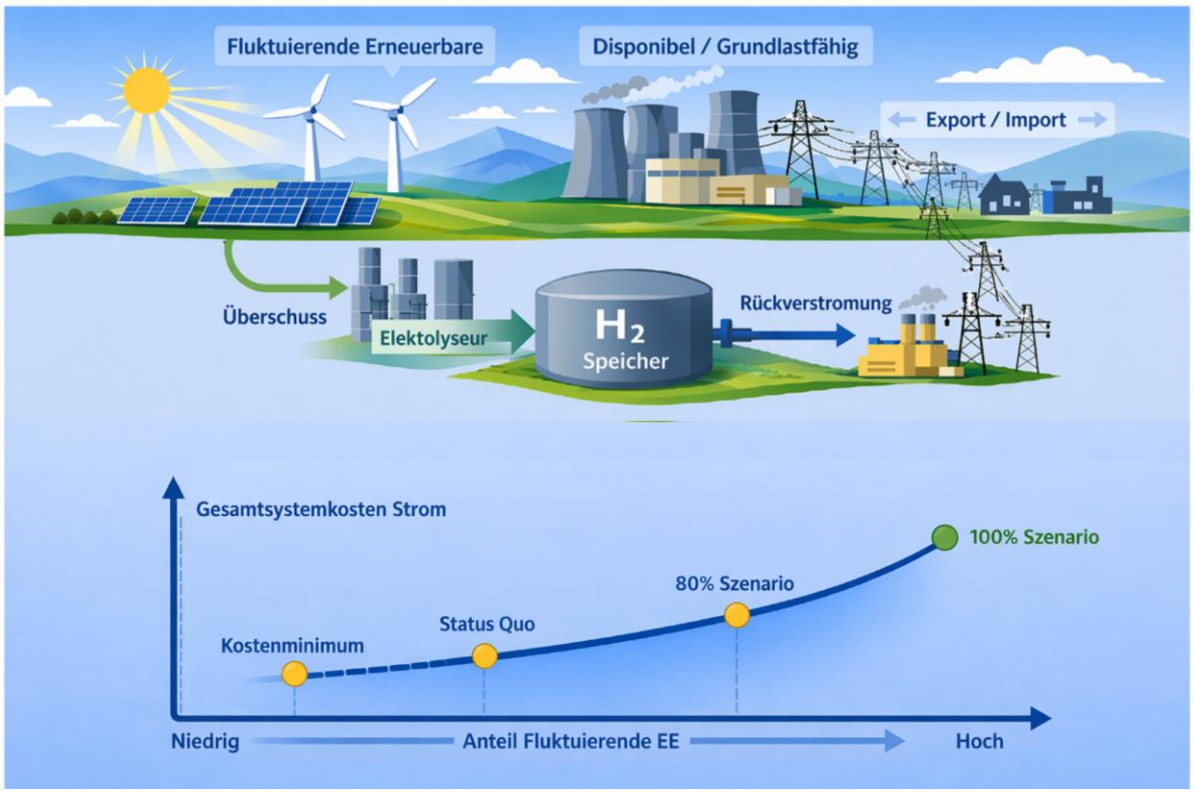
WWW.GLOBAL-ENERGY-SOLUTIONS.ORG

GLOBAL ENERGY SOLUTIONS

DER KLIMANEUTRALE STROMMIX DER ZUKUNFT

Eine Szenarioanalyse zu den Kosten des zukünftigen deutschen Stromsystems

OKTOBER 2026
Version 2.0



Autoren

Ulrich Begemann
ulrich.begemann@global-energy-solutions.org

Christof von Branconi
christof.branconi@global-energy-solutions.org

Thomas Frewer
thomas.frewer@global-energy-solutions.org

Global Energy Solutions e.V.
Lise-Meitner-Straße 9
D-89081 Ulm
office@global-energy-solutions.org

INHALTSVERZEICHNIS

ABBILDUNGSVERZEICHNIS 6

TABELLENVERZEICHNIS 6

ABKÜRZUNGSVERZEICHNIS 7

Executive Summary 9

1 Einleitung und Zielsetzung 12

2 Methodik und Annahmen 14

2.1 Beschreibung des Simulationsmodells 14

2.2 Nutzen und Grenzen 19

2.3 Eingangsgrößen 20

2.4 Ergebnisangaben 23

3 Betrachtete Szenarien 25

3.1 80 Prozent-Erneuerbare (Osterpaket) optimiert mit Erdgas-Peaker 26

3.1.1 Annahmen und Modellrestriktionen 26

3.1.2 Zentrale Ergebnisse 26

3.1.3 Wesentliche Kostentreiber 27

3.1.4 Systemische Risiken und Abhängigkeiten 27

3.1.5 Energiepolitische Einordnung 27

3.2 80 Prozent-Erneuerbare (Osterpaket) reduzierte Menge Erdgas**-Peaker** 28

3.2.1 Annahmen und Modellrestriktionen 28

3.2.2 Zentrale Ergebnisse 29

3.2.3 Wesentliche Kostentreiber 29

3.2.4 Systemische Risiken und Abhängigkeiten 29

3.2.5 Energiepolitische Einordnung 30

3.3 100 Prozent Erneuerbare 31
3.3.1 Annahmen und Modellrestriktionen 31
3.3.2 Zentrale Ergebnisse 31
3.3.3 Wesentliche Kostentreiber 32
3.3.4 Systemische Risiken und Abhängigkeiten 33
3.3.5 Energiepolitische Einordnung 33
3.4 Kostenminimum (Modell europäischer Wettbewerb) 34
3.4.1 Annahmen und Modellrestriktionen 34
3.4.2 Zentrale Ergebnisse 35
3.4.3 Wesentliche Kostentreiber 35
3.4.4 Systemische Risiken und Abhängigkeiten 36
3.4.5 Energiepolitische Einordnung 36

4 Schlussfolgerungen und Handlungsempfehlungen 37
4.1 Zentrale Befunde der Szenarioanalyse 37
4.2 Strukturelle Ursachen steigender Stromsystemkosten bei hohen fEE-Anteilen 40
4.3 Einordnung der Befunde 43
4.4 Strategische Handlungsempfehlungen 44

5 Anlage: Detaildaten zu den Rechnungen 46
5.1 80 Prozent-Erneuerbare (Osterpaket) optimiert mit Erdgas-Peaker 46
5.2 80 Prozent-Erneuerbare (Osterpaket) reduzierte Menge Erdgas-Peaker 47
5.3 100 Prozent Erneuerbare 48
5.4 Kostenminimum (Modell europäischer Wettbewerb) 49

6 Literaturverzeichnis 50

7 Anhänge 52
7.1 Exkurs: Stromaustausch Deutschlands mit den Nachbarländern 52

7.2 Exkurs: Aspekte des Imports von grünem Wasserstoff zur Stromerzeugung in Deutschland 53

7.3 Dokumentation verwendeter Eingangsgrößen und Definition der LSCOE 54

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) 9

Abbildung 2: Die Grundstruktur des GES-Simulationsmodells 13

Abbildung 3: Füllstand der Wasserstoffspeicherung im Jahresverlauf für das Szenario 100 Prozent fEE 32

Abbildung 4: Gesamtstromsystemkosten (LSCOE) als Funktion des fEE-Anteils 39

Abbildung 5: Renewable Power Potential by Country: Countries have significant differences in the potential for renewable power [11] 43

TABELLENVERZEICHNIS

Tabelle 1 Zentrale Modellannahmen der Simulation 17

Tabelle 2 Übersicht über die betrachteten Szenarien 24

Tabelle 3 Übersicht über wesentliche Vorgaben und Ergebnisse 38

Tabelle 4 Übersicht der für die Modellierung benutzten Kostendaten und Nutzungsdauern sowie weiterer zentraler Annahmen [5] 54

Tabelle 5 Eingangsgrößen der Simulationsrechnung 54

Tabelle 6: Abgrenzung der in der LSCOE-Berechnung berücksichtigten Kostenpositionen 57

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_2-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	Weighted Average Cost of Capital (gewichtete durchschnittliche Kapitalkosten)

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 fluktuierender 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 Stromspeicherung, 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.

