

Deutschlands Energiezukunft: Die Rolle der Kernenergie bei der Dekarbonisierung

Übertragung und inhaltliche Ergänzung der Studie
"The Role of Nuclear in Germany's Decarbonisation"
von Quantified Carbon für WePlanet DACH

Norbert Aust, WePlanet DACH



Impressum

Deutschlands Energiezukunft: Die Rolle der Kernenergie bei der Dekarbonisierung. Eine Übertragung und Erweiterung der Studie "The Role of Nuclear in Germany's Decarbonisation" von Quantified Carbon für WePlanet DACH

Herausgeber:

WePlanet DACH e. V.
Bessemerstraße 82, 10. OG Süd
12103 Berlin
info@weplanet-dach.org
www.weplanet-dach.org
Registernummer: VR 37433 B

Englische Originalfassung:

"The Role of Nuclear in Germany's Decarbonisation – a study by Quantified Carbon for WePlanet. December 2024"
<https://weplanet-dach.org/wp-content/uploads/2025/01/20241213-WePlanet-report.pdf>

Deutsche Übersetzung und inhaltliche Ergänzung:

Dr. Norbert Aust, WePlanet DACH

Grafische Aufbereitung:

Andreas Fellner, WePlanet DACH

Version 1.0

Veröffentlichungsdatum 26.02.2025

Bitte zitieren als:

WePlanet DACH e.V. (Hrsg.) (2025): Deutschlands Energiezukunft: Die Rolle der Kernenergie bei der Dekarbonisierung. Übertragung und inhaltliche Ergänzung der Studie "The Role of Nuclear in Germany's Decarbonisation" von Quantified Carbon für Weplanet DACH. Berlin: WePlanet DACH e.V.

Die vorliegende Studie basiert auf der englischsprachigen Studienbeschreibung von Quantified Carbon. Diese wurde übersetzt und bei Bedarf durch Erläuterungen und zusätzliche Informationen ergänzt.



Vorwort

Angesichts des von Menschen verursachten Klimawandels ist jede Kilowattstunde Strom, die ohne den Ausstoß klimaschädlicher Gase durch Wind- und Sonnenenergie erzeugt wird, zu begrüßen. Wind- und Sonnenenergie sind unverzichtbare Bestandteile einer klimaneutralen Stromversorgung. Es ist aber offen, ob es praktisch durchführbar ist, die deutsche Stromversorgung so zu gestalten, dass sie den Strombedarf ausschließlich mittels erneuerbarer Energien zuverlässig abdecken kann, ohne allzu sehr von Stromlieferungen aus dem benachbarten Ausland abhängig zu sein.

Die Kernenergie wird in Deutschland für die Energiewende als wenig hilfreich angesehen. Sie gilt als zu teuer und angesichts der langen Zeiten für Planung und Bau der Kraftwerke ist die Ansicht verbreitet, dass sie auch bis 2045 keinen wesentlichen Beitrag zur Dekarbonisierung leisten kann. Daraus wird abgeleitet, dass es wenig Sinn ergebe, den 2023 abgeschlossenen Atomausstieg zu hinterfragen und über eine Änderung des Atomgesetzes zu diskutieren. Wenn kein Nutzen absehbar ist, dann erscheint es auch sinnlos, über die Endlagerung der mit dem weiteren Betrieb entstehenden hochradioaktiver Abfälle zu diskutieren. Oder über die Größe des Risikos von katastrophalen Unfallfolgen. Entsprechend wird die Kernenergie auch in den bisher von amtlichen Stellen beauftragten Studien und Szenarien bei der Optimierung einer emissionsfreien Stromversorgung nicht berücksichtigt (ISI_2024, ISE_2024).

Stimmt aber die Voraussetzung? Sind Kernkraftwerke wirklich zu teuer und dauert die Errichtung tatsächlich viel zu lange, um bei der Dekarbonisierung der deutschen Wirtschaft von Nutzen zu sein?

Vergleicht man die Kosten, die für den Bau eines Kernkraftwerks anfallen, beispielsweise mit Windrädern auf See, dann sind die Investitionskosten pro Kilowatt Nennleistung bei Letzteren ohne Zweifel günstiger. Entsprechendes gilt für die Stromgestehungskosten, also für die auf den erzeugten Strom umgelegten Gesamtkosten. Diese Betrachtung greift jedoch zu kurz, da wesentliche Komponenten der Systemintegration, die für die Funktion der Windenergieanlagen unumgänglich sind, in die Kostenbetrachtung einbezogen werden müssen. Im Vergleich zu Kernkraftwerken umfasst dies etwa:

- ein wesentlich niedrigerer Kapazitätsfaktor, da der Wind nicht immer weht,
- eine wesentlich kürzere Lebensdauer der Windanlage,
- erhebliche Kosten für die Anbindung an das landseitige Übertragungsnetz,
- Backup-Kraftwerke, welche die Stromlieferung übernehmen, wenn der Wind nicht weht,
- Speicher für regenerativ erzeugten Brennstoff zum Betrieb der Backup-Kraftwerke, einschließlich der Erzeuger für diesen Brennstoff.



In einer derartigen Gesamtbetrachtung erscheint die Kernenergie zumindest im Vergleich zu Offshore-Windanlagen als kostengünstigere Energiequelle.

Für WePlanet DACH war diese Erkenntnis Anlass genug, die mögliche Rolle der Kernkraft in einer wissenschaftlich fundierten Studie untersuchen zu lassen. Damit soll ein Beitrag geleistet werden, eine wesentliche Lücke im gegenwärtigen Kenntnisstand zu schließen und die Diskussion um die Nutzung der Kernenergie zu versachlichen.

Auf Basis der ausführlich dargestellten Inhalte der Studie (QC_2024) werden in diesem Dokument die Auswirkungen einer Nutzung der Kernenergie in einer deutschen dekarbonisierten Stromversorgung dargestellt.



Inhaltsverzeichnis

1. Zusammenfassung für Entscheidungsträger	5
2. Einführung	8
3. Studiendesign	10
3.1. Übersicht zur Methodik	10
3.2. Szenarien und Eingangsannahmen	13
3.2.1 Szenarien und Methodik	131
3.2.2. Eingangsannahmen	4
3.2.3. Kostenannahmen	19
3.2.4. Annahmen zur Kernenergie	21
4. Ergebnisse	23
4.1. Anlagenpark und Stromerzeugung	23
4.2. Systemkosten	27
4.3. Strompreise und Strompreisschwankungen	30
4.4. Versorgungssicherheit	33
4.5 Emissionen	35
4.6. Energieübertragung	37
4.7. Verbrauch kritischer Rohstoffe und Flächenbedarf	39
4.8. Verbindliche Emissionsziele ohne Kernkraft – das EE100-red-Szenario	40
4.9. Nullemissionen	43
5. Zusammenfassende Betrachtung	47
6. Diskussion	53
6.1 Vergleich zu anderen Studien	53
6.2 Vorteile der Kernenergie	53
6.3. Kosten	54
6.4. Realisierungszeit	55
7. Ausblick	58
8. Empfehlungen an die Politik	60
9. Anhang A: Methodik für Emissionen, Flächenbedarf und Verbrauch kritischer Materialien	62
9.1 Anhang B: Bestimmung der Investitionen und Betriebskosten	62
9.2 Anhang C: Methode zur Bestimmung der Netzkosten	63
10. Referenzen	64



1. Zusammenfassung für Entscheidungsträger

Die Klimaziele können zuverlässiger und kostengünstiger erreicht werden, wenn man Kernkraft in den Strommix einbezieht, anstatt weiter auf einem vollständig auf erneuerbaren Energien aufbauenden System zu beharren. Dies konnte in der Studie, über die hier berichtet werden soll, nachgewiesen werden, indem zwei Szenarien miteinander verglichen wurden. Beide bilden die deutsche Stromversorgung im Jahr 2045, nach erfolgter Dekarbonisierung ab. Im EE100-Szenario werden ausschließlich erneuerbare Energien zur Stromerzeugung genutzt, das Nuklear-Szenario beinhaltet auch Kernkraftwerke. In beiden Szenarien ist es notwendig, Spitzenlast durch den Einsatz von Gasturbinen abzudecken.

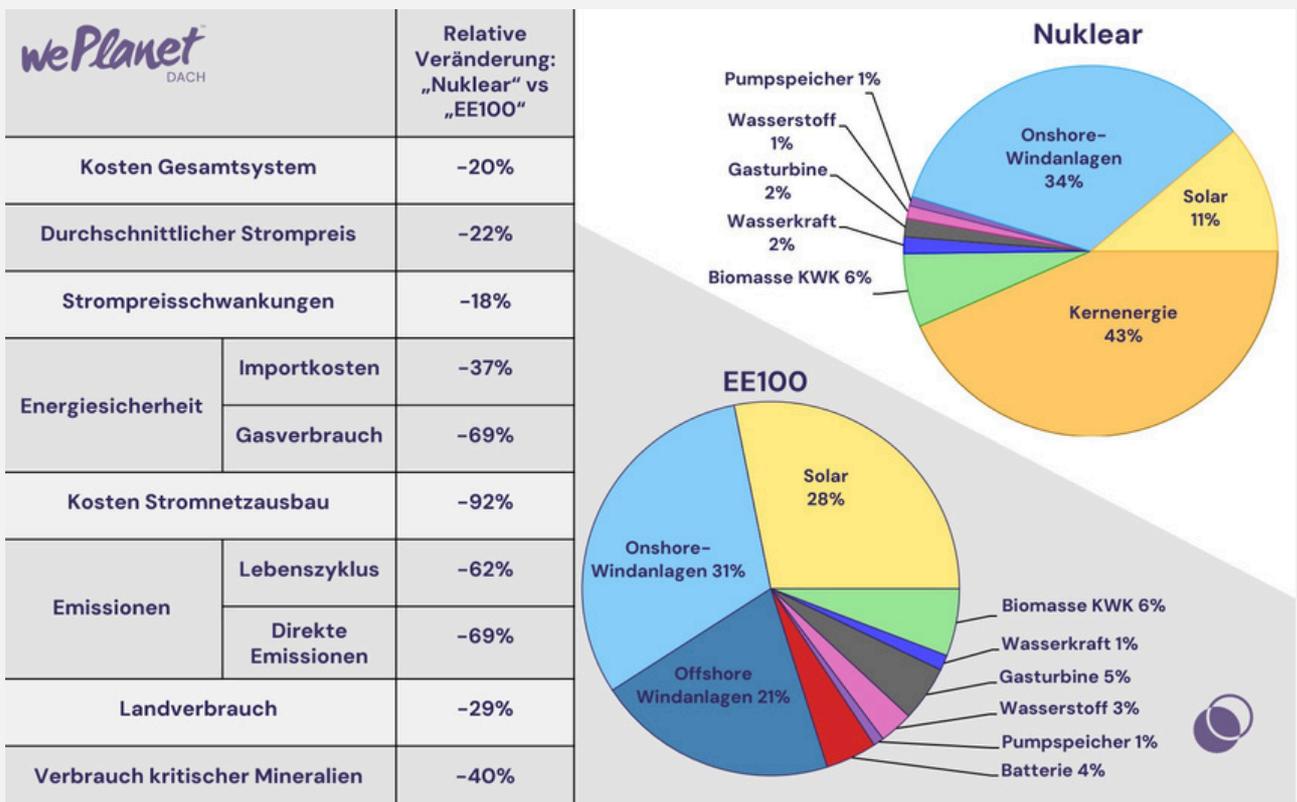


Tabelle 1: Relativer Unterschied des Nuklear-Szenarios gegenüber dem EE100-Szenario. Dargestellt sind die Kennzahlen für Wettbewerbsfähigkeit, Versorgungssicherheit, Netzinfrastruktur und Nachhaltigkeit. Im rechten Feld sind die Strukturen der Stromerzeugung mit den Anteilen der jeweiligen Energieträger dargestellt.

Aus dem Bericht lassen sich folgende Empfehlungen für Entscheidungsträger in Politik und Wirtschaft ableiten:

- Deutschland sollte zu einem technologieneutralen Energiekonzept übergehen, um eine kostengünstige und stabile Grundlastversorgung zu ermöglichen. Anderenfalls läuft Deutschland Gefahr, seine Klimaziele zu verfehlen und seine wirtschaftliche Wettbewerbsfähigkeit weiter zu schwächen.

- Bestehende Kernkraftwerke, die in jüngster Zeit abgeschaltet wurden, sollten wieder in Betrieb genommen und dabei Maßnahmen ergriffen werden, die Laufzeiten über 2045 hinaus zu verlängern. Dadurch werden Kapazitäten im Stromnetz für den Ausbau der erneuerbaren Energien frei, da der Strom aus Kernkraftwerken nicht über weite Strecken von Nord nach Süd transportiert werden muss, sondern in der Nähe der Bedarfsträger erzeugt wird.
- Deutschland sollte den Bau neuer Kernkraftwerke vorbereiten. Dazu gehören nicht nur fördernde politische und regulatorische Rahmenbedingungen, eine gesicherte Finanzierung und ausreichendes geschultes Personal. Es muss darüber hinaus die Akzeptanz in der Bevölkerung gestärkt werden, indem ungerechtfertigte Ängste und Befürchtungen durch wissenschaftlich korrekte Aufklärung ausgeräumt werden.
- Der Ausbau der erneuerbaren Energien muss fortgesetzt werden, also Windturbinen an Land und Solaranlagen, zusammen mit der notwendigen Infrastruktur in den Übertragungs- und Verteilnetzen, Batteriespeichern, Backup-Kraftwerken etc.

Diese Modellstudie, die von der in London ansässigen Beraterfirma Quantified Carbon im Auftrag der deutschsprachigen Sektion des globalen, wissenschaftsbasierten Umweltnetzwerks WePlanet durchgeführt wurde, kommt zu dem Ergebnis, dass ein kostenoptimaler Übergang zu einem emissionsarmen Stromsystem im Jahr 2045 für Deutschland sowohl die Wiederinbetriebnahme kürzlich stillgelegter Reaktoren als auch den Bau neuer Kernkraftwerke umfassen würde. Im Vergleich zum eingeschlagenen Pfad, der allein auf Erneuerbare Energien setzt, sind auf einem Pfad mit Einschluss der Kernkraft erhebliche Kosteneinsparungen möglich und die Strompreise für die Verbraucher bleiben niedriger.

Laut dieser Studie würde ein kostenoptimaler Energiemix einen Kernkraftanteil von rund 40 Prozent enthalten. Ein solcher Beitrag würde den massiven Einsatz von Wind- und Solarenergie unterstützen und zu einer stabileren und zuverlässigeren Stromerzeugung mit geringeren Gesamtemissionen führen. Der Vergleich des Systems mit Kernenergie mit einem System allein auf Basis Erneuerbarer Energien zeigt demzufolge:

- Der Strompreis, die Systemkosten und die Volatilität sinken um ein Fünftel (durchschnittlicher Strompreis 82 €/MWh mit Kernenergie gegenüber 105 €/MWh mit ausschließlich erneuerbaren Energien).
- Der Verbrauch an fossilem Erdgas bei der Deckung von Spitzen der Residuallast sinkt um 70 %.
- Die Kosten für den Ausbau des Übertragungsnetzes sind um 80 % geringer, da auf die Windenergie auf See verzichtet werden kann und viele HGÜ-Leitungen damit entfallen.



- Die Emissionen sind um zwei Drittel geringer und kommen dem Ziel der vollständigen Dekarbonisierung deutlich näher (45 kg CO₂/MWh bei 100 % Erneuerbaren Energien gegenüber 17 kg CO₂/MWh bei Nutzung der Kernenergie).

Diese Studie ist unpolitisch und überparteilich. Sie fordert die politischen Parteien, insbesondere, wenn sie an der Regierung beteiligt sind, dazu auf, einen realistischeren Ansatz für die Dekarbonisierung bei gleichzeitiger Stärkung der Sicherheit der Stromversorgung zu wählen. Sie sollten nicht mehr aus rein ideologischen Gründen auf dem dauerhaften Ausschluss der Kernenergie beharren. Der bisher eingeschlagene Weg gefährdet unnötig Arbeitsplätze, bedroht Klima- und Umweltziele und leistet durch hohe Strompreise einer fortschreitenden Deindustrialisierung Vorschub.

Derzeit erscheint es unwahrscheinlich, dass Wasserstoff die Schwankungen der Erneuerbaren Energien ausgleichen kann. Folglich bleiben in einem Szenario, dass auf 100 % Erneuerbare Energien zielt, im Jahr 2045 große Mengen an fossilem Gas im System, selbst bei einem hohen CO₂-Preis von 250 € pro Tonne.

Um die Risiken einer ausschließlichen Einspeisung wetterabhängiger erneuerbarer Energien in das Stromnetz vollständig zu berücksichtigen, analysiert die Studie die Sicherheit der Energieversorgung anhand täglicher Wetterdaten aus 33 Jahren. Fehlen zeitweise Solar- und Windenergie, so die Erkenntnis, wird zur Sicherung der Stromversorgung Gas benötigt: Ein System, das allein auf Erneuerbaren Energien beruht, würde daher einen noch höheren Gasverbrauch als heute erfordern (140 TWh im Jahr 2045 gegenüber 100 TWh im Jahr 2023, beziehungsweise gegenüber 45 TWh bei Einbeziehung der Kernenergie). Dies verdeutlicht das Risiko, infolge des derzeitigen politischen Beharrens auf „100 Prozent Erneuerbare Energie“ unsere Klimaziele zu verfehlen.

Die Studie setzt konservative Kostensätze für Kernkraft an, räumt also ein, dass der Bau neuer Kernkraftwerke wesentlich teurer ist als der von Anlagen zur Gewinnung Erneuerbarer Energien: Für neue Kernkraftwerke werden „Overnight“-Kapitalkosten von 7.000 €/kW veranschlagt, dies entspricht den finalen Kosten des finnischen EPR-Block 3 in Olkiluoto, bei dem es zu erheblichen Kostensteigerungen kam.

Dennoch kommt die Studie zu dem Ergebnis, dass im Kostenoptimum bis 2045 in Deutschland 57 GW an Kernenergie installiert werden sollten, davon 8 GW durch die Wiederinbetriebnahme bestehender stillgelegter Reaktoren. Der Grund hierfür sind erhebliche Einsparungen im Bereich der Systemkosten, insbesondere bei Offshore-Windkraft, Netzausbau und Speicherbedarf.



2. Einführung

Bei der deutschen Energiewende geht es im Kern darum, die Stromerzeugung durch Einsatz emissionsarmer Primärenergien zu dekarbonisieren. Strom soll also ab 2045 treibhausgasneutral produziert werden, so ist es im Klimaschutzgesetz festgelegt (KSG_2024). Technologisch hat sich Deutschland dabei durch den Ausstieg aus der Nutzung der Kernenergie zur Stromerzeugung (BMUV_2024) auf den ausschließlichen Einsatz erneuerbarer Energien festgelegt. Geografisch bedingt stehen hierfür in großem Maßstab nur Sonnen- und Windenergie zur Verfügung, letztere sowohl an Land ('onshore') als auch auf See ('offshore').

Nach dem Klimaschutzgesetz soll ganz Deutschland bis 2045 klimaneutral wirtschaften, nicht nur die Energiewirtschaft. Dies soll dadurch erreicht werden, dass Sektoren, die bislang auf fossile Brennstoffe zurückgegriffen und daher Kohlendioxid emittiert haben, ebenfalls mittels Strom (Elektrofahrzeuge, Gebäudeheizung) oder durch Wasserstoff (Stahlherstellung) mit Energie versorgt werden, wobei der Wasserstoff wiederum durch Elektrolyse mithilfe von Strom aus erneuerbaren Energien, also klimaneutral hergestellt werden soll.

Entsprechend wird der Strombedarf in einem dekarbonisierten Deutschland um ein Mehrfaches höher liegen als heute. In diesem Licht erscheint es in hohem Maße kontraproduktiv, auf eine emissionsarme und dazu noch planbare Energiequelle zu verzichten, mittels der unabhängig von Wetterereignissen ein zuverlässiger Grundlaststrom bereitgestellt werden kann. Andere Industrieländer innerhalb und außerhalb Europas nehmen folgerichtig eine vollkommen andere Haltung zur Kernenergie ein: Am Rande der Klimakonferenz COP 28 in Dubai haben sich 22 Staaten darauf verständigt, sich beim massiven Ausbau der Kernenergie bis 2050 gegenseitig zu unterstützen (Handelsblatt_2023). Beim Weltgipfel zur Atomenergie in Brüssel waren es im März 2024 sogar 32 Staaten aus Europa, Amerika, Afrika und Asien, die über geeignete Wege diskutierten (Welt_2024).

Der deutsche Sonderweg bei der Umstellung auf eine klimaneutrale Wirtschaft ist auf jeden Fall sehr teuer. Das ist erstaunlich: Obwohl im Jahr 2024 42,2 % des Bedarfs im deutschen öffentlichen Stromnetz durch Wind und Sonne erzeugt wurden (EC_2025), müssen die deutschen Haushalte mit 40 ct/kWh den höchsten Strompreis in Europa bezahlen (Destatis_2024). Für Nicht-Haushalte, also auch für Unternehmen, kostete der Strom 20 ct/kWh, nur in Zypern und Irland war er teurer (DESTATIS_2024). Wie kann das sein, wenn Kernenergie im Vergleich zu den Erneuerbaren angeblich so teuer ist? Darüber hinaus: Wenn heute noch nicht einmal die Hälfte des deutschen Stromverbrauchs durch Erneuerbare gedeckt wird, sich der Bedarf aber verdoppeln oder verdreifachen wird, wird erkennbar, wie stark der noch erforderliche Ausbau ist.



Die heutige Situation der Energiewende hat der Bundesrechnungshof in ihrem im März 2024 veröffentlichten Bericht dargestellt (BRH_2024). In der zugehörigen Pressemitteilung heißt es:

"Aktuell hält der Bundesrechnungshof für den Bereich Strom fest: Die sichere Versorgung ist gefährdet, der Strom teuer, während die Bundesregierung die Auswirkungen der Energiewende auf Landschaft, Natur und Umwelt nicht umfassend bewerten kann."



3. Studiendesign

3.1. Übersicht zur Methodik

In unserer Studie haben wir versucht, mit einfachen Mitteln bei einem vergleichsweise niedrigen Budget eine Antwort auf die Frage zu finden, wie in Deutschland eine robuste, wettbewerbsfähige und dabei voll dekarbonisierte Stromversorgung aufgebaut sein könnte, was nach den Vorgaben des Klimaschutzgesetzes bis 2045 erreicht sein soll. Insbesondere soll herausgefunden werden, inwiefern die Kernenergie dabei sinnvoll einsetzbar ist und welcher Nutzen daraus entstehen kann.

Um dies zu untersuchen, werden zwei Szenarien modelliert, welche die deutsche Stromversorgung nach der Dekarbonisierung darstellen, das eine mit, das andere ohne Kernenergie. Der Jahresverlauf des Strombedarfs wird für jede Stunde eines Jahres für die erhöhten Anforderungen einer dekarbonisierten Wirtschaft simuliert. Um die aus Sonnen- und Windenergie verfügbare Leistung zu bestimmen, werden die Verläufe von Windgeschwindigkeit und Sonneneinstrahlung entsprechend einem historischen mittleren Wetterjahr simuliert. Für jede Stunde wird ermittelt, wie der Bedarf aus der verfügbaren Leistung der verschiedenen Energieträger abgedeckt werden kann. Grundzüge:

- Im Nuklear-Szenario wird das System technologieoffen aufgebaut, was in der Konsequenz dazu führt, dass in ihm auch Kernkraftwerke enthalten sind.
- Im EE100-Szenario wird die Kernenergie ausgeschlossen, was dazu führt, dass mit Ausnahme der Spitzenlast (siehe unten) ausschließlich Erneuerbare Energien zur Stromerzeugung herangezogen werden.
- Im Gegensatz zu anderen Untersuchungen (ISE_2024, ISI_2024) werden keine Mindestvorgaben zum Ausbau von Solar-PV, Wind onshore und Wind offshore angesetzt.
- Es werden keine Limitationen hinsichtlich der Geschwindigkeiten angesetzt, mit denen der Ausbau der verschiedenen Energieträger erfolgt, das heißt, gegebenenfalls begrenzte Kapazitäten bei der Errichtung der Anlagen werden nicht berücksichtigt.
- Im ersten Ansatz wird ein hoher Preis für die Kohlenstoffemissionen (CO₂-Preis) als Treiber für die Dekarbonisierung angenommen. Dies ergibt hohe Stromgestehungskosten für die im ersten Ansatz zugelassenen mit fossilem Erdgas gefeuerten offenen Gasturbinen.



- Für die einzelnen Szenarien müssen Annahmen zu den folgenden Parametern getroffen werden, die, wie unten beschrieben, die bestmöglichen Schätzungen darstellen sollen:
 - Investitionen und Betriebskosten
 - Preise für Rohstoffe und Kohlendioxid-Emissionen
 - Ausbau der Stromversorgungssysteme in den benachbarten Gebotszonen einschließlich der Netzverstärkungen
 - Beschränkung der zur Verfügung stehenden Flächen
 - Anstieg des Strombedarfs und der Flexibilitätsoptionen (Speicher, Lastmanagement)

Anschließend werden beide Szenarien verglichen und anhand der erforderlichen Investitionen und Betriebskosten bewertet. Weiterhin wird betrachtet:

- Beide Systeme werden mit den realen Wetterdaten verschiedener historischer Jahre beaufschlagt, um die Empfindlichkeit für Schwankungen der Wetterbedingungen zu ermitteln.
- Daraus werden Rückschlüsse auf die Versorgungssicherheit, die durchschnittlichen Strompreise jeweils eines Jahres und deren Schwankung von Jahr zu Jahr gezogen. Zusammen mit den Kosten soll hieraus die Nachhaltigkeit und Wettbewerbsfähigkeit des Gesamtsystems beurteilt werden.
- Zusätzlich werden die Treibhausgasemissionen über den Lebenszyklus der Anlagen ermittelt, die Anforderungen an die Netz-Infrastruktur für Strom und Wasserstoff sowie der Verbrauch an kritischen Materialien.

Abbildung 1 (folgende Seite) zeigt den Studienablauf und die Methodik im Flussdiagramm. Das Vorgehen erfolgt in zwei Schritten: Zunächst werden mit einem Tool GenX die beschriebenen Szenarien aufgebaut und optimiert. In einem zweiten Schritt wird mit cGrid, einem von QC selbst entwickelten Tool, der Strommarkt während eines Jahres simuliert, sowohl für ein repräsentatives Modelljahr als auch für 33 unterschiedliche Wetterjahre.



