik
<b>80 Prozent-Erneuerbare (Osterpaket) optimiert mit Erdgas-peaker</b>	Politisch vorgezeichneter Ausbaupfad mit kostenminimaler Flexibilisierung	Hoher Ausbau von PV und Wind, Stromimport, Erdgas-Peaker, begrenzte Wasserstoffnutzung	Ausbaupfad des BMWK-Osterpakets; innerhalb dieses Rahmens wählt das Modell die kostengünstigste Flexibilisierung.
<b>80 Prozent-Erneuerbare (Osterpaket) reduzierte Menge Erdgas-Peaker</b>	Politisch vorgezeichneter Ausbaupfad mit stärkerer Wasserstoffsysteemlogik	Hoher Ausbau von PV und Wind, Stromimport, Wasserstoffspeicherung und Rückverstromung, begrenzter Einsatz von Erdgas-Peakern	Ausbaupfad des BMWK-Osterpakets; Erdgas-Peaker werden zugunsten von Wasserstoffspeicherung zurückgedrängt.
<b>100 Prozent Erneuerbare</b>	Vollständig erneuerbares Stromsystem als Kontrastfall	PV, Wind, Stromimport, Wasserstoffspeicherung, Rückverstromung, begrenzte kurzfristige Flexibilität	Fossile disponierbare Erzeugung ist ausgeschlossen; der Strombedarf soll ganzjährig aus erneuerbaren Quellen gedeckt werden.
<b>Kostenminimum</b>	Technologieoffener Vergleichsfall	PV, Wind, Stromimport, Erdgas-Peaker, grundlastfähige CO <sub>2</sub> -arme Erzeugungsoptionen	Keine politischen Ausbauziele für fEE; das Modell bestimmt die kostengünstigste Systemarchitektur unter den gesetzten Annahmen.

Tabelle 2 Übersicht über die betrachteten Szenarien

### 3.1 80 Prozent-Erneuerbare (Osterpaket) optimiert mit Erdgas-Peaker

#### Ergebnisbox: 80% Erneuerbare (Osterpaket) optimiert mit Erdgas-Peaker

- Max. Last: 148 GW (gleichbleibende Annahme)
- Strombedarf: 950 TWh (gleichbleibende Annahme)
- LSCOE: 197 €/MWh
- Installierte Systemleistung: 542 GW
- davon fEE: 438 GW
- Überdeckung: 84,2 TWh
- Unterdeckung: 259,9 TWh
- Netto-Importbedarf: 54 TWh
- Zubau gegenüber 2022: PV-Faktor 5,3; Wind onshore Faktor 3,6; Wind offshore Faktor 10

Charakteristik: Kostenminimaler Osterpaket-Pfad mit starker Nutzung von Erdgas-Peakern und Importen anstelle umfangreicher Wasserstoffspeicherung.

#### 3.1.1 Annahmen und Modellrestriktionen

Das „80% Erneuerbare Szenario optimiert mit Erdgas-Peaker“ unterstellt die vom BMWK vorgegebenen Ausbauziele für fluktuierende erneuerbare Energien. Die installierten Leistungen von Photovoltaik sowie Wind onshore und offshore werden damit entsprechend dem politisch vorgezeichneten Ausbaupfad festgelegt. Innerhalb dieses Rahmens bestimmt das Modell die kostengünstigste Systemkonfiguration zur Deckung des Strombedarfs. Dabei sind insbesondere die Kapazitäten für Stromimport, Wasserstoffspeicherung, Rückverstromung und Erdgas-Peaker variabel, soweit sie nicht durch andere Randbedingungen begrenzt sind.

Anders als in der zweiten Osterpaket-Variante wird in diesem Szenario keine zusätzliche Restriktion gesetzt, die den Einsatz von Erdgas-Peakern zugunsten einer stärkeren Wasserstoffspeicherung begrenzt. Das Modell kann daher innerhalb des politisch vorgegebenen Ausbaupfads jene Flexibilisierungsoption wählen, die die geringsten Gesamtkosten verursacht. Unter den gewählten Annahmen führt dies dazu, dass teure Wasserstoffspeicherung und Rückverstromung weitgehend verdrängt und stattdessen Erdgas-Peaker sowie Stromimporte zur Deckung von Unterdeckungen eingesetzt werden.

#### 3.1.2 Zentrale Ergebnisse

Im Ergebnis steigt die erforderliche installierte Systemleistung gegenüber dem heutigen Systemniveau deutlich an und erreicht rund 542 GW einschließlich Biomasse und Laufwasser. Davon entfallen 438 GW auf fluktuierende erneuerbare Erzeugung. Die

wetterabhängigen Erzeugungsschwankungen führen trotz Importen und disponibler Leistung zu einer summierten Überdeckung von 84,2 TWh sowie zu einer summierten Unterdeckung von 259,9 TWh. Die Stromsystemkosten belaufen sich auf 197 €/MWh LSCOE. Der Importbedarf beträgt rund 102 TWh. Gegenüber dem Referenzzustand 2022 ergibt sich damit ein dauerhaft deutlich erhöhtes Kostenniveau.

Der erforderliche Ausbau gegenüber 2022 beträgt bei Photovoltaik den Faktor 5,3, bei Wind onshore den Faktor 3,6 und bei Wind offshore den Faktor 10. Die Speicher werden im kostenoptimalen Modellpfad praktisch nicht genutzt, da ihre Befüllung und Rückverstromung durch günstigere Alternativen verdrängt wird.

### 3.1.3 Wesentliche Kostentreiber

Die Kosten dieses Szenarios werden im Wesentlichen durch drei Faktoren bestimmt. Erstens erzeugt der politisch vorgegebene starke Ausbau fluktuierender Erzeugung erheblichen Netzausbaubedarf, weil sehr hohe Erzeugungsspitzen transportiert und systemisch eingeordnet werden müssen. Zweitens bleibt trotz des hohen Ausbaus von Wind und Photovoltaik ein erheblicher Bedarf an gesicherter Leistung bestehen, da Unterdeckungen in großem Umfang auftreten. Drittens erfordert die Vermeidung noch höherer Kosten eine starke Nutzung von Erdgas-Peakern und Importen, weil die alternative Wasserstoffspeicherung im Modell wirtschaftlich nachrangig ist.

Das Szenario zeigt damit exemplarisch, **dass ein hoher Anteil fluktuierender Erzeugung nicht automatisch zu einem kostengünstigen Gesamtsystem führt**. Vielmehr verlagern sich die Kostentreiber von der Stromerzeugung einzelner Anlagen auf die systemische Einbettung dieser Erzeugung.

### 3.1.4 Systemische Risiken und Abhängigkeiten

Über die Kosten hinaus weist das Szenario mehrere strukturelle Verwundbarkeiten auf. Die wichtigste davon ist die hohe Abhängigkeit von Erdgas als verfügbarer Reserve- und Ausgleichsenergie. Hinzu kommt eine erhebliche Abhängigkeit vom Ausland, da Stromimporte in beträchtlichem Umfang passgenau bereitgestellt und inländische Überschüsse im umgekehrten Fall auch aufgenommen werden müssen. Diese Annahme ist systemisch anspruchsvoll und im Krisen- oder Knappheitsfall nicht risikolos.

Darüber hinaus setzt das Szenario einen sehr ambitionierten Ausbau von Photovoltaik und Windkraft voraus. Angesichts begrenzter Flächen, Genehmigungsfriktionen, Akzeptanzfragen und bereits genutzter ertragreicher Standorte ist dies mit erheblichen Realisierungsrisiken verbunden. Das System bleibt zudem in hohem Maße auf eine funktionierende CCS-Infrastruktur angewiesen, sofern die Erdgas-Peaker klimaneutral betrieben werden sollen.

### 3.1.5 Energiepolitische Einordnung

Energiepolitisch zeigt dieses Szenario, dass ein politisch vorgezeichneter Ausbaupfad mit hohem Anteil erneuerbarer Erzeugung nicht zu einem strukturell robusten oder kostengünstigen Stromsystem führen muss. Unter den gewählten Annahmen wird der

Ausbaupfad kostenmäßig wesentlich durch den Rückgriff auf Erdgas-Peaker und Importstrom stabilisiert. Damit gehen jedoch eine höhere fossile Abhängigkeit, eine größere Importabhängigkeit und ein fortbestehender Bedarf an gesicherter Leistung einher.

Das Szenario macht damit deutlich, dass ein Ausbaupfad nach dem Muster des Osterpakets die zentrale Strukturfrage offenlässt, wie ein stark fEE-geprägtes System dauerhaft bezahlbar, versorgungssicher und international wettbewerbsfähig organisiert werden kann. Es belegt zudem, dass selbst unter kostenoptimierender Modelllogik Wasserstoffspeicherung nicht automatisch die wirtschaftlich bevorzugte Flexibilitätsoption ist.

### 3.2 80 Prozent-Erneuerbare (Osterpaket) reduzierte Menge Erdgas-Peaker

#### **Ergebnisbox: 80% Erneuerbare (Osterpaket) reduzierte Menge Erdgas-Peaker**

- Max. Last: 148 GW (gleichbleibende Annahme)
- Strombedarf: 950 TWh (gleichbleibende Annahme)
- LSCOE: 212 €/MWh
- Installierte Systemleistung: 618 GW
- davon fEE: 438 GW
- Überdeckung: 84,2 TWh
- Unterdeckung: 259,9 TWh
- Netto-Importbedarf: 102 TWh
- Zubau gegenüber 2022: PV-Faktor 5,3; Wind onshore Faktor 3,6; Wind offshore Faktor 10

Charakteristik: Politisch konsistenterer Osterpaket-Pfad mit stärkerer Wasserstoffspeicherung, höherem Flexibilisierungsaufwand und höheren Systemkosten.

#### 3.2.1 Annahmen und Modellrestriktionen

Auch das „80% Erneuerbaren Szenario mit reduzierter Menge Erdgas-Peaker“ basiert auf den politisch vorgegebenen Ausbauzielen für Photovoltaik und Windkraft des BMWK-Osterpakets. Die installierten Leistungen fluktuierender Erzeugung sind daher identisch mit dem vorherigen Szenario. Abweichend von der kostenoptimierten Peaker-Variante wird hier jedoch der Einsatz von Erdgas-Peakern bewusst zurückgedrängt, um eine stärkere Systemintegration von Wasserstoffspeicherung und Rückverstromung abzubilden.

Das Szenario bildet damit näherungsweise einen Pfad ab, der stärker dem politischen Zielbild einer Reduzierung fossiler Abhängigkeit entspricht. Import, Wasserstoffspeicherung und Rückverstromung übernehmen folglich eine größere Rolle bei der Deckung von Unterdeckungen. Die Randbedingungen sind so gesetzt, dass hinreichende Elektrolysekapazität vorhanden ist, um die Speicher im Jahresverlauf zu befüllen.

### 3.2.2 Zentrale Ergebnisse

Im Ergebnis erhöht sich die erforderliche installierte Systemleistung auf 618 GW. Die Leistung der fluktuierenden Erzeugung bleibt mit 438 GW unverändert gegenüber der ersten Osterpaket-Variante. Auch die summierten Über- und Unterdeckungen bleiben mit 84,2 TWh beziehungsweise 259,9 TWh identisch, da die fEE-Leistung gleich ist. Die LSCOE steigen jedoch auf 212 €/MWh und liegen damit oberhalb des Szenarios mit stärkerem Erdgas-Peaker-Einsatz.