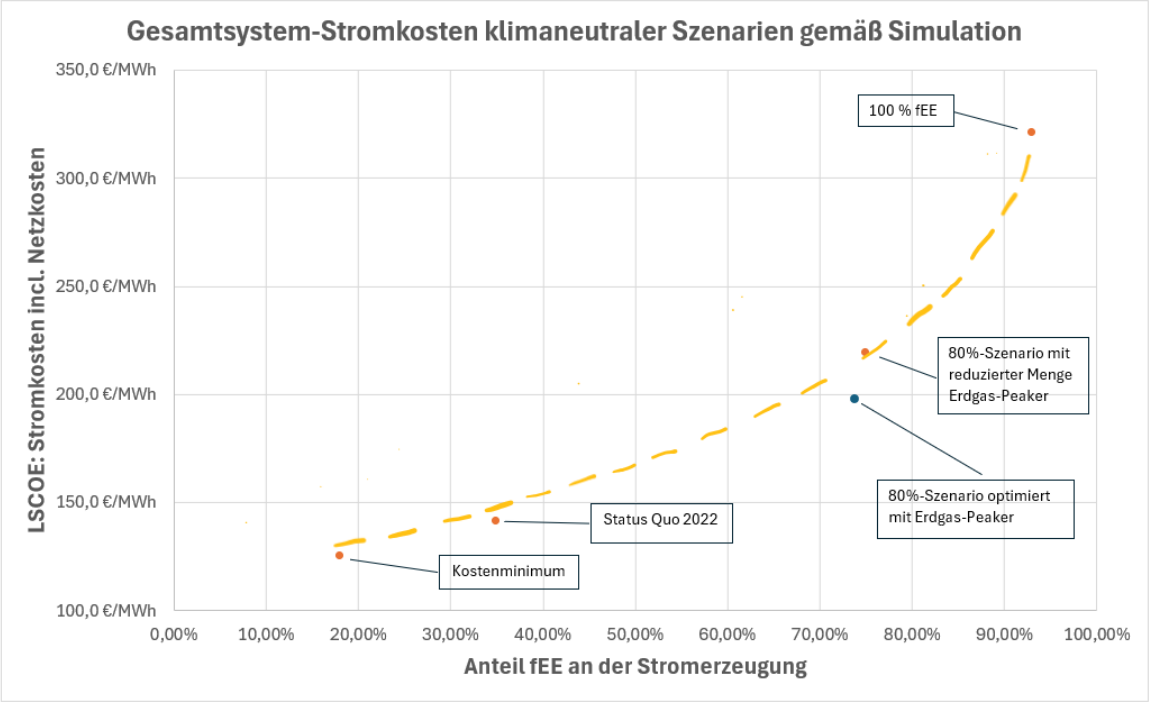


Abbildung 1: Gesamtstromsystemkosten (LSCOE) als Funktion des Anteils von Wind- & PV-basierter Stromerzeugung („Fluktuierende Erneuerbare“, fEE) in Deutschland (für eine detaillierte Erläuterung der Ergebnisse siehe Kapitel 4)

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 Gesamtsystemkosten auf. Hinzu kommen erhebliche Anforderungen an die Kapazität von Wasserstoffspeichern, passgenauen Stromimporten und umfassender Stromnetzinfrastruktur. 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_2-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, Preisaufschlägen 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 Szenarienvergleich 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_2-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 Batteriespeichern, 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 [1], [2], [3]. 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.[1] 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 werden 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 Vollkosten. Ferner können Preise in erheblichem Umfang durch Subventionen und staatliche Eingriffe beeinflusst werden. Jahresdurchschnittliche

[1] Das EWI schätzt die gesamtwirtschaftlichen Ausgaben der Energiewende im Stromsektor in Deutschland allein bis 2030 auf 1,9 Billionen Euro [13] und Agora [16] die Gesamtkosten der Klimaneutralität bis 2045 auf 11 Billionen Euro.

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_2-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 szenariospezifischen 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.

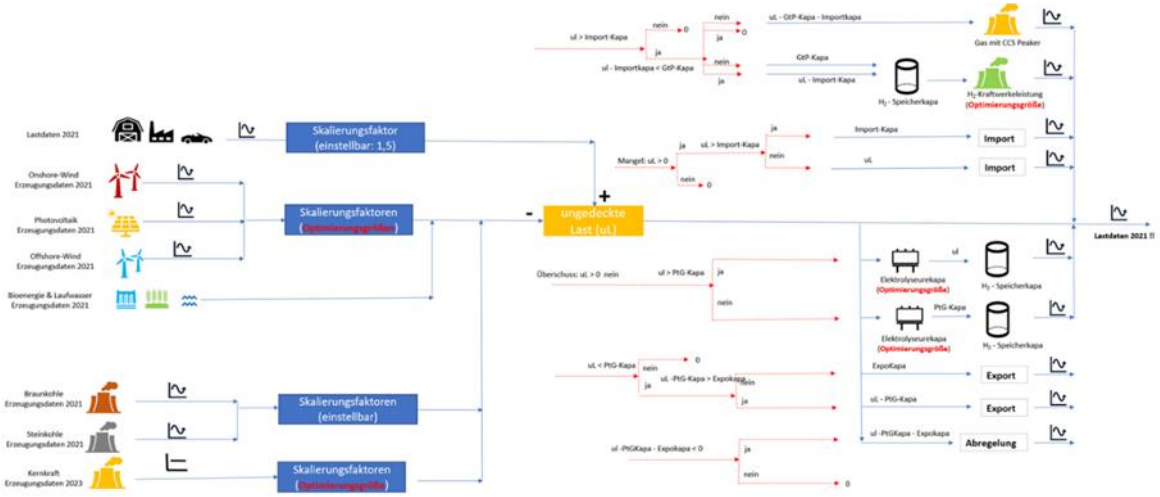


Abbildung 2: Die Grundstruktur des GES-Simulationsmodells

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.

Die proportionale Hochrechnung des Stromverbrauchs von 2022 auf 950 TWh unterstellt eine unveränderte zeitliche Laststruktur. Tatsächlich wird der zunehmende Einsatz elektrischer Wärmepumpen den Strombedarf insbesondere in den Wintermonaten und bei niedrigen Außentemperaturen überproportional erhöhen. Gleichzeitig sinkt bei Wärmepumpen mit abnehmender Außentemperatur die Effizienz, wodurch sich die winterlichen Lastspitzen zusätzlich verstärken. Gerade während kalter, windarmer Perioden steigt damit der Bedarf an gesicherter Leistung und saisonaler Speicherung. Da diese Veränderungen nicht gesondert modelliert werden, dürfte die gewählte Vereinfachung den zukünftigen Absicherungsbedarf eher unterschätzen und damit insbesondere die Kosten stark von Wind und Photovoltaik abhängiger Szenarien tendenziell zu günstig ausweisen. Eine belastbare Quantifizierung würde eine aufwendige, temperaturabhängige Modellierung der zukünftigen Verbrauchsstruktur erfordern.

Das Jahr 2022 wird dabei als typisches Referenzjahr für die innerjährlichen und tageszeitlichen Schwankungen von Verbrauch sowie wetterabhängiger Stromerzeugung verwendet. Die Beschränkung auf das Wetterjahr 2022 reduziert den Rechenaufwand und ermöglicht eine transparente Untersuchung grundlegender Systemzusammenhänge, ersetzt jedoch keine langfristige Mehrjahresbetrachtung. Historische Untersuchungen zeigen, dass in einzelnen Wintern, beispielsweise 1995/96, 1996/97 und 2016/17, besonders ausgeprägte und länger andauernde Phasen geringer Wind- und Solarstromerzeugung auftraten. Solche Extremereignisse werden durch die Betrachtung eines einzelnen Jahres nicht hinreichend berücksichtigt. Eine Auslegung des Stromsystems auf ungünstigere Wetterperioden erfordert insbesondere in stark von Wind und Photovoltaik abhängigen Szenarien höhere Kapazitäten für saisonale Speicherung, Rückverstromung und gesicherte Leistung und erhöht damit die Stromsystemkosten weiter [4].

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 szenariospezifischen Zubau an Erzeugung aus fluktuierenden Erneuerbaren wird ein zusätzlich erforderlicher Netzausbau unterstellt, da dieser Zubau in der Regel in Deutschland nicht verbrauchsnah 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 Elektrolyseure an ihrer Leistungsgrenze arbeiten, wird Strom bis zur (im Modell einstellbaren) Stromexportkapazität 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 Grenzen und Kosten eines Systems, das stärker auf Strom- und Wasserstoffimporte setzt, wird weiter 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. Die Stromerzeugung aus Laufwasserkraft und Biomasse wird in allen Berechnungen aufgrund des begrenzten Ausbaupotenzials mit den derzeit vorhandenen Kapazitäten und ihrer jährlich erzeugten Energiemenge berücksichtigt[2].

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_2-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

[2] Der für Strom aus Biomasse angesetzte Kostenwert von 70 €/MWh liegt deutlich unter neueren deutschen Kostenabschätzungen, die insbesondere für Biogasanlagen häufig Werte von 200 €/MWh und mehr ausweisen. Da Erzeugungsmenge und Anlagenkapazität der Biomasse in allen Szenarien konstant gehalten werden, führt dieser Ansatz zwar zu einer Unterschätzung der absoluten Stromsystemkosten, verändert jedoch nicht die berechneten Kostenabstände zwischen den Szenarien.

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[3]. 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 entsprechen somit den zukünftig weitgehend unveränderten Stromkosten. Die gelegentlich zu hörende Annahme „Einmal investieren, und dann sind wir durch“ entspricht nicht den technischen und betriebswirtschaftlichen Realitäten. Tabelle 6 zeigt die bei der LSCOE-Berechnung berücksichtigten und nicht berücksichtigten Kostenpositionen.

Für die im Modell überwiegend als flexible Reserveleistung eingesetzten Erdgas-Gasturbinen wird eine Nutzungsdauer von 50 Jahren unterstellt. Dieser Wert ist vergleichsweise optimistisch, da für Gasturbinenkraftwerke häufig wirtschaftliche beziehungsweise technische Nutzungsdauern von etwa 25 bis 30 Jahren angesetzt werden. Bei gering ausgelasteten Gasturbinen können zwar deutlich längere Betriebszeiten erreicht werden; maßgeblich für die tatsächliche Lebensdauer und den Instandhaltungsaufwand sind jedoch neben den Betriebsstunden insbesondere Häufigkeit und Art der Startvorgänge. Da sich das zukünftige Einsatzprofil nur begrenzt prognostizieren lässt, liegt die angenommene Nutzungsdauer von 50 Jahren eher am oberen Rand. Eine kürzere tatsächliche Nutzungsdauer oder zusätzliche Erneuerungsinvestitionen würden die berechneten Stromsystemkosten erhöhen. Die gewählte Annahme begünstigt somit tendenziell die Szenarien mit hohem Bedarf an Erdgas-Backup-Kraftwerken.