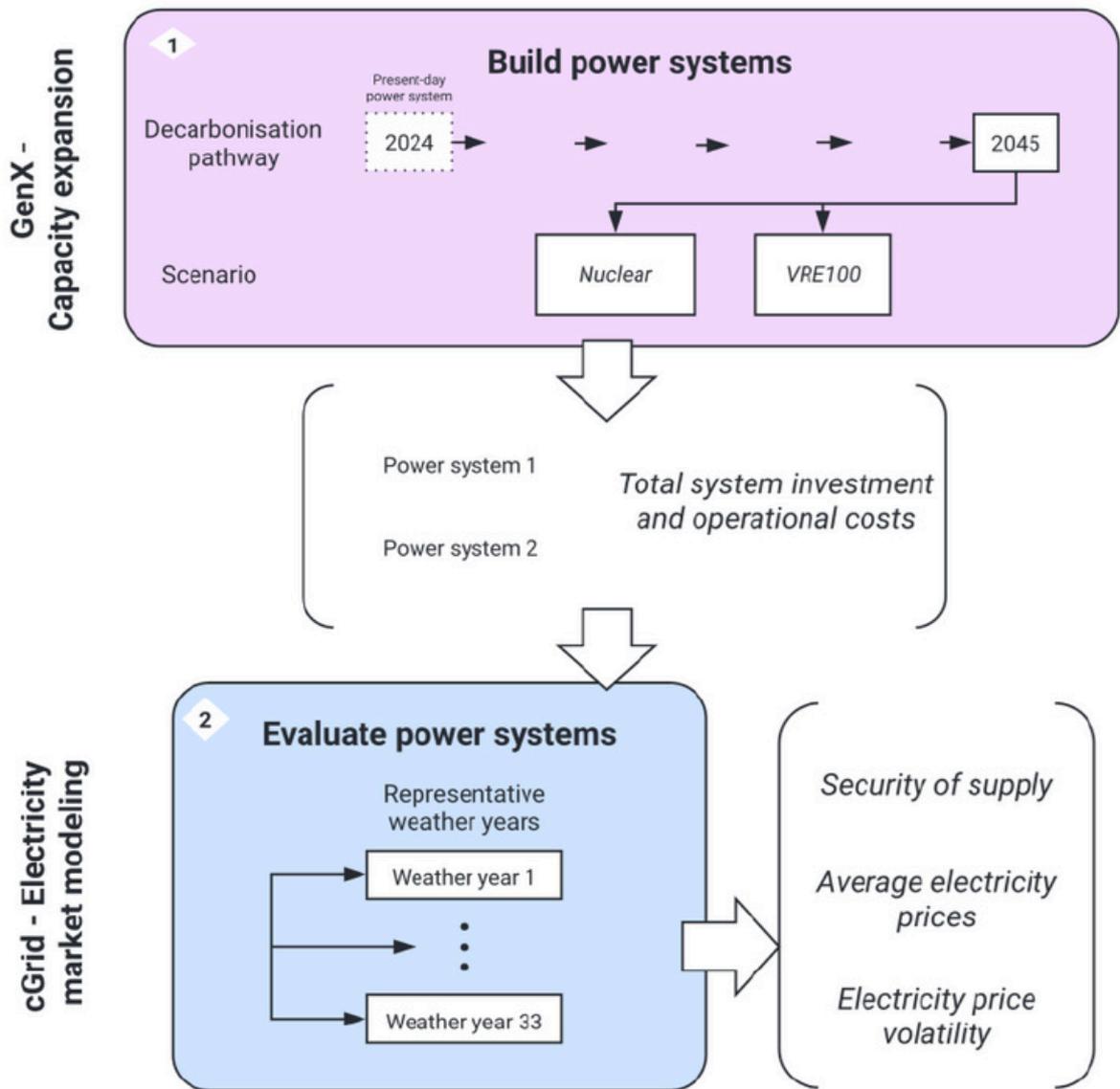


Abbildung 1: Flussdiagramm des Studienablaufs und der Methodik

GenX ist ein von Wissenschaftlern am MIT und in Princeton entwickeltes Open Source-Tool. Damit können kostenoptimierte Systeme zur Stromerzeugung bestimmt werden, wobei Investitionen in Erzeuger, Speicherkapazitäten und Übertragungsnetze so gestaltet werden, dass bestimmte Anforderungen an den Strombedarf eingehalten und gleichzeitig verschiedene Einschränkungen, etwa zur Verfügbarkeit von Ressourcen berücksichtigt werden. In der Simulation hier sind keine direkten Emissionsziele vorgegeben, vielmehr ist ein hoher CO₂-Preis der Treiber der Dekarbonisierung. Es wird berücksichtigt, dass verschiedene im Jahr 2024 vorhandene Anlagen aufgrund ihrer beschränkten Lebensdauer bis 2045 stillgelegt werden und entsprechend neue aufgebaut werden.



Während GenX das gesamte Jahr auf einmal bei der Optimierung berücksichtigt, modelliert cGrid das Marktgeschehen und optimiert über kleine Zeitschritte den Einsatz der Stromerzeuger und Speicher sowie anderer Flexibilitätsoptionen. Diese Aufteilung in zwei Simulationsschritte ist dann besonders wichtig, wenn in dem modellierten Stromsystem langfristige Speicherungen vorgesehen sind, etwa in Wasserkraftwerken mit Saisonspeicher oder auch Speicher für Wasserstoff, der in Kombikraftwerken bei Bedarf wieder verstromt werden kann. Mit cGrid kann zwar eine Feinabstimmung der Kapazitäten erfolgen – etwa zusätzliche Kapazitäten für Spitzenlastkraftwerke installiert werden – ein vollständiger Aufbau eines kompletten Systems 'auf der grünen Wiese' ist damit aber nicht möglich. Eine detaillierte Beschreibung wird in Kürze veröffentlicht (Cox_2025, Cox_2025 a).

Die Studie beschränkt sich alleine auf die Stromerzeugung und ist daher nur ein erster Schritt der Entwicklung eines kompletten Systems zur Stromversorgung. Fragen wie Frequenzstabilität, das Einhalten von (n-1)-Kriterien (Funktionsfähigkeit der Stromversorgung bei Ausfall einer beliebigen Komponente des Systems) oder Schwarzstartfähigkeit (Fähigkeit anzufahren, wenn im Netz kein Strom verfügbar ist, um wesentliche Komponenten zu betreiben) werden nicht betrachtet, ebenso die Fähigkeit des Systems, kurzfristige Lastspitzen auszugleichen.

3.2. Szenarien und Eingangsannahmen

3.2.1. Szenarien und Methodik

In dieser Studie werden, wie schon beschrieben, zwei verschiedene Szenarien betrachtet. Im Ersten, das als das 'Nuklear-Szenario' bezeichnet ist, wird eine technologie-neutrale Situation angenommen, in der folglich auch Kernkraftwerke vorgesehen werden können. In diesem Szenario wird die Wiederinbetriebnahme kürzlich abgeschalteter Reaktoren politisch unterstützt. Es werden die Grundlagen dafür geschaffen, dass neu gebaute Kernkraftwerke ab 2040 ans Netz gehen können. Im zweiten Szenario, dem EE100-Szenario, wird die Kernenergie bei der Modellbildung ausgeschlossen, womit die gegenwärtige deutsche Energiepolitik abgebildet wird.

Um ökonomisch darstellbare Szenarien zu erhalten, wurden in diesen beiden ersten Szenarien keine Emissionsziele vorgegeben. Vielmehr wurde die Emission von Treibhausgasen mit einem hohen Preis belegt. In der Konsequenz verbleiben in beiden Szenarien noch gewisse Restmengen an fossilen Brennstoffen und daher Emissionen. Dies entspricht wohl auch der Herangehensweise in der deutschen Energiewende, wonach eine größere Zahl von später auf Wasserstoffbetrieb umrüstbaren Erdgaskraftwerken gebaut werden soll (BR_2024, RND_2025).

Dabei entsteht in der Realität aber ein gewisses Dilemma, denn einerseits werden schnell belastbare Kraftwerke zu Spitzenstromerzeugung benötigt, aber deren vergleichsweise niedriger Wirkungsgrad führt zu einem hohen Verbrauch von Erdgas (Emissionen) bzw. Wasserstoff (Kosten). Wegen des höheren Wirkungsgrades und



daher niedrigeren Brennstoffverbrauch wäre es sinnvoll, Kombikraftwerke zu errichten, diese könnten allerdings nur mit der Gasturbinenstufe, schätzungsweise 60 % der Nennleistung, schnelle Regelenergie erbringen. Die nachgeschaltete Dampfturbine folgt insbesondere beim Kaltstart mit der thermischen Trägheit des Dampfkreislaufs. Dies erfordert höhere Investitionen, um den Bedarf zur Deckung der Spitzenlast erzeugen zu können.

In einem dritten Szenario, das als 'EE100-red' bezeichnet und in Abschnitt 4.8 behandelt wird, werden die Auswirkungen strikter Emissionsvorgaben betrachtet, in Kapitel 4.9 schließlich werden die Möglichkeiten einer vollkommen treibhausgasneutralen Stromerzeugung beleuchtet. In allen Szenarien wird eine entwickelte Infrastruktur angenommen, um Wasserstoff über Rohrleitungen und Speicher sowohl den direkten Verbrauchern als auch zur Verstromung bereitzustellen. Die als CCS (Carbon Capture and Storage) bekannte Technologie, bei der Kohlendioxid bei der Verbrennung von Erdgas oder Biomasse aufgefangen und dann endgelagert wird, ist im Modell nicht vorgesehen.

3.2.2 Eingangsannahmen

Der folgende Abschnitt enthält einen Überblick über die in die Studie eingeflossenen Annahmen, wobei zusätzliche Details dem derzeit zur Veröffentlichung anstehenden CATF-Deutschland Bericht entnommen werden können (CATF_2024).

CO₂-Emissionen

Hinweis: Emissionen von Treibhausgasen bestehen nicht nur aus Kohlendioxid (CO₂), sie setzen sich vielmehr aus einer ganzen Reihe von Gasen zusammen, die bei der Nutzung fossiler Energiequellen emittiert werden, darin neben Kohlendioxid auch Methan, Lachgas und andere (UBA_2022a). Es ist üblich, deren negative Wirkungen auf das Klima in äquivalente Mengen an CO₂ umzurechnen, die die gleichen Auswirkungen hätten. Im Folgenden sind immer diese Gesamtemissionen gemeint, wenn von Emissionen gesprochen wird.

- In der Absicht, einen realistischen Stromhandel und ein wirklichkeitsnahes Maß an Dekarbonisierung zu erzeugen, soll ein hoher Preis für Kohlendioxid-Emissionen den alleinigen Antrieb für die Senkung der direkten Emissionen darstellen. Der Emissionspreis von 250 €/t CO₂ wird in Anlehnung an die Internationale Energieagentur gewählt, die in ihrem Fortschrittsbericht von 2022 diesen Wert für hochentwickelte Volkswirtschaften ansetzt, die sich verpflichtet haben, die Klimaneutralität zu erreichen (IEA_2023, Table B.2)
- Die zur Ermittlung der Treibhausgasemissionen über den gesamten Lebenszyklus benutzten Daten stammen vom IPCC (IPCC_2014) und von Energy Maps (EM_2022). Sie beinhalten den gesamten Lebenszyklus der Erzeugeranlagen, sowohl Brennstoff als auch vom Aufbau der Anlage. Es wurden die globalen Medianwerte benutzt.



Stromhandel

- Der grenzüberschreitende Stromhandel mit den Nachbarländern Deutschlands wird in der Simulation berücksichtigt, wobei die in den Nachbarländern installierten Erzeugerleistungen als feste Werte betrachtet werden. Diese wurden in einem der Optimierung vorgeschalteten Schritt ermittelt und beruhen auf den jeweiligen nationalen Zielen und Planungen zum Erreichen der jeweiligen Klimaziele.
- Die Simulation berücksichtigt den jeweiligen nationalen Strombedarf (QC_2025). Der Stromhandel betrifft die jeweiligen Über- und Unterdeckungen des Strombedarfs, insbesondere bei wechselnden Wetterbedingungen während der betrachteten Wetterjahre.

Strombedarf und Flexibilität

Um die Anforderungen und Verhaltensweisen in den verschiedenen Sektoren zu modellieren, wird zwischen verschiedenen Verbrauchsprofilen und den verbundenen Flexibilitäten unterschieden:

- **Elektrolyse:** Die Erzeugung von Wasserstoff durch Elektrolyse ist hier auf die Deckung des Bedarfs außerhalb des Stromsektors beschränkt. Der Anstieg im Bedarf beruht auf der zunehmenden Verwendung von Wasserstoff zur Substitution anderer fossiler Energieträger. Eine gezielte Erzeugung und Speicherung von Wasserstoff zur späteren Rückverstromung wird nicht modelliert (QC_2025).
- **Heißwasser:** Die Erzeugung von Heißwasser folgt einem Tagesprofil analog der Gebäudeheizung. Der Bedarf konzentriert sich auf bestimmte Tageszeiten.
- **Raumheizung:** Der Bedarf hängt von der Außentemperatur ab, wobei der elektrische Heizbedarf pro Kopf bis 2050 mit 27 W/°C Temperaturdifferenz angenommen wird, also vergleichbar mit dem gegenwärtigen Niveau in Schweden, Finnland und Frankreich.
- **Elektrofahrzeuge:** Der Bedarf folgt ebenfalls einem Tagesprofil. Voraussichtlich werden in Europa 80 bis 92 % des Personentransports (das heißt ohne Eisenbahnen und ohne Güterverkehr) elektrifiziert sein (ENTSOE_2024a).
- **Industrie:** Hierunter fällt das produzierende Gewerbe wie Chemie, Stahl, Aluminium und Glas sowie Rechenzentren mit einem relativ flachen, das heißt über das Jahr relativ stabilen und gleichbleibenden Verlauf des Bedarfs.
- **Verluste:** Die Verluste im Übertragungsnetz werden mit 5 % angenommen (SVK_2024, DESTATIS_2024a).
- **Haushalte und Dienstleistungen:** Diese Sektoren folgen sowohl Tages- als auch Wochenprofilen, die aus gemessenen Lastdaten in den betreffenden Ländern abgeleitet wurden. Es wird angenommen, dass jeder Anstieg im Strombedarf durch Maßnahmen zur Steigerung der Energieeffizienz weitgehend ausgeglichen wird.



In Abbildung 2 ist der deutsche Strombedarf aus dem Jahr 2020 nach Sektoren gegliedert der Prognose für 2045 gegenübergestellt. Der prinzipielle Verlauf der Bedarfszunahme wurde dem technologiegetriebenen Szenario von Ember entnommen (Ember_2022). Dieser wurde durch weitere Unterkategorien sowie um die Netzverluste ergänzt. Dieses Verbrauchsszenario gibt eine Situation wieder, in der Deutschland seinen Energiebedarf weitgehend elektrifiziert hat. Auch die energieintensiven Industrien sind in Deutschland verblieben und nicht ins Ausland verlagert worden.

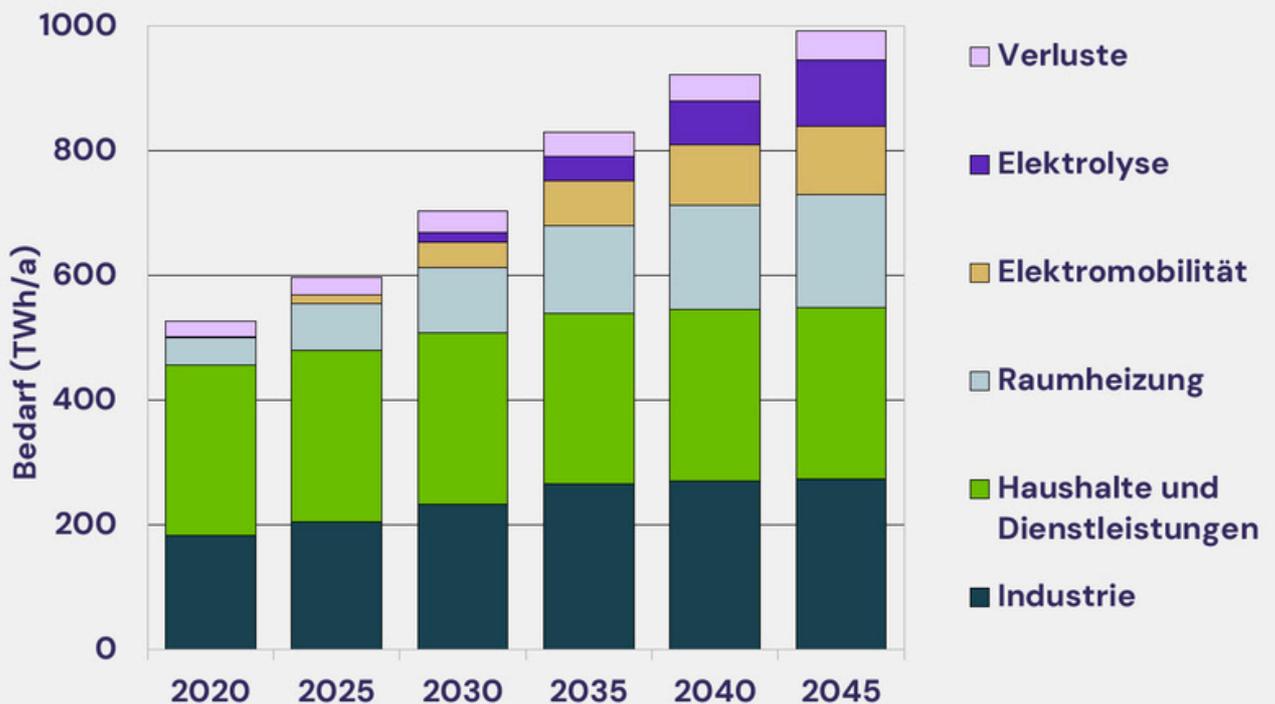


Abbildung 2: Strombedarf in den verschiedenen Sektoren und Fortschreibung bis 2045

Zum Vergleich: Die Bundesnetzagentur geht bei der Aufstellung des Netzentwicklungsplans für 2045 in drei Szenarien von einem Nettostromverbrauch von 999 bis 1222 TWh aus (BNA_2023, Tabelle 1).

Ausbau von Wind- und Solarenergie

- Für Wind- und Solarenergie wird ein Ausbau 'auf der grünen Wiese' angenommen, das heißt, heute bestehende Kapazitäten sind im Modelljahr 2045 nicht mehr verfügbar, alle heute bestehenden Kapazitäten wurden zwischenzeitlich stillgelegt, da sie bis dahin das Ende ihrer Lebensdauer erreicht haben.
- Wie eine für Polen durchgeführten Untersuchung ergab, stellt das Ausbaupotenzial für Solar-PV-Anlagen keinen begrenzenden Faktor dar, daher wurde keine feste Obergrenze für den möglichen Ausbau eingeführt (CATF_2024a).



- Die Obergrenze für den möglichen Ausbau der Windenergie an Land ergibt sich durch die gesetzliche Vorgabe, 2 % der Landfläche Deutschlands für die Errichtung von Windanlagen auszuweisen (UBA_2023a). Dies sind 7150 km². Bei einer angenommenen Energiedichte von 20 MW/km² sind dies 143 GW. Zum Vergleich: In einer Studie zum Flächenpotenzial für den Windausbau an Land wurden 19,2 MW/km² festgestellt (IEE_2023, Kap. 3.2).
- Aufgrund einer Analyse von 42 Wetterjahren und historischen Daten zur Erzeugung wird für neue Windparks an Land ein Kapazitätsfaktor von 29 % angenommen.
- Für den Ausbau von Windparks auf See ist seitens der Bundesregierung ein Ausbauziel von 70 GW für 2045 festgelegt worden. Dieser Wert wird als Obergrenze für den Ausbau von fest gegründeten Offshore-Windanlagen in der deutschen Außenwirtschaftszone in Nord- und Ostsee angenommen (BMWK_2023).
- Basierend auf einer Abschätzung mit Daten aus dem deutschen Netzentwicklungsplan (BNA_2023) wird im deutschen Übertragungsnetz für Solaranlagen pro installiertem Gigawatt Nennleistung eine zusätzliche Leitung von 18,3 km benötigt, Wind an Land erfordert 7,7 km pro Gigawatt, Wind auf See erfordert 214,7 km pro Gigawatt.

Kernenergie

- Es wird angenommen, dass die letzten sechs abgeschalteten Kernkraftwerke bis 2030 wieder in Betrieb genommen werden können, was einer Nennleistung von 8 GW entspricht, die vergleichsweise schnell wieder in das Netz eingespeist werden können (siehe unten).
- Die ersten Neubauprojekte werden bei langen Bauphasen sehr teuer sein. Für Folgeprojekte wird angenommen, dass sich die gleichen Herausforderungen ergeben wie bei den aktuellen Projekten in Europa und damit die gleichen Kosten. Es kommt somit zu keinerlei Lern- oder Skalierungseffekten.

Stilllegungen

- Die ersten Solar- und Windparks sind in Deutschland bereits stillgelegt worden.
- Im Modell erfolgen die Stilllegungen jeweils zum Ende des Kalenderjahres. Für die Photovoltaik wird eine Lebensdauer von 30 Jahren angenommen, 25 Jahre für Wind an Land und 20 Jahre für Wind auf See.



Regenerative Stromerzeugung

- Der zeitliche Verlauf des Kapazitätsfaktors für Windanlagen wird mit dem QC-eigenen Tool Weather2Energy bestimmt. Dazu werden die ERA5-Daten für eine umfangreiche Analyse herangezogen (CDS_2024). Die Erzeugung wird pro Windpark aus den Winddaten und den spezifischen Kennfeldern der Windturbinen unter Berücksichtigung der Nabenhöhe ermittelt und dann pro Angebotszone zu stündlichen Kapazitätsfaktoren verdichtet.
- Für den zeitlichen Verlauf der Stromerzeugung aus Photovoltaik werden Solaranlagen auf Dächern entsprechend den Ausrichtungen und Neigungen bestehender Anlagen simuliert. Vereinfachend werden hierfür ähnliche Verhältnisse angenommen, wie sie für Großbritannien ermittelt wurden (Springer_2020). Für die räumliche Gewichtung werden gerasterte Bevölkerungszahlen verwendet (NASA_2018). Bei Solaranlagen in der Freifläche wird zur Simulation angenommen, dass sie nach Süden ausgerichtet sind und entsprechend dem Breitengrad für eine optimale Ausbeute geneigt sind. Dach- und Freiflächenanlagen werden anhand tatsächlicher Anlagendaten mit separaten Kurven angenähert (Springer_2020).

Wasserstoff

- Bei Aufbau und Optimierung der Szenarien war die Möglichkeit gegeben, mit Wasserstoff betriebene Kombikraftwerke (Gasturbinen mit nachgeschalteten Dampfturbinen) zu errichten.
- Im Modell ist weiterhin die Erzeugung von Wasserstoff mittels Elektrolyse enthalten, um die deutschen Wasserstoffspeicher zu füllen und den industriellen Bedarf zu decken.
- Ein Import von Wasserstoff kann zwar stattfinden, wird aber nicht modelliert. Es wird damit implizit unterstellt, dass Diskrepanzen zwischen Bedarf und Verbrauch durch importierten und gespeicherten Wasserstoff ausgeglichen werden können.
- Die Investitionskosten wurden aus Daten der Internationalen Energieagentur abgeleitet (IEA_2023, Tabelle 4). Die Betriebskosten am Anfang, 50 €/kW, der Modellierung stammen vom International Council for Clean Transportation (ICCT_2020). Der Endpunkt 2045 ist an ein Modell der schwedischen Stromversorgung angelehnt (QCL_2020).
- Das Modell bietet die Möglichkeit, entweder reine Gasturbinen oder Kombikraftwerke für den Betrieb mit Wasserstoff zu errichten, wobei die Investitionen und Betriebskosten entsprechenden mit Erdgas betriebenen Anlagen gleichgesetzt sind, für die ein Durchschnitt zwischen US-amerikanischen (NREL_2023) und europäischen Daten (ENTSOE_2024) gebildet wurde.



- Aufgrund von Untersuchungen zum Speicherpotenzial für Wasserstoff (NWR_2022) wird in dieser Studie keine Obergrenze für die Speicherkapazität angenommen, lediglich aus rechentechnischen Gründen wird die Obergrenze festgelegt, die für einen dreiwöchigen Betrieb bei Volllast ausreicht.
- Wasserstoff zur Verstromung: Es wird angenommen – aber nicht modelliert – dass Deutschland seinen Wasserstoffbedarf einerseits durch eigene Erzeugung in Elektrolyseuren deckt (deren Bedarf ist im Modell enthalten), andererseits importierten Wasserstoff nutzt. Für die Verstromung zur Deckung der Spitzenlast wird angenommen, dass Wasserstoff aus diesen Quellen ausreichend zur Verfügung steht.

3.2.3. Kostenannahmen

Die Annahmen sowohl zu den Investitionskosten als auch zu den Betriebskosten sind wesentliche Eingangsparameter für diese Studie. Für jede der betrachteten Technologien zur Stromerzeugung wurden aufgrund umfangreicher Literaturrecherchen Kennwerte bestimmt. Die Quellen sind im Anhang B zusammengestellt.

Alle monetären Größen werden als Euro im Jahr 2023 angegeben. Mit dieser Vereinheitlichung soll die Vergleichbarkeit und Genauigkeit der ermittelten Kosten sichergestellt werden. Darüber hinaus basieren die finanziellen Betrachtungen auf gewichteten durchschnittlichen Kapitalkosten ("Weighted Average Cost of Capital" – WACC) von 6 % pro Jahr. Um die Finanzierungskosten abzubilden, die bereits während der Bauphase entstehen, wurde für die Bauzeit der halbe Zinssatz für die Gesamtsumme angesetzt und den Investitionskosten zugeschlagen. Für die Kernkraft bedeutet dies beispielsweise, dass für die hier angenommene Bauzeit 3 % der Investitionskosten (7000€/kW) pro Jahr der Investitionssumme hinzugerechnet werden. Der Zuschlag beläuft sich auf 1680 €/kW, so dass insgesamt 8680 €/kW als Investition in die Berechnung der Stromgestehungskosten einfließt.

Der Kapitalrückfluss erfolgt gemäß den Annahmen für alle Technologien im Lauf der jeweiligen technischen Lebensdauer.

