

# Zukunftspfad Stromversorgung

Perspektiven zur Erhöhung der Versorgungssicherheit und Wirtschaftlichkeit  
der Energiewende in Deutschland bis 2035





# Inhaltsverzeichnis

<b>Zusammenfassung der Ergebnisse</b>	<b>4</b>
<b>Einleitung: Zielsetzung und methodisches Vorgehen der Studie</b>	<b>6</b>
<b>1. Entwicklung der deutschen Stromversorgung im Jahr 2023</b>	<b>9</b>
1.1 Nachhaltigkeit: Anteil erneuerbarer Erzeugung liegt hinter dem Plan zurück	10
1.2 Versorgungssicherheit: Deutschland wird zum Nettoimporteur	11
1.3 Wirtschaftlichkeit: Strompreis verbleibt auf hohem Niveau	14
<b>2. Das Osterpaket 2022 und dessen Auswirkungen auf das Energiesystem</b>	<b>17</b>
<b>3. Entwicklung eines Alternativpfads für das Stromsystem in Deutschland</b>	<b>29</b>
<b>4. Osterpaket 2022 und Alternativpfad im Vergleich</b>	<b>33</b>
<b>5. Optionen zur Verbesserung der CO<sub>2</sub>-Bilanz von Gas- und Kohlekraftwerken</b>	<b>41</b>
5.1 CO <sub>2</sub> -arme Brennstoffe	44
5.2 Gaskraftwerke mit CO <sub>2</sub> -Abscheidung	53
5.3 CO <sub>2</sub> -optimiertes disponibles Kraftwerksportfolio	58
<b>Ausblick: Drei Erfolgsfaktoren für die Umsetzung des Alternativpfads</b>	<b>62</b>

# Zusammenfassung der Ergebnisse

Mit dem Klimaschutzgesetz hat Deutschland sich zum Ziel gesetzt, die Emission von Treibhausgasen wie CO<sub>2</sub> zu reduzieren und die Energiegewinnung aus erneuerbaren Quellen wie Sonne und Wind auszubauen. Bis 2030 soll der Ausstoß von Treibhausgasen um 65% gegenüber dem Jahr 1990 gesenkt werden; 2045 soll Deutschland klimaneutral sein. Erste Erfolge sind bereits zu verbuchen: Schon jetzt liegt der Anteil erneuerbarer Quellen<sup>1</sup> an der Energiegewinnung bei über 50% und im Jahr 2023 unterschreiten die CO<sub>2</sub>-Emissionen das Vorjahresniveau um 20% – auch dank des milden Winters 2022/23. Allerdings ist Strom für deutsche Haushalte im internationalen Vergleich bereits jetzt teuer und der Ukrainekrieg hat die hohe Abhängigkeit der deutschen Energieversorgung von Importen aufgezeigt. Zudem wird erwartet, dass der Bedarf an Strom von derzeit ca. 500 TWh weiter auf ca. 780 TWh im Jahr 2035 ansteigen wird<sup>2</sup> (vgl. Kapitel 2 für Details), z.B. wegen der zunehmenden Elektrifizierung von Mobilität sowie energieintensiver, bisher fossil betriebener industrieller Prozesse.

Es gilt, diesen fundamentalen Umbau des deutschen Energiesystems zu gesamtwirtschaftlich optimalen Kosten zu bewerkstelligen. Angesichts dieser Herausforderung entwickelt die vorliegende Studie eine Perspektive auf die Systemkosten der Energiewende. Ein möglicher Energiewendepfad zeigt, wie bei gleicher Erfüllung der politisch vorgegebenen Emissionsminderungsziele zusätzlich die Versorgungssicherheit und die Wirtschaftlichkeit der Energiewende erhöht werden könnten und sich damit potenzielle Herausforderungen der aktuellen Planungen wie steigende Netzentgelte und etwaige regionale Versorgungsengpässe adressieren ließen. Der skizzierte Pfad sieht im Vergleich zum aktuellen Planungsstand einen etwas geringeren Ausbau der Kapazitäten zur Stromgewinnung aus erneuerbaren Quellen vor (von etwa 148 GW auf 350 statt 506 GW in 2035). Stattdessen würden mehr moderne, wasserstofffähige Gaskraftwerke (+50 GW statt +9 GW bis 2035) insbesondere im Süden Deutschlands entstehen, wo der Strombedarf besonders hoch ist.<sup>3</sup> Als positiver Effekt würden weniger aufwändige und kostenintensive Stromleitungen benötigt, weil mehr Energie dort erzeugt würde, wo sie benötigt wird, und bestehende Netze genutzt werden könnten:

- **Vergleichbare Nachhaltigkeit.** Der gegenüber den aktuellen Planungen in 2035 leicht höhere CO<sub>2</sub>-Ausstoß (29 vs. 24 Mt; derzeit 256 Mt in 2022) könnte mit H<sub>2</sub> als Energieträger (oder durch CCUS – Carbon Capture and Storage) reduziert werden, sodass in beiden Szenarien eine gleiche Emissionsreduzierung um fast 90% gegenüber 2022 erreicht wird und der Emissionsanteil des Energiesektors von aktuell etwa 37% auf 8 bis 10% des deutschen Emissionsziels im Jahr 2035 sinkt.

---

<sup>1</sup> Erneuerbare Quellen umfassen hier Windkraft (an Land und auf See) sowie Photovoltaik.

<sup>2</sup> Bundesregierung (2024)

<sup>3</sup> Abhängig vom regulatorischen Rahmen kann der Ausbau disponibler Kapazitäten zur Sicherstellung der Versorgungssicherheit teilweise auch durch Demand-Side-Response-Maßnahmen oder Energiespeicher substituiert werden.

- **Verbesserte Versorgungssicherheit.** Insbesondere bei Dunkelflauten in den Wintermonaten und zu Spitzenlastzeiten kann der deutschlandweite Bedarf vollständig mit inländischer Erzeugungskapazität gedeckt werden, statt wie derzeit prognostiziert mit bis zu 30 GW Kapazität (entspricht ca. 20 Großkraftwerken) im Jahr 2035 vom Ausland abzuhängen.
- **Höhere Wirtschaftlichkeit.** Die Investitionen sind in unserer Analyse um ca. 20% geringer – also um rund 150 Mrd. EUR bis zum Jahr 2035. Gleichzeitig ist der Endkundenpreis 2035 mit etwa 42 bis 44 ct/kWh um mehr als 10% geringer als bei der Umsetzung der aktuellen Pläne mit einem prognostizierten Anstieg auf 47 bis 49 ct/kWh.

Der skizzierte Energiewendepfad ist zudem möglicherweise leichter umsetzbar, weil er stärker auf die Nutzung und Optimierung bestehender Infrastruktur als auf Neubau setzt. Anders als neue Windkraftanlagen könnten moderne, wasserstofffähige Gaskraftwerke z.B. zumindest teilweise an bestehenden Kraftwerksstandorten errichtet werden. Das kann die gesellschaftliche Akzeptanz erhöhen, denn neue Windkraftanlagen und Stromleitungen stoßen erfahrungsgemäß häufig auf Widerstand, was unter anderem die Umsetzung der Ausbaupläne bisher verzögert und verteuert hat. Gleichwohl erfordert dieser Energiewendepfad eine Beschleunigung der bisherigen Ausbaugeschwindigkeit und ein entschlossenes Handeln aller Akteure, nicht zuletzt, um Erdgas langfristig durch H<sub>2</sub> zu ersetzen und die CO<sub>2</sub>-Bilanz der Stromgewinnung so weiter zu verbessern.

Die Studie hat McKinsey unabhängig und auf eigene Initiative erstellt – also ohne Auftraggeber und Bezahlung. Sie umreißt eine Perspektive ohne Anspruch auf Vollständigkeit oder Ausschließlichkeit, die die Umsetzung der Energiewende erleichtern kann – bei Verbesserung der Versorgungssicherheit und Wirtschaftlichkeit der Energieversorgung sowie unter Beibehaltung des angestrebten reduzierten Emissionsniveaus.

# Einleitung: Ziele und methodisches Vorgehen der Studie

Zur langfristigen Umsetzung der Energiewende hat die Bundesregierung 2022 das sogenannte Osterpaket verabschiedet. Dieses Maßnahmenbündel sieht vor, die Kapazität zur Stromgewinnung aus erneuerbaren Quellen wie Sonne und Wind bis 2035 auf 506 GW auszubauen. Basierend auf diesen politisch gesetzten Rahmenbedingungen werden in dieser Studie die Systemkosten für den Ausbau der geplanten Erzeugungskapazitäten für erneuerbare Energie sowie für die zusätzlichen disponiblen (jederzeit verfügbaren) Kapazitäten und das Stromnetz berechnet.