[3] Ein Teil des Netzausbaubedarfs entsteht unabhängig vom Ausbau fluktuierender erneuerbarer Energien durch den in allen Szenarien identischen Anstieg des Stromverbrauchs auf 950 TWh. Soweit dieser Anteil als zusätzlicher, für alle Szenarien gleicher Kostenblock anzusetzen ist, erhöht er die absoluten Stromsystemkosten, verändert jedoch nicht die Kostenabstände zwischen den Szenarien.

Zentrale Modellannahmen sind in der folgenden Tabelle 1 zusammengefasst. Eine Übersicht der für die einzelnen Erzeugungsarten verwendeten Kostendaten und Annahmen zur Nutzungsdauer findet sich in Kapitel 7.3.

Modellannahme	Setzung in der Studie	Bedeutung für die Interpretation
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.
Interkonnektoren / 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 Kapazitätszahlungen 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_2-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	Proportionale Skalierung der Erzeugungsprofile von 2022	Es wird unterstellt, dass (1) 2022 die ertragreichsten Standorte bereits in Verwendung sind und (2) neue Anlagen an diesen ertragreichen Standorten errichtet werden.

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 Stromaustausch 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. Die methodischen Gründe für den Verzicht auf eine explizite Modellierung von Batteriespeichern sowie dessen Auswirkungen auf die Interpretation der Ergebnisse werden in Kapitel 2.3 erläutert.

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_2-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. Da die verfügbaren Angaben zu Stromimport- und -exportpreisen je nach Datenbasis und Berechnungsmethode voneinander abweichen, wurden mit vergleichsweise niedrigen Importpreisen und hohen Exporterlösen für den Stromhandel

günstige Annahmen gewählt, die insbesondere die importabhängigen Szenarien mit hohen Anteilen fluktuierender erneuerbarer Energien begünstigen.

Die Kostenparameter orientieren sich überwiegend an veröffentlichten Technologiedaten des NREL für das Jahr 2024 [5] 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_2-Transport-, Speicher- und Nachsorgekosten. Die vollständigen Parametrisierungen sind in Kapitel 7.3 im Anhang dokumentiert.

Speicher

Das verwendete Simulationsmodell betrachtet Deutschland als eine einheitliche Preis- und Netzregion, in der Strom bilanziell ohne innerdeutsche Transportengpässe verfügbar ist („Kupferplatte“). Die zeitliche Auflösung beträgt eine Stunde. Wichtige Einsatzgebiete von Batteriespeichern, insbesondere sehr kurzfristige Systemdienstleistungen, Frequenzregelung und die Entlastung lokaler Netzengpässe, werden damit nicht erfasst. Die stundengenaue Modellierung wäre grundsätzlich geeignet, den Einsatz von Batterien zur Verschiebung von Strom über mehrere Stunden abzubilden. Auf eine explizite Optimierung dieser Kurzzeitspeicher wurde jedoch verzichtet, da für die Bewertung des für den Batterieeinsatz bedeutenden Engpassmanagements eine exakte Kenntnis der Erzeugungsstandorte und Netztopologie erforderlich ist.

Batterien können Erzeugungsüberschüsse aufnehmen, Stromerzeugungsspitzen in verbrauchsstärkere Stunden verschieben und dadurch Abregelung, Brennstoffeinsatz und teilweise auch den Bedarf an weiteren Flexibilitätsanlagen reduzieren. Sie ersetzen jedoch keine wirtschaftlich tragfähige saisonale Speicherung. Zur Veranschaulichung: Bei einer nutzbaren elektrischen Speicherkapazität von 20 TWh wären selbst unter der optimistischen Annahme vollständig installierter Batteriesystemkosten von 100 €/kWh Investitionen von rund 2 Billionen Euro erforderlich. Bei 15 Jahren Nutzungsdauer und 5 % Kapitalkosten entspräche dies jährlichen Kapitalkosten von rund 193 Milliarden Euro, ohne Betriebskosten, Ladeverluste und Kosten des eingespeicherten Stroms (Working Capital Zinskosten). Auch bei weiter sinkenden Batteriekosten wäre die großskalige saisonale Speicherung elektrischer Energie auf diesem Weg daher außerordentlich teuer [6].

Die begrenzte zeitliche Reichweite üblicher Batteriespeicher führt außerdem dazu, dass sie die für längere Dunkelflauten erforderliche gesicherte Leistung nicht ersetzen können. Während mehrtägiger Phasen geringer Wind- und Solarstromerzeugung, die insbesondere im Winterhalbjahr auftreten, können Batterien die verbleibende Stromnachfrage zunächst decken. Nach ihrer Entladung müssen jedoch weiterhin ausreichend dimensionierte Backup-Kraftwerke, Langzeitspeicher oder gesicherte Importe verfügbar sein. Umgekehrt können Batterien in Perioden hoher Erzeugung, insbesondere an sonnigen Tagen, einen Teil der Überschüsse kurzfristig aufnehmen und beispielsweise in den Abend- und Nachtstunden wieder abgeben. Sollen jedoch große Energiemengen vom Sommer in das Winterhalbjahr verschoben werden, bleiben

zusätzliche saisonale Speicher erforderlich. In einem weitgehend auf Wind- und Photovoltaik gestützten, auf hohe Eigenversorgung ausgerichteten Stromsystem erfordert dies insbesondere erhebliche Kapazitäten für Elektrolyse, Wasserstoffspeicherung und Rückverstromung.

Batterien vermindern somit den saisonalen Speicher- und Absicherungsbedarf nicht im gleichen Maße, in dem sie kurzfristige Schwankungen ausgleichen. Ihre Integration kann allerdings die erforderlichen Leistungen einzelner Elektrolyseure, Speicher- und Rückverstromungsanlagen beeinflussen. Umfang und wirtschaftlicher Nutzen dieser Wechselwirkungen hängen von den jeweiligen Kostenannahmen und der Systemarchitektur ab und lassen sich ohne gemeinsame Optimierung nicht zuverlässig quantifizieren.

Der Verzicht auf die Modellierung von Batteriespeichern ist daher als zulässige methodische Vereinfachung zu verstehen, da den erwähnten Minderinvestitionen bei Langzeitspeicherung und Rückverstromung erhebliche Ausgaben für Batterien entgegenstehen, die hier unberücksichtigt blieben. Somit schränkt der Verzicht die grundsätzliche Aussagekraft über die Entwicklung der Stromsystemkosten mit steigendem Anteil fluktuierender Erneuerbarer Energien nicht ein.

Die aktuelle Errichtung von Batteriespeichern in Deutschland ist sinnvoll: Sie können kurzfristig Flexibilität bereitstellen, fossile Stromerzeugung verdrängen und vorhandene Netze besser auslasten.

Volllaststunden und Wirtschaftlichkeit fluktuierender Erzeugung

Die zukünftigen Volllaststunden von Windkraft- und Photovoltaikanlagen hängen sowohl von der technischen Entwicklung als auch von den verfügbaren Standorten und den Wechselwirkungen zwischen benachbarten Anlagen ab. Besonders ertragreiche und wirtschaftlich attraktive Standorte werden bereits in erheblichem Umfang genutzt. Ein weiterer Ausbau erfolgt deshalb teilweise durch Repowering und die Ergänzung bestehender Standorte, zunehmend aber auch an Standorten mit ungünstigeren Wind- oder Einstrahlungsbedingungen. Dies senkt den durchschnittlichen spezifischen Energieertrag neuer Anlagen.

Bei Windkraftanlagen können Verluste durch gegenseitige Abschattung hinzu kommen. Je dichter Windparks bebaut werden, desto stärker können sich die Anlagen gegenseitig den Wind entziehen. Die Deutsche WindGuard weist in einer aktuellen Untersuchung nach, dass solche Effekte erhebliche Auswirkungen auf die erzielbaren Volllaststunden haben. Gleichzeitig zeigt die Studie, dass sich der bis Ende der 2010er-Jahre beobachtete Anstieg der Volllaststunden neuer Onshore-Anlagen trotz wachsender Nabenhöhen und Rotordurchmesser zuletzt nicht fortgesetzt hat [7].

Technische Weiterentwicklungen ermöglichen gleichwohl höhere Energieerträge. Insbesondere größere Rotoren, höhere Nabenhöhen und angepasste Generatorleistungen können auch an weniger windreichen Standorten hohe Volllaststunden erzielen. Dies ist jedoch mit entsprechenden technischen und wirtschaftlichen Aufwendungen verbunden. Für die vorliegende Untersuchung sind nicht die Volllaststunden als solche

maßgeblich, sondern die spezifischen Stromgestehungskosten, also das Verhältnis der Kosten zur erzeugten Strommenge. Eine Steigerung der Volllaststunden führt nur dann zu einer wirtschaftlichen Verbesserung, wenn die dadurch erzielten Mehrerträge den zusätzlichen Aufwand rechtfertigen.

Die Bundesnetzagentur unterstellt für Windenergie an Land im Szenariorahmen 2025–2037/2045 einen Anstieg auf 2.700 Volllaststunden im Jahr 2045. Sie bezeichnet diesen Wert selbst als ambitioniert und verweist insbesondere auf größere Nabenhöhen und leistungsfähigere Schwachwindanlagen. Ein solcher technischer Entwicklungspfad ist grundsätzlich möglich. Er belegt jedoch für sich genommen keine entsprechende Senkung der Stromgestehungskosten, da hierzu auch die erforderlichen Investitions- und Betriebskosten berücksichtigt werden müssen.

Bei Offshore-Windkraftanlagen gewinnt darüber hinaus die zunehmende räumliche Nähe der Windparks an Bedeutung. Nach Untersuchungen des Fraunhofer IWES können gegenseitige Abschattungen und eine steigende Leistungsdichte in bestimmten Nordseegebieten die Volllaststunden auf unter 3.000 Stunden reduzieren. In anderen Gebieten sind höhere Erträge möglich. Die im vorliegenden Bericht angesetzten 3.500 Volllaststunden sind vor diesem Hintergrund als eher optimistische Annahme anzusehen [8].