Um die gewichteten Durchschnittskosten zwischen Investitions- und Betriebskosten abzuschätzen, die für die Zeitspanne von 2024 bis 2045 gelten sollen, und um technische Fortschritte zu erfassen, wurden die Kosten für das Jahr 2035 ermittelt und für die gesamte Laufzeit 2025 bis 2045 angesetzt. Eine Zusammenstellung der für die einzelnen Technologien angenommenen Investitions- und Betriebskosten sind in Tabelle 2 (s. nächste Seite) angegeben. Die aus diesen Annahmen folgenden Stromgestehungskosten ("Levelized Cost Of Electricity" – LCOE) sind dort ebenfalls angegeben. Diese beruhen auf vor der Modellierung angenommenen Kapazitätsfaktoren, die den später in der Simulation ermittelten Daten nahe kommen.



	Solar PV	Onshore Wind- anlagen	Offshore Wind- anlagen	Kernkraft	Batterie	Wasserstoff Kombi-Kw.	Erdgas Gasturbine
WACC (%) ¹	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0
Zusatzzins während Bauzeit (%)	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0
Bauzeit (a)	0,5	1,0	1,0	8	1,0	2,0	2,0
Lebensdauer (a)	30	25	25	60	15	30	30
Investition ² (€/kW)	570	1330	2500	7000	220	790	650
Investition ² (€/kWh)	-	-	-	-	160	-	-
Fixe Betriebsk. (€/kW/a)	11	26	67	65	25	10	10
Variable Betriebsk. (€/MWh)	-	-	-	4,5	-	2,5	5
Brennstoff ³ (€/MWh)	-	-	-	4,9	-	300	237
Kapazitätsfaktor ⁴ (%)	12	29	41	90	-	10	10
LCOE ⁵ (€/MWh)	50	53	76	87	-	390	310

1 WACC: Gewichtete durchschnittliche Kapitalkosten

2 Investition: Ohne Zinsen, als würde es über Nacht errichtet ('overnight cost')

3 Kosten pro MWh Stromerzeugung; inklusive Kosten für Emissionen entsprechend CO₂-Preis

4 Mittelwert aus 33 Wetterjahren, ohne Abregelung, bei thermischen Kraftwerken Schätzung

5 Stromgestehungskosten ('levelized cost of electricity')

Tabelle 2: Eingangsannahmen für neu zu errichtende Anlagen der verschiedenen Energieträger. Die dargestellten Stromgestehungskosten sind die Ergebnisse dieser Annahmen.



3.2.4. Annahmen zur Kernenergie

Bei technischen Gebilden kann man üblicherweise davon ausgehen, dass der zur Herstellung notwendige Aufwand sinkt, je mehr Produkte hergestellt wurden ('Erfahrungskurve'), was sich über der Zeit in sinkenden Kosten zeigt. Bei Solaranlagen ist der Effekt gut zu beobachten, indem die Investitionskosten in den letzten 30 Jahren deutlich gesunken sind (ISE_2025). Bei Windanlagen scheint diese Entwicklung weniger ausgeprägt (DWG_2023) Dieser Effekt wird bei den Investitionskosten üblicherweise in Szenarien unterstellt (ISI_2024, ISE_2024), so auch in dieser Studie hier.

Bei der Kernenergie zeigt sich das nicht. Hier zeigen sich abhängig von der jeweiligen Region ganz erhebliche Streuungen in den Investitionskosten (Loving_2016). So hat die Entwicklung einer neuen Reaktorbaureihe (EPR – Europäischer Druckwasser-Reaktor) in Europa zu einer erheblichen Kostensteigerung geführt (Bass_2023), während Länder, in denen die nukleare Stromerzeugung erst im Aufbau ist, wie etwa die Türkei oder die Vereinigten Arabischen Emirate, ihre ersten Reaktoren zu vergleichsweise geringen Kosten errichten konnten (WNA_2023, WNA_2023a).

In Tabelle 3 sind die Investitionskosten für Kernkraftwerke, die deren Stromgestehungskosten dominieren, vier verschiedenen Rahmenbedingungen zugeordnet und mit den im 21. Jahrhundert zu verzeichnenden Projektkosten verglichen. Es sei darauf hingewiesen, dass zu erwarten ist, wenn mehrere gleiche oder sehr ähnliche Anlagen gebaut werden, dass auch die Erfahrung zunimmt, Konstruktionsverbesserungen einfließen, gemachte Fehler nicht mehr auftreten und weitere Lerneffekte die Kosten erheblich sinken werden (INL_2023). Das Idaho National Laboratory hat kürzlich einen technischen Bericht veröffentlicht, in dem diese potenziellen Kostensenkungen in den USA simuliert werden, wobei die Szenarien zu den unten aufgeführten weitgehend deckungsgleich waren (INL_2024).

Um einem möglichen Argument entgegenzuwirken, dass die Kernenergie hier künstlich 'niedrig gerechnet' werde, werden in dieser Studie sehr konservative, das heißt für die Kernenergie hohe und ungünstige Kosten angenommen. Daher werden hier Investitionskosten von 7.000 €/kW angesetzt, die noch etwas über den Investitionskosten des 2023 in Betrieb gegangenen Kraftwerks Olkiluoto 3 liegen und mehr als das Doppelte dessen betragen, was in erfolgreichen Projekten möglich erscheint. Im gesamten Zeitraum von 2025 bis 2045 wird keine Kostensenkung angesetzt, die angenommenen Investitionskosten können quasi als Durchschnitt erfolgreicher kostengünstiger und weniger erfolgreicher Projekte angesehen werden. Als jährliche Betriebskosten werden 65 €/(kW a) (IEA_2020) angesetzt, für die variablen Kosten gelten 9,4 €/MWh. Darin sind die gesamten Kosten sowohl für den Brennstoff (4,9 €/MWh) als auch für Außerbetriebnahme und den Rückbau, Entsorgung der verbrauchten Brennstäbe als auch die Endlagerung des verbrauchten Brennstoffs enthalten (4,5 €/MWh) (IEA_2020). Dieser Beitrag (4,5 €/MWh) addiert sich bei 60 Jahren Laufzeit auf 2.129 €/kW, für einen Block von 1500 MW Leistung also etwa 3 Mrd. €.



Dies übertrifft die heutigen Annahmen für die Rückbaukosten eines Kernkraftwerks bei Weitem: Je nach Bauart laufen Kosten zwischen fünfhundert Millionen und einer Milliarde Euro auf (Welt_2014). Unterstellt man eine Verzinsung dieses Kapitals von nur 3 % pro Jahr, ergibt sich ein Betrag von deutlich mehr als dem Doppelten (5.784 €/kW). Die Kosten für ein Endlager, auch wenn sie derzeit nicht genau bekannt sind, sollten damit auch abgedeckt sein – sofern die Zinsgewinne nicht als Gewinne an die Anteilseigner ausgezahlt werden.

Die vorliegende Studie beinhaltet die Wiederinbetriebnahme der letzten sechs stillgelegten Reaktoren, für die noch Betriebsgenehmigungen vorliegen. Damit können insgesamt 8 GW installierter Leistung vergleichsweise rasch wieder ans Netz gehen. Aus einer kürzlich veröffentlichten Studie geht hervor, dass zwei Kernkraftwerke mit zusammen 2,75 GW innerhalb von einem bis drei Jahren wieder in Betrieb genommen werden könnten, bei sieben weiteren Anlagen mit zusammen 9,4 GW könnte dies innerhalb von 4 bis 8 Jahren erfolgen (REG_2024), also bis spätestens 2032. Die Annahme in der vorliegenden Studie ist demnach ebenfalls eher konservativ. Um die Kosten für die Wiederinbetriebnahme zu berücksichtigen, wurden in der Simulation zusätzlich 8 €/MWh als variable Betriebskosten angesetzt. Es wird weiterhin angenommen, dass diese Reaktoren ggf. durch geeignete Maßnahmen zur Verlängerung der Lebensdauer über das Modelljahr 2045 hinaus betrieben werden können.

In dieser Studie wird nur der Verkauf des elektrischen Stroms als Ertragsquelle für die Kernkraftwerke angenommen. Mögliche Erlöse aus dem Verkauf von Wärme und anderen Produkten wird in der Simulation nicht berücksichtigt, etwa die Produktion von Kobalt-60, einem Gamma-Strahler, der in der Medizin, in der Materialprüfung und zur Sterilisation eingesetzt wird.

Kostenrahmen	Beschreibung	Investitionskosten (€/kW)
gering	Entspricht den realistischen Erwartungen an ein sehr erfolgreiches Projekt außerhalb von Asien. Dennoch ist dieser Wert um 45 % höher als der Weltdurchschnitt für Projekte zwischen 2000 und 2020	3300
mittel	Entspricht dem, wie VVER und APR Reaktoren in den letzten Jahren gebaut in Ländern gebaut wurden, die zuvor über keine Kernkraft verfügten (Vereinigte Arabische Emirate, Türkei) und dem Durchschnitt für neue Kernkraftwerke außerhalb der führenden Nationen der Kerntechnik (China, Indien, Russland und Süd Korea)	4400
	Barakah Blöcke 1 – 4, APR 1400	4600 ¹
hoch	Entspricht den ungefähr erwarteten Kosten einer neuen Generation der EPR-Reaktoren	5500
sehr hoch	Olkiluoto Block 3	6900 ²
diese Studie	Annahme in der vorliegenden Studie	7000

¹ WNA_2024; ² Bass_2023

Tabelle 3: Analyse der Kosten für Kernkraftwerksprojekte aus der Zeit zwischen 2000 und 2020 mit Beispielen von zwei in den frühen 2020er Jahren fertiggestellten Projekten.

4. Ergebnisse

4.1. Anlagenpark und Stromerzeugung

In Abbildung 3 ist im Vergleich zur heutigen Situation dargestellt, wie sich die Anlagenparks in den beiden Szenarien entsprechend den Ergebnissen der Optimierung zusammensetzen. Abbildung 4 zeigt die Beiträge der verschiedenen Erzeuger zur gesamten Stromproduktion, ebenfalls im Vergleich zu 2024.

In beiden betrachteten Szenarien ist der erhebliche Ausbau der installierten Erzeugerleistung erkennbar. Die in 2023 existierende fossile Stromerzeugung aus Kohle und mit Erdgas gefeuerten Kombikraftwerken verschwindet zugunsten des Ausbaus von emissionsarmen Stromerzeugern. Trotz des hohen CO₂-Preises zeigt sich aber, dass offene, mit Erdgas gefeuerte Gasturbinen trotz des niedrigeren Wirkungsgrades und daher höheren Emissionen die kostengünstigste Lösung darstellen, als Backup-Kraftwerke, die Spitzen der Residuallast zu decken, also die Lücken zwischen dem durch die Stromkunden vorgegebenen schwankenden Strombedarf und der volatilen Erzeugung aus regenerativen Energieträgern. Wegen des höheren Anteils der erneuerbaren Energien ergibt sich im EE100-Szenario die Notwendigkeit, mit 51 GW mehr als doppelt so viele Gaskraftwerke zu errichten wie im Nuklear-Szenario (21 GW).

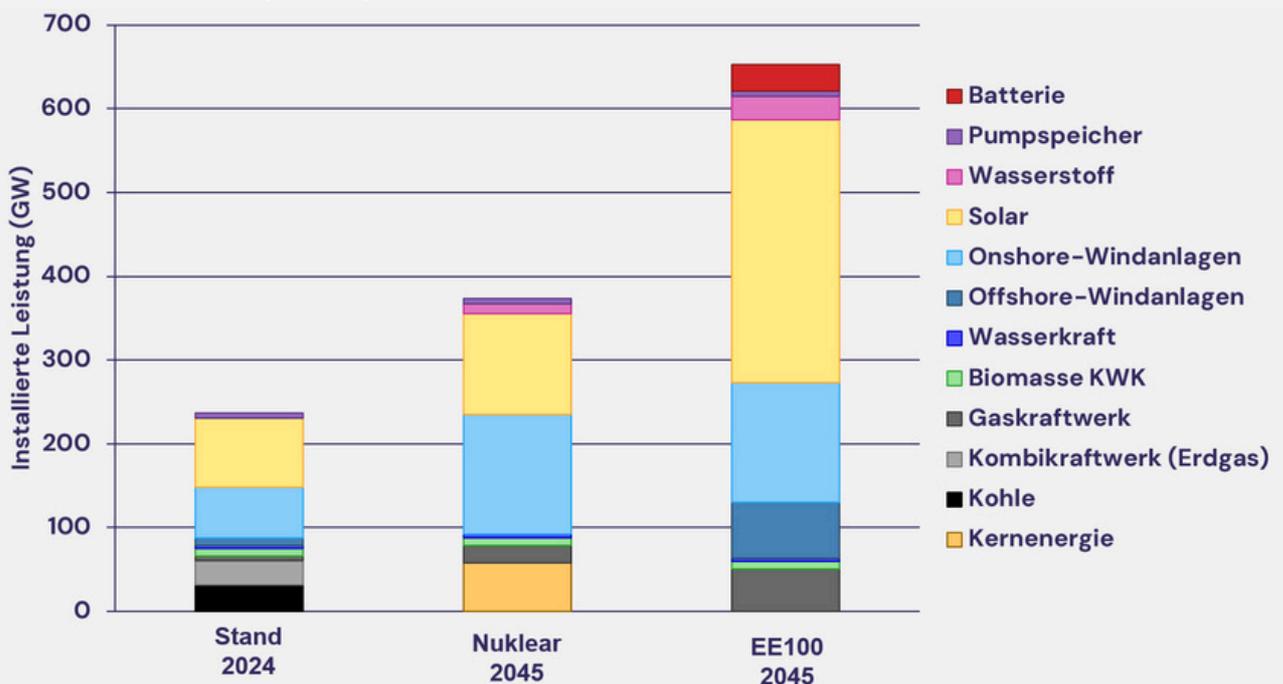


Abbildung 3: Installierte Leistung nach Energieträgern in 2024, sowie für die Ergebnisse der Modellrechnung im Jahr 2045 für das Nuklear- und EE100-Szenario

Im Jahr 2024 ist nach dem Abschluss des Atomausstiegs kein Kernkraftwerk mehr am Netz. Trotz der sehr ungünstigen konservativen Kostenannahmen zur Kernenergie erweist sich diese aber als wirtschaftliche Energiequelle, insbesondere im Vergleich zu Offshore-Wind, der im Nuklear-Szenario komplett entfällt. Die im Nuklear-Szenario vorgesehenen 57,6 GW für die Kernkraft beinhalten die 8 GW aus bestehenden Kernkraftwerken, die bis etwa 2032 wieder in Betrieb genommen werden können.

Es zeigt sich in beiden Szenarien das Erfordernis, sowohl Wind- als auch Sonnenenergie erheblich auszubauen, wenn auch in unterschiedlichen Maßen. Schließlich muss der in Kernkraftwerken produzierte Strom, der mit einem Kapazitätsfaktor von nahe 90 % erzeugt wird, nicht durch Erneuerbare Energien mit erheblich geringeren Kapazitätsfaktoren bereitgestellt werden.

Wind an Land wird in beiden Szenarien von heute (2024) 61 GW bis an die Grenze ausgebaut, die hier mit 143 GW angenommen wurde (siehe oben).

Auffällig ist, dass die Windenergie auf See im Nuklear-Szenario vollkommen entfällt. Dies ist die unmittelbare Folge davon, dass sich diese regenerative Energiequelle insgesamt, also beim Einbeziehen des Aufwandes für die Systemintegration, pro erzeugter Megawattstunde tatsächlich als teurer als die Kernenergie erweist. Die in 2024 bestehenden Anlagen (8,5 GW) werden bis 2045 das Ende ihrer Lebensdauer erreicht haben und auf einen Ersatz bzw. Neubau kann verzichtet werden.

Anmerkung:

In den Modellen wird vereinfachend mit pauschalen Kostenannahmen gerechnet, etwa indem für Wind auf See pro installiertem Gigawatt 215 km Leitung erforderlich werden. Dies mag sich in einer Feinbetrachtung für küstennahe Windplattformen als zu ungünstig erweisen. Auch können die gegenwärtig in Nord- und Ostsee bereits installierten Anbindungsleitungen (ONAS) eine längere Lebensdauer aufweisen, so dass es doch in gewissem Umfang zu Neu- oder Ersatzbauten in Küstennähe kommen könnte. Diese würden aber vermutlich zu einer geringeren installierten Leistung führen als heute, was dann im Vergleich zu den anderen Zahlen nicht ins Gewicht fällt.

Solaranlagen werden im EE100-Szenario wesentlich stärker ausgebaut als im Nuklear-Szenario: von 82 GW im Jahr 2024 auf 120 GW im Nuklear- und 313 GW im EE100-Szenario. Auch hier ist offensichtlich, dass der im Nuklear-Szenario in den Kernkraftwerken mit einem hohen Kapazitätsfaktor hergestellte Strom eine viel höhere installierte Leistung benötigt, um die gleiche Strommenge aus Sonnenenergie mit einem erheblich niedrigeren Kapazitätsfaktor zu erzeugen.

Batteriespeicher sind heute zwar in vielen häuslichen Solaranlagen verbaut, jedoch noch nicht in nennenswertem Umfang als großtechnische Anlagen zur Speicherung von volatiler Energie vorhanden. Sie werden vielmehr zu sogenannten Systemdienstleistungen genutzt etwa zur Stabilisierung der Netzfrequenz oder der Netzspannung während Umschaltvorgängen. Es zeigt sich, dass große Batteriespeicher geeignet sind, die im Tagesrhythmus auftretenden Schwankungen der Erzeugung aus Solaranlagen auszugleichen. Während im Nuklear-Szenario infolge des kleineren Beitrags der Sonnenenergie darauf verzichtet werden kann, sind im EE100-Szenario 31,3 GW vorgesehen.



Für den Ausgleich der längerfristigen Schwankungen der Erzeugung aus Wind sind Batterien wegen der erforderlichen großen Speicherkapazität eher weniger geeignet. Hierfür sind in beiden Szenarien neben mit Erdgas betriebenen Gasturbinen mit Wasserstoff gefeuerte Kombikraftwerke vorgesehen. Wegen der fehlenden Abdeckung der Grundlast durch Kernkraftwerke werden im EE100-Szenario mehr als doppelt so viele (28 GW) Anlagen benötigt als im Nuklear-Szenario (12 GW). Diese Ergebnisse sind aber davon abhängig, dass die Elektrolyseure tatsächlich in der erforderlichen Menge und zu den hier angenommenen optimistischen Kostensätzen realisiert werden können. Dies sind Investitionskosten von 680 €/kW und fixe Betriebskosten von 29 €/kW/a (QC_2025). Dies ist aber in Anbetracht der bis heute fehlenden Erfahrung mit Erzeugung, Transport, Lagerung und Rückverstromung von Wasserstoff nicht sicher. Zudem ist der Gesamtwirkungsgrad der Speicherung mit 35 % sehr schlecht: Es müsste etwa die dreifache Menge an Energie erzeugt werden, die hinterher im Netz gebraucht wird.

Pumpspeicherwerke, Laufwasserkraftwerke sowie Biogasanlagen aus der Kraft-Wärme-Kopplung sind nicht Gegenstand der Simulation und gleichermaßen in beiden Szenarien entsprechend den Prognosen aus den genannten Literaturquellen enthalten. In Abbildung 4 ist die Herkunft des Stroms dargestellt. Die in den Markt eingespeiste Menge aus inländischer Erzeugung und Netto-Import ist in beiden Szenarien höher als der Bedarf von 995 TWh. Dies liegt daran, dass in dieser Darstellung auch die den Speichern zufließenden Ströme ebenso enthalten sind, wie der ins Ausland exportierte Strom. Diese sind infolge des höheren volatilen Anteils im EE100-Szenario deutlich höher als im Nuklear-Szenario.

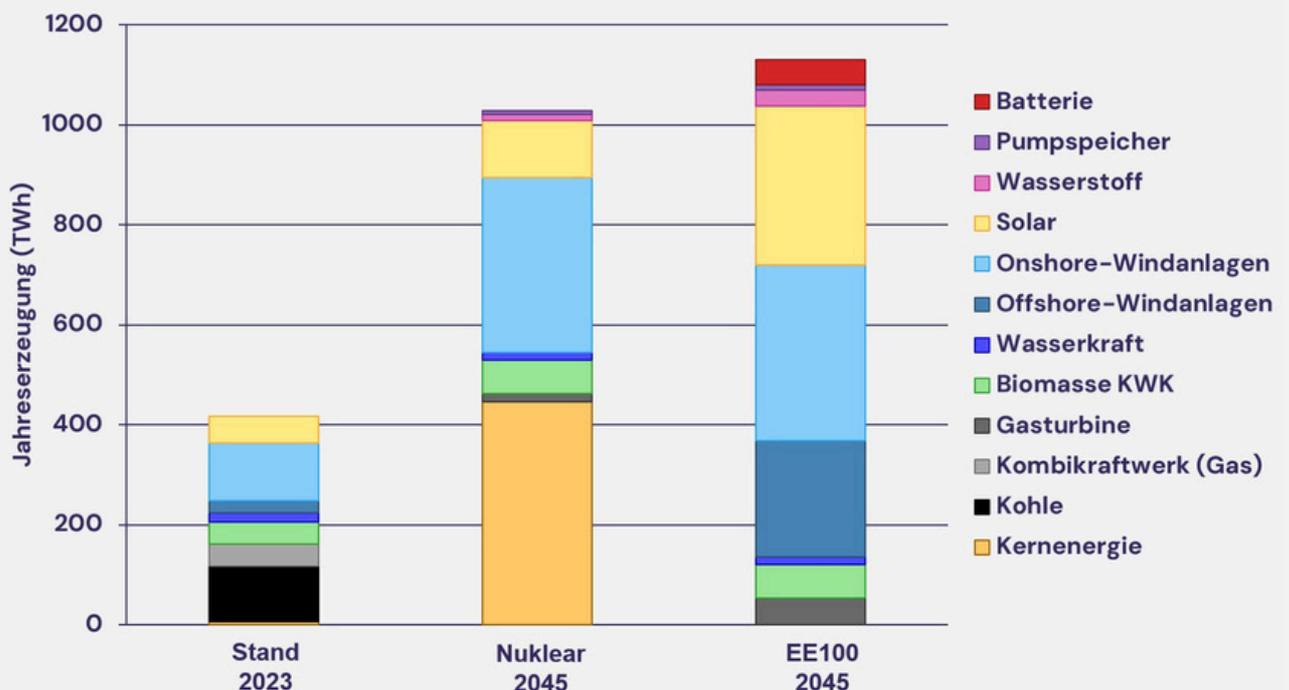


Abbildung 4: Jährliche Stromerzeugung nach Energieträgern für das Jahr 2023 in der ersten Säule und die Ergebnisse für das Jahr 2045 aus der Modellrechnung im Nuklear- und EE100-Szenario. Hier zu beachten: Die Rückverstromung aus Speichieranlagen ist enthalten.

Naturgemäß ist die Stromerzeugung aus Kernkraft im Nuklear-Szenario sehr ausgeprägt und im EE100-Szenario nicht vorhanden. Da Onshore-Wind in beiden Szenarien bis an die Grenze ausgebaut wurde, ist auch deren Erzeugung in beiden Szenarien gleich (350 TWh). Somit geht die Erzeugung aus Kernkraft (446 TWh) weitgehend zu Lasten der Erzeugung aus Offshore-Wind (234 TWh), die im Nuklear-Szenario nicht mehr vorhanden ist, und der Einspeisung aus Solaranlagen (318 vs. 115 TWh), die im EE-100-Szenario um 203 TWh höher ist.

In beiden Szenarien liefern die offenen, mit Erdgas gefeuerten Gasturbinen Spitzenstrom, wegen des geringeren volatilen Anteils im Nuklear-Szenario nur 17 TWh, im EE-100-Szenario jedoch mehr als das Dreifache (54 TWh). Dies ist naturgemäß mit Emissionen von Treibhausgasen verbunden, was nach gegenwärtiger Gesetzeslage in 2045 nicht zulässig sein wird. Dieser Aspekt wird in Kapitel 4.9 ausführlicher betrachtet, insbesondere, welche Maßnahmen erforderlich sind, um diese Emission zu vermeiden.

Es sei aber hier darauf hingewiesen, dass im Falle, dass die Speicherung mit Wasserstoff ('Power to Gas' – PtG) nicht im erforderlichen Umfang realisiert wird, im EE100-Szenario ein höherer Erdgasbedarf entsteht als es in 2023 der Fall war: Damals wurden 44 TWh Strom in Kombikraftwerken und in offenen Gasturbinen erzeugt, also bei einem durchschnittlichen Wirkungsgrad von ca. 50 %. Es wurden folglich etwa 90 TWh (Heizwert) Erdgas verbraucht. Im EE100-Szenario werden 54 TWh Spitzenlaststrom erzeugt, wegen der Nutzung schnell regelbarer offener Gasturbinen nur bei einem Wirkungsgrad von unter 40 %, was einen Bedarf von etwa 140 TWh (Heizwert) an Erdgas entspricht. Die Abhängigkeit von Gasimporten nähme folglich drastisch zu. Im Nuklear-Szenario müssten nur etwa 45 TWh (Heizwert) Erdgas verfeuert werden.

Im Nuklear-Szenario erzeugt die Kernenergie 446 TWh, was einem Kapazitätsfaktor von 88,4 % entspricht – das sind durchschnittlich 7.743 Vollaststunden pro Jahr. Das bedeutet, dass Kernkraft das ganze Jahr über witterungsunabhängig konstant rund 51 GW bereitstellt, wodurch kleinere Lastschwankungen automatisch ausgeglichen werden. Darüber hinaus verbessert sich die Netzstabilität zusätzlich durch die schweren, mehrere hundert Tonnen wiegenden sich drehenden Bauteile der Turbinen. Diese können analog zu einem Schwungrad sehr kurze Lastspitzen oder Bedarfslücken überbrücken, indem sie etwas an kinetischer Energie ('Schwung') abgeben oder aufnehmen, ohne die Drehzahl und damit die Netzfrequenz unzulässig zu verändern.

Es ist allerdings auch klar, dass es wohl kaum möglich sein dürfte, bis 2045 etwa 40 Kernkraftwerke zu errichten. Dazu bedürfte es nicht nur eines weitgehenden Konsenses über die Wiederaufnahme der Kernenergie und über deren Standorte, was insbesondere auf der lokalen Ebene zu erheblicher Gegenwehr der Anwohnerschaft führen dürfte. Auch ist eine leistungsfähige europäische Kernkraft-Industrie erforderlich, nicht nur zum Bau der Anlagen selbst, sondern auch zur Herstellung der erforderlichen Brennstäbe und anderer zum Betrieb erforderlicher Materialien.



Es erscheint widersprüchlich, zuerst funktionsfähige Kernkraftwerke stillzulegen und mit hohem Aufwand zu demontieren, nur um gleichzeitig, praktisch noch während des Rückbaus der stillgelegten Kraftwerke neue Anlagen zu errichten. In Kapitel 4.10 wird der Aspekt der Realisierungszeit weiter beleuchtet.