Der Anteil erneuerbarer Erzeugung an der Strombereitstellung liegt bei rund 75 Prozent. Gleichzeitig bleibt der Bedarf an Erdgas-Backup-Kraftwerken hoch, auch wenn deren Einsatz rechnerisch reduziert wird. Der Stromimport liegt deutlich über dem heutigen Niveau. Die Interkonnektoren werden in diesem Szenario sehr stark beansprucht und sind während großer Teile des Jahres an ihrer Kapazitätsgrenze ausgelastet.

### 3.2.3 Wesentliche Kostentreiber

Die gegenüber Szenario 3.1<sup>3</sup> höheren Stromsystemkosten resultieren vor allem aus dem verstärkten Einsatz der Wasserstoffkette als Flexibilisierungsoption. Elektrolyse, Speicherung und Rückverstromung verursachen hohe spezifische Kosten und erfordern zugleich erhebliche Überkapazitäten bei den jeweiligen Anlagen. Besonders kostentreibend wirkt dabei die Notwendigkeit, sehr große Elektrolyseurleistung für vergleichsweise kurze Erzeugungsspitzen vorzuhalten.

Hinzu kommt, dass auch in diesem Szenario die Netzkosten aufgrund des starken Ausbaus fluktuierender Erzeugung hoch bleiben und trotz großer Speicherkapazitäten weiterhin gesicherte Reserveleistung vorgehalten werden muss. Das Szenario zeigt damit, dass die Substitution fossiler Flexibilität durch Wasserstoff unter den gewählten Annahmen mit erheblichen Mehrkosten verbunden ist.

### 3.2.4 Systemische Risiken und Abhängigkeiten

Das Szenario ist in besonderem Maße von passgenauen, funktionierenden Strom-Importbeziehungen sowie von einer technisch und wirtschaftlich belastbaren Wasserstoffinfrastruktur abhängig. Die angenommene Interkonnektorkapazität von 20 GW wird in erheblichem Umfang ausgenutzt; die Funktionsfähigkeit des Systems setzt voraus, dass Strom im Ausland in den kritischen Stunden in ausreichender Menge

---

<sup>3</sup> 80 Prozent-Erneuerbare (Osterpaket) optimiert mit Erdgas-Peaker

verfügbar ist. Dies ist insbesondere in großräumigen Wetterlagen mit gleichzeitiger Knappheit nicht risikolos.

Zugleich erfordert das Szenario eine sehr große Elektrolyseurleistung bei vergleichsweise geringer Auslastung sowie einen saisonalen Speicherbedarf, der im betrachteten Wetterjahr zwar rechnerisch ausreicht, in ungünstigeren Jahren jedoch nicht zwingend ausreichende Versorgungssicherheit gewährleisten muss. Hinzu kommt, dass auch hier weiterhin erhebliche Mengen disponibler Erzeugung in Form von Erdgas-Backup-Kraftwerken erforderlich bleiben. Die fossile Abhängigkeit wird also verringert, aber nicht aufgehoben.

### 3.2.5 Energiepolitische Einordnung

Energiepolitisch macht dieses Szenario die Kosten eines politisch besonders konsistent gedachten Osterpaket-Pfades sichtbar. Wer den fossilen Ausgleich bewusst zurückdrängen und stattdessen stärker auf Wasserstoff als Systempuffer setzen will, muss unter den hier gewählten Annahmen deutlich höhere Gesamtsystemkosten in Kauf nehmen. Das betrifft nicht nur die unmittelbaren Speicher- und Rückverstromungskosten, sondern auch die notwendige Überdimensionierung von Elektrolyseuren und die anhaltende Importabhängigkeit.

Das Szenario zeigt damit in zugespitzter Form die zentrale Spannung einer stark fEE-basierten Strompolitik: Je stärker fossile Flexibilität vermieden werden soll, desto größer werden unter den gewählten Annahmen der technische und finanzielle Aufwand für Speicher, Netze und Reservekapazitäten. Der Pfad ist damit stärker an das politische Leitbild einer Reduzierung fossiler Flexibilität angelehnt, geht unter diesen Annahmen jedoch mit höheren Kosten und höheren Anforderungen an Speicher, Netze und Importverfügbarkeit einher als das kostenoptimierte Peaker-Szenario.

### 3.3 100 Prozent Erneuerbare

#### Ergebnisbox: 100% Erneuerbare

- Max. Last: 148 GW (gleichbleibende Annahme)
- Strombedarf: 950 TWh (gleichbleibende Annahme)
- LSCOE: 321 €/MWh
- Installierte Systemleistung: 1.162 GW
- davon fEE: 786 GW
- Überdeckung: 380 TWh
- Unterdeckung: 175 TWh
- Netto-Importbedarf: 70 TWh
- Zubau gegenüber 2022: PV-Faktor 11,9; Wind onshore Faktor 5,6; Wind offshore Faktor 10

Charakteristik: Vollständig erneuerbares Stromsystem mit sehr hohen Überkapazitäten, hohem saisonalem Speicherbedarf und den höchsten Stromsystemkosten.

#### 3.3.1 Annahmen und Modellrestriktionen

Das Szenario „100 Prozent Erneuerbare“ bildet ein Stromsystem ab, in dem der gesamte Strombedarf ganzjährig aus erneuerbaren Quellen gedeckt werden soll. Erdgas-Peaker sind in diesem Szenario als Erzeugungsoption ausgeschlossen. Variabel sind damit im Wesentlichen der Ausbau fluktuierender Erzeugung, die Dimensionierung der Wasserstoffspeicherung einschließlich Elektrolyse und Rückverstromung sowie die Nutzung von Stromimporten und -exporten innerhalb der vorgegebenen Koppelstellenkapazität.

Die Modelllogik dieses Szenarios zielt darauf ab, ein vollständig erneuerbares Stromsystem unter den gewählten Randbedingungen kostenminimal zu konfigurieren. Kurzfristige Flexibilitätsoptionen wie Batterien oder Demand Side Management werden nur begrenzt mitgedacht; im Zentrum steht die saisonale Flexibilisierung über Wasserstoff. Damit wird ein Systemtyp untersucht, der auf sehr hohe fluktuierende Erzeugung und auf die vollständige Vermeidung fossiler Reservekapazitäten setzt.

#### 3.3.2 Zentrale Ergebnisse

Im Ergebnis steigt die installierte Systemleistung auf 1.162 GW, davon 786 GW fluktuierende erneuerbare Erzeugung. Die summierte Überdeckung erreicht 380 TWh, die summierte Unterdeckung 175 TWh. Die LSCOE belaufen sich auf 321 €/MWh und liegen damit deutlich über allen übrigen betrachteten Szenarien. Der Ausbau gegenüber 2022 erfolgt um den Faktor 11,9 bei Photovoltaik, 5,6 bei Wind onshore und 10

bei Wind offshore. Zusätzlich werden sehr große Kapazitäten bei Elektrolyse und Gas-to-Power benötigt.

Die installierte Leistung der fluktuierenden Erzeugung liegt damit um ein Mehrfaches über der maximal benötigten Last. Gleichzeitig ist ein saisonaler Wasserstoffspeicher erforderlich, dessen Füllstand im Jahresverlauf stark schwankt und dessen gespeicherte Energiemenge einer Dunkelflautenabsicherung<sup>4</sup> entspricht. Trotz dieses massiven Ausbaus bleibt auch in diesem Szenario die Abstützung durch Stromimporte relevant.

### 3.3.3 Wesentliche Kostentreiber

Die hohen Kosten dieses Szenarios resultieren vor allem aus der Kombination von drei Strukturmerkmalen. Erstens erfordert ein vollständig erneuerbares Stromsystem sehr hohe Überkapazitäten bei Wind und Photovoltaik, weil die Erzeugung auch in ungünstigen Wetterlagen gesichert werden muss. Zweitens entsteht daraus ein erheblicher Bedarf an saisonaler Wasserstoffspeicherung einschließlich Elektrolyseuren, Kavernenspeichern und Rückverstromungskapazitäten. Drittens treiben die mit den hohen Erzeugungsspitzen verbundenen Anforderungen an Netze und Systemintegration die Gesamtkosten zusätzlich nach oben.

Besonders ins Gewicht fällt, dass große Teile der installierten Elektrolyse- und Rückverstromungskapazitäten nur unregelmäßig genutzt werden und daher hohe spezifische Systemkosten verursachen. Die Modellierung macht damit sichtbar, dass die Herausforderung eines 100-Prozent-fEE-Systems nicht allein in der Erzeugung grünen Stroms liegt, sondern in dessen saisonal verlässlicher Einbettung in ein versorgungssicheres Stromsystem, das in erheblichem Maß auf grenzüberschreitende Ausgleichs- und Reservekapazitäten angewiesen ist. Die zentrale Bedeutung des saisonalen Speicherbedarfs für die Kosten- und Systemlogik dieses Szenarios zeigt sich auch im Verlauf des Wasserstoffspeicherfüllstands über das Jahr.

---

<sup>4</sup> In Deutschland dauern Dunkelflauten typischerweise mehrere Tage; die Bundesnetzagentur arbeitet häufig mit einer Mindestdauer von 48 Stunden sehr niedriger Wind- und PV-Erzeugung, während DWD-Auswertungen zeigen, dass Phasen von etwa sechs Tagen nicht ungewöhnlich sind und Episoden von einer Woche oder länger wiederholt vorkommen. Die durchschnittlich längste zusammenhängende „Hoch Mitteleuropa“-Phase pro Winterhalbjahr liegt bei gut 4 Tagen, Extremfälle reichten seit 1950/51 bis 23 Tage.

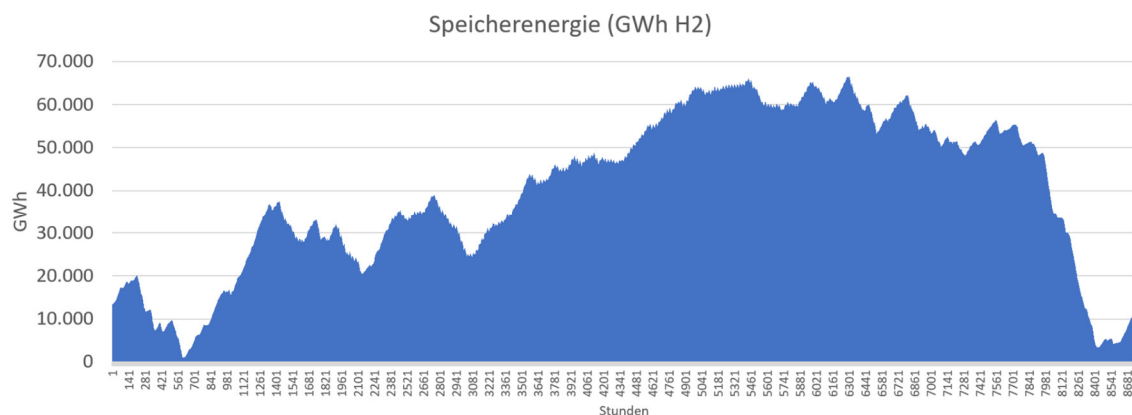


Abbildung 3: Füllstand der Wasserstoffspeicherung im Jahresverlauf für das Szenario 100 Prozent fEE

Die Abbildung verdeutlicht, dass die Funktionsfähigkeit des Szenarios wesentlich von einer großskaligen saisonalen Wasserstoffspeicherung abhängt.