Neben der Analyse des aktuell geplanten Energiewendepfads wird eine mögliche Weiterentwicklung aufgezeigt. Diese Analyse basiert auf dem im McKinsey-Strommarktmodell optimierten Ausbau erneuerbarer und disponibler Kapazität, kombiniert mit den notwendigen Investitionen in Transport- und Verteilnetze. Der Leitgedanke für die Analyse ist, die Emissionsziele des Klimaschutzgesetzes einzuhalten, aber gleichzeitig die Systemkosten zu senken und zugleich die Spitzenlastabdeckung zu gewährleisten.<sup>4</sup> In unserer Berechnung untersuchen wir insbesondere die Entwicklung des deutschen Stromsystems bis zum Jahr 2035. Dabei werden mögliche Technologieänderungen (z.B. der Ausbau der H<sub>2</sub>-Stromerzeugung) sowie die langen Vorlaufzeiten für die Umsetzung von Netzänderungen berücksichtigt. Unter diesen Prämissen ist eine Gesamtkostenoptimierung in der Transformation des Stromsystems möglich. Für die Modellierung der Implikationen beider Energiewendepfade wurden zwei proprietäre Modelle genutzt, das McKinsey-Strommarktmodell und das McKinsey-Verteilnetzmodell. Beide analysieren den deutschen Strommarkt und die entsprechende Infrastruktur unter anderem im Kontext des europäischen Energiemarkts.

- Das McKinsey-Strommarktmodell betrachtet sowohl die Erzeugungskapazitäten und deren geografische Lage im In- und Ausland als auch die resultierenden Erzeugungskosten sowie Nachhaltigkeitsaspekte. Es umfasst die Transportnetzinfrastruktur inklusive geplanter und im Bau befindlicher Projekte für inländische Transportleitungen sowie länderübergreifende Interkonnektoren.
- Mit dem McKinsey-Verteilnetzmodell wird zusätzlich der notwendige Netzausbau im Verteilnetz modelliert. Im Gegensatz zu den Transportnetzbetreibern veröffentlichen die Verteilnetzbetreiber keinen integrierten Netzentwicklungsplan. Daher ist diese Ergänzung elementar, um die Investitionen ins Verteilnetz zu ermitteln sowie deren Einfluss auf die Systemkosten anhand des regionalen Bedarfs und der Erzeugung im McKinsey-Verteilnetzmodell abzuschätzen.

Für die Modellierung der Systemkosten des Energiewendepfads gemäß Osterpaket 2022 im McKinsey-Strommarktmodell werden folgende Referenzen genutzt: die von der Bundesregierung vorhergesagte Strommenge von 680 bis 750 TWh in 2030, die Rahmenbedingungen aus dem Osterpaket 2022 zum Ausbau der erneuerbaren Energien, die beschlossenen Eckpunkte des Kohleausstiegs und der Netzentwicklungsplan 2023 für die Transportnetze (siehe Textbox 1).

---

<sup>4</sup> Zusätzliche disponible Erzeugungskapazitäten im skizzierten Energiewendepfad verbessern neben der Spitzenlastabdeckung auch die Systemstabilität hinsichtlich Frequenz, Spannung und Verteilung innerhalb der Stromnetze.

### **Exkurs 1: Referenzrahmen für den aktuellen Energiewendepfad**

- Der Strombedarf steigt auf etwa 780 TWh im Jahr 2035 gemäß den Erwartungen der Bundesregierung von rund 680 bis 750 TWh in 2030.
- Die steigende Stromnachfrage soll auf der Erzeugungsseite gemäß dem Osterpaket 2022 bis 2030 zu 80% durch den Ausbau der erneuerbaren Energien getragen werden. Zugleich werden netto etwa 20 GW disponible Stromerzeugungskapazitäten abgebaut.
- Dem Osterpaket 2022 entsprechend sieht der Energiewendepfad folgende Investitionen vor: Ausbau auf etwa 506 GW erneuerbare Erzeugungskapazität (309 GW Photovoltaik, 40 GW Wind auf See und 157 GW Wind an Land), zusätzlich 30 GW disponible Kapazitäten bis 2035.
- Der Ausbau der Transportnetze erfordert laut Netzentwicklungsplan 2023 Investitionen in Höhe von etwa 250 Mrd. EUR bis 2035. Dieser Bedarf resultiert insbesondere aus einem geografisch bedingten Ungleichgewicht zwischen der Erzeugung von Strom aus erneuerbaren Quellen im windstarken Norden und Osten einerseits sowie Photovoltaik im Süden andererseits. Die Verteilnetzbetreiber haben hierzu einen Ausblick auf die räumliche Verteilung des künftigen Zubaus an erneuerbarer Energie in Deutschland veröffentlicht, aus dem die Investitionen in die Verteilnetze abgeleitet werden.