Kernaussagen zur Anlagenstruktur

- Selbst bei sehr ungünstigen Kostenannahmen erweist sich die Kernenergie als eine wirtschaftlich sinnvolle Energiequelle. Unter diesen Annahmen ist der Aufbau bzw. die Wiederinbetriebnahme von etwa 40 Kernkraftwerken mit zusammen 57 GW Leistung sinnvoll. Diese Anlagen würden in einer dekarbonisierten Stromerzeugung etwa 40 % der Jahresproduktion als Grundlast bereitstellen. Hieraus würden sich über den produzierten Strom hinaus vorteilhafte Einflüsse auf das Netz ergeben, etwa eine bessere Netzstabilität.
- Auf jeden Fall ist ein erheblicher Ausbau der erneuerbaren Energien notwendig, Offshore-Wind erweist sich dabei aber als die teuerste Energiequelle, wenn man die Kosten der Systemintegration in die Betrachtung mit einbezieht
- Spitzenlastkraftwerke werden in beiden Szenarien benötigt und stellen bei der Ausführung als mit Erdgas befeuerte offene Gasturbinen selbst bei einem hohen CO₂-Preis von 250 €/t CO₂ gegenüber Wasserstoff-Kraftwerken oder Batterien eine wirtschaftliche Lösung dar, die allerdings nach gegenwärtiger Gesetzeslage nach 2045 nicht zulässig ist.

4.2. Systemkosten

In diesem Abschnitt werden die Systemkosten beider Szenarien miteinander verglichen. Als Systemkosten sind hier die für die Stromerzeugung anfallenden Kosten zu verstehen. Um einen direkten Vergleich zu ermöglichen, sind diese Kosten auf den jährlichen Stromverbrauch umgelegt. Es handelt sich folglich um die im Energiemix anfallenden Kosten, die mit dem Strompreis abgedeckt werden müssen.

Die Kosten beinhalten sowohl die Investitions- als auch die variablen und fixen Betriebskosten. Die Kosten für die Investition sind gleichmäßig auf die gesamte technische Lebensdauer der Anlagen umgelegt. Die variablen Betriebskosten umfassen die im laufenden Betrieb anfallenden Kosten, etwa für Brennstoffe und Wartung, während die fixen Betriebskosten etwa die Kapitalkosten und rein zeitabhängige Unterhaltskosten wie Personalkosten oder Kosten für Mieten und Konzessionen umfassen, also Kosten, die anfallen, ob die Anlage Strom produziert oder nicht. Die Importkosten sind die Kosten für den Netto-Importsaldo aus dem Stromhandel mit Gebotszonen außerhalb Deutschlands.

Die hier in Abbildung 5 und 6 dargestellten Kosten umfassen nur die mit der Strombeschaffung zusammenhängenden Kosten. Die Kosten für den Netzausbau waren nicht Gegenstand der Optimierung und werden in Kapitel 4.6. gesondert behandelt.

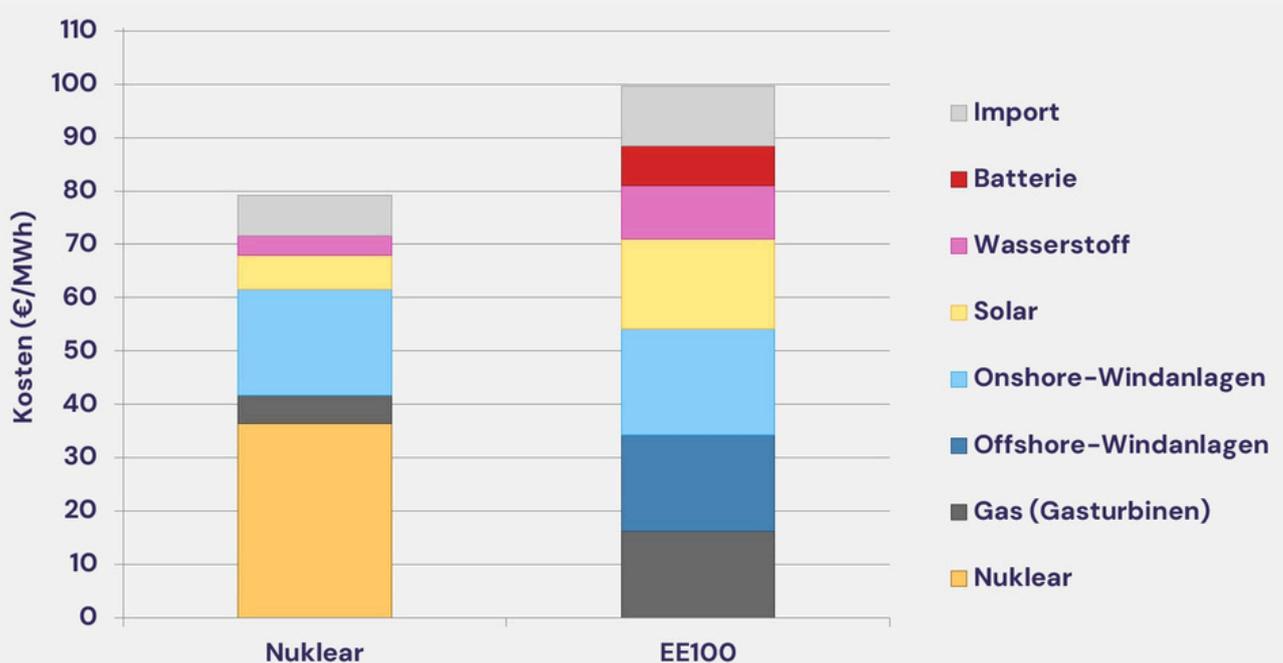


Abbildung 5: Gesamtsystemkosten pro Mengeneinheit des Stromverbrauchs. Diese Kosten müssen über den Strompreis gedeckt werden. Die Darstellung differenziert nach Energieträgern im Nuklear- und im EE100-Szenario.

Abbildung 5 zeigt die auf den Jahresverbrauch umgelegten Systemkosten der Stromerzeugung und des Stromimports. Diese stellen mithin die Kosten der Strombeschaffung dar, die im Strommix durch den Strompreis gedeckt werden müssen ('Stromgestehungskosten'). Im Nuklear-Szenario wird ein sehr hoher Anteil des Stroms durch die Kernkraftwerke bereitgestellt, die hohe und damit sehr konservativ angesetzte Investitionen erfordern und daher mit 36,40 €/MWh den größten Kostenanteil darstellen.

Die Kosten für Onshore-Wind sind im Nuklear-Szenario mit 19,90 €/MWh genauso hoch wie im EE100-Szenario, da in beiden Szenarien die gleiche Strommenge durch diesen Energieträger produziert wird. Aufgrund des im Nuklear-Szenario erheblich geringeren Ausbaus der solaren Stromerzeugung fallen hier nur 6,40 €/MWh an gegenüber 16,80 €/MWh im EE100-Szenario. Da im Nuklear-Szenario kein Ausbau von Windanlagen auf See vorgenommen wird, ergibt sich nur im EE100-Szenario ein Beitrag für Offshore-Wind von 18,10 €/MWh. Wegen des höheren Anteils an volatilen Erzeugern wird zum Ausgleich des Bedarfs im EE100-Szenario mehr Importstrom benötigt, der hier mit 11,30 €/MWh höhere Kosten verursacht als im Nuklear-Szenario mit Kosten von 7,50 €/MWh.



Abbildung 6 zeigt die gleichen Kosten in anderer Aufteilung. Unter 'Dauerbetrieb' sind die Erzeuger zusammengefasst, die jederzeit die gesamte zur Verfügung stehende Leistung ins Netz einspeisen, also die Erzeugung aus Wind- und Solaranlagen sowie im Nuklear-Szenario auch die Kernenergie. Als 'Regelbetrieb' gelten die Erzeuger, mit denen der Ausgleich zwischen dem durch die Nutzer vorgegebenen Bedarf und der volatilen Erzeugung erreicht wird.

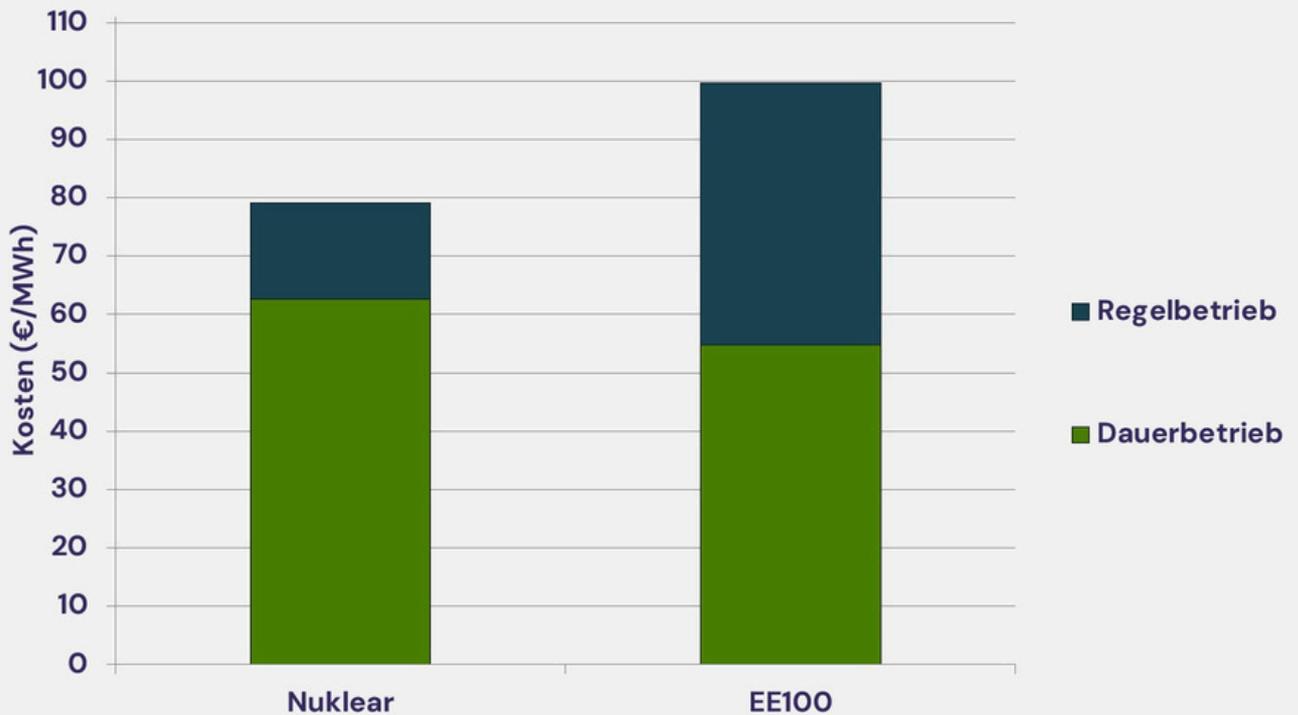


Abbildung 6: Gesamte Systemkosten einschließlich Import aufgeteilt nach aktiver und reaktiver Erzeugung für das Nuklear und das EE100-Szenario. Erzeuger im Dauerbetrieb speisen immer die maximal mögliche Leistung ins Netz, Erzeuger im Regelbetrieb gleichen die Lücke zwischen Bedarf und Erzeugung im Regelbetrieb aus.

Im Strommix ergeben im Nuklear-Szenario Erzeuger im Regelbetrieb, also Kernkraft, Wind- und Sonnenenergie, Kosten von zusammen 62,70 €/MWh. Ohne die Kernkraft aber mit dem Offshore-Wind sind dies im EE100-Szenario nur 54,80 €/MWh. Grundsätzlich ist die Stromerzeugung im Nuklear-Szenario tatsächlich teurer als im EE100-Szenario, jedoch fällt der Kostenvorteil wegen der hohen Kosten für den Offshore-Wind nur vergleichsweise gering aus. Diesem Kostenvorteil im EE100-Szenario von 7,90 €/MWh stehen jedoch erhebliche Aufwendungen für den Ausgleich der Volatilität der regenerativen Energieträger entgegen und kehren diesen sogar in einen Nachteil um.



Die auf die Jahresproduktion umgelegten Kosten für die gasgefeuerten Spitzenlastkraftwerke sind im EE100-Szenario um 10,90 €/MWh höher (16,20 €/MWh vs. 5,30 €/MWh), die Wasserstoff-Kraftwerke sind um 6,40 €/MWh teurer (10,00 €/MWh vs. 3,60 €/MWh) und die Batterien, die im Nuklear-Szenario nicht benötigt werden, nochmal um € 7,40 €/MWh. Hinzu kommen noch die höheren Kosten für den Import-Saldo von 3,80 €/MWh (11,30 €/MWh vs. 7,50 €/MWh). In Summe zeigt sich, dass im EE100-Szenario dem Kostenvorteil der Erzeugung rein aus erneuerbaren Energien von 7,90 €/MWh ein um 28,50 €/MWh höherer Aufwand zum Ausgleich des schwankenden Leistungsangebots gegenübersteht. Letztendlich erweist sich das EE100-Szenario in der Bereitstellung des Stroms um 21 €/MWh teurer als das Nuklear-Szenario.

Dieser Kostennachteil wird noch erheblich größer, wenn die Stromerzeugung vollkommen dekarbonisiert wird (siehe Kapitel 4.9)

Zum Vergleich: Zum 1.4.2024 lag der durchschnittliche Kostenanteil für die Energiebeschaffung für die Versorgung von Haushaltskunden bei 14,2 ct / kWh (= 142 €/MWh) (BNA_2024, Tab. 56).

Kernaussagen zu den Systemkosten

- Im Nuklear-Szenario ergeben sich erhebliche Kostenvorteile gegenüber einer Erzeugung allein aus erneuerbaren Energien. Dies liegt daran, dass die etwas höheren Kosten, die für den Aufbau der Erzeugung aus Kernkraft, Wind- und Sonnenenergie in diesem Szenario anfallen, durch die erheblich geringeren Aufwendung für den Ausgleich der Volatilität der regenerativen Erzeugung mehr als ausgeglichen wird.
- Dieser Vorteil wird, wie noch gezeigt wird, verstärkt, wenn die Emissionen der Spitzenlastkraftwerke vermieden werden sollen.

4.3. Strompreise und Strompreisschwankungen

Im vorigen Kapitel wurden die auf die Megawattstunde im Strommix entfallenden Kosten der Strombeschaffung betrachtet. Der Marktpreis ist jedoch von Stromangebot und -nachfrage auf dem Strommarkt abhängig und entsprechenden Schwankungen unterworfen. Wenn viel Strom vorhanden ist, etwa aus Solar- und Windanlagen, dann ist der Marktpreis niedrig und es sind kaum kostendeckende Preise zu erzielen. In Mangelsituationen ist der Preis höher, der nach den Regeln des Strommarktes durch den teuersten Erzeuger gebildet wird, der zur Deckung der Nachfrage in Betrieb ist.



Durch die Marktmechanismen ergibt sich eine gewisse Kannibalisierung der Erlöse der Regenerativen Energien: Offshore-Wind hat vergleichsweise hohe Stromgestehungskosten von 76 €/MWh, die bei einer gleichmäßigen Verteilung der Investitionskosten auf die Stromerzeugung der Anlagen gelten. Wenn allerdings mehr Windstrom erzeugt wird als zur Deckung des Bedarfs benötigt, werden nur geringere Preise erzielt. Im Mittel erzielen die Erzeuger für Windstrom nur etwa 75 % des jährlichen durchschnittlichen Strompreises. Entsprechend muss ein höherer Durchschnittspreis am Markt erzielt werden als es den Systemkosten entspricht. In dieser Studie ergibt sich im Nuklear-Szenario ein erforderlicher durchschnittlicher Marktpreis von 82 €/MWh, im EE100-Szenario sind es 105 €/MWh. Es ist anzunehmen, dass sich der Durchschnittspreis (mindestens) auf diese Werte einpendelt, denn ansonsten würden Erzeuger aus dem Markt verschwinden, was umgehend eine preistreibende Mangelsituation zur Folge hätte.

Die Optimierung erfolgte in dieser Studie in Richtung der günstigsten Strompreise für das gesamte Modell, einschließlich von Regionen außerhalb Deutschlands. Während innerhalb Deutschlands der Anlagenpark und dessen Einsatz im Hinblick auf niedrige Gesamtkosten optimiert wurde, wird der Anlagenpark in den benachbarten Gebotszonen entsprechend den Zielsetzungen der einzelnen Länder als gegeben angenommen und nur deren Einsatz im Hinblick auf günstigste Strompreise optimiert.

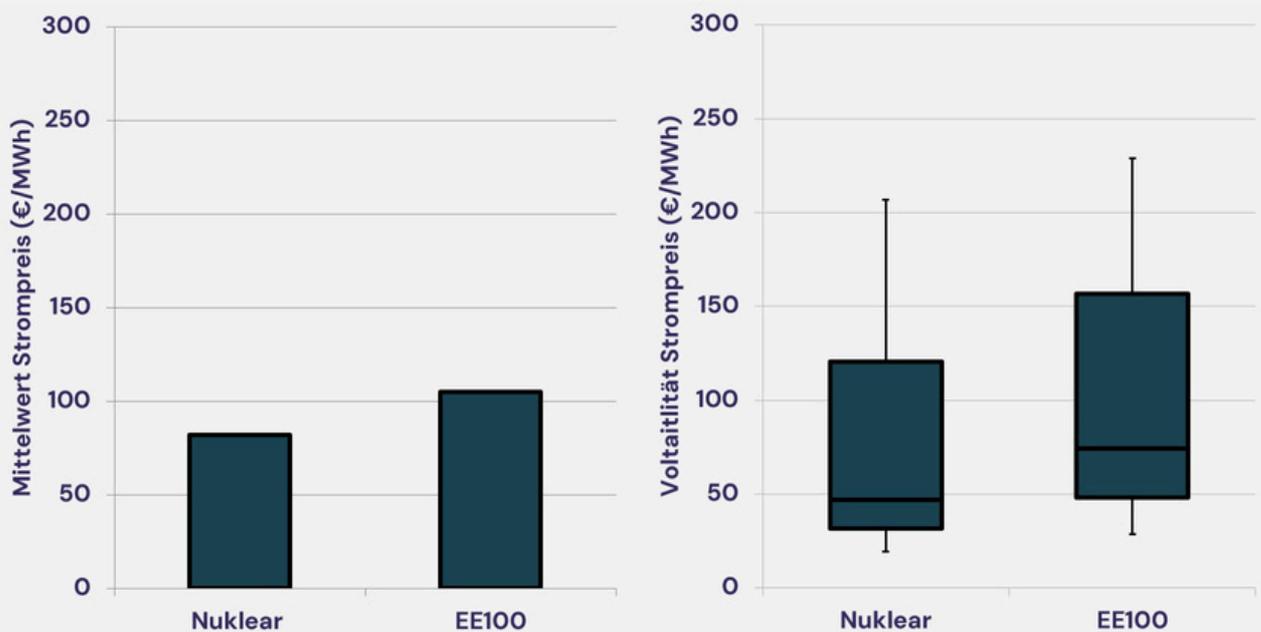


Abbildung 7: Durchschnittliche Strompreise (linke Grafik) und Preisvolatilität (rechte Grafik) im Nuklear- und EE100-Szenario. Die rechte Grafik zeigt die quartalsweisen Mittelwerte des Strompreises während 33 verschiedener Wetterjahre für den Bedarf für 2045. Die gefüllten Flächen markieren den Bereich zwischen den oberen und unteren Quartilen. Die Medianwerte sind als graublau Linien markiert. Die Querstriche zeigen Maximal- und Minimalwerte, wobei extreme Ausreißer weggelassen wurden.



Für die Verbraucher und auch für die Stromerzeuger ist nicht nur der Durchschnittspreis (linke Grafik Abbildung 7) ein wichtiges Kriterium, sondern auch dessen über einen längeren Zeitraum auftretende Schwankungen. Es ist sicher davon auszugehen, dass die Stromlieferanten nicht in der Lage sind, höhere Einkaufspreise über längere Zeit finanzieren können, ohne diese über kurz oder lang an ihre Kunden weiterzugeben. Die Kunden wiederum werden auf niedrigere Strompreise an den Märkten mit entsprechenden Nachlassforderungen an ihre Lieferanten reagieren. Die Finanzierung wird einfacher, wenn die Schwankungen etwa innerhalb eines Jahres geringer sind und weniger Vor- und Zwischenfinanzierung erforderlich wird, die Zeiten hoher Stromkosten zu überbrücken. Auf diese Weise müsse bei Investitionsentscheidungen weniger Risikoaufschläge angesetzt werden, was die Kosten insgesamt senkt.

Um diese Schwankungen zu ermitteln, wurden in dieser Simulation 33 historische Wetterjahre durchgespielt, die entsprechend den Verläufen für Wind, Sonneneinstrahlung und Lufttemperatur unterschiedliche Verläufe für Stromangebot und Bedarf ergaben. Stromdefizite mussten, wenn sie nicht durch Spitzenlastkraftwerke ausgeglichen werden konnten, am europäischen Markt beschafft werden, Überschüsse wurden in den Markt geliefert mit entsprechenden Folgen für die Preise. Abbildung 7 zeigt in der rechten Hälfte die Spannweite der vierteljährlichen Durchschnittspreise für die beiden Szenarien in den 33 Wetterjahren. Die Bildung der Durchschnittspreise über Quartale wurde hier als Maßstab gewählt, weil die Abmilderung der Schwankungen in diesen Zeiträumen schwierig ist.

Die Volatilität des Strompreises ist hier als Spanne zwischen dem oberen und dem unteren Quartil dargestellt. Das obere Quartil gibt den Wert an, der von 75 % der Daten unterschritten wird, das untere Quartil ist der Wert, der von 75 % der Daten überschritten wird. Die dunklen Vierecke geben den Bereich zwischen oberem und unterem Quartil an, also den Bereich, in den die Hälfte der Daten fällt. Die horizontalen Querstriche kennzeichnen die Extremwerte, wobei allerdings extreme Ausreißer weggelassen wurden. Die grauen Linien geben den Median an, das ist der Wert, der von der einen Hälfte der Daten überschritten, von der anderen unterschritten wird. Dass diese Werte in beiden Szenarien kleiner sind als die arithmetischen Mittelwerte zeigt, dass Strompreise unterhalb des Durchschnitts wesentlich häufiger sind oder länger andauern als hohe Preise.

Es zeigt sich, dass die Preisschwankungen im Nuklear-Szenario zwar kleiner sind als im EE100-Szenario, aber die Unterschiede sind nicht sehr groß – deutlich kleiner jedenfalls, als man aufgrund der stärkeren Wetterabhängigkeit des EE100-Szenarios erwarten würde. Eine Ursache hierfür ist die ausgleichende Wirkung des Einsatzes der mit Erdgas betriebenen Spitzenlastkraftwerke, die im EE100-Szenario deutlich mehr Strom produzieren als im Nuklear-Szenario. Es zeigt sich, dass es trotz des hohen CO₂-Preises wirtschaftlicher ist, den Spitzenstrom im Inland zu erzeugen als in Zeiten des Strommangels den Strom zu hohen Preisen auf dem Markt zu beschaffen.



Hieraus lässt sich schließen, dass es bei Ersatz der mit Erdgas befeuerten Gasturbinen durch Kraftwerke, die mit Wasserstoff betrieben werden, der mit Strom aus erneuerbaren Energien hergestellt werden müsste, zu einer deutlichen Verschiebung der Nachfrage kommt. In Zeiten, in denen Stromüberschuss herrscht, würde man Wasserstoff erzeugen, und der billigere Strom könnte nicht an die Kunden geliefert werden. Andererseits würden zusätzliche regenerative Erzeuger Mangelsituationen nur wenig entschärfen, was in Summe zu höheren Strompreisen führen würde.

Würde man gänzlich auf Spitzenlastkraftwerke verzichten und Mangelsituationen allein durch Stromimporte ausgleichen, hätte das erhebliche negative Auswirkungen auf die Schwankungen des Strompreises, denn zu Zeiten hoher Preise würden diese noch durch die zusätzliche Nachfrage verstärkt. Völlig ungeklärt wäre dabei allerdings, ob in den benachbarten Gebotszonen zum erforderlichen Zeitpunkt überhaupt genügend Strom zur Verfügung steht.

Kernaussagen zu den Strompreisen und deren Volatilität

- Wegen der geringeren System- und Importkosten sind im Nuklear-Szenario niedrigere Strompreise möglich als im EE100-Szenario.
- Im Nuklear-Szenario sind die Schwankungen des Strompreises etwas geringer als im EE-100 Szenario, dies ist aber nur aufgrund des höheren Einsatzes der planbaren Spitzenlastkraftwerke möglich.

4.4. Versorgungssicherheit

Unter Versorgungssicherheit ist die Verfügbarkeit von elektrischem Strom zu jeder Zeit in ausreichender Menge und zu bezahlbaren Preisen zu verstehen. In diesem Abschnitt wird die Versorgungssicherheit anhand zweier Schlüsselindikatoren beurteilt: Einerseits die Importkosten, andererseits der Verbrauch an Erdgas.

Erhöhte Importkosten bedeuten eine höhere Abhängigkeit vom Stromhandel, insbesondere natürlich von den Stromimporten. Höhere Stromimporte gehen zwar nicht notwendigerweise mit geringerer Versorgungssicherheit einher, sind aber ein Indikator für ein mögliches Risiko. Die Möglichkeit von Stromimporten setzt naturgemäß voraus, dass im Markt auch hinreichend Strom verfügbar ist. Dies hängt auch davon ab, welche Kapazitäten in den europäischen Nachbarländern aufgebaut wurden und vorhanden sind. Damit wäre die deutsche Stromversorgung in höherem Maße von den Zielsetzungen außerhalb des eigenen Einflussbereichs abhängig, und auch davon, wie diese Ziele in den verschiedenen Ländern erreicht werden. Auch das Verhalten der Marktteilnehmer außerhalb Deutschlands hätte gegebenenfalls Folgen für die deutsche Stromversorgung. Es dürfte beispielsweise fraglich sein, ob potenzielle Lieferländer in Engpasssituationen in der Lage wären, Strom nach Deutschland zu liefern, während es im dortigen Inland zu Lastabwürfen kommt.