### 3.3.4 Systemische Risiken und Abhängigkeiten

Das Szenario weist die höchste strukturelle Komplexität und die größte Verwundbarkeit aller betrachteten Fälle auf. Es setzt einen extrem ambitionierten Ausbau von Wind- und Photovoltaikleistung voraus, dessen Realisierung sowohl flächenpolitisch als auch genehmigungs- und akzeptanzseitig hoch anspruchsvoll wäre. Hinzu kommt die Notwendigkeit, sehr große kurzzeitige Erzeugungsspitzen in Netzen und Elektrolyseuren beherrschen zu können.

Dies führt zu erheblichen netz- und systemtechnischen Herausforderungen. Insbesondere hohe kurzfristige Änderungen der Einspeisung aus Wind und Photovoltaik würden zusätzliche Anforderungen an Netze, Flexibilität und grenzüberschreitende Systemunterstützung stellen.

Auch die Speicherlogik bleibt systemisch anspruchsvoll. Die im Modell berechneten Speichergößen reichen für das Referenzwetterjahr 2022, erlauben aber keine belastbare Aussage über ungünstigere Wetterjahre mit längeren Dunkelflauten. Gleichzeitig bleibt das Szenario auf passgenaue Stromimporte angewiesen, obwohl großräumige Wetterphänomene gerade die Gleichzeitigkeit von Knappheitslagen wahrscheinlicher machen. In einem stärker elektrifizierten Energiesystem würde zudem zusätzlicher Wasserstoffbedarf in Industrie, Wärme und Verkehr entstehen, der hier nicht als inländischer Mehrbedarf des Stromsystems modelliert wird.

### 3.3.5 Energiepolitische Einordnung

Energiepolitisch markiert dieses Szenario den Grenzfall eines auf fluktuierende Erzeugung fokussierten Stromsystems. Es zeigt, welche Kosten- und Infrastrukturfolgen entstehen, wenn Versorgungssicherheit und Klimaneutralität ohne fossile Reservekapazitäten und ohne grundlastfähige CO<sub>2</sub>-arme Alternativen allein durch Wind, Photovoltaik, Wasserstoffspeicherung und Stromhandel hergestellt werden sollen. Unter den

gewählten Annahmen ist dies das mit Abstand teuerste und zugleich systemisch anspruchsvollste Szenario.

Die Analyse legt damit nahe, dass ein vollständig auf fluktuierenden Erneuerbaren basierendes Stromsystem in Deutschland nur um den Preis sehr hoher Überkapazitäten, erheblicher Speicherlasten und wachsender Infrastrukturabhängigkeiten erreichbar wäre. Das Szenario dient damit im Bericht als analytischer Kontrastfall: Es zeigt nicht nur die technischen Anforderungen eines solchen Pfades, sondern vor allem dessen strukturelle Kostendynamik.

### 3.4 Kostenminimum (Modell europäischer Wettbewerb)

#### Ergebnisbox: Kostenminimum

- Max. Last: 148 GW (gleichbleibende Annahme)
- Strombedarf: 950 TWh (gleichbleibende Annahme)
- LSCOE: 125 €/MWh
- Installierte Systemleistung: 215 GW
- davon fEE: 90 GW
- Überdeckung: 109 TWh
- Unterdeckung: 22,8 TWh
- Netto-Importbedarf: -66 TWh
- Zubau gegenüber 2022: kein Zubau bei PV, Wind onshore, Wind offshore

Charakteristik: Technologieoffenes Szenario mit gesicherter CO<sub>2</sub>-armer Grundlast und den niedrigsten Stromsystemkosten im Vergleich. Deutschland wird wieder Nettoexporteur. Wasserstoffspeicherung praktisch erforderlich

#### 3.4.1 Annahmen und Modellrestriktionen

Das Szenario „Kostenminimum“ ist als technologieoffener Vergleichsfall angelegt. Anders als in den politisch vorgezeichneten Szenarien werden hier keine Ausbauziele für Wind und Photovoltaik vorgegeben, sondern die installierten Leistungen dieser Technologien sowie die Kapazitäten für Speicher, Erdgas-Peaker und grundlastfähige CO<sub>2</sub>-arme Erzeugung vom Modell frei bestimmt. Eine Untergrenze bildet dabei das Ausbauniveau von Wind und Photovoltaik des Jahres 2022.

Ziel dieses Szenarios ist es, jene Stromsystemarchitektur zu identifizieren, die unter den gewählten technischen und wirtschaftlichen Annahmen die geringsten Gesamtsystemkosten verursacht. Dazu werden auch grundlastfähige CO<sub>2</sub>-arme Erzeugungsoptionen, einschließlich Kernkraft, in die Optimierung einbezogen. Der technologieoffene Ansatz dient damit nicht der politischen Vorfestlegung, sondern dem

vergleichenden Sichtbarmachen möglicher Kostenvorteile einer breiteren technologischen Aufstellung. Die zugrunde gelegten Kosten-, Rückbau- und Entsorgungsannahmen sind in Anhang 7.3 dokumentiert.

Der technologieoffene Ansatz dient damit nicht der politischen Vorfestlegung, sondern dem vergleichenden Sichtbarmachen möglicher Kostenvorteile einer breiteren technologischen Aufstellung.

### 3.4.2 Zentrale Ergebnisse

Im Ergebnis sinkt die erforderliche installierte Systemleistung auf 215 GW, davon lediglich 90 GW fluktuierende Erzeugung. Die summierte Überdeckung beträgt 109 TWh, die summierte Unterdeckung 22,8 TWh. Die LSCOE belaufen sich auf 125 €/MWh und liegen damit deutlich unter den politisch vorgezeichneten 80 Prozent-Szenarien sowie um mehr als das 2,5 fache unter dem Szenario „100 Prozent Erneuerbare“. Gegenüber dem Referenzzustand 2022 ergibt sich sogar ein leicht niedrigeres spezifisches Kostenniveau.

Der zusätzliche Strombedarf wird in diesem Szenario im Wesentlichen durch grundlastfähige CO<sub>2</sub>-arme Erzeugung gedeckt. Ein weiterer Ausbau von Wind und Photovoltaik erfolgt nicht, da unter den gewählten Annahmen deren inkrementelle Systemkosten über den Kosten der alternativen grundlastfähigen Option liegen. Wasserstoffspeicherung spielt praktisch keine Rolle, während Importe und Exporte in überschaubarem Umfang zur Systemflexibilisierung beitragen. Deutschland würde in diesem Szenario wieder Nettoexporteur von Strom.

### 3.4.3 Wesentliche Kostentreiber

Die vergleichsweise niedrigen Kosten dieses Szenarios resultieren daraus, dass der Bedarf an saisonaler Speicherung, Rückverstromung, großflächigem Netzausbau und disponibler Reserveleistung erheblich geringer ausfällt als in stark fEE-dominierten Systemen. Die Einbindung grundlastfähiger CO<sub>2</sub>-armer Erzeugung senkt die strukturelle Volatilität des Gesamtsystems und reduziert damit jene Folgekosten, die in anderen Szenarien durch Wetterabhängigkeit und Erzeugungsspitzen ausgelöst werden.

Damit verschiebt sich die Kostenstruktur des Systems grundlegend: Nicht hohe Mengen fluktuierender Erzeugung, sondern die kontinuierliche Bereitstellung gesicherter Leistung prägt die Systemarchitektur. Die Modellierung legt nahe, dass unter den angesetzten Kostenparametern gerade diese Kombination zu den geringsten volkswirtschaftlichen Stromsystemkosten führt.

### 3.4.4 Systemische Risiken und Abhängigkeiten

Auch dieses Szenario ist nicht frei von Voraussetzungen und Risiken. Es setzt voraus, dass Kernenergie politisch, regulatorisch, finanziell und infrastrukturell realisiert werden kann. Bedingt durch lange Investitionszyklen, und hohe Anfangsinvestitionen ist vor allem eine verlässliche Genehmigungssituation und ein stabiles politisches Umfeld

entscheidend. Die Realisierung des Szenarios ist damit in anderer Weise anspruchsvoll als die der fEE-dominierten Varianten.

Gleichzeitig reduziert das Szenario mehrere systemische Verwundbarkeiten anderer Pfade. Der Bedarf an saisonaler Speicherung ist gering, die Importabhängigkeit sinkt deutlich, und die Anforderungen an Netze, kurzfristige Flexibilisierung und Reservekapazitäten fallen wesentlich niedriger aus. Das System gewinnt dadurch an struktureller Robustheit, erkaufte diese jedoch mit einer stärkeren Abhängigkeit von wenigen großskaligen Grundlastoptionen und deren erfolgreicher Umsetzung.

Der zeitliche Verlauf von Erzeugung und Last in Kapitel 5.3 deutet darauf hin, dass Kernkraft und fluktuierende Erneuerbare unter den gewählten Annahmen systemisch gut miteinander kombinierbar sind.

### 3.4.5 Energiepolitische Einordnung

Energiepolitisch ist dieses Szenario der zentrale Gegenentwurf zu einer weitgehend auf fluktuierende Erzeugung fokussierten Stromsystemarchitektur. Es zeigt, dass ein technologieoffener Ansatz unter Einbeziehung grundlastfähiger CO<sub>2</sub>-armer Erzeugungsoptionen unter den gewählten Annahmen deutlich geringere Stromsystemkosten ermöglicht als die derzeit politisch dominierenden Ausbaupfade. Der zentrale Unterschied liegt nicht in einzelnen Technologiepreisen, sondern in der wesentlich günstigeren Systemlogik.

Das Szenario stützt damit die zentrale These des Berichts: Für Deutschland ist nicht die Maximierung des Anteils fluktuierender Erzeugung der entscheidende Maßstab, sondern die Minimierung der Stromsystemkosten unter den Bedingungen von Klimaneutralität und Versorgungssicherheit. Die Ergebnisse sprechen folglich für eine breitere technologische Aufstellung des Stromsystems und dafür, Windkraft, Photovoltaik sowie deren nachgelagerte Flexibilisierungsketten stärker im Kontext der gesamten Stromsystemkosten zu bewerten.

## 4 Schlussfolgerungen und Handlungsempfehlungen

### 4.1 Zentrale Befunde der Szenarioanalyse

Die Szenarioanalyse zeigt mit großer Deutlichkeit, dass die volkswirtschaftlichen Stromsystemkosten in Deutschland nicht allein von den Stromgestehungskosten einzelner Erzeugungstechnologien abhängen, sondern maßgeblich von der Stromsystemkosten der Erzeugungstechnologien bestimmt werden. Diese umfassen auch den technologiespezifischen Bedarf an saisonaler Speicherung, den Umfang des Netzausbaus, den Bedarf an gesicherter Leistung sowie die Rolle von Strom-Importen und Exporten im Ausgleich von Über- und Unterdeckungen.

Über alle betrachteten Szenarien hinweg steigt mit wachsendem Anteil fluktuierender Erzeugung der Bedarf an systemischer Absicherung deutlich an. Dies betrifft vor allem Speicher, Rückverstromung, Reservekapazitäten und Netzverstärkung. Die Analyse zeigt damit, dass niedrige Stromgestehungskosten von Wind und Photovoltaik für sich genommen keine hinreichende Aussage über die Kosten eines klimaneutralen Stromsystems erlauben. Vielmehr steigen mit einem hohen Anteil wetterabhängiger Erzeugung die zusätzlichen Systemkosten in erheblichem Umfang.