Unter Abwägung dieser Aspekte wurden 1.700 Volllaststunden für Windenergie an Land in dieser Studie angenommen. Der entsprechende Wert für 2025 lag bei 1.640 Volllaststunden.

Für Photovoltaikanlagen gelten vergleichbare standortbezogene Einschränkungen. Insbesondere sinken die Erträge mit zunehmendem Zubau im Norden und von Dachanlagen mit Teilverschattung. Die in der Simulation verwendeten 940 Volllaststunden liegen nahe dem langfristigen Ansatz der Bundesnetzagentur von 950 Stunden.

Die vorliegende Modellierung verwendet für alle fluktuierenden Erzeugungsarten die stündlichen Erzeugungsprofile des Referenzjahres 2022 und skaliert diese proportional.

Für das technologieoffene Szenario werden zusätzlich gesicherte, CO_2-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 je MWh Strombedarf. 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, Speichergrößen 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:

Nutzlast
– Erzeugung
– Einspeicherung
+ Ausspeicherung
– Export
+ Import
+ Erzeugung Erdgas-Peaker
– Abregelung

Null

3 Betrachtete Szenarien

Szenario	Charakter des Szenarios	Zugelassene / prägende Optionen	Zentrale Restriktion bzw. Logik
80 Prozent-Erneuerbare (Osterpaket) optimiert mit Erdgas-Peaker	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.
80 Prozent-Erneuerbare (Osterpaket) reduzierte Menge Erdgas-Peaker	Politisch vorgezeichneter Ausbaupfad mit stärkerer Wasserstoffsystemlogik	Hoher Ausbau von PV und Wind, Stromimport, Wasserstoffspeicherung und Rückverstromung, begrenzterer Einsatz von Erdgas-Peakern	Ausbaupfad des BMWK-Osterpakets; Erdgas-Peaker werden zugunsten von Wasserstoffspeicherung zurückgedrängt.
100 Prozent Erneuerbare	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.
Kostenminimum	Technologieoffener Vergleichsfall	PV, Wind, Stromimport, Erdgas-Peaker, grundlastfähige CO_2-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[4] 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 Stromimportbeziehungen 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

[4] 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 nicht explizit modelliert. 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[5] 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.

[5] 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.

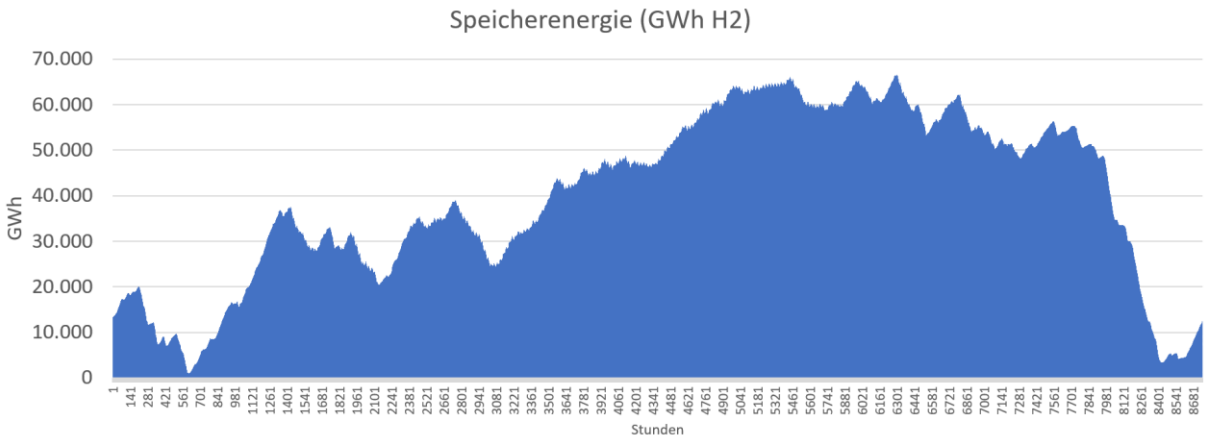


Abbildung 3: Füllstand der Wasserstoffspeicherung im Jahresverlauf für das Szenario 100 Prozent fEE

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 sehr 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 Speichergrößen 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_2-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_2-armer Grundlast und den niedrigsten Stromsystemkosten im Vergleich. Deutschland wird wieder Nettoexporteur.

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_2-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_2-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.

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_2-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.

Die im kostenminimalen Szenario ermittelten 96 GW Kernkraftleistung sind das Ergebnis einer freien Optimierung unter den gewählten Modellannahmen und nicht als unmittelbare Handlungsempfehlung für einen entsprechenden Ausbau zu verstehen. Deutschland verfügte in der Vergangenheit über rund 23 GW installierte Kernkraftleistung. Seit dem Atomausstieg wurden erhebliche industrielle und personelle Kapazitäten abgebaut; zudem lässt das geltende Atomgesetz die Genehmigung neuer Kernkraftwerke zur Stromerzeugung aktuell nicht zu. Das Simulationsergebnis zeigt jedoch, dass sich Kernkraftwerke und fluktuierende erneuerbare Energien unter den gewählten Annahmen wirtschaftlich ergänzen können und ein solches Stromsystem erheblich niedrigere Gesamtkosten aufweisen kann als eine vollständig auf fluktuierende erneuerbare Energien gestützte Stromversorgung.

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_2-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. Angesichts langer Investitionszyklen und hoher Anfangsinvestitionen sind vor allem verlässliche Genehmigungsverfahren 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, erkauft diese jedoch mit einer stärkeren Abhängigkeit von wenigen großskaligen Grundlastoptionen und deren erfolgreicher Umsetzung.

Der zeitliche Verlauf von Erzeugung und Last in Kapitel 5.4 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_2-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, dass die volkswirtschaftlichen Stromsystemkosten in Deutschland nicht allein von den Stromgestehungskosten einzelner Erzeugungstechnologien abhängen, sondern maßgeblich auch von den zusätzlichen Kosten für deren Integration in das Stromsystem. Hierzu zählen insbesondere die Kosten für saisonale Speicherung, Netzausbau, gesicherte Leistung sowie den Ausgleich von Über- und Unterdeckungen durch Stromimporte und -exporte.

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 eine 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: Skalierung KKW	Skalierung Kohle	Skalierung PV	Skalierung Wind on	Skalierung Wind off	Erdgas-Peaker mit CCS	H2-Speicherung/ Rückverstromung	Ergebnisse: KKW	Kohle	PV	Wind on	Wind off	Summe fEE	Erdgas-Peaker mit CCS	PtG elektrisch	GtP elektrisch	Import/- Export	Nutzungsdauer Interkonnetoren/ Kapazität	erf. Speichergröße 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		282TWh	0 TWh	0TWh	44 TWh	65%	0 TWh	0 TWh			
								4 GW	0 GW	40 GW	43 GW	7 GW	**90 GW**	66 GW	0 GW	0 GW	-71 TWh	20GW	0,0 d	0%	35%	141 €/MWh	**100%**
80% Erneuerbare optimiert mit Erdgas-Peaker	0	0	5,3	3,6	10	ja	ja	0	0	5,3	3,6	10		158 TWh	0 TWh	0 TWh	102 TWh	**85%**	0 TWh	36 TWh			
								0 GW	0 GW	212 GW	154 GW	72 GW	**438 GW**	94 GW	0 GW	0 GW	-48 TWh	20 GW	**0,0 d**	4%	78%	197 €/MWh	**140%**
80% Erneuerbare reduzierte Menge Erdgas-	0	0	5,3	3,6	10	ja	ja	0	0	5,3	3,6	10		135 TWh	84 TWh	23 TWh	101 TWh	51%	7 TWh	0 TWh			
								0 GW	0 GW	212 GW	154 GW	72 GW	**438 GW**	89 GW	76 GW	5 GW	1 TWh	20 GW	**2,6 d**	0%	75%	219 €/MWh	**155%**
100% Erneuerbare	0	0	<=16	<=7	<=10	nein	ja	0	0	11,9	5,6	9,4		0 TWh	380 TWh	104 TWh	70 TWh	40%	26 TWh	0 TWh			
								0 GW	0 GW	476 GW	242 GW	68 GW	**786 GW**	0 GW	265 GW	102 GW	0 TWh	20 GW	9,9 d	0%	93%	321 €/MWh	**228%**
Kostenminimum (1)	<50	0	<=16	<=7	<=10	ja	ja	19	0	1	1	1		1,0 TWh	0 TWh	0 TWh	22 TWh	63%	0 TWh	21 TWh			
								96 GW	0 GW	40 GW	43 GW	7 GW	**90 GW**	20 GW	0 GW	0 GW	-88 TWh	20 GW	0,0 d	2%	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.