Ähnlich ist es mit dem Verbrauch an Erdgas zum Betreiben der Spitzenlastkraftwerke. Wenn es nicht gelingt, eine für die Erzeugung der Spitzenlast ausreichende Wasserstoff-Infrastruktur auszubauen – was auch an wirtschaftlichen Überlegungen scheitern könnte, siehe Kapitel 4.9 – wäre die Stromversorgung weiterhin von geopolitischen Gegebenheiten abhängig, die eine funktionierende Lieferkette für Erdgas möglich machen. Wie in der Folge des russischen Angriffs auf die Ukraine erkennbar wurde, können sicher geglaubte Lieferbeziehungen schnell zum politischen Druckmittel werden.

Neben den Durchschnittswerten sind die Extremwerte dieser Indikatoren bedeutsam. Verbrauchsspitzen oder das Vermeiden von Versorgungsengpässen bestimmen häufig die Anforderungen an Erzeugungskapazität und Infrastruktur. Der Umgang mit solchen Extremen ist für einen stabilen Betrieb von essenzieller Wichtigkeit und stellt hohe Anforderungen an Reserveleistung, Speicherkapazität und Leistungsfähigkeit der Infrastruktur. Die Spitzen zu unterschätzen ist für die Stabilität des Systems gefährlich, insbesondere wenn die Bindung an wetterabhängige Quellen wie Wind und Sonne zunimmt. Fehler in der Dimensionierung in einem oder mehreren der Bestandteile des komplexen Systems einer dekarbonisierten Stromversorgung hätten Folgen, die erst später erkennbar werden. Und die Systeme sind umso anfälliger, je höher die Werte der Indikatoren sind und je heftiger sie schwanken.

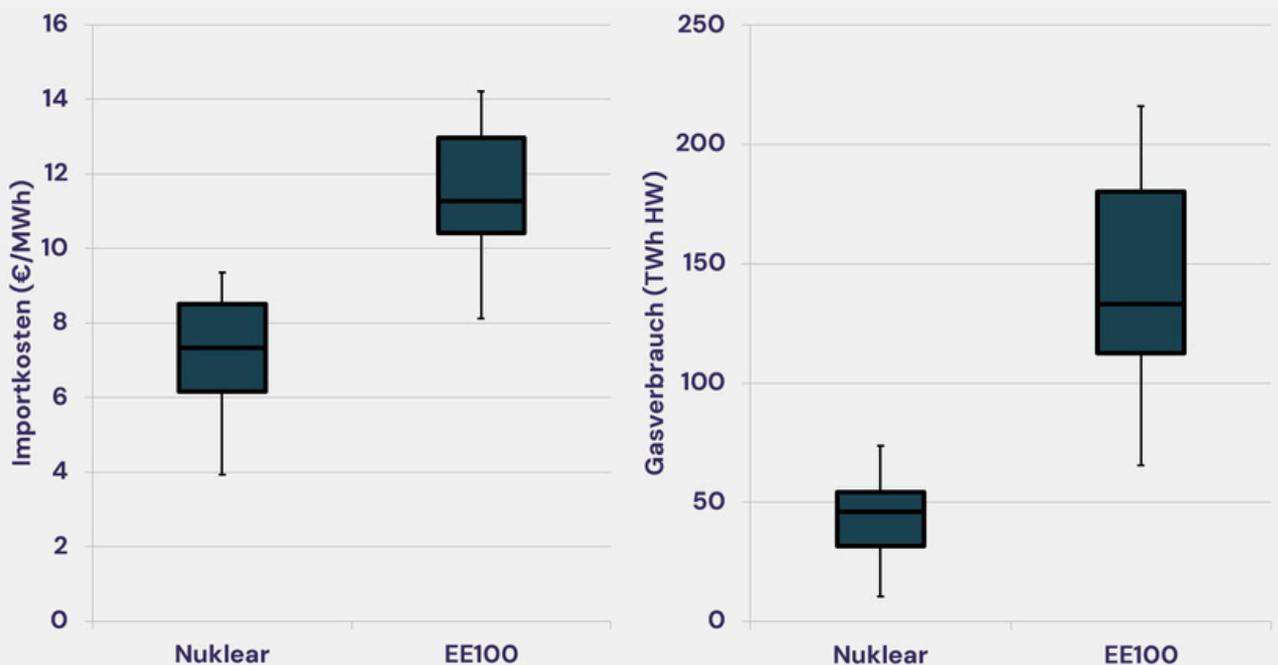


Abbildung 8: Verteilung der jährlichen Importe (linke Grafik) und des jährlichen Gasverbrauchs (rechte Tafel) in Deutschland im Nuklear- und EE100-Szenario. Die gefüllten Flächen markieren den Bereich zwischen den oberen und unteren Quartilen. Die Medianwerte sind als schwarze Linien markiert. Die Antennen zeigen Maximal- und Minimalwerte, wobei extreme Ausreißer weggelassen wurden.



4.5. Emissionen

In diesem Kapitel werden sowohl die Emissionen für den gesamten Lebenszyklus als auch die verbrauchsabhängigen Emissionen betrachtet, die in Abbildung 9 für das durchschnittliche Wetterjahr nach Energieträgern aufgeschlüsselt dargestellt sind. Auch diese Grafik zeigt auf den Verbrauch umgelegte Werte ('CO₂-Intensität'): Jede Megawattstunde des Strombedarfs erzeugt eine Emission von 17 kg CO₂-Äquivalent im Nuklear-Szenario. Im EE100-Szenario sind es 45 kg CO₂-Äquivalente, also mehr als das Doppelte des Nuklear-Szenarios. Im Vergleich zur CO₂-Intensität 2023 von 361 kg CO₂-Äq/MWh (Statista_2024) stellen beide Szenarien eine erhebliche Verbesserung dar, wenn auch das Ziel einer vollkommenen Treibhausgasneutralität mit Netto-Nullemissionen nicht erreicht wird (s. Kap. 4.9).

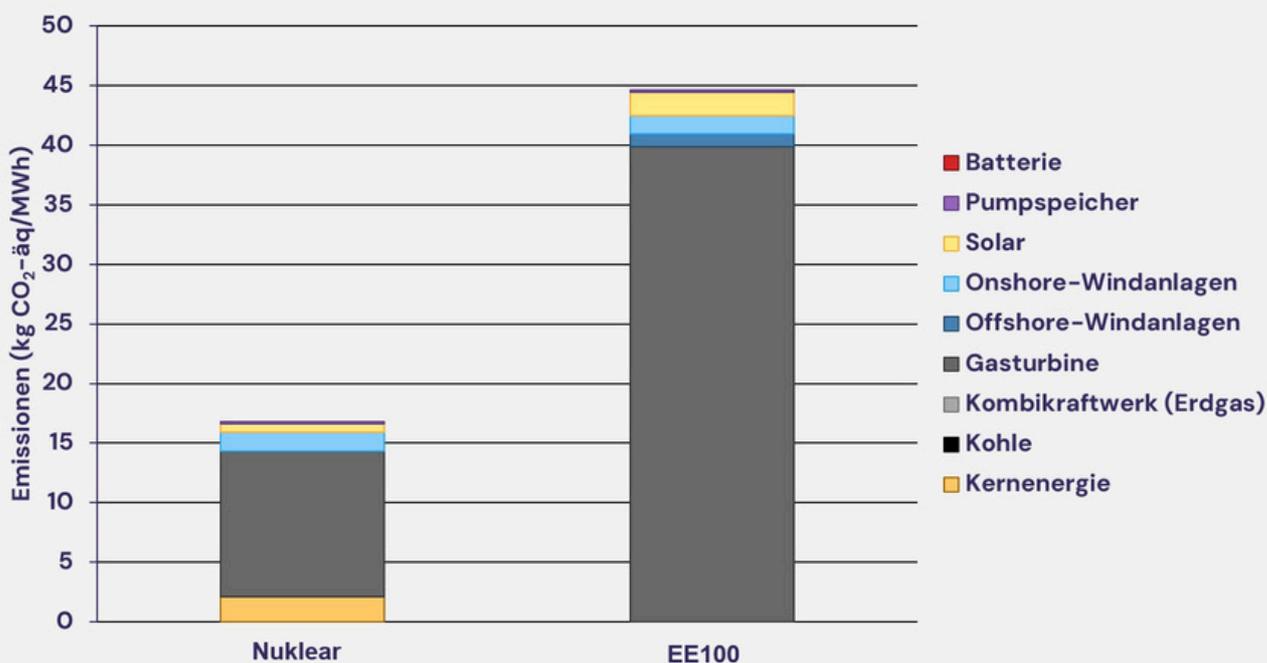


Abbildung 9: Intensität der Emissionen im Energiemix aufgeschlüsselt nach Energieträgern für ein durchschnittliches Wetterjahr im Nuklear- und EE100-Szenario.

Wenig überraschend sind die offenen, mit Erdgas gefeuerten Gasturbinen die Hauptquelle für die Emissionen, wegen des höheren Beitrags zur Stromerzeugung im EE100 Szenario 40 kg CO₂-Äq/MWh, im Nuklear-Szenario 12 kg CO₂-Äq/MWh.

Abbildung 10 (folgende Seite) zeigt im Gegensatz zu Abbildung 9 die absoluten Emissionen, und zwar die Verteilung der jährlichen Emissionen für die untersuchten 33 Wetterjahre. Zum Vergleich: Im Jahr 2023 lagen die direkten Emissionen der Stromerzeugung bei 176 Mt (nach 226 Mt in 2022). Im Bezugsjahr 1990 lagen die Emissionen bei 369 Mt (UBA_2024). Die Simulation ergibt für das Nuklear-Szenario über die Wetterjahre einen Durchschnitt von 10 Mt Emissionen pro Jahr, im EE100 Szenario fallen 31 Mt an.



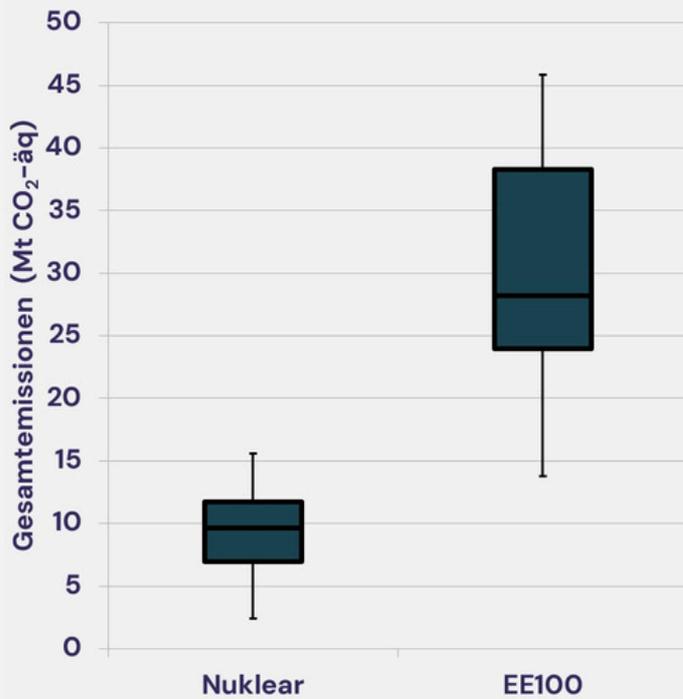


Abbildung 10: Die Verteilung der jährlichen Gesamtemissionen der deutschen Stromversorgung über 33 Wetterjahre für das Nuklear- und das EE100-Szenario. Die gefüllten Flächen markieren den Bereich zwischen den oberen und unteren Quartilen. Die Medianwerte sind als schwarze Linien markiert. Die Antennen zeigen Maximal- und Minimalwerte, wobei extreme Ausreißer weggelassen wurden.

Dies sind Senkungen gegenüber dem Bezugsjahr 1990 um 97,3 % im Nuklear- und 91,6 % im EE100-Szenario. Man mag Ersteres vielleicht noch als 'weitestgehend emissionsfrei' bewerten, darauf bauend, dass die Restemission anderweitig kompensiert werden kann. Letzteres verfehlt allerdings das Ziel deutlich. Dabei ist natürlich zu fragen, auf welcher Grundlage am Ende die Bilanz gezogen wird – aufgrund eines Durchschnittswerts, oder des günstigsten Extremwerts, die aber beide im Berichtsjahr 2045 wahrscheinlich nur als theoretische Werte vorliegen? Oder mit den dann tatsächlich aufgetretenen Emissionen, die wie Abbildung 10 zeigt, mehr oder weniger weit vom Durchschnittswert abweichen können?

Kraftwerke mit Einrichtungen zum Auffangen von Kohlendioxid auszurüsten und diesen dann zu speichern (carbon capture and storage – CCS) könnte einen anderen vielversprechenden Weg darstellen, steuerbare Erzeugungskapazität bereitzustellen und dennoch das Ziel niedriger CO₂-Emissionen zu erreichen.

Kernaussagen zu den Emissionen

- Im Nuklear-Szenario werden weniger Spitzenlastkraftwerke benötigt, die mit Erdgas befeuert werden. Dadurch erzielt dieses Szenario eine deutlich höhere Senkung der Treibhausgasemissionen und kommt dem Ziel der Klimaneutralität bis 2045 im Vergleich zum EE100-Szenario deutlich näher.
- Eine Senkung der Emissionen um weniger als 92 % trotz des sehr hohen CO₂-Preises von 250 €/t CO₂ im EE100-Szenario zeigt deutlich die Größe der Herausforderung, wenn die deutsche Stromversorgung ohne Kernenergie die Klimaneutralität erreichen soll.



4.6. Energieübertragung

In diesem Abschnitt werden die von vier Unternehmen betriebenen Übertragungsnetze in Deutschland betrachtet. Die Übertragungsnetzbetreiber sind einerseits für die Erzeugung des Stroms verantwortlich und sorgen mit ihren Höchstspannungsleitungen (mehr als 200 kV Spannung) der Übertragungsnetze dafür, dass elektrischer Strom in allen Regionen Deutschlands verfügbar ist. Im Gegensatz dazu stehen die Verteilnetze, die von über 800 Unternehmen betrieben werden. Sie beziehen den Strom aus dem Übertragungsnetz und liefern ihn an die Endkunden auf einem niedrigeren Spannungsniveau. Sie haben auch zunehmend die Aufgabe, lokalen Stromüberschuss aus regenerativer Erzeugung in das Übertragungsnetz zurückspeisen. Die Struktur der Übertragungsnetze selbst wurde nicht optimiert, dies ist eine komplexe Aufgabe, die weit über die Möglichkeiten dieser Studie hinausgeht. Die Verteilnetze werden in dieser Studie generell nicht betrachtet, obwohl auch sie einen erheblichen Investitionsbedarf aufweisen (IMK_2024).

Die Zuordnung der erforderlichen Kapazitäten der Leitungen im Übertragungsnetz zu den einzelnen Energieträgern ist im Anhang C dargestellt.

Neben dem Aufbau neuer Höchstspannungsleitungen in neuer Trasse sind im Netzentwicklungsplan noch Maßnahmen zur Verstärkung oder besseren Ausnutzung der bisherigen Leitungen enthalten, etwa indem neue Leiterseile mit größerem Querschnitt oder höherer Temperaturbeständigkeit an bestehenden Masten aufgelegt werden, ein kompletter Neubau in einer bestehenden Trasse erfolgt oder die Nennspannung erhöht wird. Hinzu kommen Maßnahmen zur Kompensation der zunehmenden Blindleistung. Die Kosten für diese Verstärkungsmaßnahmen sind nur außerordentlich schwierig einem bestimmten Energieträger zuzurechnen, so dass diese hier nicht weiter betrachtet werden. Dies entspricht einer impliziten Annahme, dass diese Maßnahmen unabhängig vom Szenario infolge des gestiegenen Strombedarfs nötig werden.

Als Vergleichsbasis: Im deutschen Netzentwicklungsplan (BNA_2023), wie er von den deutschen Übertragungsnetzbetreibern erarbeitet wurde, ist der Aufbau von rund 24.000 km an neuen Höchstspannungsleitungen vorgesehen, zuzüglich weiterer Verstärkungen an rund 13.000 km (BNA_2023, Tab. 14 und 30). Dies ist die Folge des im Szenariorahmen der Bundesnetzagentur vorgesehenen massiven Ausbaus der Solaranlagen (im Bereich 400 bis 445 GW), der Windenergie-Anlagen auf See für 70 GW und 160 bis 180 GW Windanlagen an Land.

Im EE100-Szenario ergibt sich ein deutlicher Ausbaubedarf von 21.197 km, der wegen der geringeren installierten Leistungen der regenerativen Erzeuger etwas niedriger ausfällt als im NEP. In besonderem Maß verursacht der Ausbau der Windenergie auf See wegen der aufwändigen Anbindungen an das landseitiger Höchstspannungsnetz erhebliche Kosten, die in der gleichen Größenordnung liegen wie die Kosten der Anlagen selbst. Zum Vergleich: Das gegenwärtige Übertragungsnetz ist etwa 37.000 km lang (BMWK_2024).



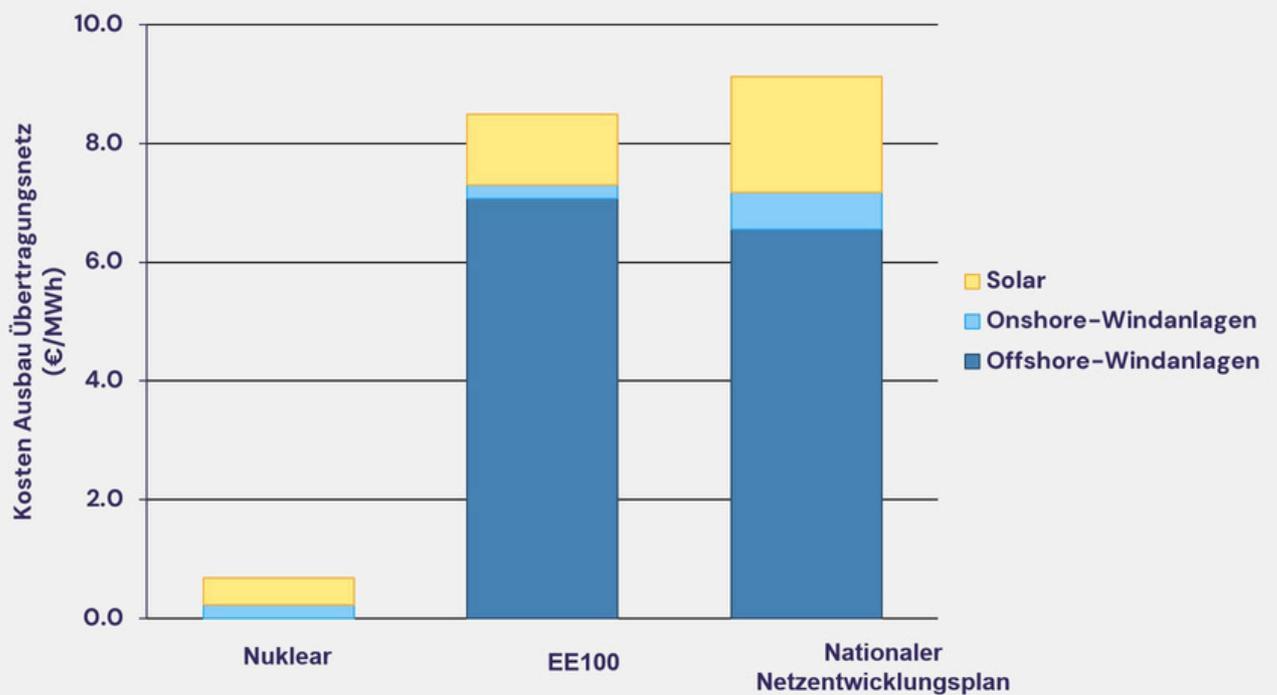


Abbildung 11: Die auf den Strombedarf umgelegten Kosten für den Ausbau des Übertragungsnetzes, aufgeteilt nach den anzuschließenden Energieträgern für das Nuklear- und das EE100-Szenario. Zum Vergleich sind die Daten des Netzentwicklungsplans (NEP) in der rechten Säule aufgeführt.

Der Grund für die hohen Kosten liegt darin, dass die hohen Leistungen, die die Offshore-Windanlagen liefern sollen, am Rand des Einzugsgebiets liegen. Das deutsche Übertragungsnetz ist dafür gebaut, dass große Kraftwerke relativ nahe bei den Verbrauchszentren angeordnet sind und hohe Leistungen daher nur über kurze Distanzen transportiert werden müssen. Daher können die Windanlagen insbesondere in der Nordsee den erzeugten Strom nur an Stellen in das Netz einspeisen, an denen bisher auch große Kraftwerke standen. Diese Anbindungen müssen bis weit in den Süden verlegt werden, was zu dem erhöhten Ausbaubedarf führt. Die Kosten für die Anbindung der Windanlagen auf See sind daher beträchtlich und naturgemäß im EE100-Szenario mit 7,1 €/MWh deutlich höher als im Nuklear-Szenario, in dem kein weiterer Ausbau auf See erforderlich ist (0 €/MWh). Würde man die auf die Offshore-Windanlagen entfallenden Kosten des Netzbetriebes zu deren Systemkosten addieren (Abbildung 5), dann stiegen sie um fast 40 % auf 26,2 €/MWh.

Im Nuklear-Szenario sind auch die Kosten für die Übertragungsleitungen für die Solarenergie geringer (0,5 €/MWh) als im EE100-Szenario (1,2 €/MWh), während in beiden Szenarien die gleichen Kosten für die Übertragungsleitungen für den Wind an Land anfallen.



Kernaussagen zur Energieübertragung

- Im Nuklear-Szenario muss das Übertragungsnetz nur geringfügig erweitert werden, eine Folge der mit einer zentralisierten Stromerzeugung einhergehenden Kosten- und Strukturvorteile.
- Ein Netz für 100 % erneuerbare Energie im EE100-Szenario benötigt beträchtlich höhere Investitionen in das Übertragungsnetz, stark angetrieben durch den Ausbau der Windenergie auf See.

4.7. Verbrauch kritischer Rohstoffe und Flächenbedarf

Die für den Verbrauch an kritischen Rohstoffen und den Flächenbedarf ermittelten Daten der beiden Szenarien sind in Abbildung 12 dargestellt. Nach der Definition des Europäischen Rats handelt es sich bei kritischen Rohstoffen um solche von großer wirtschaftlicher Bedeutung für die EU, bei denen aufgrund von der Konzentration der Bezugsquellen und des Mangels an guten und erschwinglichen Ersatzstoffen ein hohes Risiko von Versorgungsunterbrechungen besteht (EUR_2024). Aus diesen über dreißig Rohstoffen werden hier nur die für die Stromerzeugung relevanten Materialien betrachtet: Kupfer, Nickel, Magnesium, Chrom, Molybdän, Zink, Silizium und Seltene Erden sowie unbedeutendere kritische Stoffe. Die Faktoren für den Verbrauch einzelner Technologien stammen von der IEA (IEA_2022).

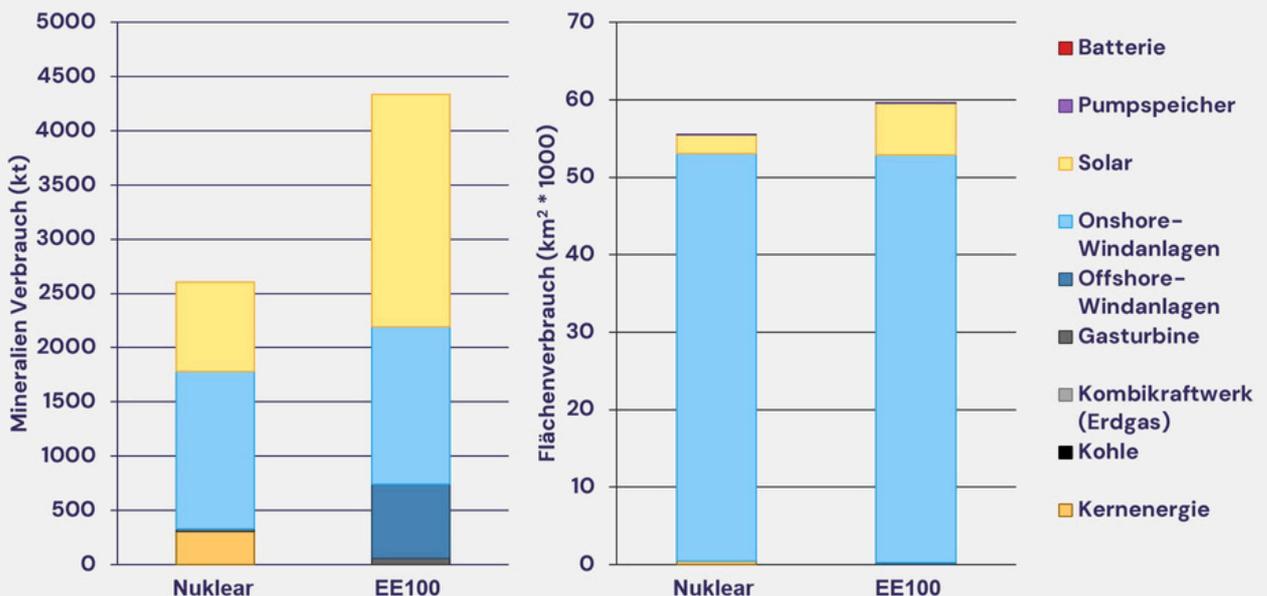


Abbildung 12: Verbrauch kritischer Materialien (links) und Flächenverbrauch (rechts) nach Energieträgern im Nuklear- und EE100-Szenario.



Im EE100-Szenario ist der Verbrauch an den genannten kritischen Rohstoffen deutlich höher, besonders für Solarpaneele, Windräder und Batteriespeicher und hier wiederum die Gleich- und Wechselrichter, die für die Stromübertragung und Einspeisung ins Übertragungsnetz benötigt werden. Dies verschärft das Problem der Verfügbarkeit der Lieferketten, geopolitischer Risiken und der Beeinträchtigung der Umwelt durch Bergbau und Verarbeitung. Der Wettbewerb um Schlüsselmaterialien wie Lithium oder Seltene Erden, die für die Technologien der Erneuerbaren Energien und für Batterien unabdingbar sind, wird intensiver.

Wegen eines prinzipiell niedrigeren Ausbaubedarfs an Solar- und Windanlagen auf See, aber auch wegen des bei Kernkraftwerken prinzipiell niedrigeren Bedarfs an kritischen Materialien, ergibt sich im Nuklear-Szenario ein deutlich geringerer Bedarf an diesen Materialien. Das bedeutet, dass durch die Nutzung der Kernenergie in der deutschen Stromerzeugung die Empfindlichkeit auf eine Unterbrechung der Lieferketten gemildert wird, dazu werden die Auswirkungen auf die Umwelt minimiert.