Tabelle 3 gibt einen Überblick über wesentliche Ergebnisparameter der berechneten Szenarien. Links sind die Vorgaben dargestellt, rechts die Ergebnisse: Die Reihung entspricht der Darstellung der Szenarien in diesem Bericht. Einige Felder sind farblich unterlegt. Kleine gelbe Felder zeigen kritische Zustände, kleine rote Felder nicht akzeptable Zustände. Die beiden gelb unterlegten rechten Spalten zeigen die entscheidenden Informationen zu den Gesamtsystemkosten absolut und im Vergleich zum Status Quo 2022.

**Aus den Ergebnissen der Szenarioanalyse lassen sich darüber hinaus für die energiepolitische Debatte folgende Schlussfolgerungen ableiten:**

#### **Kostenverlagerung statt Kostensenkung:**

Maßnahmen wie die Herausnahme der Netzentgelte aus dem Strompreis oder ein staatlich subventionierter Industriestrompreis senken die gesamtwirtschaftlichen Kosten des Stromsystems nicht. Sie verändern primär deren Verteilung zwischen Stromverbrauchern, Steuerzahlern und einzelnen Verbrauchergruppen.

#### **Abregelung als ökonomisch rationale Option:**

Bei häufigeren Erzeugungsüberschüssen würde deren vollständige Nutzung zusätzliche Speicher, weiteren Netzausbau oder zusätzliche Exportmöglichkeiten erfordern. Diese Optionen erhöhen die Systemkosten. In einem kostenminimalen Stromsystem ist Abregelung ökonomisch sinnvoll, wenn der kurzfristige und mittelfristige Marktwert zusätzlicher Einspeisung unter den Kosten für Speicherung, Transport oder Export liegt.

#### **Reduzierte fossile Energieimporte bei zugleich steigenden Stromsystemkosten:**

Der Ausbau fluktuierender erneuerbarer Energien reduziert grundsätzlich den Import fossiler Energieträger. Die Analyse zeigt jedoch, dass die Stromsystemkosten trotz dieses Effekts dauerhaft deutlich steigen, weil zusätzliche Aufwendungen für Netze, Speicher, Elektrolyse, Wasserstoffbevorratung und Rückverstromung erforderlich werden. Grundsätzlich bleibt Abhängigkeit von Importen bestehen, etwa bei Strom in Knappheitsphasen oder bei Molekülen für industrielle Anwendungen.

**Beschleunigter Ausbau der Windenergie an Land ohne synchronen Netzausbau:**

Ein beschleunigter Ausbau der Windenergie an Land kann die volkswirtschaftlichen Gesamtkosten auch erhöhen, wenn die für Abtransport und Systemintegration erforderlichen Netzkapazitäten nicht rechtzeitig und ausreichend verfügbar sind. Zusätzliche Erzeugung ist systemisch nur dann vorteilhaft, wenn sie mit Netzinfrastruktur und Flexibilität konsistent mitwächst.

**Begrenzte Wirkung zusätzlicher Großbatterien:**

Großbatterien können kurzfristige Schwankungen im Stundenbereich ausgleichen, Preisspitzen dämpfen und Systemdienstleistungen bereitstellen. Unter den zugrunde gelegten Annahmen reduzieren sie die Gesamtsystemkosten nachhaltig jedoch nur begrenzt, da die zentralen Kostentreiber für saisonale Versorgungssicherheit – Elektrolysekapazitäten, Wasserstoffspeicherung und Rückverstromung – weiterhin nahezu vollständig vorgehalten werden müssen. Aktuell bestehende Batterie- und Pumpspeicherkapazitäten liegen um mehrere Größenordnungen unter dem Bedarf für den Ausgleich saisonaler Erzeugungsschwankungen. Kurzzeitspeicher ersetzen daher keine Langzeitspeicherung.

Szenarien	Vorgaben							Ergebnisse																
	Skalierung KKW	Skalierung Kohle	Skalierung PV	Skalierung Wind on	Skalierung Wind off	Erdgas-Peaker mit CCS	H2-Speicherung/ Rückverstromung	KKW	Kohle	PV	Wind on	Wind off	Summe fEE	Erdgas-Peaker mit CCS	PG elektrisch	GP elektrisch	Import/- Export	Nutzugsdauer Interkonnektoren/ Kapazität	erf. Speichergroße elektrisch	Abregelung	Anteil fEE an Energiebedarf (1)	LSCOE: Stromkosten incl. Netzkosten (vorhandene + Ausbau)	Zunahme Stromkosten gegenüber Status Quo	
Status Quo 2022	1	0	1	1	1	ja	nein	1	0	1	1	1	90 GW	282 TWh	0 TWh	0 TWh	44 TWh	65%	0 TWh	0 TWh	35%	141 €/MWh	100%	
80% Erneuerbare optimiert mit Erdgas-Peaker	0	0	5,3	3,6	10	ja	ja	4 GW	0 GW	40 GW	43 GW	7 GW	90 GW	66 GW	0 GW	0 GW	-71 TWh	20 GW	0,0 d	0%	35%	141 €/MWh	100%	
80% Erneuerbare reduzierte Menge Erdgas-	0	0	5,3	3,6	10	ja	ja	0	0	5,3	3,6	10	438 GW	158 TWh	0 TWh	0 TWh	102 TWh	85%	0 TWh	36 TWh	4%	78%	197 €/MWh	140%
100% Erneuerbare	0	0	<=16	<=7	<=10	nein	ja	0	0	5,3	3,6	10	438 GW	135 TWh	84 TWh	23 TWh	101 TWh	51%	7 TWh	0 TWh	4%	75%	219 €/MWh	155%
Kostenminimum (1)	<50	0	<=16	<=7	<=10	ja	ja	0	0	11,9	5,6	9,4	786 GW	0 TWh	380 TWh	104 TWh	70 TWh	40%	26 TWh	0 TWh	0%	93%	321 €/MWh	228%
	19	0	1	1	1			96 GW	0 GW	40 GW	43 GW	7 GW	90 GW	1,0 TWh	0 TWh	0 TWh	22 TWh	63%	0 TWh	21 TWh	18%	125 €/MWh	89%	

Tabelle 3 Übersicht über wesentliche Vorgaben und Ergebnisse

Abbildung 4 verdeutlicht diesen Zusammenhang in verdichteter Form. Sie zeigt, dass die Stromsystemkosten mit zunehmendem Anteil fluktuierender Erzeugung unter den hier gewählten Annahmen deutlich ansteigen. Der Grund liegt in den wachsenden Folgekosten der systemischen Integration von Windkraft und Photovoltaik.

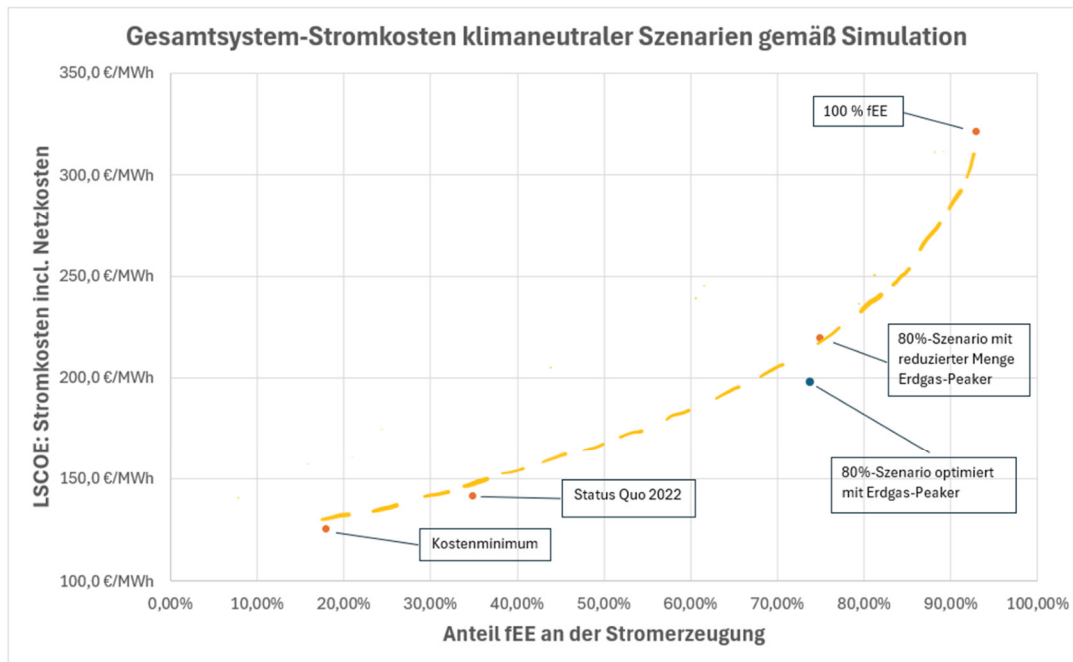


Abbildung 4: Gesamtstromsystemkosten (LSCOE) als Funktion des fEE-Anteils

Die Untersuchung macht damit sichtbar, dass nicht die Maximierung des Anteils fluktuierender Erzeugung, sondern die Wahl einer kosteneffizienten und robusten Mixes aus fEE und disponibler CO<sub>2</sub>-armer Erzeugung über die langfristige Bezahlbarkeit des Stromsystems entscheidet. Ein klimaneutrales Stromsystem ist demnach nicht schon dann wirtschaftlich tragfähig, wenn seine einzelnen Erzeugungskomponenten günstig erscheinen, sondern erst dann, wenn die Gesamtsystemkosten im internationalen Wettbewerb wettbewerbsfähig sind.

## 4.2 Einordnung der Befunde

Die Ergebnisse sind für die energiepolitische Debatte in Deutschland von grundsätzlicher Bedeutung.

Mit wachsendem Anteil fluktuierender Erzeugung steigen nicht nur die Systemkosten, sondern auch die infrastrukturelle Verwundbarkeit des Stromsystems.

Dies bedeutet nicht, dass Windkraft und Photovoltaik für ein klimaneutrales Stromsystem entbehrlich wären. Im Gegenteil: Sie bleiben ein wesentlicher Bestandteil der künftigen Stromversorgung. Die Untersuchung zeigt jedoch, dass ihre Funktion innerhalb des Systems neu eingeordnet werden muss. Ein auf Dauer wettbewerbsfähiges Stromsystem benötigt neben fluktuierender Erzeugung auch in erheblichem Umfang gesicherte, CO<sub>2</sub>-arme und systemdienliche Leistung, um die Kosten der Absicherung und Integration der volatilen Erzeugung zu begrenzen.

Für ein Industrieland wie Deutschland hat diese Frage besonderes Gewicht. Hohe Stromsystemkosten belasten nicht nur private Haushalte, sondern unmittelbar auch Wettbewerbsfähigkeit von Industrie und Gewerbe sowie die Standortattraktivität für die Ansiedlung stromintensiver Betriebe wie KI-Rechenzentren. Mit der fortschreitenden Elektrifizierung von Industrie, Wärme, Verkehr und digitaler Infrastruktur gewinnt die Kostenstruktur des Stromsystems daher weiter an Bedeutung. Die Analyse spricht folglich gegen eine energiepolitische Verengung auf Ausbauziele einzelner Technologien und für eine stärkere Ausrichtung an Systemkosten, Versorgungssicherheit und industrieller Tragfähigkeit.