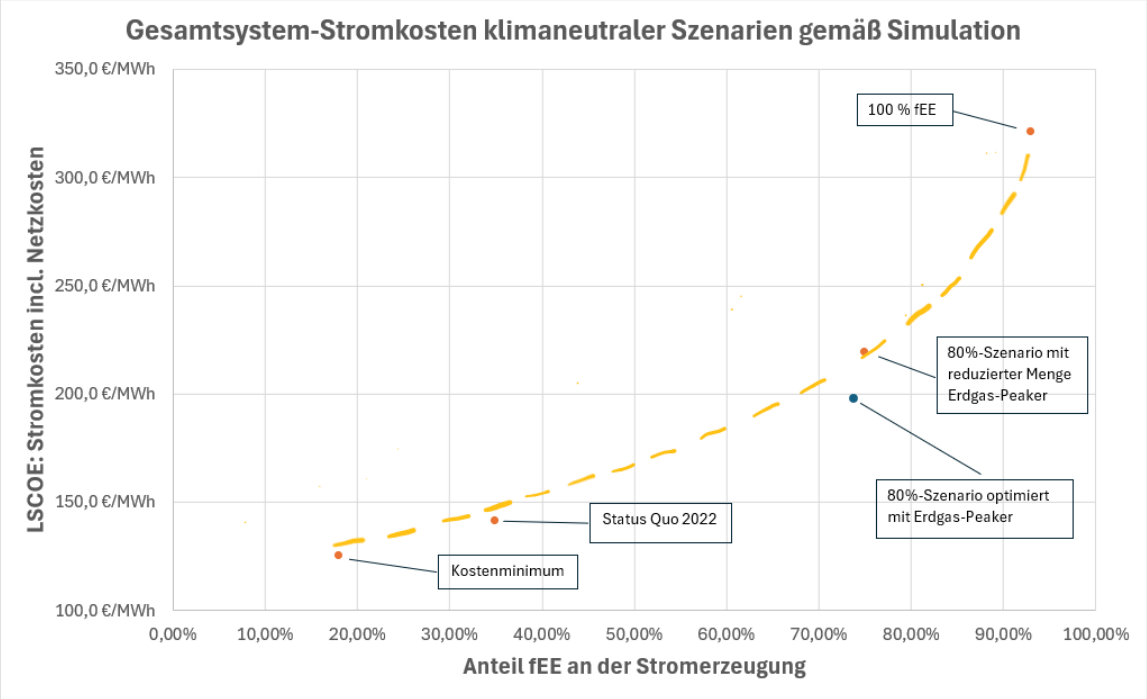


Abbildung 4: Gesamtstromsystemkosten (LSCOE) als Funktion des fEE-Anteils[6]

Die Untersuchung macht damit sichtbar, dass nicht die Maximierung des Anteils fluktuierender Erzeugung, sondern die Wahl eines kosteneffizienten und robusten Mixes aus fEE und disponibler CO_2-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 Strukturelle Ursachen steigender Stromsystemkosten bei hohen fEE-Anteilen

Abbildung 4 zeigt für die untersuchten Szenarien einen zunächst vergleichsweise flachen und bei hohen Anteilen fluktuierender erneuerbarer Energien zunehmend steilen

[6] Die Szenariobezeichnungen 80 % bzw 100 % beziehen sich auf die Summe der Erneuerbaren, also incl. Wasserkraft und Biomasse. Das Diagramm bezieht sich auf die fluktuierenden Erneuerbaren Energien Wind und PV.

Anstieg der Stromsystemkosten. Die **genaue Höhe** der ausgewiesenen Kosten und die Lage des Kostenminimums **hängen von den verwendeten Annahmen ab**. Dies betrifft beispielsweise Investitionskosten und Finanzierung einzelner Technologien, verfügbare Importkapazitäten, Speicher- und Wasserstoffkosten sowie das technisch und wirtschaftlich erschließbare Maß an Nachfrageflexibilität. **Weniger parametersensitiv ist dagegen der grundlegende Zusammenhang, dass mit zunehmendem Anteil wetterabhängiger Stromerzeugung die Grenzkosten ihrer weiteren Integration in Deutschland steigen und damit die Gesamtsystemkosten.**

Der in Abbildung 4 dargestellte Kurvenverlauf ist daher nicht lediglich das Ergebnis einer bestimmten Kombination von Kostendaten. Er lässt sich aus grundlegenden technischen und ökonomischen Eigenschaften eines Stromsystems mit hohen Anteilen von Wind- und Solarstrom erklären. Die absolute Höhe und die Steilheit der Kurve können sich bei anderen Annahmen verändern; die nachfolgend beschriebenen Mechanismen bleiben jedoch grundsätzlich bestehen. Technischer Fortschritt bei Speichern, Elektrolyseuren, Netzen oder Lastmanagement kann ihre Kostenwirkung etwas vermindern, beseitigt aber nicht deren physikalische und systemische Ursachen.

Bei niedrigen fEE-Anteilen können Wind- und Solarstrom vorhandene disponible Erzeugung zunächst mit geringem zusätzlichem Systemaufwand verdrängen. Die Kostenkurve kann deshalb in diesem Bereich flach verlaufen oder zunächst sogar sinken. Mit zunehmendem Anteil werden jedoch Überschüsse, zeitliche Fehlanpassungen, Speicherbedarf und geringe Auslastungen ergänzender Infrastruktur immer relevanter. Der ökonomische Wert der jeweils zusätzlich installierten fEE-Leistung nimmt damit tendenziell ab, während die für ihre Integration erforderlichen Grenzkosten zunehmen. Genau daraus erklärt sich der zunehmend steile Verlauf der Systemkostenkurve bei hohen fEE-Anteilen.

Im Einzelnen:

Erstens nimmt der Grenznutzen zusätzlicher Wind- und Photovoltaikleistung mit wachsendem Ausbau ab. Windkraft- und Photovoltaikanlagen eines größeren geografischen Gebietes erzeugen aufgrund gemeinsamer Wetterbedingungen zeitlich korreliert. Eine zusätzliche Anlage produziert daher überdurchschnittlich häufig dann Strom, wenn bereits viele vergleichbare Anlagen Strom erzeugen. Mit zunehmender installierter Leistung wachsen deshalb die Erzeugungsspitzen wesentlich stärker als der Beitrag zur gesicherten Stromversorgung in Zeiten geringer Wind- und Solarproduktion. Der zeitabhängige Wert einer zusätzlich erzeugten MWh nimmt dadurch ab. Dieser sogenannte Kannibalisierungseffekt ist bereits heute grundsätzlich an den Strommärkten beobachtbar, unter anderem durch sehr niedrige beziehungsweise negative Strompreise in Stunden hoher Wind- und Solarproduktion. Speicher, Netzausbau und flexible Nachfrage können diesen Effekt vermindern, beseitigen jedoch nicht die meteorologisch bedingte Korrelation der Erzeugung [9], [10].

Zweitens steigt mit wachsendem fEE-Anteil der Bedarf an zeitlicher Verschiebung, Speicherung oder Abregelung von Energie. Solange zusätzliche Wind- und Solarerzeugung unmittelbar verbraucht werden kann, ersetzt sie Strom aus anderen Erzeugungsanlagen mit vergleichsweise geringem zusätzlichem Systemaufwand. Mit zunehmendem Ausbau treten jedoch häufiger und größere Erzeugungsüberschüsse

auf. Können diese weder zeitgleich verbraucht noch exportiert oder kurzfristig gespeichert werden, müssen sie abgeregelt oder in andere Energieträger umgewandelt werden. Bei Speicherung über Wasserstoff entstehen zusätzlich zu den Investitionen in Elektrolyseure, Speicher und Rückverstromungsanlagen erhebliche Umwandlungsverluste. Sinkende Anlagenkosten können diesen Kostenbeitrag reduzieren; der zusätzliche Anlagenbedarf und die energetischen Verluste der Umwandlungskette bleiben jedoch bestehen.

Drittens sinkt gleichzeitig die Auslastung der weiterhin erforderlichen gesicherten Leistung. Auch bei sehr hohen installierten Leistungen von Windkraft und Photovoltaik verbleiben Zeiten mit geringer wetterabhängiger Erzeugung. Da diese nicht vollständig durch Speicher oder gesicherte Importe überbrückt werden können, muss disponible Leistung vorgehalten werden. Mit wachsendem fEE-Anteil produziert diese Leistung zwar immer weniger Energie, ihre Kapazität kann aber nicht im gleichen Verhältnis reduziert werden. Die Fixkosten der Anlagen verteilen sich damit auf immer weniger erzeugte MWh. Werden fossile Brennstoffe zusätzlich durch klimaneutral erzeugten Wasserstoff ersetzt, können niedrige Auslastung und höhere variable Brennstoffkosten gleichzeitig wirken.

Viertens nehmen die Anforderungen an Netze und räumlichen Ausgleich zu. Hohe Leistungen fluktuierender Erzeugung führen zu höheren zeitgleichen Einspeisespitzen und zu größeren räumlichen Stromtransporten. Die vorliegende Simulation bildet das deutsche Netz vereinfachend als „Kupferplatte“ ab und berücksichtigt Netzausbau lediglich über eine Top-down-Skalierung. Regionale Netzengpässe, Redispatch sowie zusätzliche lokale Flexibilitätsanforderungen werden nicht explizit modelliert. Diese Vereinfachung spricht eher dafür, dass die Kostenwirkung eines sehr hohen fEE-Ausbaus unterschätzt als überschätzt wird.

Fünftens verschlechtern sich mit fortschreitendem Ausbau tendenziell die durchschnittlichen Standortbedingungen. Die Modellierung skaliert die Erzeugungsprofile von Wind und Photovoltaik des Referenzjahres weitgehend linear. Damit wird implizit unterstellt, dass zusätzliche Anlagen vergleichbare Erträge erzielen wie die bereits vorhandenen Anlagen. In der Realität sind besonders ertragreiche oder netztechnisch günstige Standorte begrenzt. Bei zunehmendem Ausbau ist deshalb im Durchschnitt eher mit ungünstigeren Ertrags-, Anschluss- oder Standortbedingungen zu rechnen. Werden zur Kompensation dieses Effektes Anlagen mit höheren Türmen verbaut, steigen die Kosten. Auch dieser Effekt wird in der vorliegenden Simulation nicht kostensteigernd abgebildet und macht den errechneten Verlauf insoweit eher konservativ.