Betrachtet man die Ergebnisse zum Flächenverbrauch, zeigen sich ein um 29% geringerer Bedarf. Das liegt daran, dass im Nuklear-Szenario deutlich weniger Photovoltaikanlagen errichtet. Es sei darauf hingewiesen, dass hier der Flächenbedarf angegeben ist, den Windparks im Endausbau einnehmen würden, diese Flächen also nicht für weitere Windanlagen genutzt werden können. Der tatsächliche Flächenverbrauch, der nicht mehr anderweitig genutzt werden kann – Platz für Fundamente, Montageplätze, Standflächen für Kranwagen, Zufahrtswege – ist natürlich deutlich geringer, aber ebenfalls in beiden Szenarien gleich.

Kernaussagen zu Rohstoffverbrauch und Flächenbedarf

Die Verwendung der Kernenergie in der deutschen Stromversorgung reduziert bei der Dekarbonisierung den Verbrauch von kritischen Rohstoffen und den Flächenbedarf und die damit verbundenen Risiken in Bezug auf Verfügbarkeit der Lieferketten und auf die Auswirkungen auf die Umwelt.

4.8. Verbindliche Emissionsziele ohne Kernkraft – das EE100-red-Szenario

In diesem Kapitel wird die in Kapitel 4.5 begonnene Diskussion zu den Emissionen fortgesetzt. Diese lässt sich so zusammenfassen, dass trotz des hohen CO₂-Preises – als dem einzigen Treiber für die Senkung der Emissionen im EE100-Szenario – eine Emissionsminderung um gerade einmal 91,6 % erreicht wird. Während man dieses Ergebnis als Hinweis darauf verstehen kann, welche ökonomische Herausforderung die volle Dekarbonisierung der deutschen Stromerzeugung darstellt, soll dies hier in einem ersten Schritt näher betrachtet werden. Dazu wird untersucht, welche Kosten und andere Folgen es hätte, wenn im EE100-Szenario lediglich die gleichen Reduzierungen



erreicht werden sollen wie im Nuklear-Szenario (97,3 %). Eine Abschätzung des Aufwandes, um tatsächlich Nullemission zu erreichen, folgt im nächsten Kapitel.

Vor diesem Hintergrund wurde zusätzlich das Szenario EE100-red simuliert, das sich allein dadurch vom EE100-Szenario unterscheidet, dass der Verbrauch an Erdgas auf den Wert beschränkt ist, wie er im Nuklear-Szenario ermittelt wurde. Abbildung 13 zeigt die hauptsächlichen Unterschiede der installierten Leistungen für die verschiedenen Energieträger im EE100- und EE100-red-Szenario. Wie zu erwarten, ergibt sich im EE100-red-Szenario bei den einfachen, mit Erdgas befeuerten Gasturbinen eine deutlich verminderte installierte Leistung (-75 % bzw. -38 GW). Diese Lücke in der planbaren Kapazität wird durch Wasserstoff-Kraftwerke (+108 % bzw. +30 GW), sowie einem deutlich erhöhten Ausbau von Wind auf See (+42 % bzw. +28 GW) und von Solaranlagen (+28 % bzw. +88 GW) kompensiert, um mittels Elektrolyse Wasserstoff als Brennstoff für die Wasserstoff-Kraftwerke zu produzieren. Windenergie an Land wird ebenfalls bis zum maximal möglichen Ausbau erweitert, während die Kapazität der Batterien um 10 % sinkt (-5 GW).

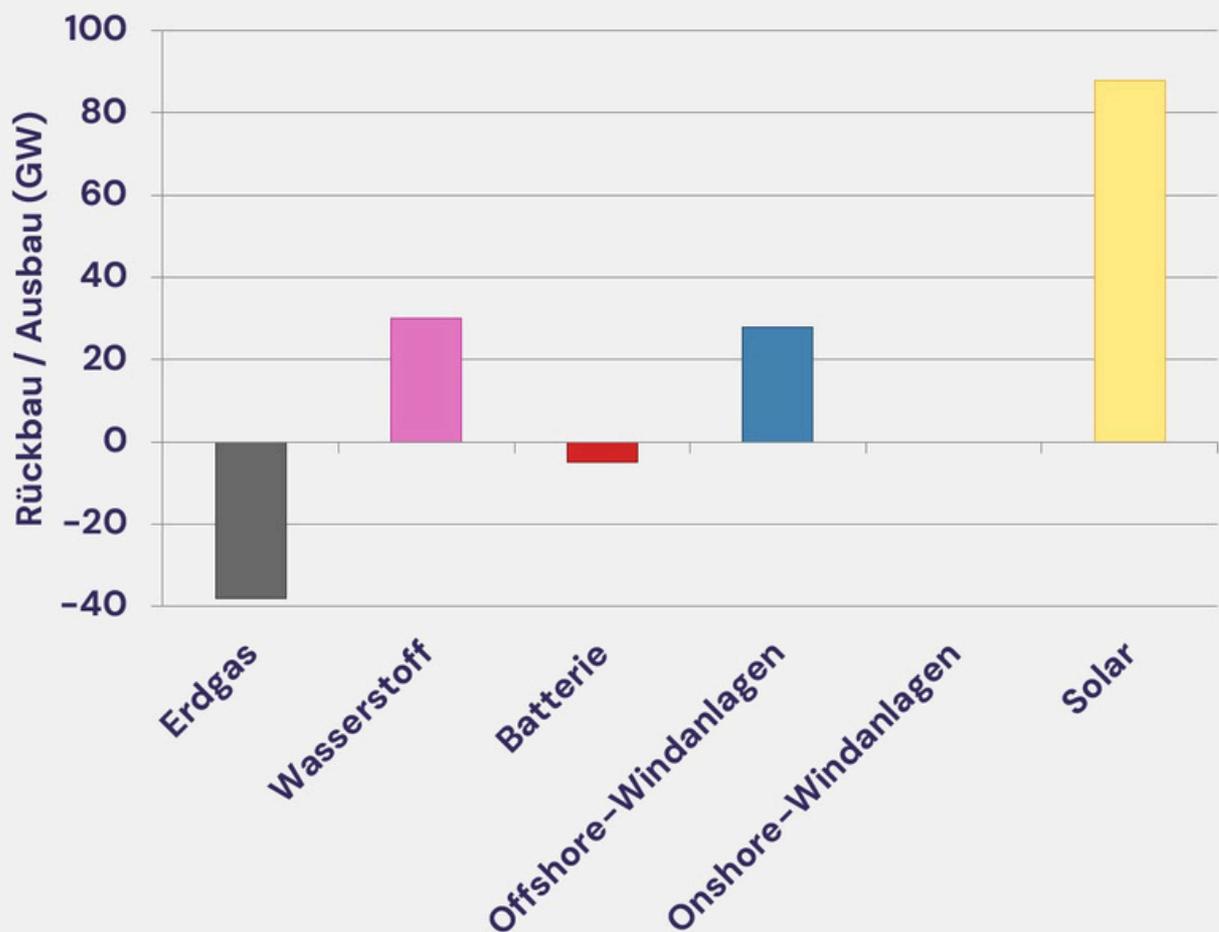


Abbildung 13: Ausbau und Rückbau der Kapazitäten in den verschiedenen Erzeugern beim Übergang vom EE100- auf das EE100-red-Szenario. Negative Werte bedeuten eine geringere Kapazität im EE100-red-Szenario.



Im EE100-red-Szenario werden größere Emissionsminderungen erreicht als im EE100-Szenario, jedoch wird dies mit einer deutlich verschlechterten Effizienz erkaufte: Es muss deutlich mehr Strom erzeugt werden, um den gleichen Bedarf zu decken. Tabelle 4 zeigt die relativen Änderungen der Kennwerte zwischen den beiden Szenarien, wobei die Systemkosten um 18 % steigen, mit vermutlich deutlichen Auswirkungen auf die Wettbewerbsfähigkeit der deutschen Wirtschaft. Obwohl die Strompreise und deren Schwankungen für das EE100-red-Szenario nicht explizit berechnet wurden, ist klar, dass der Strommarkt zusätzlich stark belastet werden würde. Die Sicherung der Wirtschaftlichkeit der vergrößerten Erzeugerkapazitäten wird in Kombination mit größerer Abhängigkeit von Wetterereignissen wahrscheinlich zu höheren Strompreisen führen und die Stabilität des Strommarktes stärker gefährden, was Investitionen in die Stromversorgung riskanter werden lässt, sowohl auf der Erzeuger- als auch auf der Verbraucherseite.

Die größte Herausforderung im EE100-red-Szenario liegt in der hohen Abhängigkeit von einer lokalen Produktion von Wasserstoff zum Ausgleich der Schwankungen in der regenerativen Erzeugung. Hierzu bedarf es einer umfangreichen Entwicklung einer Wasserstoff-Infrastruktur, einschließlich Pipelines und Speicherkapazitäten, womit erhebliche Unsicherheiten hinsichtlich der Realisierbarkeit verbunden sind. Diesen Plänen stehen viele Hindernisse entgegen, allen voran die weltweit fehlende Erfahrung in Transport und Lagerung von Wasserstoff in der erforderlichen Größenordnung. Derartige Investitionen in die Infrastruktur erfordern eine intensive Koordination, umfangreiche Ressourcen und technische Fortschritte, was die Einführung weiterhin erschwert. Weiterhin wird, ein wesentlich stärkerer Ausbau der Übertragungsnetze erforderlich, was zu Kostensteigerung um 39 % führt, wie in Tabelle 4 ersichtlich – hauptsächlich wegen des stärkeren Ausbaues von Wind auf See. Abschließend sei bemerkt, dass in dieser Analyse optimistische Kostensenkungen bei Elektrolyseuren unterstellt werden (Investitionskosten von 680 €/kW, fixe Betriebskosten von 29 €/kW/a (QC_2025)). Kommen diese nicht zustande, würde die Kosteneffizienz und damit die Wirtschaftlichkeit des Systems stark in Mitleidenschaft gezogen.

Obwohl der Verbrauch von Erdgas im EE100-red-Szenario deutlich reduziert ist, führen die höheren Strompreise dazu, dass in der deutschen Stromversorgung mehr Importstrom aus dem benachbarten Ausland eingesetzt werden muss. Diese Abhängigkeit zeigt sich in den erhöhten Importkosten. Das ganze System wird abhängiger und empfindlicher für Entwicklungen im gesamten europäischen Verbundnetz, was wiederum die Versorgungssicherheit stärker gefährdet. Und schließlich verstärkt der erhöhte Verbrauch an kritischen Materialien die mit den Lieferketten verbundenen Risiken mit stärkeren negativen Folgen für die Umwelt aus Abbau und Verarbeitung.



	Systemkosten	Importkosten	Kosten Ausbau Übertragungsnetz	Insgesamt
Relative Änderung EE100-red vs. EE100 (%)	+ 18	+ 60	+ 39	+ 24
Absolute Änderung EE100-red vs. EE100 (€/MWh)	+ 16,00	+ 6,80	+ 3,30	+ 26,10

Tabelle 4: Relative und absolute Änderungen verschiedener Parameter beim Übergang vom EE100- auf das EE100-red-Szenario. Positive Zahlen bedeuten höhere Werte im EE100-red-Szenario.

Kernaussagen zu verbindlichen Vorgaben von Emissionen ohne Kernkraft

- Das Erreichen verbindlicher niedrigerer Emissionsziele führt ohne die Kernenergie zu einer deutlich verstärkten Abhängigkeit von Wasserstoff, um die Leistungsschwankungen auszugleichen (+108 % bzw. 30 GW), wozu auch eine deutlich höhere Kapazität der regenerativen Stromerzeugung erforderlich ist, um die Elektrolyseure zu betreiben, die den zum Betrieb der Wasserstoff-Kraftwerke erforderlichen Brennstoff erzeugen sollen.
- Die Abhängigkeit von Wasserstoff führt zu beträchtlichen Unsicherheiten hinsichtlich der Realisierbarkeit des Einsatzes im erforderlichen Maßstab, während für die Stromversorgung in diesem Szenario als Ganzes weitere Risiken bezüglich der Wirtschaftlichkeit, der Versorgungssicherheit, der Übertragungsnetze und dem Bedarf an kritischen Materialien entstehen.

4.9. Nullemissionen

In der vorliegenden Studie wurde ein hoher CO₂-Preis als alleinige Triebfeder zur Senkung der Emissionen von Treibhausgasen angenommen. Da mit Erdgas befeuerte offene Gasturbinen für die Deckung der Spitzenlast nicht ausgeschlossen wurden, entstehen in allen untersuchten Szenarien Emissionen, was im Widerspruch zu den im Klimaschutzgesetz festgelegten Zielen steht, wonach bis 2045 eine Netto-Treibhausgasneutralität festgeschrieben ist. In diesem Kapitel wird qualitativ untersucht, mit welchem Aufwand dies im Nuklear- und im EE100-Szenario umgesetzt werden könnte. Letzteres wird wegen der besseren Vergleichbarkeit als Ausgangsbasis gegenüber dem EE100-red-Szenario bevorzugt.



Prinzipiell ist es sicher möglich, das Kohlendioxid aus den Verbrennungsabgasen fossiler oder biogener Brennstoffe aufzufangen und zu speichern (Carbon Capture and Storage – CCS). Diese Technik ist aber durchaus mit Risiken behaftet und keinesfalls in absehbarer Zeit großtechnisch verfügbar (UBA_2024). Der sicherere und nachhaltigere Weg dürfte daher sein, die Erzeugung von Treibhausgasen bereits bei der Stromproduktion zu vermeiden.

Sowohl im Nuklear- als auch im EE100-red-Szenario fallen noch Emissionen von 10 MT Kohlendioxid an, die bei der Deckung der Spitzenlast entstehen. Mit einem CO₂-Faktor von 0,201 (UBA_2022) und einem angenommenen Wirkungsgrad von 40 % bedeutet dies, dass rund 20 TWh Residuallast als Spitzenlast abgedeckt werden müssen. Wenn Wasserstoff durch Elektrolyse erzeugt, in Kavernen gespeichert und in Kombikraftwerken wieder zur Stromerzeugung verfeuert wird, ist mit einem Speicherwirkungsgrad von etwa 35 % (Schätzung – siehe Anmerkung) zu rechnen.

Anmerkung:

Die Schätzung beruht auf einem angenommenen Wirkungsgrad der Elektrolyse von 65 % inklusiver der Aufbereitung des nötigen Wassers, einem Wirkungsgrad der Rückverstromung in GuD-Kraftwerken von 60 % und etwa 10 % Verluste bei Pipelinetransport, Einspeicherung (Kompression auf Speicherdruck), Ausspeicherung (Entspannung auf den Pipelinedruck).

Das heißt, es müssen rund 57 TWh Strom zusätzlich erzeugt werden, um die 20 TWh Spitzenlast zu decken.

Die Charakteristika, wie dieser Strom erzeugt und verwendet wird, sind in beiden Szenarien jedoch extrem verschieden. Im Nuklear-Szenario kann der Strom aus zusätzlich errichteten Kernkraftwerken mit zusammen rund 7,2 GW in knapp 8000 Betriebsstunden kontinuierlich parallel zur Lieferung in das Übertragungsnetz erzeugt werden. Es werden Elektrolyseure in gleicher Leistung, also 7,2 GW, benötigt, um daraus den Wasserstoff zu erzeugen, wobei in der Betrachtung vernachlässigt wird, dass durch eine erhöhte kontinuierliche Stromerzeugung die als Spitzenlast zu erzeugende Strommenge und damit der Wasserstoff-Bedarf reduziert wird.

Im EE100-Szenario ist die kontinuierliche parallele Erzeugung nicht möglich, da dieser Strom ebenfalls durch regenerative Energieträger mit stark schwankender Leistung erzeugt werden müsste. In dem Strommix, wie er im EE100-Szenario besteht, müssten zusätzlich 35 GW an Solaranlagen und 7 GW Windanlagen auf See errichtet werden, denn Windenergie an Land ist mit dem bisherigen Ausbau bereits an seine Grenzen gekommen. In Summe, inklusive des für das EE100-red-Szenario erforderlichen Ausbaues, wären dann 435 GW Solaranlagen und 102 GW Windanlagen auf See installiert, von denen 122 GW Solar und 35 GW Wind auf See nur den Strom liefern, der gegenüber dem EE100-Szenario vermehrt erforderlich ist, um den Wasserstoff für die Deckung des Spitzenbedarfs zu erzeugen.



Die zusätzlich zum EE100-Szenario zu installierenden Elektrolyseure müssten in der Lage sein, den hohen Strom aus den zusätzlichen Anlagen zu verarbeiten. Sie müssten also auf die maximale gemeinsam auftretende Leistung ausgelegt sein. Für das Jahr 2024 kann man anhand der Daten des Fraunhofer-Instituts für solare Energiesysteme abschätzen, dass für im Verbund von Wind- und Solaranlagen etwa 30 % der aufsummierten Nennleistung eine sinnvolle Bemessungsgröße wäre. Dies wären hier etwa 47 GW. Es dürfte offensichtlich sein, dass die Kosten für die Elektrolyseure hier erheblich höher sind als im Nuklear-Szenario. Hinzu kommen noch die erhöhten Kosten für den zusätzlichen Netzausbau, insbesondere für die Anbindung der zusätzlichen Windanlagen auf See, die von weit draußen auf dem Meer ggf. weit in den Süden Deutschlands zu führen sind, zumal in der deutschen Wirtschaftszone in Nord- und Ostsee nicht genügend Platz für die Windanlagen zur Verfügung steht (max. 70 GW (BSH_2023, Kap. 3.1)) und möglicherweise sogar auf schwimmende Anlagen, einer gänzlich unerprobten Technologie, ausgewichen werden muss.

Auch auf der Seite der Rückverstromung lassen sich ähnlich gravierende Effekte erkennen. Im Nuklear-Szenario stehen aus den (57,6 + 7,2) 65 GW installierter Leistung sicher 85 % jederzeit zur Verfügung. Die mit Wasserstoffkraftwerken maximal abzudeckende Leistung ist im Nuklear-Szenario um diesen Betrag niedriger als im EE100-Szenario, also etwa 55 GW, was der Leistung von über 90 Kombikraftwerken zu je 600 MW entspricht, die folglich nicht gebaut und betrieben werden müssen, aber im EE100-Szenario zur Sicherstellung der Stromversorgung erforderlich sind, auch wenn sie die meiste Zeit stillstehen werden – mit erheblichen Auswirkungen auf die Systemkosten.

Kernaussagen zur emissionsfreien Stromversorgung

- In einem System mit Kernkraftwerken kann der Wasserstoff, der zur Deckung der Spitzenlast in Kombikraftwerken eingesetzt werden soll, als zusätzliche Grundlast im Dauerbetrieb erzeugt werden. Dies führt zu einem geringen zusätzlichen Bedarf an installierter Leistung in den Grundlastkraftwerken und der Elektrolyseure.
- In einer rein auf erneuerbaren Energien aufgebauten Stromversorgung steht auch der zur Produktion des Wasserstoffes erforderliche Strom nur in stark schwankender Stärke zur Verfügung, was zu einem beträchtlich stärkeren Ausbau der Erzeugeranlagen, aber auch der Elektrolyseure führt, die aber nur zu einem Bruchteil der Zeit ausgelastet sind.
- Die in einer Stromversorgung allein aus erneuerbaren Energien auftretenden Leistungsdefizite, welche mit der Rückverstromung von Wasserstoff abgedeckt werden müssen, treten bei Integration von Kernkraftwerken nicht in der gleichen Größe auf, weil ein mehr oder weniger großer Anteil durch Grundlaststrom aus den kontinuierlich laufenden Kraftwerken abgedeckt wird. Der Bedarf an Wasserstoffkraftwerken ist entsprechend kleiner.



Als Schlussbemerkung sei angemerkt, dass die Kosten für die vollkommene Vermeidung von CO₂-Emissionen bei der Stromerzeugung erheblich steigen: Die Elektrolyseure und die Kraftwerke werden eher selten zum Einsatz kommen und demzufolge aufgrund weniger Betriebsstunden mit hohen Stromgestehungskosten auf den Strompreis durchschlagen.



5. Zusammenfassende Betrachtung

In Tabelle 5 sind die Ergebnisse der maßgeblichen Kennwerte für beide Szenarien zusammengefasst, das Nuklear-Szenario mit Kernenergie, das EE100-Szenario ohne. Die Daten zeigen deutlich, dass das Nuklear-Szenario in allen ermittelten Parametern besser abschneidet als das EE100-Szenario. Bei Nutzung der Kernenergie für die deutsche Stromversorgung lässt sich demnach eine bessere Wettbewerbsfähigkeit, eine höhere Versorgungssicherheit und weitergehende Nachhaltigkeit erreichen als in einem allein auf regenerative Erzeugung beruhenden System.

Die folgenden Überlegungen beziehen sich auf die Daten in Tabelle 5 und betreffen Aspekte der Wettbewerbsfähigkeit (Systemkosten, Stromkosten, Preisschwankungen), der Versorgungssicherheit (Stromimporte und Erdgasverbrauch), Abhängigkeit von der Infrastruktur (Höchstspannungsnetz) und Nachhaltigkeit (Treibhausgas-Emissionen, Flächenbedarf und kritische Materialien).

Im EE100-Szenario ergeben sich im Vergleich zum Nuklear-Szenario um 26 % höhere Kosten für das Gesamtsystem. Dort treten bedeutend höhere Kosten für die Erzeugung aus erneuerbaren Energieträgern auf als im Nuklear-Szenario (16 vs. 5 €/MWh), hauptsächlich aufgrund des höheren Bedarfs an installierter Leistung, insbesondere bei Offshore-Wind. Ausgehend von diesem hauptsächlich aus erneuerbaren Energien bestehenden Mix sind hohe Investitionen in Energiespeicherung und in flexible Erzeugung erforderlich (in Summe 36 €/MWh). In der Folge ist im EE100-Szenario ein höherer Strompreis erforderlich, um die Wirtschaftlichkeit für alle Energieträger in diesem teureren System zu gewährleisten. Der deutlich geringere Strompreis im Nuklear-Szenario bedeutet, dass dieses System international wettbewerbsfähiger ist, in dem Sinne, dass sich Unternehmen, bei denen die Energiekosten eine wesentliche Rolle spielen, weniger geneigt sind, sich aus Deutschland zurückzuziehen, oder dass sich dieses sogar wieder ansiedeln. Dass bezahlbarer Strom auch für den Privathaushalt wichtig ist, ist offenkundig.

Im EE100-Szenario kommt es wegen der Abhängigkeit von wetterabhängigen erneuerbaren Energieträgern weiterhin zu einer höheren Volatilität des Strompreises. Obwohl der Einsatz von offenen mit Erdgas gefeuerten Gasturbinen zur planbaren Deckung der Spitzenlast diese Schwankungen abmildert, wirkt die Abhängigkeit von fossilem Gas den langfristigen Zielen der Dekarbonisierung entgegen. Würden diese Gasturbinen durch wasserstoffbetriebene Kraftwerke ersetzt, die Strom aus dem Netz benötigen, um den Wasserstoff zu erzeugen, würde dies die Preisschwankungen noch verstärken.

Im Nuklear-Szenario steht eine kontinuierliche Stromerzeugung zur Verfügung, mit wesentlich geringeren Abhängigkeiten von Wetterbedingungen, was den Bedarf an flexibler Infrastruktur minimiert. Daher ergibt sich hier eine geringere Volatilität des Strompreises, was für Investoren sowohl auf der Produktions- als auch auf der Verbrauchsseite wesentlich attraktiver ist.

Um auf die Systemkosten zurückzukommen: Im EE100-Szenario ergeben sich wegen der stärkeren Inanspruchnahme von Quellen aus dem benachbarten Ausland höhere Importkosten. Dies bedeutet eine höhere Abhängigkeit vom Stromhandel, was neben der Abhängigkeit von ausländischen Energieträgern höhere Unsicherheiten erzeugt. Den Aspekt der Versorgungssicherheit sollte man nicht übersehen, besonders vor dem Hintergrund von möglichen geopolitischen Konflikten. Preisänderungen in benachbarten Märkten und ungünstige Wetterbedingungen haben ebenfalls deutliche Auswirkungen auf die deutsche Stromversorgung, was durch das Markt- und Verbrauchsverhalten in den Nachbarländern noch verstärkt werden kann. Es ist nicht anzunehmen, dass ein Anbieter Strom nach Deutschland liefern würde, wenn im eigenen Land eine Unterversorgung mit Lastabschaltungen vorliegt, auch wenn Deutschland bereit wäre, einen höheren Preis zu zahlen.

Im EE100-Szenario zeigen sich ebenfalls ein höherer Durchschnittsverbrauch an Erdgas. Zudem weist es über die betrachteten Wetterjahre eine größere Schwankungsbreite auf, obwohl Gasturbinen stark in Anspruch genommen werden, um den Bedarf an Importstrom zu begrenzen und die Strompreisschwankungen zu dämpfen. Diese Abhängigkeit führt zu kritischen Risiken. Derartigen Abhängigkeiten binden die deutsche Stromversorgung nicht nur an volatile internationale Märkte, sondern machen sie empfindlich für Preisspitzen und Lieferabbrüche. Die Krise um russisches Gas von 2022 zeigt beispielhaft die Gefahren, welche mit der Abhängigkeit von autoritären Staaten bei kritischen Energiequellen verbunden sind, die aber im EE100-Szenario voraussichtlich nicht vermieden werden können.

Im Gegensatz dazu bietet das Nuklear-Szenario Alternativen, diese Risiken abzumildern und die Versorgungssicherheit zu erhöhen. In diesem Szenario werden der Verbrauch von Erdgas und die Stromimporte reduziert, weil die auszugleichenden Schwankungen der Residuallasten geringer ausfallen. Entgegen der allgemeinen Auffassung entsteht im Gegenzug keine starke Abhängigkeit von autoritär regierten Staaten, weil Uran aus zahlreichen Anbieterländern bezogen werden kann, darunter auch Australien und Kanada (WNA_2024).