Die Ergebnisse der Szenarioanalyse überraschen nicht, wenn man die natürlichen Standortbedingungen Deutschlands berücksichtigt. Abbildung 5 verdeutlicht, dass Deutschland im internationalen Vergleich weder über ein herausragendes Solarenergiepotenzial noch über außergewöhnlich günstige Windbedingungen verfügt. Für ein hochindustrialisiertes Land mit großem und weiterwachsendem Strombedarf folgt daraus, dass eine einseitig auf fluktuierende Erzeugung gestützte Stromsystemarchitektur nicht zu international wettbewerbsfähigen Stromsystemkosten führen kann.

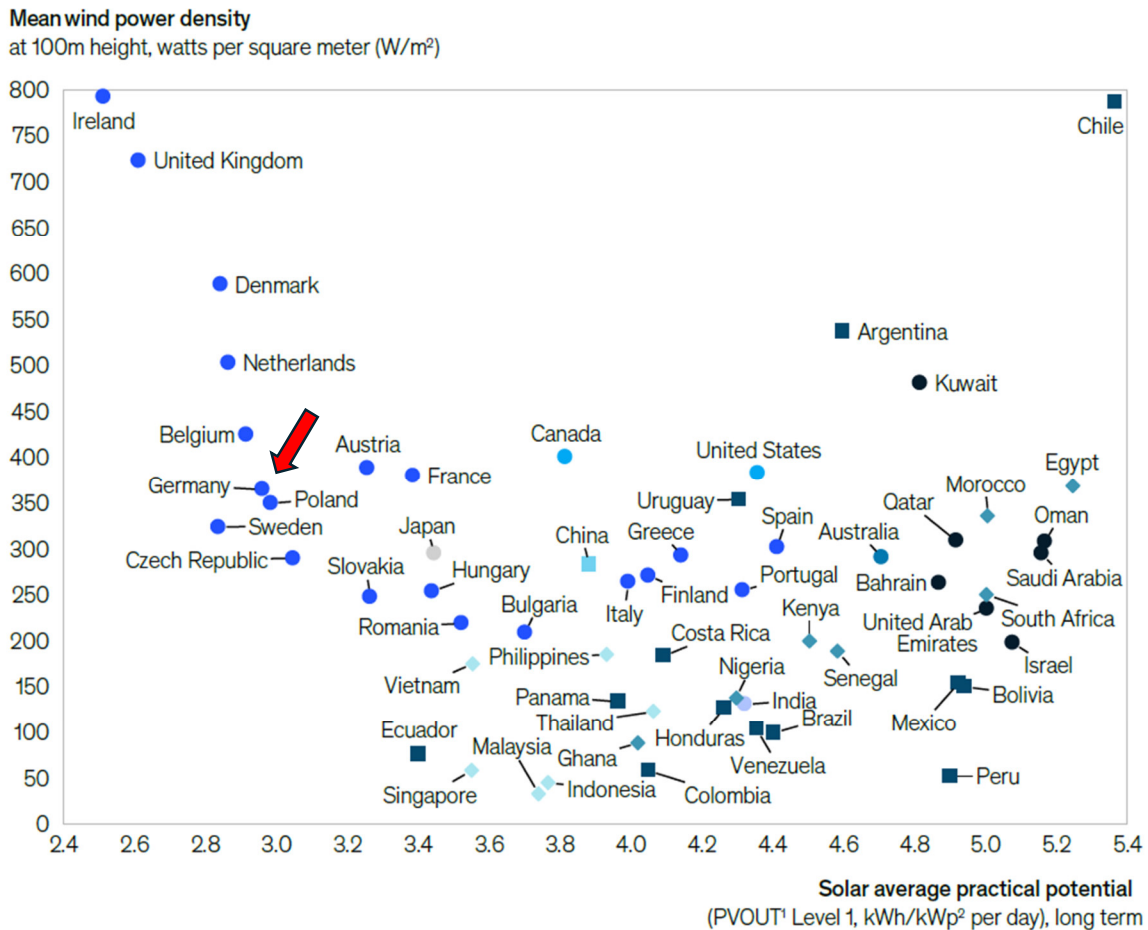


Abbildung 5: Renewable Power Potential by Country: Countries have significant differences in the potential for renewable power (McKinsey 2022)

Die Abbildung unterstreicht damit den zentralen Befund der Studie: Die künftige Strompolitik Deutschlands sollte sich nicht an politischen Ausbauzielen für erneuerbare Energien, sondern an den realen Standortbedingungen, den daraus resultierenden Stromsystemkosten einzelner Energieträger und der Notwendigkeit einer robusten Stromversorgung mit international wettbewerbsfähigen Systemkosten orientieren.

### 4.3 Strategische Handlungsempfehlungen

Aus den Ergebnissen der Untersuchung lassen sich aus Sicht der Autoren mehrere strategische Schlussfolgerungen ableiten.

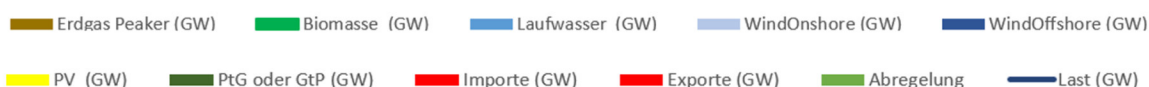
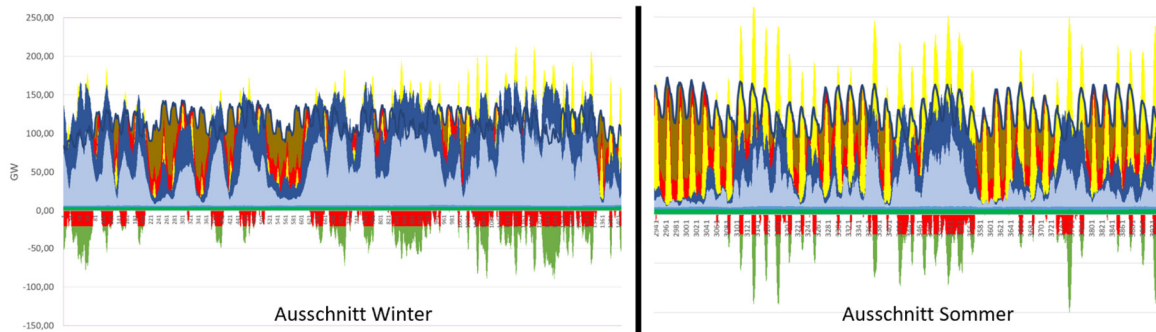
- **Erstens:** Die nationale Energiepolitik im Strombereich sollte sich stärker an den **volkswirtschaftlichen Stromsystemkosten** orientieren. Der weitere Ausbau fluktuierender Erzeugung sollte so ausgestaltet werden, dass Systemkosten, Standortqualität, Netzintegration und Versorgungssicherheit stärker berücksichtigt werden. Förderlogiken, Netzanschlussregeln und Marktdesign sollten daher schrittweise darauf ausgerichtet werden, dass zusätzliche

Erzeugung dort erfolgt, wo sie auch systemisch und wirtschaftlich ohne Subventionen einen nachhaltigen Beitrag leistet.

- **Zweitens:** Der Ausbau von **Windkraft** und **Photovoltaik** sollte stärker systemisch eingebettet und ökonomisch selbsttragend werden.
- **Drittens:** Deutschland sollte den **Aufbau gesicherter, CO<sub>2</sub>-armer und grundlastfähiger Erzeugungsoptionen** nicht länger energiepolitisch ausblenden, sondern gemeinsam mit seinen europäischen Partnern als zweite tragende Säule des künftigen Stromsystems vorbereiten. Dazu gehört ein technologieoffener Ansatz, der Kernkraft als realistische Option einbezieht. Voraussetzung dafür wären passende politische und regulatorische Rahmenbedingungen.
- **Viertens:** Der Einsatz von **Carbon Capture and Storage** im Energiesektor sollte vor dem Hintergrund des aktuellen deutschen Rechtsrahmens nicht pauschal ausgeschlossen werden. Nachdem der Gesetzgeber mit der Ende November 2025 in Kraft getretenen Novelle des Kohlendioxid-Speicherungsgesetzes den Rechtsrahmen für Abscheidung, Transport und dauerhafte Speicherung von CO<sub>2</sub> erweitert hat, erscheint es sachgerecht, CCS-gestützte disponierbare Leistung dort energiepolitisch zu berücksichtigen, wo sie unter realistischen regulatorischen, wirtschaftlichen und infrastrukturellen Bedingungen einen Beitrag zur Versorgungssicherheit und zur Begrenzung von Stromsystemkosten leisten kann.
- **Fünftens:** Die Einsatzbereiche von elektrolytisch erzeugtem **Wasserstoff** sollten angemessen differenziert und darauf basierend entsprechend priorisiert werden. Grüner Wasserstoff kann für ein klimaneutrales Deutschland in bestimmten Anwendungen unverzichtbar sein. Die Szenarioanalyse deutet jedoch darauf hin, dass seine großskalige Nutzung zur saisonalen Stromspeicherung und Rückverstromung im Stromsystem besonders kostenintensiv sein wird. Daraus folgt, dass Wasserstoff vorrangig dort eingesetzt werden sollte, wo er systemisch besonders wertvoll ist und keine kostengünstigeren Alternativen zur Verfügung stehen.
- **Sechstens:** Die **Strom-Importabhängigkeit des Stromsystems** mit hohem Anteil erneuerbarer Erzeugung sollte energiepolitisch nicht unterschätzt werden. Stromhandel bleibt sinnvoll und notwendig, kann aber den Bedarf an einer ausreichend großen **inländischen gesicherten Erzeugungskapazität** nicht ersetzen. Ein Stromsystem, das in großem Umfang auf passgenaue Strom-Importe in Knappheitsphasen angewiesen ist, erhöht seine Verwundbarkeit in Krisen- und Stresslagen.