Diese Zusammenhänge haben eine gemeinsame Eigenschaft: **Sie beruhen nicht primär auf Prognosen zu den Kosten einzelner Technologien, sondern auf strukturellen Eigenschaften eines Stromsystems in Deutschland mit hohen Anteilen korrelierter, wetterabhängiger Erzeugung.** Technischer Fortschritt bei Batterien, Elektrolyseuren oder Laststeuerung kann ihre Kostenwirkungen vermindern. Er hebt jedoch die zugrunde liegenden Zusammenhänge nicht auf, insbesondere die vergleichsweise geringen Volllaststunden von Wind- und PV-Anlagen in Deutschland

sowie die erhebliche räumliche und zeitliche Diskrepanz zwischen fEE-Erzeugung und Stromverbrauch.

Die Szenarien beweisen keinen allgemeingültigen mathematischen Verlauf der Kostenkurve, sondern dienen der Illustration: Sie zeigen für Deutschland einen ausgeprägten Kostenanstieg mit zunehmendem fEE-Anteil, für den es technisch und ökonomisch nachvollziehbare Ursachen gibt. Die relevante Frage ist deshalb nicht, ob sich mit geeigneten Annahmen auch ein flacherer Kurvenverlauf modellieren lässt. Entscheidend ist, welcher Verlauf unter realistischen Annahmen über die tatsächlich verfügbaren Systemressourcen zu erwarten ist.

4.3 Einordnung der Befunde

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

Mit wachsendem Anteil fluktuierender Stromerzeugung wachsen die Stromsystemkosten in Deutschland in einem Maß, das die internationale Wettbewerbsfähigkeit der Wirtschaft erheblich beeinträchtigt und damit die wirtschaftliche Leistungsfähigkeit des Landes gefährdet.

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_2-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 die 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.

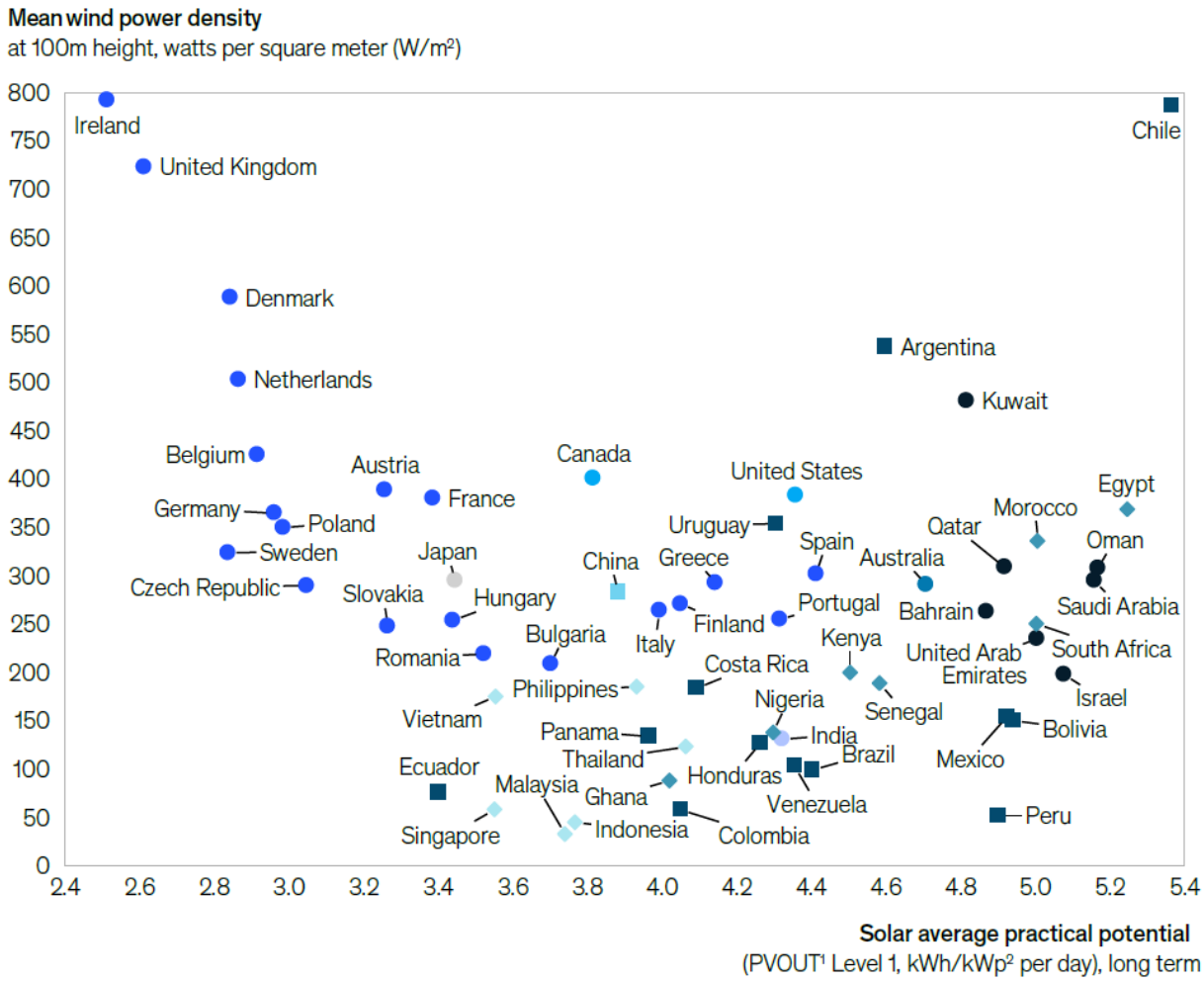


Abbildung 5: Renewable Power Potential by Country: Countries have significant differences in the potential for renewable power [11]

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.

4.4 Strategische Handlungsempfehlungen

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

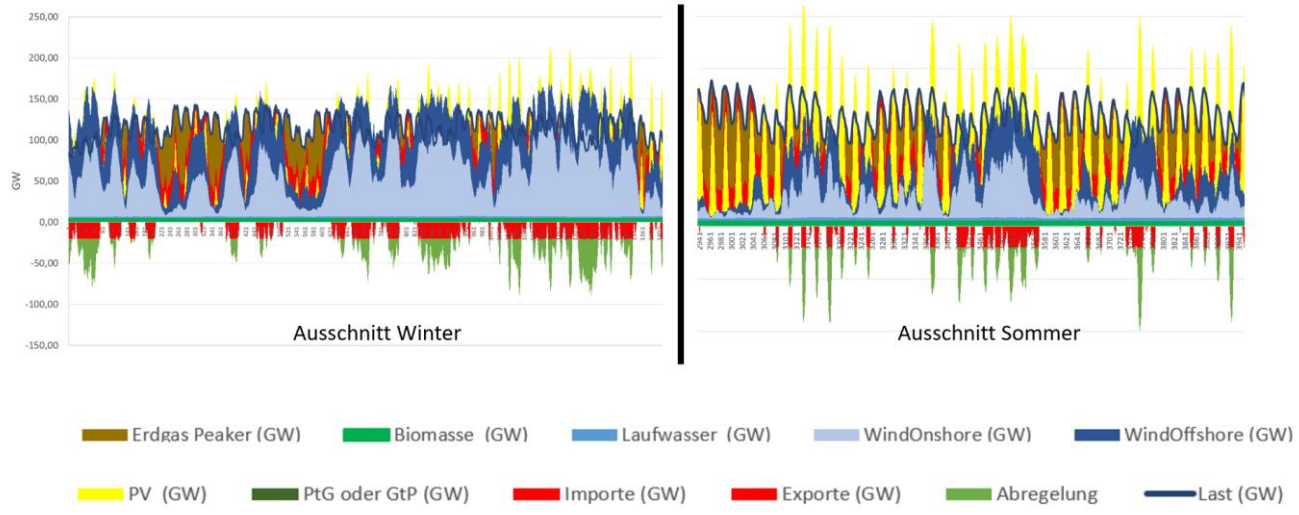
- **Erstens:** Die nationale Energiepolitik im Strombereich sollte sich stärker an den **volkswirtschaftlichen Stromsystemkosten** orientieren. Der weitere Ausbau fluktuierender Erzeugung sollte so ausgestaltet werden, dass Systemkosten, Standortqualität, Netzintegration und Versorgungssicherheit stärker 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_2-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_2 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 **Stromimportabhängigkeit 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 Stromimporte 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