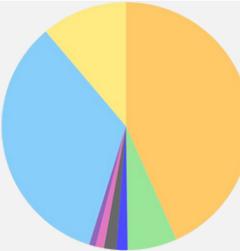
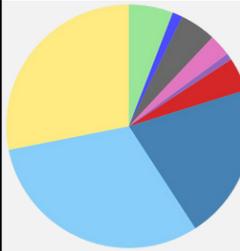
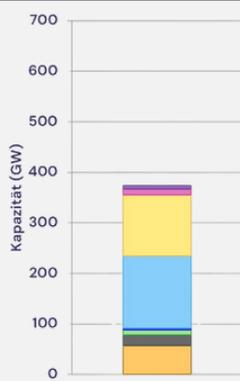
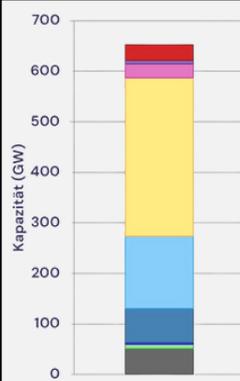
Parameter	Szenarien		Legende und Erklärung der Parameter	
	"Nuklear"	"EE100"		
Struktur der Stromerzeugung			<ul style="list-style-type: none"> ■ Batterie ■ Wasserstoff ■ Onshore-Windanlagen ■ Wasserkraft ■ Gasturbine ■ Kohle ■ Pumpspeicher ■ Solar ■ Offshore-Windanlagen ■ Biomasse KWK ■ Kombikraftwerk (Gas) ■ Kernenergie 	
Struktur des Anlagenparks				
Gesamte Systemkosten (€/MWh)	80	100 (+26%)	Auf den jährlichen Stromverbrauch umgelegte Investitionen, fixe und variable Betriebskosten sowie Importkosten	
Durchschnittlicher Strompreis (€/MWh)	82	105 (+28%)	Durchschnittlicher Strompreis innerhalb der betrachteten 33 Wetterjahre	
Volatilität des Strompreises (€/MWh)	90	110 (+22%)	Differenz zwischen oberem und unterem Quartil der über Quartale ermittelten Durchschnittspreise innerhalb von 33 Wetterjahre.	
Versorgungs-sicherheit	Importkosten (€/MWh)	7.5	12 (+60%)	Durchschnittswert der Nettoimporte während der betrachteten 33 Wetterjahre
	Gasverbrauch (TWh)	45	144 (+220%)	Durchschnittswert des jährlichen Verbrauchs an Erdgas (Heizwert) für den Betrieb der Gasturbinen zur Spitzenlastdeckung innerhalb der betrachteten 33 Wetterjahre
Ausbau Übertragungsnetz (€/MWh)		0.7	8.5 (+1240%)	Kosten der Erweiterung des Übertragungsnetzes
Emission	Lebenszyklus (kg CO ₂ äq/MWh)	17	45 (+165%)	Verbrauchsabhängige Emissionen an Treibhausgasen während des Lebenszyklus für die Erzeugungsanlagen, sowohl für den Brennstoff als auch für die Anlagen
	direkte Emissionen	2.6%	8.4%	Anteil der verbleibenden Restemission im Vergleich zu 1990
Flächenbedarf (km ² *1000)		10	14 (+40%)	Von den Erzeugeranlagen eingenommene Flächen, nicht-ausschließliche Nutzung
Verbrauch an kritischen Materialien und Rohstoffen (kt)		2600	4300 (+66%)	Die Werte beinhalten den Verbrauch über den Lebenszyklus von kritischen Materialien (Kupfer, Nickel, Magnesium, Kobalt, Chrom, Molybdän, Zink, Seltene Erden und Silizium) für die Anlagen aber nicht für die Infrastruktur (Netze). Berechnung basiert auf der gesamten zur Stromerzeugung installierten Kapazität.

Tabelle 5: Zusammenfassung der Ergebnisse als Vergleich der wesentlichen Parameter für die deutsche Stromversorgung im Jahr 2045 für die beiden betrachteten Szenarien.

Im EE100-Szenario führt die Konzentration auf variable erneuerbare Energiequellen wie Wind und Sonne dazu, dass zahlreiche Engpässe in der Infrastruktur, wie beispielsweise in den Leitungen im Übertragungsnetz, beseitigt werden müssen. Windanlagen auf See verursachen im EE100-Szenario 83 % der Kosten für den Ausbau des Übertragungsnetzes. Dies ist nicht nur teuer, die Erweiterung erfordert auch umfangreiche und langwierige Baumaßnahmen und zeitaufwändige Genehmigungsprozesse, die den Anschluss sauberer Erzeuger an die Verbraucher bremsen und so die Bemühungen um eine Dekarbonisierung behindern. Im großen Gegensatz dazu erfordert das Nuklear-Szenario nur einen minimalen Ausbau des Übertragungsnetzes, da die Kraftwerke an Standorten errichtet werden können, an denen vorher große thermische Kohle- oder Kernkraftwerke standen und an denen die benötigte Infrastruktur vorhanden ist, wie etwa Kühlwasser oder Anschlusspunkte ins Übertragungsnetz.

Die direkten Emissionen sind im EE100-Szenario mehr als doppelt so hoch wie im Nuklear-Szenario. Dies liegt daran, dass mit Erdgas betriebene Kraftwerke trotz des sehr hohen CO₂-Preises die kostengünstigste Möglichkeit darstellen, den Spitzenbedarf abzudecken und auf die Veränderlichkeit der regenerativen Erzeugung zu reagieren. Das in Kapitel 4.8. untersuchte EE100-red-Szenario zeigt, wie Senkungen der Emissionen ohne Kernenergie in einem zum Nuklear-Szenario vergleichbaren Umfang (97 %) erreicht werden können. Indem Erdgas durch Wasserstoff ersetzt wird und der Ausbau der Windenergie auf See und der Solarenergie verstärkt wird, erreicht dieses Szenario zwar eine Senkung der Emissionen, führt aber zu einer Erhöhung der Systemkosten um 18 % und der Gesamtkosten um 24 %, was einen deutlich negativen Einfluss auf die Wettbewerbsfähigkeit hat.

Eine starke Abhängigkeit von Wasserstoff zur Stromerzeugung ist mit beträchtlichen Herausforderungen verbunden, etwa in der Notwendigkeit für einen umfangreichen, aber nicht erprobten Ausbau der Infrastruktur, während zusätzliche Anforderungen an die Übertragungsnetze Ressourcen und Logistik weiter belasten. Zusätzlich belastet der in diesem Szenario auftretende höhere Bedarf an kritischen Materialien die Anfälligkeit der Lieferketten und verschärft Umwelteinflüsse. Schlussendlich zeigen die Ergebnisse die komplexen Nebenwirkungen und Hindernisse, die damit verbunden sind, ohne Unterstützung durch die Kernenergie eine vollständig dekarbonisierte Stromversorgung aufzubauen. Wie in Kapitel 4.9. weiter aufgezeigt wurde, erscheint es utopisch, ohne die Kernenergie überhaupt eine volle Treibhausgasneutralität, also Nullemission zu erreichen.

Der Flächenverbrauch im Nuklear-Szenario ist rund 30% geringer als im EE100-Szenario. Dies liegt vor allem am geringeren Ausbau der Photovoltaik. Die Nutzung von räumlich verteilten Anlagen für Wind und Solar führen möglicherweise zu örtlichen Änderungen in der Flächennutzung, was zu sozialen Widerständen wie eine wachsende örtliche Protestwelle der NIMBYs ('Not In My Back Yard' – etwa 'Nicht bei mir') führen kann, die ausgeräumt werden müssen.



Nicht zu überschätzen ist die Bedeutung der Höchstspannungsleitungen im Übertragungsnetz, das im EE100-Szenario wesentlich stärker durch neue Leitungen in heute noch nicht vorhandenen Trassen erweitert werden muss. Das heißt, auch wenn dies für den Flächenverbrauch nach Maß und Zahl nicht ins Gewicht fällt – unter einer Höchstspannungsleitung ist jede Form von Bodennutzung möglich – so ist mit erheblichen Schwierigkeiten und Terminverzögerungen zu rechnen. Es ist unvermeidlich, dass die über 20.000 km neuer Leitungen an Siedlungsgebieten vorbeiführen, was, wie die Erfahrung mit dem Südlink zeigt (Südlink_2025), zu erheblichen Widerständen bei den Anwohnern führt, die in langwierigen Verfahren ausgeräumt werden müssen.

Rohmaterial ist für die deutsche Wirtschaft mit ihrer starken industriellen Basis von entscheidender Bedeutung. Jedoch steigt die Sorge, dass Deutschland zurückfällt, da China im Markt für kritische Materialien eine dominierende Position aufbaut. Im EE100-Szenario werden kritische Materialien in wesentlich größerem Umfang benötigt, besonders für Solar und Wind. Angesichts der vergleichsweise geringen Lebensdauern von 20 bis 30 Jahren ist ein ständiger Nachschub mit diesen Materialien erforderlich, um die Leistungsfähigkeit des Systems zu erhalten. Diese Abhängigkeit beansprucht die Lieferketten von deren Funktion auch andere Teile der deutschen Industrie abhängig sind, etwa Batterien für Automobile. Dies betrifft insbesondere Rohstoffe wie Lithium und Seltene Erden, die für die erneuerbaren Energien und Batteriespeicher besonders wichtig sind. Im Gegensatz dazu werden im Nuklear-Szenario deutlich weniger kritische Materialien benötigt, was die Empfindlichkeiten der Lieferketten reduziert, die Auswirkungen auf die Umwelt minimiert und die Robustheit der Stromversorgung fördert.

Der hier dargelegte Vergleich zeigt die bedeutenden Vorteile, die eine technologie-offene Energiepolitik erreichen würde, die Kernenergie einschließt. Im Nuklear-Szenario ist ein beträchtlicher Ausbau der Kernenergie vorgesehen, was etwa dem Bau von 40 konventionellen großen Reaktoren entspricht. Wenn es auch ambitioniert erscheinen mag, den in diesem Szenario vorgesehenen Ausbau in der bis 2045 zur Verfügung stehenden Zeit zu erreichen (s. Kap. 5.4), würde auch eine niedrigere Anzahl von Reaktoren messbare Verbesserungen in den Schlüsselkennzahlen bewirken. Um das Ausbauziel zu erreichen, sind effiziente Prozesse beim Aufbau erforderlich; Genehmigungsprozesse müssten schlanker gestaltet werden. Sicherheits- und Umweltprüfungen müssten rasch abgearbeitet werden können, was feste regulatorische Vorgaben und kompetentes Fachpersonal auf beiden Seiten erfordert. Das Wiederanfahren und auch die Verlängerung der Lebensdauer bestehender Reaktoren erfordert ebenfalls einen beträchtlichen politischen Einsatz und Unterstützung in der Öffentlichkeit. Beides mag angesichts des historischen Atomausstiegs und der allgegenwärtigen öffentlichen Ablehnung der Kernenergie große Herausforderungen darstellen.



Die Lösung dieser Probleme ist die Voraussetzung dafür, dass die positiven Beiträge der Kernenergie in der deutschen Stromversorgung genutzt werden können. Weiterhin: Wenn eine Serienfertigung der Kernreaktoren erreicht werden kann, ließen sich beträchtliche Kostensenkungen realisieren und die konservativen Kostenannahmen dieser Studie deutlich verbessern.

Schlussbemerkung: Diese Präsentation konzentriert sich allein auf die Stromerzeugung und soll in einer ersten Phase mögliche Entwicklungen aufzeigen. In der Folge wäre eine gründliche Analyse der sich hieraus ergebenden Stromversorgung erforderlich, die unter anderem auch Faktoren wie Frequenzstabilität, das (n-1)-Kriterium und die Schwarzstartfähigkeit untersucht.



6. Diskussion

In diesem Abschnitt sollen die verschiedenen Aspekte und Implikationen unserer Studie betrachtet und die Ergebnisse in den bisherigen Wissensstand eingeordnet werden.

6.1 Vergleich zu anderen Studien

Auffällig ist, dass im EE100-Szenario sowohl bei Wind auf See mit 67 GW als auch bei Solar mit 313 GW der Ausbau nicht die von der Bundesregierung definierten Zielwerte von 70 bzw. 400 GW erreicht. Daraus kann man schließen, dass Studien, in denen diese Werte als Setzungen vorgegeben werden, nicht die kostenoptimale Zusammensetzung des Erzeugerparcs ermitteln können. Im T45-Szenario, das unter Führung des Fraunhofer-Instituts für System- und Innovationsforschung erarbeitet wurde, ergeben sich bei einem sehr ähnlichen Strombedarf (945 TWh) erheblich höhere installierte Leistungen und Erzeugungen (s. Tabelle 6):

Energieträger	T45 Leistung (GW)	T45 Erzeugung (TWh)	EE100 Leistung (GW)	EE100 Erzeugung (TWh)
Solar	428	387	313	317
Onshore-Windanlagen	160	389	143	350
Offshore-Windanlagen	70	232	67	234
Wasserstoff	67	39	27	33
Spitzenlast (Erdgas)			51	54
Batterie	5,4	3,4	31,3	50
Import		123		76

Tabelle 6: Vergleich der Ergebnisse des EE100-Szenarios mit Ergebnissen des T45-Strom-Szenarios des Fraunhofer ISI (ISI_2024).

Man erkennt, dass die beiden Ergebnisse nicht allzu weit auseinander liegen. Lediglich bei der (Rück-)Verstromung von Wasserstoff und bei Solar ergeben sich erhebliche Diskrepanzen. Diese sind aber durchaus plausibel: Die größere Menge an zur Stromerzeugung verwendetem Wasserstoff führt zu einem höheren Bedarf an installierter Leistung und Stromimporten, um diesen zu erzeugen. Insofern steht unsere Studie hierzu nicht im Widerspruch, was als eine allgemeine Bestätigung der Annahmen gesehen werden kann.

6.2. Vorteile der Kernenergie

In der bisherigen Darstellung der Ergebnisse wurde bereits deutlich, dass die Kernenergie einige Vorteile bietet, die über die Rolle des Lieferanten von 446 TWh hinausgehen:



- Die mit der Kernkraft zu erreichenden niedrigeren Stromkosten führen zu einer besseren Wettbewerbsfähigkeit der Wirtschaft, insbesondere von Unternehmen mit einem höheren Strombedarf. Aber auch für die Verbraucher ist die Bezahlbarkeit von Strom wichtig.
- Stabilere Strompreise infolge eines weniger schwankenden Bedarfs vereinfachen die Finanzierung von Investitionen und Betrieb.
- Ein geringerer Stromimport ist wichtig, um von Entscheidungen außerhalb der eigenen Einflusszone weniger abhängig zu sein, nicht nur von den Zielen für das jeweilige Stromversorgungssystem und dessen Erreichung, sondern auch von den Handlungen der Anbieter und Verbraucher, welche die Verfügbarkeit von elektrischem Strom beeinflussen.
- Wenn Deutschland über ausreichende Kapazitäten zur Erzeugung von Grundlaststrom verfügt, dann können gegebenenfalls auch höhere Stromexporte getätigt werden, was zum einen einen Teil der Kosten des deutschen Stromsystems deckt, aber auch einen beträchtlichen Beitrag zur Stabilität des europäischen Netzes leisten würde.

Hinzu kommt aber auch ein anderer Aspekt: Was geschieht, wenn der Strombedarf durch geändertes Konsumverhalten ansteigt – etwa bedingt durch den Einsatz künstlicher Intelligenz, mit einem erheblichen Stromverbrauch in den Rechenzentren? Mit Kernkraftwerken ließe sich bei steigendem Bedarf die Stromerzeugung mehr oder weniger direkt durch weiteren Ausbau decken. Geht das aber bei den erneuerbaren Energien? Stünden genügend Flächen für den weiteren Ausbau zur Verfügung, zuzüglich der jeweils notwendigen Einrichtungen, diesen Strom auch planbar verfügbar zu machen (Münch_2024)?

6.3. Kosten

Wie unsere Studie nun wissenschaftlich belegt hat, ist das Argument, die Kernenergie wäre im Vergleich zu anderen erneuerbaren Energien zu teuer und könnte von daher keinen Beitrag für die Energiewende leisten, nicht zutreffend. Dieses Ergebnis ist insofern als robust zu betrachten, da die zugrunde liegenden Annahmen für die Berücksichtigung von Kernenergie in mehrfacher Hinsicht sehr konservativ und ungünstig sind:

- Als Investition ('overnight cost') wurden 7.000 €/kW entsprechend dem im Jahr 2023 in Betrieb gegangenen Kernkraftwerk Olkiluoto 3 angenommen, obwohl andere Länder (Vereinigte Arabische Emirate (WNA_2023), Türkei (WNA_23a)) Kraftwerke mit wesentlich geringeren Kosten realisiert wurden, in der Türkei für 4.600 €/kW.



- Die hohen Kosten für Olkiluoto 3 sind in hohem Maße auf Pannen und Planungsfehler zurückzuführen, die wiederum zumindest teilweise auf das nach langen Jahren des Stillstands verloren gegangene Know-How bei Herstellern, Aufsichtsbehörden und dem Betreiber zurückgeführt werden können. Tatsächlich wäre also bei nachfolgenden Neubauten mit einer deutlichen Kostenreduktion zu rechnen, wenn die bei Olkiluoto aufgetretenen Fehler nicht mehr gemacht werden. Trotzdem ist in unserer Studie keine solche Lernkurve angenommen worden. Auch für das letzte der etwa 40 Kraftwerke im Nuklear-Szenario wurde die gleiche Investitionssumme angesetzt.
- Der Kapitalzins von 6 % ist für die Kernenergie vergleichsweise ungünstig gewählt, denn bei hohen Zinsen werden späte Kapitalrückflüsse stärker abgezinst als bei niedrigeren. Dies benachteiligt die Kernkraft, deren Lebensdauer und damit Zeit des Kapitalrückflusses zu 60 Jahren angenommen wurde, im Vergleich zu regenerativen Erzeugern, deren Lebensdauer bei 20 bis 30 Jahren liegt. Beispiel: bei 6 % Zins tragen die Einnahmen in der zweiten Hälfte der Lebensdauer bei Wind an Land mit 25 Jahren Nutzungsdauer etwa 36 % zur Finanzierung der Investition bei, bei der Kernenergie sind es hingegen nur 16 %. Entsprechend erhöhen sich die Stromgestehungskosten, wenn ein beträchtlicher Anteil der Produktion einen höheren Anteil der Finanzierung tragen muss.
- In der Berechnung wurde berücksichtigt, dass die Investitionen und damit deren Kapitalkosten bereits während der Bauphase entstehen, indem für die gesamte Bauzeit der halbe Zinssatz angesetzt wurde. Im Modell wird also nicht mit einer Investitionssumme von 7000 €/MWh gerechnet, sondern mit 8680 €/kW.

6.4. Realisierungszeit

In der Studie wurde die Zeitdauer für die Umsetzung, also für den Aufbau und die Inbetriebnahme der Anlagen, nicht betrachtet. Dennoch ist es von entscheidender Bedeutung, wann dies der Fall sein wird. Im optimistischen Szenario könnte eine entschlossene und gesellschaftlich akzeptierte Kurskorrektur den Ausbau der Kernenergie und somit auch das Erreichen der energiepolitischen Ziele erheblich beschleunigen. Angesichts der derzeitigen Rahmenbedingungen, die von einer breiten Ablehnung der Kernenergie begleitet sind, erscheint es jedoch wenig realistisch anzunehmen, dass der Ausbau der Kernenergie bis 2045 abgeschlossen sein wird.

Diese vorsichtige Einschätzung eines möglichen Kernkraft-Ausbaus bedeutet jedoch nicht, dass die Kernenergie generell zu spät käme, wie es in manchen Diskussionen anklingt. Vielmehr erscheint es noch unwahrscheinlicher, dass die Energiewende – also die ausschließliche Erzeugung von Strom aus erneuerbaren Quellen – bis 2045 umgesetzt werden kann. Der Bundesrechnungshof hat 2024 in einem ausführlichen Bericht dargelegt (BRH_2024a), welche Defizite und Terminverzögerungen bereits jetzt eingetreten sind (7 Jahre beim Ausbau der Übertragungsnetze) und stellt der Bundesregierung insgesamt ein vernichtendes Zeugnis aus:



„Unser Bericht zeigt: Die bisherigen Maßnahmen zur Umsetzung der Energiewende sind ungenügend und bergen deshalb gravierende Risiken für die energiepolitischen Ziele“, warnt Scheller [Präsident des Bundesrechnungshofes]. „Die Bundesregierung ist im Verzug beim Ausbau der erneuerbaren Energien und der Stromnetze sowie beim Aufbau von Backup-Kapazitäten. Hinzu kommen Wissenslücken über die Umweltwirkungen der Transformation und kein Konzept gegen hohe Strompreise. Zugleich fehlt ihr ein integriertes Monitoring der Energiewende, das alle energiepolitischen Ziele in den Blick nimmt. So läuft die Bundesregierung Gefahr, dass mögliche Konflikte zwischen den energiepolitischen Zielen ungelöst bleiben. Sie sollte schnellstmöglich Kurskorrekturen vornehmen. Die Risiken für die Energiewende und damit für unseren Wohlstand sind groß. Die Bundesregierung sollte unsere Prüfungsfeststellungen nutzen, um die aufgezeigten Defizite abzustellen.“ (BRH_2024)

Dem hier vom Bundesrechnungshof bemängelten unzureichenden Management steht ein gewaltiges Vorhaben gegenüber:

In einer Studie des Fraunhofer-Instituts für Solare Energiesysteme werden die Kosten bis 2045, wenn die Treibhausgasneutralität erreicht sein soll, im Szenario 'technologieoffen' auf 8,6 Billionen Euro beziffert (ISE_2024, Seite 82). Bei allen dort untersuchten Szenarien ergeben sich Gesamtkosten zwischen 8 und 9,2 Billionen Euro.

Ein erheblicher Anteil der angegebenen Summe besteht aus Ersatzinvestitionen, die auch ohne die Energiewende erforderlich wären. Dennoch sind dies Investitionen, die geleistet werden müssen, auch wenn sie nicht vollkommen der Energiewende zugerechnet werden können. So entfallen beispielsweise 33 % der Investitionen auf Automobile, die von heutigen Fahrzeugen mit Verbrennungsmotoren auf Elektroantrieb umgestellt werden müssen.

Selbst wenn nur die Hälfte der Investitionen als Zusatzaufwand betrachtet wird, beträgt der zusätzliche Finanzbedarf über 4 Billionen Euro – mehr als das Achtfache des Bundeshaushalts 2024. Wie sollen die erforderlichen Gelder aufgebracht werden, wenn die Volkswirtschaft bereits an ihre Belastungsgrenzen stößt, wie etwa bei der Instandhaltung von Schulgebäuden oder dem Betrieb von Schwimmbädern? Welche Summe kann sie unter diesen Umständen jährlich tatsächlich bereitstellen, wenn sie bereits 2 % oder mehr des BIP für Verteidigung ausgeben soll, den Wohnungsbau fördern, die Krankenhäuser finanzieren, Bahn und Brücken sanieren muss?



Selbst wenn Deutschland jährlich zusätzlich 100 Mrd. € in die Energiewende investieren könnte, würde das Projekt 40 Jahre in Anspruch nehmen – ein Zeitraum, der die Lebensdauer der zu errichtenden Anlagen übersteigt. Ohne Kernenergie, die mit geringeren Investitionskosten und einer längeren Betriebsdauer einhergeht, kann die Energiewende nicht abgeschlossen werden, weil die Stromversorgung als „Produkt“ schneller altert, als sie bereitgestellt werden kann.

Daraus ist zu schließen, dass die Energiewende nicht bis 2045 erfolgreich abgeschlossen sein wird, sondern es erheblich länger dauern wird, bis Deutschland eine klimaneutrale Wirtschaft errichtet hat. In diesen Zeitmaßstäben aber; in 40, vielleicht 50 Jahren, kann die Kernenergie sicher erheblich ausgebaut werden – mit den beschriebenen Vorteilen für Nachhaltigkeit, Wohlstand und Versorgungssicherheit.



7. Ausblick

Wie in vielen anderen Studien wird auch hier erkennbar, welches komplexes Vorhaben die Energiewende unabhängig von den gewählten Szenarien ist:

- Private Investoren müssen Solaranlagen, Windturbinen an Land und Windturbinen auf See errichten und betreiben.
- Die Verteilnetzbetreiber müssen ihre Netze so weit ausbauen, dass nicht nur der erhöhte Strombedarf an die Endkunden geliefert werden kann, sondern auch, dass im lokalen Verteilnetz überschüssige Leistung aus Solar- und Windkraft auf Höchstspannung transformiert und in die Übertragungsnetze geliefert werden können.
- Die Übertragungsnetzbetreiber müssen ihre Netze ausbauen, um die höheren Leistungen verteilen zu können und auch, um die fern der Bedarfszentren anfallenden Leistungen der regenerativen Erzeuger im Land zu verteilen.
- Die Übertragungsnetzbetreiber müssen ebenfalls die Netzverbindungen zu den benachbarten Gebotszonen ausbauen und entsprechende Übergabestationen errichten, um die hohen Im- und Exportströme verarbeiten zu können.
- Es muss politisch dafür gesorgt werden, dass im benachbarten Ausland sowohl Erzeugeranlagen in hinreichender Menge errichtet und betrieben werden, sowie leistungsfähige Leitungen zu den nicht direkt an Deutschland grenzenden Ländern aufgebaut werden, um Stromlieferungen nach Deutschland auch von dort zu ermöglichen.
- Private Investoren müssen Backup-Kraftwerke errichten, um das schwankende Energieangebot an den gleichfalls schwankenden Strombedarf anzupassen.
- Private Investoren müssen Elektrolyseure in heute noch nicht realisierten Maßstäben aufbauen, um Wasserstoff durch Elektrolyse aus regenerativ erzeugtem Strom zu erzeugen.
- Die Gasnetzbetreiber müssen die Rohrleitungen für die Verteilung des Wasserstoffs errichten, einschließlich der notwendigen Pumpstationen.
- Für einen Import von Wasserstoff, der in Deutschland benötigt, aber nicht hergestellt werden kann, müssen entsprechende Einrichtungen in Häfen geschaffen werden, damit Schiffe, die ebenfalls erst gebaut werden müssen, den Wasserstoff anlanden können. Wobei darauf hingewiesen sein soll, dass es natürlich auch Lieferanten geben muss, die über ausreichende Erzeuger- und Verladeeinrichtungen verfügen.



- Es müssen Speicher für Wasserstoff errichtet werden, einschließlich der erforderlichen Verdichter- und Entspannerstationen, um den Wasserstoff mit hohem Druck in Kavernen speichern zu können und auch wieder auf den Pipelinedruck entspannen zu können.

Über diese allein für die Stromerzeugung und -verteilung erforderlichen Maßnahmen hinaus müssen auch die Verbraucher tätig werden. Stellvertretend für viele Einzelmaßnahmen sei nur die energetische Sanierung der Gebäude mit Einbau von Wärmepumpen genannt oder die Infrastruktur, die flächendeckend für den Betrieb von Elektrofahrzeugen – nicht nur PKW, sondern auch LKW – erforderlich ist.