# 5 Anlage: Detaildaten zu den Rechnungen

## 5.1 80 Prozent-Erneuerbare (Osterpaket) optimiert mit Erdgas-Peaker



Osterpaket	install. Peak-Leistung	erzeugt. Elektr. Energie	LCOE	Kosten	Kostenanteil
Wind onshore	154 GW	261.404 GWh	71 €/MWh	18.431.908.640 €	42%
PV	212 GW	198.807 GWh	85 €/MWh	16.806.490.669 €	
Wind offshore	72 GW	252.458 GWh	113 €/MWh	28.489.248.132 €	
Biomasse		43.552 GWh	70 €/MWh	3.048.616.624 €	3%
Laufwasser		17.933 GWh	50 €/MWh	896.646.114 €	
PtG	0 GW	0 GWh	61 €/MWh	- €	0%
GtP	0 GW	0 GWh	0 €/MWh	- €	
Speicherkosten		0 GWh	35 €/MWh	- €	
Erdgas Peaker (mit CCS)	94 GW	157.904 GWh	292 €/MWh	46.051.055.368 €	30%
KKW	0 GW	0 GWh	0 €/MWh	- €	0%
GUD-KW (mit CCS)				- €	
Exporte	20 GW	-47.634 GWh	78 €/MWh	- 3.715.444.071 €	2%
Importe	20 GW	101.735 GWh	72 €/MWh	7.324.916.174 €	
Verteilnetz bez. auf Zubau		161.267 GWh	111 €/MWh	17.887.797.496 €	23%
Übertragungsnetz bez. auf Zubau		566.460 GWh	29 €/MWh	16.635.060.918 €	
<b>Summe Kosten Erzeugung</b>				<b>151.856.296.064 €</b>	
LSCOE ohne Netzkosten			124 €/MWh		
LSCOE mit Kosten Netzbau			160 €/MWh		
vorhandene Netzkosten			37 €/MWh		
LSCOE			<b>197 €/MWh</b>		

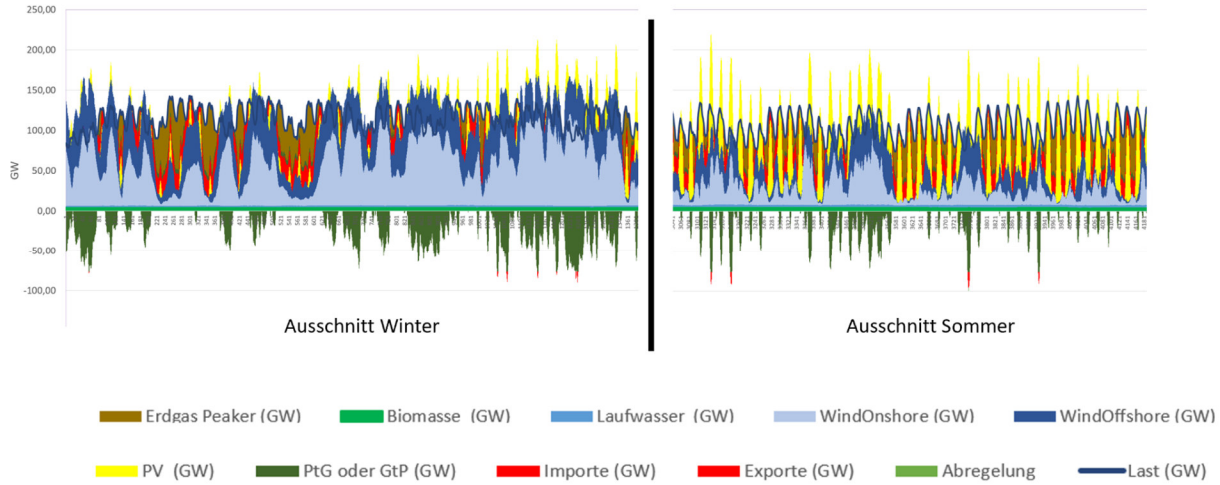
<b>Vertrieb, Marge, Steuern, Abgaben</b>	59 €/MWh	30%
<b>Stromdurchschnittspreisindikation</b>	<b>256 €/MWh</b>	

<b>max. Last / Bedarf</b>	<b>148 GW</b>	<b>949.443 GWh</b>	
Unterdeckung		259.517 GWh	27%
Überdeckung		84.228 GWh	9%
installierte Leistung fEE	439 GW		296%
max./Summe/Anteil Abregelung	-87 GW	-36.269 GWh	-4%
Betrag max. Änderung fEE in 24h	110 GW		
Anteil EE an Bedarf			78%
Vollstd. Elektrolyseur			0 h
Vollstd. GtP			0 h
Vollstd. Erdgas Peaker			1.680 h
Nutzungsdauer Interkonnektor			85%
gespeicherte elektr. Energie		123 GWh	0,0 d



vollständige Auslastung Import	4.474 h	51%
vollständige Auslastung Export	1.741 h	20%

## 5.2 80 Prozent-Erneuerbare (Osterpaket) reduzierte Menge Erdgas -Peaker



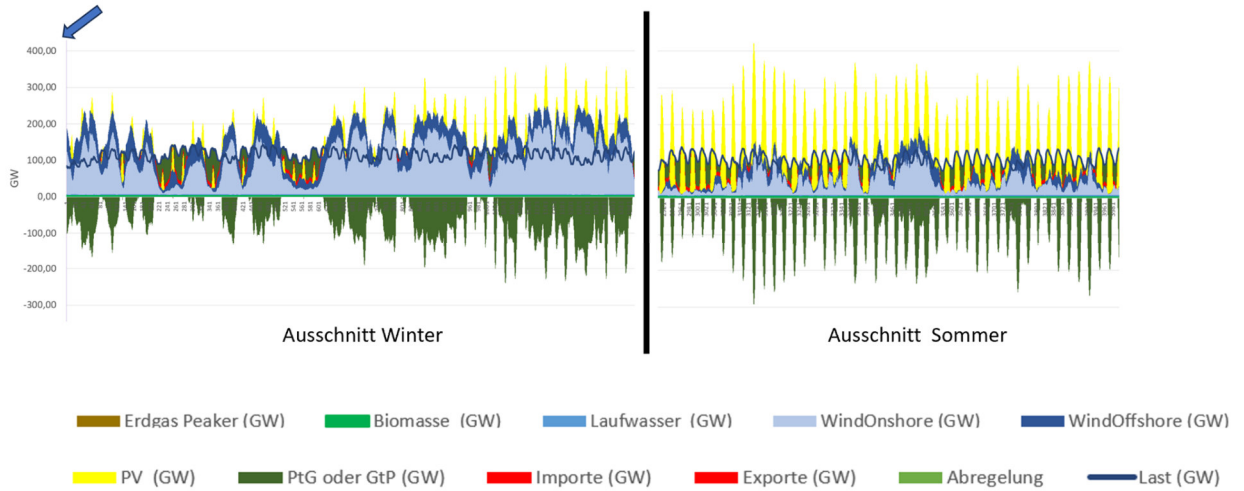
Osterpaket Peaker reduziert	install. Peak-Leistung	erzeugt. Elektr. Energie	LCOE	Kosten	Kostenanteil
Wind onshore	154 GW	261.404 GWh	71 €/MWh	18.431.908.640 €	38%
PV	212 GW	198.807 GWh	85 €/MWh	16.806.490.669 €	
Wind offshore	72 GW	252.458 GWh	113 €/MWh	28.489.248.132 €	
Biomasse		43.552 GWh	70 €/MWh	3.048.616.624 €	2%
Laufwasser		17.933 GWh	50 €/MWh	896.646.114 €	
PtG	76 GW	83.660 GWh	223 €/MWh	18.640.914.207 €	13%
GtP	5 GW	22.955 GWh	23 €/MWh	535.238.247 €	
Speicherkosten		83.660 GWh	35 €/MWh	2.928.093.234 €	
Erdgas Peaker (mit CCS)	89 GW	134.827 GWh	304 €/MWh	40.971.067.697 €	25%
KKW	0 GW	0 GWh	0 €/MWh	- €	0%
GUD-KW (mit CCS)				- €	
Exporte	20 GW	-524 GWh	78 €/MWh	- 40.861.516 €	4%
Importe	20 GW	101.735 GWh	72 €/MWh	7.324.916.174 €	
Verteilnetz bez. auf Zubau		161.267 GWh	73 €/MWh	11.804.962.600 €	17%
Übertragungsnetz bez. auf Zubau		566.460 GWh	29 €/MWh	16.635.060.918 €	
<b>Summe Kosten Erzeugung</b>				<b>166.472.301.739 €</b>	
LSCOE ohne Netzkosten			145 €/MWh		
LSCOE mit Kosten Netzzubau			175 €/MWh		
vorhandene Netzkosten			37 €/MWh		
LSCOE			212 €/MWh		

<b>Vertrieb, Marge, Steuern, Abgaben</b>	64 €/MWh	30%
<b>Stromdurchschnittspreisindikation</b>	<b>276 €/MWh</b>	

max. Last / Bedarf	148 GW	949.443 GWh		
Unterdeckung		259.517 GWh	27%	flukt. Erzeugung Flexibilitätsoptionen disponible Erzeugung Netze
Überdeckung		84.228 GWh	9%	
installierte Leistung fEE	439 GW		296%	
max./Summe/Anteil Abregelung	-11 GW	-44 GWh	0%	
Betrag max. Änderung fEE in 24h	110 GW			
Anteil EE an Bedarf			75%	
Vollstd. Elektrolyseur			1.097 h	
Vollstd. GtP			4.306 h	
Vollstd. Erdgas Peaker			1.521 h	
gespeicherte elektr. Energie		6.660 GWh	2,6 d	
vollständige Auslastung Import			4.474 h	51%
vollständige Auslastung Export			7 h	0%

### 5.3 100 Prozent Erneuerbare

Hinweis: Aufgrund der starken Schwankungen in der Erzeugung im Fall 100 Prozent fEE wurde die Skalierung der Darstellung geändert: der Maximalwert der Skala beträgt hier 400 GW anstatt 200 GW

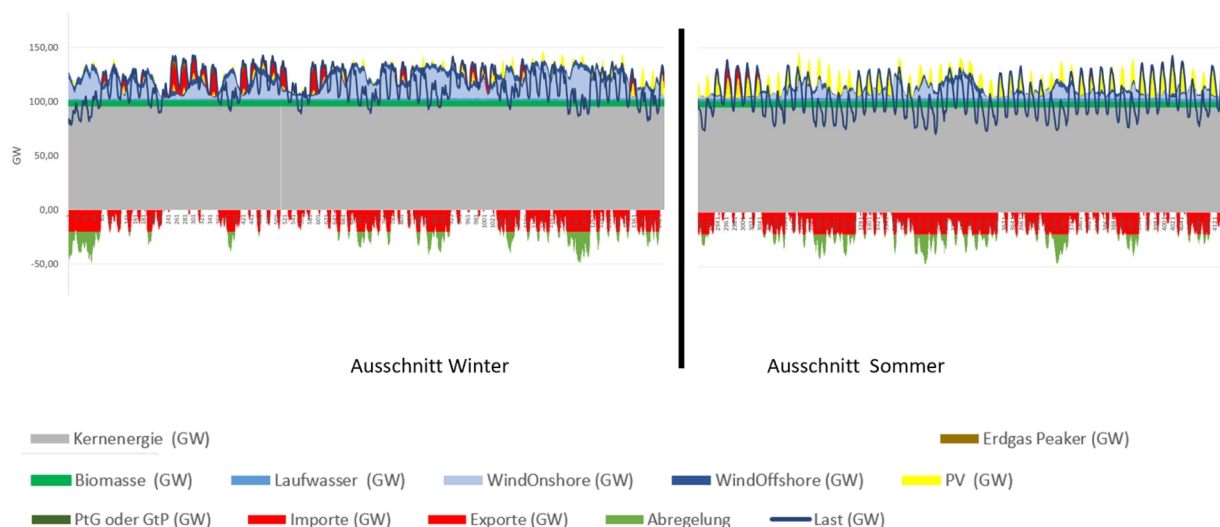


100% fEE	install. Peak-Leistung	erzeugt. Elektr. Energie	LCOE	Kosten	Kostenanteil
Wind onshore	242 GW	409.840 GWh	71 €/MWh	28.898.276.121 €	35%
PV	476 GW	446.887 GWh	85 €/MWh	37.778.394.441 €	
Wind offshore	68 GW	236.337 GWh	113 €/MWh	26.669.976.747 €	
Biomasse		43.552 GWh	70 €/MWh	3.048.616.624 €	1%
Laufwasser		17.933 GWh	50 €/MWh	896.646.114 €	
PtG	265 GW	380.082 GWh	172 €/MWh	65.184.228.303 €	33%
GtP	102 GW	104.493 GWh	98 €/MWh	10.229.848.337 €	
Speicherkosten		380.082 GWh	35 €/MWh	13.302.881.027 €	
Erdgas Peaker (mit CCS)	0 GW	0 GWh	0 €/MWh	- €	0%
KKW	0 GW	0 GWh	0 €/MWh	- €	0%
GUD-KW (mit CCS)				- €	
Exporte	20 GW	0 GWh	78 €/MWh	8 €	2%
Importe	20 GW	70.484 GWh	72 €/MWh	5.074.833.299 €	
Verteilnetz bez. auf Zubau		409.347 GWh	111 €/MWh	45.404.951.967 €	29%
Übertragungsnetz bez. auf Zubau		967.921 GWh	34 €/MWh	33.209.625.038 €	
<b>Summe Kosten Erzeugung</b>				<b>269.698.278.009 €</b>	
LSCOE ohne Netzkosten			201 €/MWh		
LSCOE mit Kosten Netzbau			284 €/MWh		
vorhandene Netzkosten			37 €/MWh		
<b>LSCOE</b>			<b>321 €/MWh</b>		
<b>Vertrieb, Marge, Steuern, Abgaben</b>			96 €/MWh	30%	
<b>Stromdurchschnittspreisindikation</b>			<b>418 €/MWh</b>		