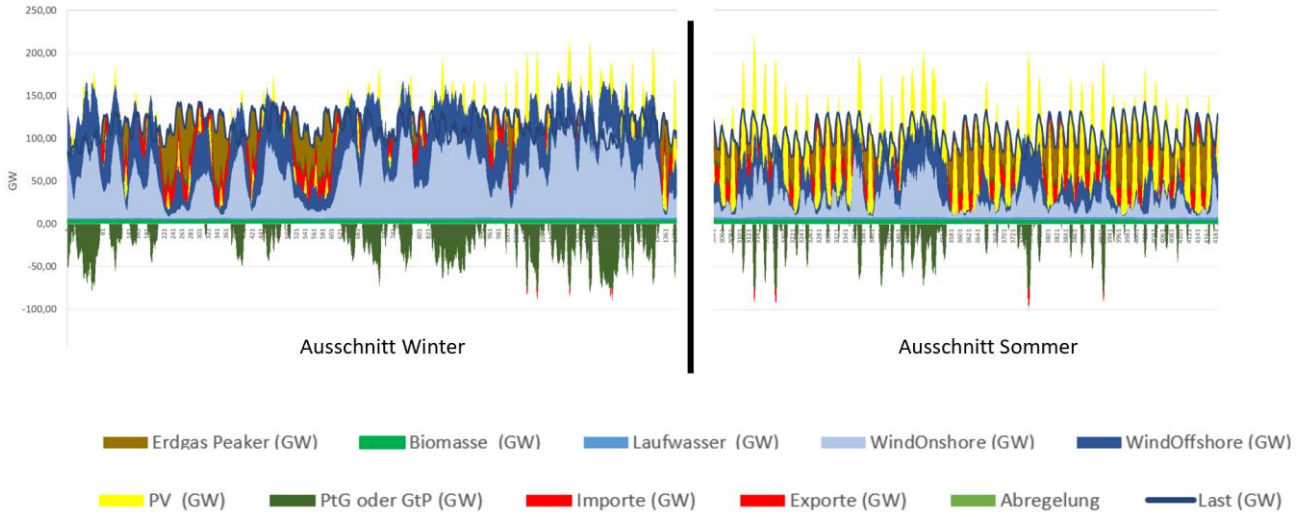
Osterpaket	install. Peak-Leistung	erzeugt. Elektr. Energie	LCOE	Kosten	Kostenanteil
Wind onshore	154 GW	261.404 GWh	71 €/MWh	18.431.908.640 €	42%
PV	212 GW	198.807 GWh	85 €/MWh	16.806.490.669 €	
Wind offshore	72 GW	252.458 GWh	113 €/MWh	28.489.248.132 €	
Biomasse		43.552 GWh	70 €/MWh	3.048.616.624 €	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 €	
Summe Kosten Erzeugung				**151.856.296.064 €**	
LSCOE ohne Netzkosten			124 €/MWh		
LSCOE mit Kosten Netzzubau			160 €/MWh		
vorhandene Netzkosten			37 €/MWh		
LSCOE			**197 €/MWh**		

Vertrieb, Marge, Steuern, Abgaben	59 €/MWh	30%	
Stromdurchschnittspreisindikation	**256 €/MWh**		

max. Last / Bedarf	**148 GW**	**949.443 GWh**		flukt. Erzeugung
Unterdeckung		259.517 GWh	27%	Flexibilitätsoptionen
Überdeckung		84.228 GWh	9%	gesicherte Kapazität
installierte Leistung fEE	439 GW		296%	Export/Import
max./Summe/Anteil Abregelung	-87 GW	-36.269 GWh	-4%	
Betrag max. Änderung fEE in 24h	110 GW			
Anteil EE an Bedarf			78%	
Volllstd. Elektrolyseur			0 h	
Volllstd. GtP			0 h	
Volllstd. 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 €	
Summe Kosten Erzeugung				**166.472.301.739 €**	
LSCOE ohne Netzkosten			145 €/MWh		
LSCOE mit Kosten Netzzubau			175 €/MWh		
vorhandene Netzkosten			37 €/MWh		
LSCOE			**212 €/MWh**		

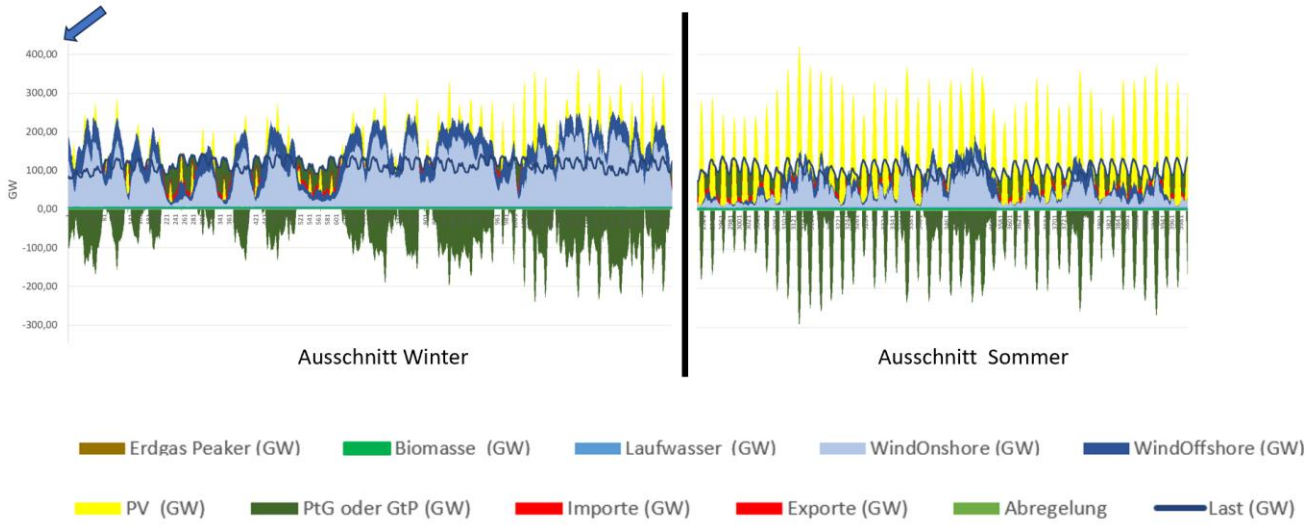
Vertrieb, Marge, Steuern, Abgaben	64 €/MWh	30%
Stromdurchschnittspreisindikation	**276 €/MWh**	

max. Last / Bedarf	**148 GW**	**949.443 GWh**		flukt. Erzeugung
Unterdeckung		259.517 GWh	27%	Flexibilitätsoptionen
Überdeckung		84.228 GWh	9%	disponible Erzeugung
installierte Leistung fEE	439 GW		296%	Netze
max./Summe/Anteil Abregelung	-11 GW	-44 GWh	0%	
Betrag max. Änderung fEE in 24h	110 GW			
Anteil EE an Bedarf			75%	
Volllstd. Elektrolyseur			1.097 h	
Volllstd. GtP			4.306 h	
Volllstd. 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 €	
Summe Kosten Erzeugung				**269.698.278.009 €**	
LSCOE ohne Netzkosten			201 €/MWh		
LSCOE mit Kosten Netzzubau			284 €/MWh		
vorhandene Netzkosten			37 €/MWh		
LSCOE			**321 €/MWh**		

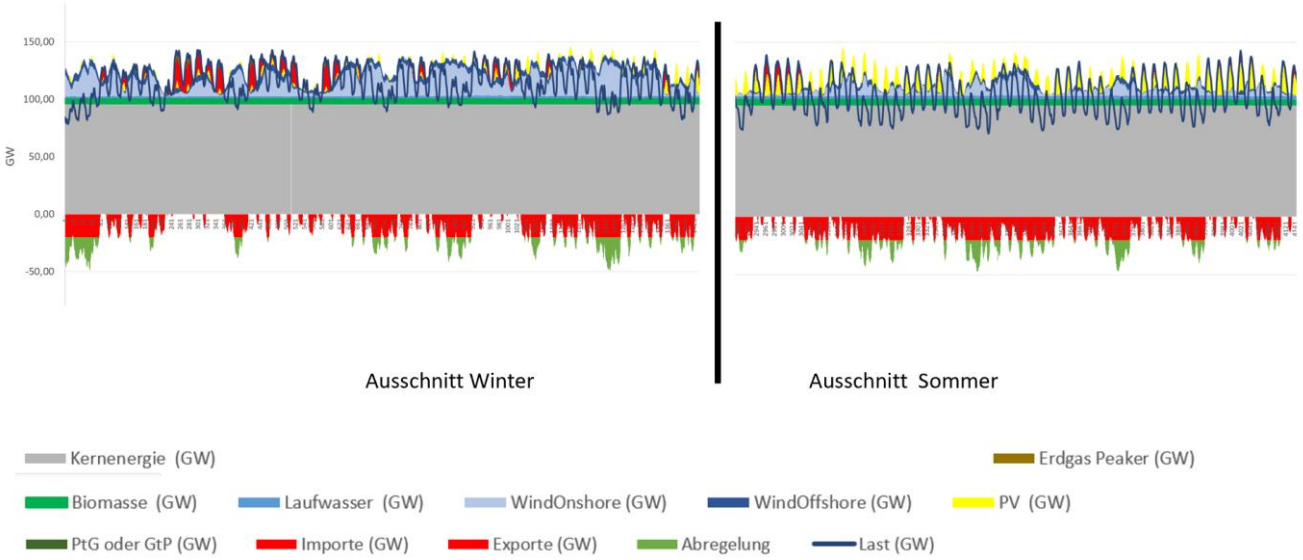
Vertrieb, Marge, Steuern, Abgaben	96 €/MWh	30%	
Stromdurchschnittspreisindikation	**418 €/MWh**		

max. Last / Bedarf	**148 GW**	**949.443 GWh**	
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%
Volllstd. Elektrolyseur			1.433 h
Volllstd. GtP			1.025 h
Volllstd. 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)

Hinweis: Bei den vom Modell gewählten 96 GW installierter CO_2-freier disponibler Leistung handelt es sich um die installierte Peakleistung des Kraftwerkparks. Die LCOE dieser Leistung basieren auf einer Auslastung von 91%.



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 €	
Summe Kosten Erzeugung				**82.989.230.088 €**	
LSCOE ohne Netzkosten			87 €/MWh		
LSCOE mit Kosten Netzzubau			87 €/MWh		
vorhandene Netzkosten			37 €/MWh		
LSCOE			**125 €/MWh**		

Vertrieb, Marge, Steuern, Abgaben			37 €/MWh	30%
Stromdurchschnittspreisindikation			**162 €/MWh**	

max. Last / Bedarf	**148 GW**	**949.443 GWh**	
Unterdeckung		22.832 GWh	2%
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%
Volllstd. Elektrolyseur			6.267 h
Volllstd. GtP			219 h
Volllstd. Erdgas Peaker			42 h
Nutzungsdauer Interkonnektor			63%
gespeicherte elektr. Energie		61 GWh	0,0 d

flukt. Erzeugung
Flexibilitätsoptionen
disponible Erzeugung
Netze

6 Literaturverzeichnis

[1] Falko Ueckerdt, Lion Hirth, Gunnar Luderer, Ottmar Edenhofer, „System LCOE: What are the costs of variable renewables?," Januar 2013. [Online]. Available: https://www.sciencedirect.com/science/article/abs/pii/S0360544213009390?via%3Dihub.