Dabei ist zwingend erforderlich, dass alle Komponenten zur Stromerzeugung und -verteilung in einem angemessenen Verhältnis zueinander aufgebaut werden. Sowie eine der Komponenten, seien es Erzeuger, Leitungen oder Speicher nicht im erforderlichen Ausmaß bereitsteht, wird das ganze System in Mitleidenschaft gezogen und die Stromversorgung ist nicht gesichert. Wobei es eine Frage der Prognosen ist, wie diese Verhältnisse denn konkret aussehen müssen, um bei zukünftigen, durch den Klimawandel in wenig vorhersehbarer Weise beeinflussten Wetterbedingungen, eine sichere Stromversorgung aufzubauen.

Der Einsatz der Kernenergie im deutschen Stromsystem entsprechend dem Nuklear-Szenario wird diese Probleme nicht grundsätzlich beseitigen – die Anteile der erneuerbaren Energien bedürfen auch hier entsprechender abgestimmter Begleitmaßnahmen, aber das Problem wäre deutlich entschärft. Kernkraftwerke sind zwar für sich betrachtet komplexe technische Gebilde – und die Produktion der zum Betrieb erforderlichen Brennstäbe ist es nicht minder – aber die Systemintegration ist wesentlich einfacher, da der Betrieb planbar ist. Je mehr Leistung gesichert zur Verfügung steht, desto weniger schwer sind die Auswirkungen von Fehlleistungen bei den anderen Komponenten des Systems.



8. Empfehlungen an die Politik

Diese Studie erbrachte eine Reihe von Ansatzpunkten für politisches Handeln, die dabei helfen können, sich in der komplexen Aufgabe zurecht zu finden, die deutsche Stromversorgung zu transformieren.

Technologieoffene Grundvoraussetzungen schaffen

- Deutschland sollte eine technologie-neutrale Position einnehmen so wie eine ausgeglichene Herangehensweise auch hinsichtlich der Kernenergie, die eine stabile und kostengünstige Deckung der Grundlast ermöglicht. Ohne diese technologie-offene Energiepolitik riskiert Deutschland, seine Klimaziele zu verpassen und seine Wettbewerbsfähigkeit einzubüßen.
- Deutschland sollte gesetzliche Rahmenbedingungen schaffen und Genehmigungsprozesse verschlanken, um den Ausbau aller sauberen Energieträger zu unterstützen.
- Die Politik sollte sich darauf konzentrieren, unnötige Aufwände zu minimieren, bürokratische Hürden abzubauen und Interessenkonflikte zu lösen, um eine kostengünstige großflächige Nutzung zu erreichen.

Wiederanfahren noch bestehender Kernkraftwerke

- Der kostengünstigste Weg, Strom mit niedrigen Emissionen in naher Zukunft in das deutsche Netz zu integrieren, liegt darin, die erst vor Kurzem stillgelegten Reaktoren wieder anzufahren und ihre Betriebsgenehmigungen bis 2050 zu verlängern. Dies würde eine verlässliche Leistung liefern und Kapazitäten im Übertragungsnetz für neue erneuerbare Energien freigeben.

Den Bau neuer Kernkraftwerke vorbereiten

- In Anbetracht des deutschen Klimaziels bis 2045 ist es nötig, den Bau neuer Kernkraftwerke zu fördern und zu beschleunigen. Schon ein kleiner Zuwachs an Kernenergie kann zu positiven Auswirkungen führen, indem die Versorgungssicherheit verbessert wird, die Emissionen sinken und die Systemstabilität verbessert wird.
- Um neue Kernkraftwerke zu bauen, sollte Deutschland einen unterstützenden gesetzgeberischen Rahmen schaffen, die Finanzierung sichern, Kompetenzen aufbauen und das öffentliche Verständnis dieser Technologie fördern.



Den Ausbau der erneuerbaren Energien fördern

- Die Politik sollte fortfahren, die strategische Entwicklung von Wind an Land, von Solar und großtechnischen Batteriespeichern zu fördern und dabei Beschränkungen und Interessenkonflikte zu beseitigen.
- Die lokale Stromerzeugung, Flexibilitätsoptionen, Netzerweiterungen und Netzverstärkungen sollten gefördert werden, um Blockierungen zu vermindern und die Integration erneuerbarer Energieträger zu ermöglichen.



9. Anhang A: Methodik für Emissionen, Flächenbedarf und Verbrauch kritischer Materialien

Die in dieser Studie angesetzten Faktoren für die Treibhausgasemissionen, den Flächenverbrauch und den Verbrauch kritischer Materialien für die verschiedenen Stromerzeuger und Energiequellen sind in Tabelle 6 dargestellt. Für die Windenergie wurde in dieser Studie die Gesamtfläche des Windparks benutzt, aber der direkte Flächenverbrauch, der nicht noch anderweitig z.B. für die Landwirtschaft genutzt werden kann, ist ebenfalls angegeben. Es wurde jedoch die gesamte Projektfläche herangezogen, denn diese Fläche steht für gleichartige Anlagen nicht mehr zur Verfügung. Für Photovoltaik wurde vereinfachend analog zu Daten aus Polen angenommen, dass 30 % der existierenden und neuen Anlagen am Boden installiert werden und 70 % als Dachanlagen (IEO_2023). Die Emissionen von Treibhausgasen über den gesamten Lebenszyklus für Kernenergie, Photovoltaik und Wind sind dieser Quelle (Pehl_2017) entnommen, während die Grundlagen für alle anderen Zahlenwerte in dieser Quelle vorgestellt werden (CATF_2024a).

	Emissionen	Flächenbedarf	Kritische Mineralien und Materialien
Erzeugungsart	kg CO ₂ äq/MWh	km ² /TWh	kg/MW
Gas (Gasturbine)	735	0,8	1166
Kernkraft	3,5	1	5274
Solar (Photovoltaik)	6	21	6835
Offshore-Windanlagen	4,4	1	10167
Onshore-Windanlagen	4,4	1* / 20**	10167

* Direkter Flächenverbrauch (Fundamente, Zufahrtswege ...)

** Windparkfläche, die ggf. anderweitig genutzt werden kann (Ackerbau ...)

Tabelle 7: Treibhausgasemissionen, Flächenbedarf und Faktoren zum Verbrauch kritischer Materialien für die verschiedenen Stromerzeuger, die in dieser Studie betrachtet werden.



9.1 Anhang B: Bestimmung der Investitionen und Betriebskosten

Quelle	Abkürzung	Typ
National Renewable Energy Laboratory (2023), Annual Technology Baseline. https://atb.nrel.gov/electricity/2023/technologies	NREL_2023	Prognose, 2021 – 2050
International Energy Agency & Nuclear Energy Agency (2020), Projected Costs of Generating Electricity. https://www.iea.org/reports/projected-costs-of-generating-electricity-2020	IEA_2020	Heute / Nahe Zukunft
Idaho National Laboratory (2023), Literature Review of Advanced Reactor Cost Estimates. https://inldigitalibrary.inl.gov/sites/sti/sti/Sort_66425.pdf	INL_2023	Heute / Nahe Zukunft
European Commission (2021), EU Reference Scenario 2020. https://energy.ec.europa.eu/data-and-analysis/energy-modelling/eu-reference-scenario-2020_en	EUC_2020	Prognose 2020 – 2050
Ten-Year Network Development Plan 2024 (2023). https://2024.entsoe-tyndp-scenarios.eu/download/	ENTSOE_2024	Prognose 2022 – 2050
International Energy Agency (2023), World Energy Outlook 2023. https://www.iea.org/reports/world-energy-outlook-2023	IEA_2023	Prognose 2022 – 2050

Tabelle 8: Hauptsächlichste Quellen, die für die Bestimmung der Investitionen und Betriebskosten der in dieser Studie betrachteten Erzeuger herangezogen wurden.

9.2 Anhang C: Methode zur Bestimmung der Netzkosten

Um die Kosten für den Ausbau der Übertragungsnetze abzuschätzen, wurden Daten aus dem nationalen Netzentwicklungsplan (BNA_2023) mit Kostenannahmen aus dem Institut für Makroökonomie und Konjunkturforschung (IMK_2024) kombiniert. Im Netzentwicklungsplan sind detaillierte Aufstellungen für die durch die den erhöhten Bedarf und die erneuerbaren Energien bedingten Ausbau- und Verstärkungsbedarfe angegeben. Durch eine Regressionsanalyse der angegebenen Daten konnten durchschnittliche Leitungslängen pro zusätzlich installiertem Gigawatt in den jeweiligen Technologien aufgestellt werden. Daraus ergaben sich für Solar 18,3 km/GW, für Wind an Land 7,7 km/GW und 214 km/GW für Wind auf See. Diese Zahlen wurden mit den Kostenangaben pro Leitungseinheit aus den Annahmen des IMK kombiniert. Eine Rückwärtsbetrachtung der Kostenannahmen wurde für verschiedene Übertragungsleitungen durchgeführt und die Daten wurden mit Angaben aus anderen Quellen verglichen. Die den einzelnen Energieträgern zugeordneten Kosten für die Übertragungsnetze werden mit diesen Daten anhand der geschätzten Leitungslängen und den Baukosten pro Einheit ermittelt.

10. Referenzen

Sämtliche Links wurden im Januar 2025 abgerufen.

Bass_2023: Bass F: European Pressurized Reactors (EPRs) – Next-generation Design Suffers From Old Problems; Institute for Energy Economics and Financial Analysis 02.02.2023. Link: <https://ieefa.org/resources/european-pressurized-reactors-eprs-next-generation-design-suffers-old-problems>

BMUV_2024: Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz, nukleare Sicherheit und Verbraucherschutz: Gesetze zur Änderung des Atomgesetzes (Übersicht). Link: <https://www.bmuv.de/themen/nukleare-sicherheit/ueberblick-nukleare-sicherheit/gesetze-zur-aenderung-des-atomgesetzes>

BMWK_2023: Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz: Mehr Windanlagen auf See; Aktuelles vom 02.01.2023. Link: <https://www.bundesregierung.de/breg-de/aktuelles/windenergie-auf-see-gesetz-2022968>
(m. E. bessere Quelle als bei QC)

BMWK_2024: Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz: Ein Stromnetz für die Energiewende; 23.10.2024. Link: <https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Dossier/netze-und-netzausbau.html>

BNA_2023: Bundesnetzagentur: Netzentwicklungsplan Strom 2037 mit Ausblick 2045, Version 2023 – Zweiter Entwurf der Übertragungsnetzbetreiber, Teil 1. Link: https://www.netzentwicklungsplan.de/sites/default/files/2023-07/NEP_2037_2045_V2023_2_Entwurf_Teil1_1.pdf

BNA_2024: Bundesnetzagentur: Monitoringbericht 2024, Stand 27.11.2024; Link: <https://data.bundesnetzagentur.de/Bundesnetzagentur/SharedDocs/Mediathek/Monitoringberichte/MonitoringberichtEnergie2024.pdf>

BR_2024: Die Bundesregierung: Für eine klimafreundliche und sichere Energieversorgung; Webseite der Bundesregierung, Beitrag 'Aktuelles' vom 5. Februar 2024. Link: <https://www.bundesregierung.de/breg-de/aktuelles/kraftwerksstrategie-2257868>

BRH_2024: Bundesrechnungshof: Energiewende nicht auf Kurs: Deutschland hinkt seinen ambitionierten Zielen hinterher, Pressemitteilung des Bundesrechnungshofs vom 07.03.2024. Link: <https://www.bundesrechnungshof.de/SharedDocs/Pressemitteilungen/DE/2024/energiewende.html>



BRH_2024a: Bundesrechnungshof: Bericht nach §99 BHO zur Umsetzung der Energiewende im Hinblick auf die Versorgungssicherheit, Bezahlbarkeit und Umweltverträglichkeit der Stromversorgung, 7. März 2024. Link: <https://www.bundesrechnungshof.de/SharedDocs/Downloads/DE/Berichte/2024/energiewende-volltext.pdf>

BSH_2023: Bundesamt für Seeschifffahrt und Hydrographie: Flächenentwicklungsplan 2023 für die deutsche Nord- und Ostsee, 20. Januar 2023. Link: https://www.bsh.de/DE/THEMEN/Offshore/Meeresfachplanung/Flaechenentwicklungsplan/_Anlagen/Downloads/FEP_2023_1/Flaechenentwicklungsplan_2023.pdf__blob=publicationFile&v=2

CATF_2024: Quantified Carbon & CATF. Power System Expansion in Germany. 2024. Veröffentlichung geplant

CATF_2024a: Quantified Carbon for Clean Air Task Force: Decarbonising Poland's Power System: A Scenario-Based Evaluation; March 2024. Link: <https://www.catf.us/resource/decarbonising-polands-power-system-a-scenario-based-evaluation/>

CDS_2024: Copernicus Climate Data Store; ERA5 hourly data on single levels from 1940 to present. Link: <https://cds.climate.copernicus.eu/datasets/reanalysis-era5-single-levels?tab=overview>

Cox_2025: Cox et al. Robust capacity expansion planning in hydro-dominated power systems: a Nordic case study. November 2024. Zur Veröffentlichung eingereicht.

Cox_2025 a: Cox et al. Supplemental material: Robust capacity expansion planning in hydro-dominated power systems: a Nordic case study. November 2024. Zur Veröffentlichung eingereicht.

DESTATIS_2024: Statistisches Bundesamt: Europa – Strompreise; Statistik für das erste Halbjahr 2024. Link: https://www.destatis.de/Europa/DE/Thema/GreenDeal/_Grafik/strompreise.html

DESTATIS_2024a: Statistisches Bundesamt: Bilanz – Monatsbericht über die Elektrizitätsversorgung, 06.06.2024. Link: <https://www.destatis.de/DE/Themen/Branchen-Unternehmen/Energie/Erzeugung/Tabellen/bilanz-elektrizitaetsversorgung.html>

DWG_2023: Lüers S., Wallasch AK: Kostensituation der Windenergie an Land, Stand 2023; Deutsche WindGuard, Bericht Nr. SP23010A1, Stand 23.11.2023. Link: <https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Downloads/E/eeg-eb-wal-kostensituation-20231123.pdf>



EC_2025: Fraunhofer Institut für Solare Energiesysteme: Energy Charts, Auswertung Jährlicher Anteil Windenergie an der gesamten Nettostromversorgung und Last in Deutschland; Analog für Sonnenenergie. Link: https://www.energy-charts.info/charts/renewable_share/chart.htm?l=de&c=DE&interval=year&share=wind_share_total

EC_2025a: Fraunhofer Institut für Solare Energiesysteme: Energy Charts, Auswertung Punktediagramm zur Stromerzeugung, Solar vs. Wind in Deutschland in 2024. Link: https://www.energy-charts.info/charts/power_scatter/chart.htm?l=de&c=DE&year=2024&interval=year

EM_2022: Electricity Maps: Electricity Maps Methodology, Carbon intensity and emission factors. Link: <https://www.electricitymaps.com/methodology#carbon-intensity-and-emission-factors>

Ember_2022: Ember: New Generation: Building a clean European electricity system by 2035, 22.06.2022. Link: <https://ember-energy.org/latest-insights/new-generation/#supporting-material>

ENTSOE_2024: ENTSOE: TYNDP//2024 Scenarios Methodology Report, May 2024. Link: https://2024.entsos-tyndp-scenarios.eu/wp-content/uploads/2024/05/TYNDP_2024_Scenarios_Methodology_Report_240522.pdf

ENTSOE_2024a: ENTSOE: TYNDP 2024 Scenario Report Data Figures. Link: <https://2024.entsos-tyndp-scenarios.eu/wp-content/uploads/2025/01/TYNDP-2024-Scenarios-Package-20250128.zip>

EUC_2021: European Commission; EU Reference Scenario 2020
Link: https://energy.ec.europa.eu/data-and-analysis/energy-modelling/eu-reference-scenario-2020_en

EUR_2024: Europäischer Rat: Ein EU-Gesetz zu kritischen Rohstoffen für die Zukunft der EU-Lieferketten. Link: <https://www.consilium.europa.eu/de/infographics/critical-raw-materials/>

Handelsblatt_2023: Hildebrand J, Kersting S.: 22 Staaten wollen Atomenergie verdreifachen; Handelsblatt 03.12.2023. Link: <https://www.handelsblatt.com/politik/international/weltklimakonferenz-cop28-22-staaten-wollen-atomenergie-verdreifachen/100002018.html>

ICCT_2020: International Council on Clean Transportation. Assessment of hydrogen production costs from electrolysis. June 18, 2020. Link: https://theicct.org/wp-content/uploads/2021/06/final_icct2020_assessment_of-_hydrogen_production_costs-v2.pdf



IEA_2020: International Energy Agency: Projected Costs of Generating Electricity 2020; Dezember 2020. Link: <https://www.iea.org/reports/projected-costs-of-generating-electricity-2020>

IEA_2022: International Energy Agency: The role of Critical Minerals in Clean Energy Transitions; Revided Version March 2022. Link: <https://iea.blob.core.windows.net/assets/ffd2a83b-8c30-4e9d-980a-52b6d9a86fdc/TheRoleofCriticalMineralsinCleanEnergyTransitions.pdf>

IEA_2023: International Energy Agency: World energy Outlook 2023. Link: <https://www.iea.org/reports/world-energy-outlook-2023>

IMK_2024: Bauermann T, Kaczmarczyk P, Krebs T: Ausbau der Stromnetze: Investitionsbedarfe; Studie des Instituts für Makroökonomie und Konjunkturforschung, 2024. Link: https://www.imk-boeckler.de/fpdf/HBS-009011/p_imk_study_97_2024.pdf

INL_2023: Abou-Jaoude A, Lin L etz al.: Literature Review of Advanced Reactor Cost Estimates; Idaho National Laboratory, Integrated Energy Systems, Oktober 2023. Link: https://inldigitalibrary.inl.gov/sites/sti/sti/Sort_66425.pdf

INL_2024: Abou-Jaoude A, Larsen LM, Guaita N et al.: Meta Analysis of Advanced Nuclear Reactor Cost Estimations; Idaho National Laboratory, Integrated Energy Systems, Juli 2024. Link: https://inldigitalibrary.inl.gov/sites/sti/sti/Sort_107010.pdf

IPCC_2014: Schlömer S, Bruckner L, Hertwich E et al.: Technology-specific Cost and Performance Parameters; Annex III. Link: https://www.ipcc.ch/site/assets/uploads/2018/02/ipcc_wg3_ar5_annex-iii.pdf

ISE_2024: Thelen C, Nolte H, Kaiser M et al.: Wege zu einem klimaneutralen Energiesystem: Bundesländer im Transformationsprozess; Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme ISE, Freiburg; November 2024. Link: https://www.ise.fraunhofer.de/content/dam/ise/de/documents/publications/studies/ISE_WegeKlimaneutralEnergiesystem_final.pdf

ISE_2025: Wirth H (Hrsg.): Aktuelle Fakten zur Photovoltaik in Deutschland; Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme ISE, Fassung vom 04.01.2025. Link: <https://www.ise.fraunhofer.de/content/dam/ise/de/documents/publications/studies/aktuelle-fakten-zur-photovoltaik-in-deutschland.pdf>

ISI_2024: Sensfuß F (Projektleiter): Langfristszenarien – Wissenschaftliche Analysen zur Dekarbonisierung Deutschlands; O45-Szenarien, Fraunhofer-Institut für System- und Innovationsforschung. Link: <https://langfristszenarien.de/enertile-explorer-de/>



Kleidon_2023: Kleidon A: New Paper: How much wind energy is there in Germany?, Beitrag vom 23.05.2023 auf Webseite Earthsystem.org. Link: <https://earthsystem.org/2023/05/03/windenergy-germany/>

KSG_2024: Klimaschutzgesetz, Stand 15.07.2024. Link: <https://www.gesetze-im-internet.de/ksg/>

Lovering_2016: Lovering JR, Yip A, Nordhaus T: Historical construction cost of global nuclear power reactors; Energy Policy (2016); 91:p371-382. Link: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0301421516300106>

Münch_2024: Münch NA: Die Armutsennergien; Beitrag auf der Webseite von WePlanet DACH, 2. Oktober 2024. Link: <https://weplanet-dach.org/die-armutsenergien/>

NREL_2023: National Renewable Energy Laboratory: Annual Technology Baseline – 2023 Electricity ATB Technologies (2023). Link: https://atb.nrel.gov/electricity/2023/fossil_energy_technologies

QC_2024: Quantified Carbon: Role of Nuclear in Germany's Decarbonisation – a study by Quantified Carbon for WePlanet. 2024. Link: <https://weplanet-dach.org/wp-content/uploads/2025/01/20241213-WePlanet-report.pdf>

QC_2025: Quantified Carbon: Persönliche Mitteilungen zu den Randbedingungen der Studie, nicht veröffentlicht.

QCL_2020: Qvist Consulting Ltd: Modelling av svensk elförsöring (Modell der schwedischen Stromversorgung); 2020. Link: https://www.svensktnaringsliv.se/material/rapporter/modelleringpdf_1144809.html/Modellering.pdf

RND_2025: Werner E: Unionskanzlerkandidat Merz will 50 neue Gaskraftwerke bauen; Meldung des Redaktionsnetzwerks Deutschland vom 19.01.2025. Link: <https://www.rnd.de/politik/cdu-chef-friedrich-merz-will-neue-gaskraftwerke-bauen-atomkraft-nicht-ausgeschlossen-4OA64D4EHVBNHH3BWWK5JKMOMY.html>

StandAG_2023: Bundesministerium für Justiz: Gesetz zur Suche und Auswahl eines Standortes für ein Endlager für hochradioaktive Abfälle. Standortauswahlgesetz; Stand 22.3.2023, §1. Link: https://www.gesetze-im-internet.de/standag_2017/BJNR107410017.html#BJNR107410017BJNG000600000

SVK_2024: Swedish Transmission System Operator (Svenska Kraftnät). Long-term market analysis. January 26, 2024. Link: https://www.svk.se/siteassets/om-oss/rapporter/2024/lma_2024.pdf



Statista_2024: Statista: Entwicklung des CO₂-Emissionsfaktors für den Strommix in Deutschland in den Jahren 1990 bis 2023. Link: <https://de.statista.com/statistik/daten/studie/38897/umfrage/co2-emissionsfaktor-fuer-den-strommix-in-deutschland-seit-1990/>

Südlink_2025: Wikipedia-Eintrag zum Südlink. Link: <https://de.wikipedia.org/wiki/Suedlink>

UBA_2022: Umweltbundesamt: CO₂-Emissionsfaktoren für fossile Brennstoffe – Aktualisierung 2022; 28/2022. Link: https://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/479/publikationen/cc_28-2022_emissionsfaktoren-brennstoffe_bf.pdf

UBA_2022a: Umweltbundesamt: Die Treibhausgase; Artikel auf der Webseite vom 14.11.2022. Link: <https://www.umweltbundesamt.de/themen/klima-energie/klimaschutz-energiepolitik-in-deutschland/treibhausgas-emissionen/die-treibhausgase>

UBA_2023: Umweltbundesamt (Hrsg.): Entwicklung der spezifischen Treibhausgas-Emissionen des deutschen Strommix in den Jahren 1990 – 2023, Umweltbundesamt 23/2024. Link: https://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/11850/publikationen/23_2024_cc_strommix_11_2024.pdf

UBA_2023a: Umweltbundesamt: Ausbau der Windenergie an Land: 2-Prozent-Ziel reicht aus; Webseite des Umweltbundesamts, Artikel vom 29.06.2023. Link: <https://www.umweltbundesamt.de/themen/ausbau-der-windenergie-an-land-2-prozent-ziel>

UBA_2024: Umweltbundesamt: Indikator: Emission von Treibhausgasen; UBA-Pressemitteilung N2. 11/2024. Link: <https://www.umweltbundesamt.de/daten/umweltindikatoren/indikator-emission-von-treibhausgasen>

Welt_2024: Wetzel D.: Europas große Rückkehr zur Atomkraft; Die Welt, 27.03.2024. Link: <https://www.welt.de/wirtschaft/article250712604/Energie-Europas-grosse-Rueckkehr-zur-Atomkraft.html>

WNA_2024a: World Nuclear Association: Nuclear Power in the United Arab Emirates; Country profiles, updated 05.09.2024. Link: <https://world-nuclear.org/information-library/country-profiles/countries-t-z/united-arab-emirates>

WNA_2023a: World Nuclear Association: Nuclear Power in Turkey; Country Profiles, updated 17.12.2024. Link: <https://world-nuclear.org/information-library/country-profiles/countries-t-z/turkey>

WNA_2024: World Nuclear Association: Supply of Uranium, updated 24 August 2024. Link: <https://world-nuclear.org/information-library/nuclear-fuel-cycle/uranium-resources/supply-of-uranium>



Die Originalstudie von Quantified Carbon wurde am 10. Januar 2025 in englischer Sprache veröffentlicht. Die hier präsentierte, übersetzte und ergänzte Fassung ist seit dem 26. Februar 2025 verfügbar.

ÜBER UNS

Wir von WePlanet DACH verfolgen die Vision, die Erde zum bestmöglichen Ort für Mensch und Natur zu formen. Dazu wollen wir alle uns zur Verfügung stehenden Mittel nutzen.

Wir wollen alle Menschen mit unbegrenzter, kostengünstiger, sauberer und zuverlässiger Energie versorgen. Auf dieser Grundlage lassen sich Probleme wie Rohstoffknappheit, Hunger, Armut, Wassermangel oder auch der Klimawandel viel einfacher lösen. Technische Innovationen und ausreichend Energie sind Grundlage für globalen Wohlstand.

Darüber hinaus wollen wir den Flächenverbrauch der Menschheit reduzieren, insbesondere durch innovative Alternativen zum Konsum tierischer Produkte. Auf die frei gewordenen Flächen sollen natürliche und vielfältige Ökosysteme zurückkehren und das Land der Natur mit all ihren Bewohnern zur Verfügung stehen.

Um den Klimawandel einzudämmen, wollen wir nicht nur unsere Emissionen reduzieren, sondern alle uns zur Verfügung stehenden Möglichkeiten nutzen, auch Negativ-Emissionen-Technologien, um aktiv Treibhausgase aus der Atmosphäre zu entfernen. Auch die Chancen und Risiken von Geoengineering wollen wir erforschen, um sie im Notfall einsetzen zu können.

Wir wollen wachsenden Wohlstand und Fortschritt von negativen Umweltfolgen entkoppeln. Für kommende Generationen wollen wir eine blühende Zukunft gestalten, ohne gleichzeitig den Planeten zu zerstören.

Wir leben im Zeitalter des Anthropozän, des Zeitalters des Menschen. Es liegt an uns, wie unsere Geschichte weitergeht. Bei WePlanet wählen wir Hoffnung, Fortschritt und Zusammenarbeit.

Lasst uns der Natur Freiheit schenken und den Menschen Wohlstand bringen!

www.weplanet-dach.org
Registernummer: VR 37433 B

Veröffentlicht von WePlanet DACH e.V.
Alle Rechte vorbehalten.

wePlanet[™]
DACH