<b>max. Last / Bedarf</b>	<b>148 GW</b>	<b>949.443 GWh</b>		
Unterdeckung		174.976 GWh	18%	
Überdeckung		380.082 GWh	40%	
installierte Leistung fEE	786 GW		530%	
max./Summe/Anteil Abregelung	0 GW	0 GWh	0%	
Betrag max. Änderung fEE in 24h	215 GW			
Anteil EE an Bedarf			93%	
Vollstd. Elektrolyseur			1.433 h	
Vollstd. GtP			1.025 h	
Vollstd. Erdgas Peaker			0 h	
Nutzungsdauer Interkonnektor			40%	
gespeicherte elektr. Energie		25.737 GWh	9,9 d	

flukt. Erzeugung  
Flexibilitätsoptionen  
gesicherte Kapazität  
Export/Import

## 5.4 Kostenminimum (Modell europäischer Wettbewerb)



Kostenminimum	install. Peak-Leistung	erzeugt. Elektr. Energie	LCOE	Kosten	Kostenanteil
Wind onshore	43 GW	72.612 GWh	71 €/MWh	5.119.983.241 €	13%
PV	40 GW	37.511 GWh	85 €/MWh	3.171.042.411 €	
Wind offshore	7 GW	25.246 GWh	113 €/MWh	2.848.960.227 €	
Biomasse		43.552 GWh	70 €/MWh	3.048.616.624 €	5%
Laufwasser		17.933 GWh	50 €/MWh	896.646.114 €	
PtG	0 GW	331 GWh	42 €/MWh	13.865.963 €	0%
GtP	0 GW	88 GWh	457 €/MWh	40.191.325 €	
Speicherkosten		331 GWh	35 €/MWh	11.581.544 €	
Erdgas Peaker (mit CCS)	20 GW	826 GWh	4.855 €/MWh	4.011.035.202 €	5%
KKW	96 GW	838.717 GWh	82 €/MWh	69.080.935.302 €	83%
GUD-KW (mit CCS)				- €	
Exporte	20 GW	-87.614 GWh	78 €/MWh	- 6.833.870.265 €	-6%
Importe	20 GW	21.918 GWh	72 €/MWh	1.578.101.889 €	
Verteilnetz bez. auf Zubau		-29 GWh	111 €/MWh	- 3.221.844 €	0%
Übertragungsnetz bez. auf Zubau		169 GWh	32 €/MWh	5.362.354 €	
<b>Summe Kosten Erzeugung</b>				<b>82.989.230.088 €</b>	
LSCOE ohne Netzkosten			87 €/MWh		
LSCOE mit Kosten Netzzubau			87 €/MWh		
vorhandene Netzkosten			37 €/MWh		
LSCOE			<b>125 €/MWh</b>		
<b>Vertrieb, Marge, Steuern, Abgaben</b>			37 €/MWh	30%	
<b>Stromdurchschnittspreisindikation</b>			<b>162 €/MWh</b>		

max. Last / Bedarf	148 GW	949.443 GWh		
Unterdeckung		22.832 GWh	2%	flukt. Erzeugung Flexibilitätsoptionen disponible Erzeugung Netze
Überdeckung		108.959 GWh	11%	
installierte Leistung fEE	90 GW		61%	
max./Summe/Anteil Abregelung	-33 GW	-21.015 GWh	-2%	
Betrag max. Änderung fEE in 24h	21 GW			
Anteil EE an Bedarf			18%	
Vollstd. Elektrolyseur			6.267 h	
Vollstd. GtP			219 h	
Vollstd. Erdgas Peaker			42 h	
Nutzungsdauer Interkonnektor			63%	
gespeicherte elektr. Energie		61 GWh	0,0 d	

## 6 Literaturverzeichnis

- acatech. „Kernspaltung, Erdgas, Geothermie, Kernfusion: Welche Rolle spielen Grundlastkraftwerke in Zukunft? (Impuls).“ <https://www.acatech.de/publikation/grundlastkraftwerke/>, 2024.
- ACER. „European hydrogen markets, 2025 Monitoring Report.“ <https://www.acer.europa.eu/monitoring/European-hydrogen-markets-2025>, Dez. 2025, S. 41.
- Agora. „Klimaneutrales Deutschland. Von der Zielsetzung zur Umsetzung.“ 2024.
- André D. Thess, Ralph-Uwe Dietrich, Yoga Rahmat und Moritz Raab. *Namibischer Wasserstoff: Champagner oder Mineralwasser für das deutsche Energiesystem?* [https://www.igte.uni-stuttgart.de/dokumente/dokumente\\_es/2025-Wasserstoff-et.pdf](https://www.igte.uni-stuttgart.de/dokumente/dokumente_es/2025-Wasserstoff-et.pdf): Energiewirtschaftliche Tagesfragen 75. Jg, 2025, Heft 11, S. 14 - 18.
- Ariadne (PIK, FhG, TUN, ETH). „Die Energiewende kosteneffizient gestalten: Szenarien zur Klimaneutralität 2045.“ März 2025.
- BCG. „Energiewende auf Kurs bringen Impulse für eine wettbewerbsfähigere Energiepolitik.“ März 2025.
- Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWE). „Reallabore der Energiewende.“ <https://www.energieforschung.de/fokusthemen/reallabore-der-energie-wende>, kein Datum.
- Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz (BMWK). „Fortschreibung der Nationalen Wasserstoffstrategie.“ <https://www.bundeswirtschaftsministerium.de/Redaktion/DE/Publikationen/Energie/fortschreibung-nationale-wasserstoffstrategie.html>, 2023.
- Bundesnetzagentur.  
„Kraftwerksliste.“ <https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Fachthemen/ElektrizitaetundGas/Versorgungssicherheit/Erzeugungskapazitaeten/Kraftwerksliste/start.html>, November 2024.
- EWI. „Abschätzung der Netzausbaukosten und die resultierenden Netzentgelte für Baden-Württemberg und Deutschland zum Jahr 2045.“ <https://www.dvgw.de/medien/dvgw/verein/presse/download/nutzungskosten/fohlen-ewi-stromnetzentgelte.pdf>, 2024.
- EWI, Dr. Philip Schnaars, Amir Ashour Novirdoust, Stephan Terhorst. „Investitionen der Energiewende bis 2030, Investitionsbedarf im Verkehrs-, Gebäude- und Stromsektor.“ [https://www.ewi.uni-koeln.de/cms/wp-content/uploads/2024/03/20240306\\_Investitionen-der-Energiewende-bis-2030.pdf](https://www.ewi.uni-koeln.de/cms/wp-content/uploads/2024/03/20240306_Investitionen-der-Energiewende-bis-2030.pdf), 2023.

- Falko Ueckerdt, Lion Hirth, Gunnar Luderer, Ottmar Edenhofer. „System LCOE: What are the costs of variable renewables?“ <https://www.sciencedirect.com/science/article/abs/pii/S0360544213009390?via%3Dihub>, 2013, 61-75.
- Frontier Economics. *NEUE WEGE FÜR DIE ENERGIEWENDE ("Plan B")*. <https://www.frontier-economics.com/media/u1vbsfop/frontier-dihk-energiewende-plan-b-03092025-stc-update-stc.pdf>, 2025, September.
- frontier economics. „WERT VON GROßBATTERIESPEICHERN IM DEUTSCHEN STROMSYSTEM.“ [https://www.frontier-economics.com/media/jmxlrpul/frontier-economics\\_wert-von-bess-im-deutschen-stromsystem\\_-final-report.pdf?](https://www.frontier-economics.com/media/jmxlrpul/frontier-economics_wert-von-bess-im-deutschen-stromsystem_-final-report.pdf?), 2023.
- Hirth, Lion. „The Optimal Share of Variable Renewables.“ <http://dx.doi.org/10.5547/01956574.36.1.5>, 2015, 127 - 162.
- Hirth, Lion. „The Total Cost of Power Supply.“ 2026.
- Idel, Robert. „Levelized Full System Costs of Electricity.“ <https://www.sciencedirect.com/science/article/abs/pii/S0360544222018035>, 2022.
- J. Jurasz, F.A. Canales, A. Kies, M. Guezgouz, A. Beluco. „A review on the complementarity of renewable energy sources: Concept, metrics, application and future research directions.“ *Solar Energy*, Nr. 195 (January 2020): 703-724.
- McKinsey. „The energy transition: A region-by-region agenda for near-term action.“ 2022.
- Nationale Organisation Wasserstoff- und Brennstoffzellentechnologie (NOW). „Nationales Innovationsprogramm Wasserstoff- und Brennstoffzellentechnologie (NIP).“ <https://www.ptj.de/nip>, 2021, Dezember.
- NREL, National Renewable Energy Lab. „2024 Electricity ATB Technologies.“ <https://atb.nrel.gov/electricity/2024/technologies>, 2024.
- Plattform H2BW. „H2Global: Neues Förderinstrument für die Wasserstoffinfrastruktur.“ <https://www.plattform-h2bw.de/service/aktuelle-meldungen/meldungen-detail/h2global-neues-foerderinstrument-fuer-die-wasserstoffinfrastruktur>, 2023, Juni.
- QC Quantified Carbon. „Role of Nuclear in Germany's Decarbonisation.“ QC Quantified Carbon, <https://weplanet-dach.org/wp-content/uploads/2025/01/20241213-WePlanet-report.pdf>, 2024.
- UNECE. „Full System Cost of a Resilient and Carbon Neutral Electricity System.“ UNECE United Nations Economic Commission for Europe, [https://unece.org/sites/default/files/2025-09/GECES-21\\_2025\\_INF.2%20-](https://unece.org/sites/default/files/2025-09/GECES-21_2025_INF.2%20-)

%20Understanding%20the%20Full%20System%20Cost%20of%20the%20Electricity%20System.pdf, 2025.

Veronika Grimm, Leon Oechsle, Gregor Zöttl. „Stromgestehungskosten von Erneuerbaren sind kein guter Indikator für zukünftige Stromkosten.“ *Wirtschaftsdienst*, Juni 2024.

Wallmann, Klaus. *CO2-Speicherung unter der deutschen Nordsee?* .  
[https://cdmare.de/wp-content/uploads/2025/04/geostor\\_ergebnisse\\_phase1.pdf](https://cdmare.de/wp-content/uploads/2025/04/geostor_ergebnisse_phase1.pdf): GEOMAR  
Helmholtz-Zentrum für Ozeanforschung Kiel , April 2025.