[2] L. Hirth, „The Optimal Share of Variable Renewables," http://dx.doi.org/10.5547/01956574.36.1.5, 2015.

[3] Veronika Grimm, Leon Oechsle, Gregor Zöttl, „Stromgestehungskosten von Erneuerbaren sind kein guter Indikator für zukünftige Stromkosten," Juni 2024. [Online]. Available: https://www.utn.de/files/2024/04/Grimm-Policy-Brief-CD-FINAL.pdf.

[4] Martin Kittel; Wolf-Peter Schill , „Multi-threshold time series analysis enables characterization of variable renewable energy droughts in Europe," 2026. [Online]. Available: https://www.nature.com/articles/s43247-026-03251-2.

[5] NREL, „2024 Electricity ATB Technologies," 2024. [Online]. Available: https://atb.nrel.gov/electricity/2024/technologies.

[6] NREL, „Cost Projections for Utility-Scale Battery Storage: 2025 Update," Juni 2025. [Online]. Available: https://docs.nlr.gov/docs/fy25osti/93281.pdf.

[7] Deutsche WindGuard, „Volllaststunden von Windenergieanlagen an Land," Mai 2025. [Online]. Available: https://www.lee-nrw.de/data/documents/2026/05/27/1135-6a16aed9d0bed.pdf.

[8] Bundesnetzagentur, „Genehmigung des Szenariorahmens für den Netzentwicklungsplan Strom 2025-2037/2045," April 2025. [Online]. Available: https://www.netzentwicklungsplan.de/sites/default/files/2025-04/Genehmigung%20Szenariorahmen%202025_0.pdf.

[9] Thomas Linnemann und Guido S. Vallana, „Windenergie in Deutschland und Europa. Teil 1: Entwicklungen in Deutschland seit dem Jahr 2010," 2017. [Online]. Available: https://www.4pi-solutions.com/wp-

content/uploads/2026/06/VGB-Windstudie-Teil-1-und-2-LINNEMANN-VALLANA.pdf.

[10] Guido S. Vallana und Thomas Linnemann, „Offshore-Windenergienutzung in Deutschland," September 2026. [Online]. Available: https://pulse.vgbe.energy/read/aa2d5618-f346-4825-9602-971949e8ab9e/#1.

[11] McKinsey, „The energy transition: A region-by-region agenda for near-term action," 2022.

[12] 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/folien-ewi-stromnetzentgelte.pdf, 2024.

[13] 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, 2023.

[14] L. Hirth, „The Total Cost of Power Supply," 2026.

[15] R. Idel, „Levelized Full System Costs of Electricity," https://www.sciencedirect.com/science/article/abs/pii/S0360544222018035, 2022.

[16] Agora, „Klimaneutrales Deutschland. Von der Zielsetzung zur Umsetzung.," 2024.

[17] QC Quantified Carbon, „Role of Nuclear in Germany's Decarbonisation," https://weplanet-dach.org/wp-content/uploads/2025/01/20241213-WePlanet-report.pdf, 2024.

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 Vorgabe 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_2-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 Dokumentation verwendeter Eingangsgrößen und Definition der LSCOE

	CAPEX €/kW(p)	**OPEX in % von CAPEX**	**Volllaststunden in h**	**Nutzungsdauer in a**
PV-Anlagen	965	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[7]	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-Gas-turbine	1.221	2	variabel, je nach Szenario	40

Tabelle 4 Übersicht der für die Modellierung benutzten Kostendaten und Nutzungsdauern sowie weiterer zentraler Annahmen [5]

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: [12]
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

[7] Die angesetzten Investitionskosten von 6.000 €/kW erscheinen bei serienmäßiger Errichtung standardisierter moderner Leichtwasserreaktoren aufgrund von Lernkurven und Skaleneffekten langfristig erreichbar (vgl. Erfahrungen in Südkorea und den Vereinigten Arabischen Emiraten). Für europäische Einzel- und Erstprojekte ist dieser Wert hingegen nicht repräsentativ. Der 2023 in Finnland in Betrieb genommene Reaktor Olkiluoto 3 verursachte Gesamtprojektkosten von rund 11 Mrd. €, entsprechend etwa 6.900 €/kW installierter elektrischer Leistung.

Kostenposition	Enthalten	Nicht enthalten	Art der Berücksichtigung beziehungsweise Abgrenzung
Stromerzeugung und gesicherte Leistung			
Investitions- und Finanzierungskosten der Stromerzeugungsanlagen	✓	–	Wind, PV, Biomasse, Wasserkraft sowie die jeweils modellierten disponiblen Erzeugungsanlagen
Betriebs- und Instandhaltungskosten der Erzeugungsanlagen	✓	–	Entsprechend den technologiespezifischen Kostenannahmen
Brennstoffkosten	✓	–	Insbesondere Erdgas und Kernbrennstoff
Kosten der Vorhaltung gesicherter Erzeugungsleistung	✓	–	Kapital- und Betriebskosten der modellierten disponiblen Kraftwerkskapazitäten, auch bei geringer Auslastung
Rückbau und Entsorgung bei Kernkraftwerken	✓	–	Entsprechend den hierfür angesetzten Kostenparametern
CO_2-Abscheidung, -Transport und -Speicherung (CCS)	✓	–	Vereinfachte Berücksichtigung gemäß den Modellannahmen
Speicherung und Flexibilisierung			
Elektrolyseure zur Wasserstofferzeugung	✓	–	Investitions-, Betriebs- und Finanzierungskosten
Wasserstoffspeicherung	✓	–	Im Modell angesetzte Speicherkosten
Rückverstromung von Wasserstoff	✓	–	Wasserstoffbetriebene Gasturbinen einschließlich der erforderlichen H2-Erzeugungskapazitäten
Umwandlungsverluste der Wasserstoffspeicherkette	✓	–	Energetisch bei der Berechnung der erforderlichen Stromerzeugung berücksichtigt
Batteriespeicher	–	✓	Keine explizite Modellierung und Kostenoptimierung
Verbrauchsseitiges Lastmanagement (DSM)	–	✓	Keine explizite Modellierung von DSM aus Komplexitätsgründen (somit auch keine Investitionskosten, Betriebs- und Opportunitätskosten)
Zusätzliche großräumige Wasserstofftransportnetze und gesonderte	–	✓	Nicht als eigenständige Infrastrukturkosten angesetzt

Erschließung weiterer Kavernenkapazitäten			
Stromnetze und Systembetrieb			
Bestehende Übertragungs- und Verteilnetze	✓	–	Berücksichtigung der angesetzten bestehenden Netzkosten
Zusätzlicher Übertragungsnetzausbau	✓	–	Pauschalierte Kosten auf Grundlage veröffentlichter Investitionsannahmen
Zusätzlicher Verteilnetzausbau einschließlich Niederspannungsnetz	✓	–	Pauschalierte Kosten bis in die Niederspannungsebene
Individuelle Hausanschlüsse und kundenspezifische Anschlussanlagen	–	✓	Nicht als eigenständige Kostenposition modelliert
Stromzähler, Messstellenbetrieb und kundenseitige Installationen	–	✓	Außerhalb der betrachteten Systemgrenze
Anlagen und Infrastruktur hinter dem Stromzähler	–	✓	Insbesondere haus- oder betriebsinterne elektrische Anlagen
Redispatch und lokale Netzengpassbewirtschaftung	–	✓	Keine räumlich aufgelöste Netzsimulation
Zusätzliche, stündlich ermittelte Netzverluste	–	✓	Keine explizite verlustbehaftete Netzflussrechnung
Kurzfristige Systemdienstleistungen	–	✓	Insbesondere Frequenzregelung, Momentanreserve und Spannungshaltung nicht gesondert bewertet
Stromhandel und weitere Kosten			
Stromimporte	✓	–	Mit den angenommenen Importpreisen und -mengen
Erlöse aus Stromexporten	✓	–	Als kostensenkende Erlöse berücksichtigt
Auswirkungen der Abregelung von Erzeugungsanlagen	✓	–	Indirekt über die geringere Nutzung installierter Erzeugungsleistung; keine gesonderten Entschädigungszahlungen
Vertriebskosten und Handelsmargen der Stromlieferanten	–	✓	Nicht Bestandteil der LSCOE; lediglich in der separaten Strompreisindikation berücksichtigt
Steuern, Abgaben und staatliche Umlagen	–	✓	Keine volkswirtschaftlichen Erzeugungs- oder Systemkosten im Sinne der Modellrechnung

Förderzahlungen und Subventionen	–	✓	Nicht als zusätzliche Systemkosten oder Kostensenkungen angesetzt
Externe Umwelt-, Gesundheits- und sonstige Folgekosten	–	✓	Keine Bewertung externer Effekte
Zusätzliche Kosten ungünstiger Wetterjahre und außergewöhnlicher Versorgungskrisen	–	✓	Simulation auf Grundlage eines Referenzjahres; keine gesonderte Extremwetter- oder Resilienzbewertung

Tabelle 6: Abgrenzung der in der LSCOE-Berechnung berücksichtigten Kostenpositionen

GLOBAL
ENERGY
SOLUTIONS