## 7 Anhänge

### 7.1 Exkurs: Stromaustausch Deutschlands mit den Nachbarländern

In vielen Studien zur zukünftigen Entwicklung des deutschen Stromsystems wird unterstellt, dass Deutschland auf dem derzeit politisch vorgesehenen Ausbaupfad künftig in deutlich größerem Umfang Strom aus dem Ausland importieren wird. Hintergrund ist, dass die verbleibende inländische gesicherte Leistung an einer Reihe von Stunden oder Tagen im Jahr nicht ausreicht, um die Last vollständig zu decken. Damit gewinnt die Frage an Bedeutung, in welchem Umfang grenzüberschreitender Stromimport künftig tatsächlich verfügbar, technisch nutzbar und wirtschaftlich tragfähig sein wird.

Ein solcher Pfad setzt nicht nur einen Ausbau der Interkonnektoren zwischen Deutschland und seinen Nachbarländern voraus. Er unterstellt zugleich, dass diese Leitungen in den jeweiligen Knappheitsstunden tatsächlich für den Import nach Deutschland nutzbar sind und dass auf der anderen Seite ausreichend Erzeugungskapazitäten verfügbar sind. Deutschland verfolgt in seinem Netzentwicklungsplan einen deutlichen Ausbau der Grenzkuppelkapazitäten. Auch auf europäischer Ebene wird die Strommarktintegration vorangetrieben. Die europäische Strommarktordnung sieht vor, dass ein wachsender Anteil der grenzüberschreitenden Übertragungskapazität dem Handel zur Verfügung gestellt werden soll. Hierzu müssen nicht nur Koppelstellen ausgebaut werden, sondern auch die Verteilung der erheblichen Lastflüsse im jeweiligen Inland sichergestellt sein.

Für die vorliegende Studie wurde bei der Bewertung dieser Entwicklung bewusst eine vorsichtige Perspektive gewählt. Die im Jahr 2024 tatsächlich verfügbare und genutzte grenzüberschreitende Kapazität lag bei rund 17 GW. In den Szenarien wird deshalb eine Interkonnektorenkapazität von 20 GW unterstellt. Die in der Studie verwendete Annahme von 20 GW Interkonnektorenkapazität ist eher als günstiger Referenzfall, denn als restriktive Setzung zu verstehen. Sie unterstellt, dass Deutschland im Bedarfsfall in relevantem, aber nicht beliebigem Umfang auf Stromimporte zurückgreifen kann. Gerade weil diese Annahme für Deutschland eher vorteilhaft ist, gilt: Eine geringere reale Verfügbarkeit oder höhere Preisbildung im Ausland würde die hier ausgewiesenen Stromsystemkosten tendenziell erhöhen.

Gegen eine deutlich weitergehende Kapazitätsannahme sprechen mehrere Gründe. Erstens ist die grenzüberschreitend nutzbare Kapazität keine statische Größe, sondern hängt von innerdeutschen und grenzüberschreitenden Netzengpässen ab. Zweitens kann selbst ein technischer Ausbau der Interkonnektoren nicht garantieren, dass in den Nachbarländern gerade in Phasen deutscher Unterdeckung tatsächlich frei verfügbare und sofort einsatzfähige Stromerzeugungskapazität vorhanden sind. Drittens führt ein wachsender Importbedarf Deutschlands in Knappheitsphasen tendenziell zu steigenden Preisen auch in den Lieferländern, was politische und ökonomische Vorbehalte gegen einen sehr weitgehenden Ausbau passgenauer Lieferbeziehungen verstärken kann.

Hinzu kommt, dass großräumige Wetterlagen in Nordwesteuropa die Gleichzeitigkeit von Knappheitsphasen erhöhen können. Gerade in Zeiten geringer Wind- und Solareinspeisung in Deutschland ist daher nicht selbstverständlich, dass Nachbarländer dauerhaft in der Lage und bereit sein werden, große Mengen Strom zu liefern. Sollte es gleichwohl zu einer deutlichen Ausweitung tatsächlich verfügbarer Importmengen kommen, wäre zusätzlich offen, zu welchen Preisen diese Strommengen bereitgestellt werden könnten.

Vor diesem Hintergrund verwendet die Studie für Stromimport und -export bewusst zurückhaltende Annahmen. Die gewählte Interkonnektorenkapazität von 20 GW und die zugrunde gelegten historischen Preisrelationen stellen aus Sicht der Autoren keinen pessimistischen, sondern eher einen günstigen Referenzfall dar. Die Szenarienrechnung unterstellt damit keinen restriktiven Sonderfall, sondern einen plausiblen, für Deutschland tendenziell vorteilhaften Rahmen. Sollte sich der grenzüberschreitende Stromhandel in der Realität als weniger verfügbar oder teurer erweisen, würden die ausgewiesenen Stromsystemkosten entsprechend höher ausfallen.

## 7.2 Exkurs: Aspekte des Imports von grünem Wasserstoff zur Stromerzeugung in Deutschland

Einige Szenarien zur Klimaneutralität Deutschlands unterstellen, dass ein erheblicher Teil des künftig benötigten grünen Wasserstoffs kostengünstig importiert werden kann. Dies betrifft insbesondere jene Systemarchitekturen, in denen Wasserstoff als saisonaler Speicher für das Stromsystem dienen und/oder zusätzlich in Industrie, Wärme und Verkehr zum Einsatz kommen soll. Für die Bewertung der hier gerechneten Stromsysteme ist daher zu klären, inwieweit ein großskaliger Import von grünem Wasserstoff zu deutlich günstigeren Kosten als die inländische Produktion tatsächlich realistisch erscheint.

Die vorliegende Studie verzichtet bewusst auf die Annahme umfangreicher Wasserstoffimporte für die Stromerzeugung. Der Grund hierfür liegt nicht in einer prinzipiellen Ablehnung internationaler Wasserstoffmärkte, sondern in der Einschätzung, dass die hierfür häufig unterstellten Preis- und Mengengerüste derzeit nur begrenzt belastbar sind. Neuere Untersuchungen zeigen, dass RED-II/RED-III-kompatibler grüner Wasserstoff aus bevorzugten Produktionsstandorten im Nahen Osten oder in Afrika nach Transport nach Nordwesteuropa vielfach nicht deutlich günstiger ist als inländisch erzeugter Wasserstoff. Dies gilt insbesondere dann, wenn nicht nur die Herstellungskosten, sondern auch Transport-, Umwandlungs- und Verteilkosten berücksichtigt werden.

Besonders kostenintensiv ist der Transport von reinem Wasserstoff über große Distanzen per Schiff. Kryogener Wasserstoff erfordert extrem tiefe Temperaturen und ist mit hohen Energieverlusten, technisch aufwendiger Handhabung und sogenannten boil-off-Verlusten verbunden. Theoretisch könnte pipelinegebundener Wasserstoff aus Nordafrika günstiger sein. Für solche Lieferketten bestehen bislang jedoch weder belastbare großskalige Infrastrukturen noch hinreichend gesicherte Vereinbarungen zu den Transportbedingungen und Transportentgelten über mehrere Transitländer

hinweg. Preis- und Mengenerwartungen bleiben deshalb aktuell mit hoher Unsicherheit behaftet.

Praktisch realistischer erscheint auf mittlere Sicht der Import von Wasserstoff in Form chemischer Trägermoleküle wie Ammoniak oder Methanol. Diese Stoffe werden bereits heute international in großem Maßstab transportiert. Sollen sie jedoch als Quelle für reinen Wasserstoff zur Stromerzeugung dienen, ist eine Rückumwandlung in Wasserstoff erforderlich, die technisch aufwendig und energieintensiv ist. Dadurch steigen die Kosten erneut erheblich. Ökonomisch näherliegend ist daher ein unmittelbarer Einsatz solcher Moleküle in denjenigen Sektoren, in denen heute bereits dieselben fossilen Moleküle genutzt werden, etwa in der Chemieindustrie oder perspektivisch in spezifischen industriellen Anwendungen.

Für die Stromerzeugung bedeutet dies: Ein großskaliger Import von grünem Wasserstoff kann nach heutigem Kenntnisstand nicht als kostengünstige Standardlösung zur Absicherung eines stark fluktuierenden Stromsystems vorausgesetzt werden. Die vorliegende Studie folgt daher bewusst einem vorsichtigen Ansatz und unterstellt keine umfangreichen H<sub>2</sub>-Importe für die saisonale Speicherung des Stromsystems. Damit vermeidet sie, die Kosten stark erneuerbar geprägter Stromsysteme durch derzeit nur eingeschränkt belastbare Importannahmen künstlich zu senken.

Dies schließt nicht aus, dass Deutschland künftig in erheblichem Umfang grüne Moleküle importieren könnte. Für die Frage der Stromsystemkosten ist jedoch entscheidend, dass ein solcher Import nicht ohne Weiteres als preiswerter Ersatz für teure inländische Flexibilitäts- und Speicheranforderungen behandelt werden kann. Solange die wirtschaftlichen und infrastrukturellen Voraussetzungen nicht belastbar geklärt sind, erscheint es methodisch sachgerechter, die Wasserstoffkosten für den Einsatz im Stromsystem primär aus inländischer Erzeugung und Speicherung heraus zu betrachten. Genau diesem Ansatz folgt die vorliegende Untersuchung.

### 7.3 Tabellen

	CAPEX €/kW(p)	Opex in % von CAPEX	Volllaststunden in h	Nutzungsdauer in a
PV-Anlagen	1.500	1	940	27
Wind onshore	1.749	2	1.700	27
Wind offshore	3.500	3	3.500	27
Erdgas-Peaker	800	2	variabel, je nach Szenario	50

Zus. für Carbon Capture (CC)	+1.400	2	identisch zum Kraftwerk	identisch zum Kraftwerk
KKW	6.000	2+5% für Rückbau und Endlagerung	8.000	65
Power to Gas Elektrolyseur	1.760	5	variabel, je nach Szenario	20
Power to Gas Wasserstoff-Gasturbine	1.221	2	variabel, je nach Szenario	40

Tabelle 4 Übersicht der für die Modellierung benutzten Kostendaten und Nutzungsdauern sowie weiterer zentraler Annahmen (*NREL 2024*)

Basisjahr der Last- und Erzeugungsprofile für die Skalierung	2022 mit einer zeitlichen Auflösung von 1 Stunde	
Skalierungsfaktor der Last	1,7 um einen Jahresbedarf von 950 TWh zu erreichen	
Erdgaskosten	40 € / MWh, keine Kosten für ETS	
Brennstoff für Kernkraft	10 € / MWh	
Carbon Capture & Storage	80 € / t (ohne Abscheidung und Konditionierung)	(Pipeline-Transport und Speicherung offshore)

Investitionen in die Übertragungsnetze	EWI: 301 Mrd. € bis 2045	Quelle: (EWI 2024)
Investitionen in die Verteilnetze	EWI: 431 Mrd. € bis 2045	(BNetzA: 270 Mrd. € bis 2045, weniger vollständig)
Stromimport bzw. Stromexport Ist-Werte 2024	Import: 77 TWh für durchschnittlich 72 €/MWh	Export: 49 TWh für durchschnittlich 78 €/MWh
Kapitalkosten (WACC)	5 %	

Tabelle 5 Eingangsgrößen der Simulationsrechnung



**WWW.GLOBAL-ENERGY-SOLUTIONS.ORG**

[global-energy-solutions.org](http://global-energy-solutions.org)