Die Ausgangspunkte für die Modellierung der Weiterentwicklung sind ebenfalls das aktuelle Erzeugungsportfolio sowie die bestehende (Netz-)Infrastruktur. Für den künftigen Ausbau der Erzeugungskapazitäten sowie deren geografische Positionierung wurde im McKinsey-Strommarktmodell eine Optimierung vorgenommen, bei der die Nachfrageseite, regionale Kapazitätsfaktoren und die notwendigen Investitionen in den Netzausbau berücksichtigt wurden. So konnte ein kostenoptimaler Ausbau, der die Nachhaltigkeitsziele erfüllt und Versorgungssicherheit garantiert, ermittelt werden.

Um Vergleichbarkeit sicherzustellen, nutzt die Analyse für alle weiteren Parameter – z.B. Investitionsausgaben (Capex) der Erzeugungstechnologien, Brennstoff- und CO<sub>2</sub>-Preise – in beiden Szenarien die Annahmen aus der „Global Energy Perspective“, zuletzt aktualisiert im Oktober 2023. Zudem wird in beiden Szenarien von derselben geografischen Verteilung und Zunahme des Bedarfs auf rund 780 TWh im Jahr 2035 ausgegangen.

Im Folgenden werden zunächst die aktuellen Entwicklungen hinsichtlich der Energiewende als Ausgangspunkt der Analyse beschrieben (Kapitel 1). Vor diesem Hintergrund betrachtet die Analyse die modellierten Systemkosten des Energiewendepfads gemäß Osterpaket 2022 sowie die Rolle des Stromnetzes als Wegbereiter der Energiewende (Kapitel 2). Anschließend wird ein weiterentwickelter Energiewendepfad aufgezeigt (Kapitel 3), der die Systemkosten der Energiewende reduzieren kann (Kapitel 4). Zuletzt werden die Optionen einer langfristigen CO<sub>2</sub>-armen disponiblen Versorgung (Kapitel 5) erläutert, die als Grundlage für eine künftige Molekülstrategie dienen kann, insbesondere für H<sub>2</sub> und seine Derivate (z.B. Ammoniak).



# 1 Entwicklung der deutschen Stromversorgung im Jahr 2023

Eine zuverlässige, wirtschaftliche und ökologisch nachhaltige Stromversorgung ist Grundlage für den Wohlstand und den gesellschaftlichen Zusammenhalt in Deutschland und Europa. Anhand der Zieldimensionen des energiewirtschaftlichen Dreiecks lassen sich der aktuelle Umsetzungsstatus und die Szenarien für die zukünftige Umsetzung der Energiewende einordnen. Dafür zeigen wir in diesem Kapitel die Entwicklung der deutschen Stromversorgung im Jahr 2023 auf. In den folgenden Kapiteln analysieren wir den aktuellen Energiewendepfad laut Osterpaket 2022 sowie ein alternatives Szenario anhand der drei Dimensionen Versorgungssicherheit, Wirtschaftlichkeit und Nachhaltigkeit (Abbildung 1). Zusätzlich beleuchten wir für beide Szenarien ausgewählte Aspekte der Umsetzbarkeit.

Von der Grundversorgung in Privathaushalten bis zum Betrieb von Anlagen und Prozessen in Industrie und Gewerbe bestimmt Strom zunehmend den Takt unserer Gesellschaft. Entsprechend erwies sich das Jahr 2022 als äußerst herausfordernd: Der bereits 2021 begonnene und durch den Ukraine-Krieg beschleunigte Anstieg der Erdgaspreise führte zu einer Erhöhung der Strompreise. Der durchschnittliche Großmarktstrompreis 2022 von 280 EUR/MWh entsprach einer Versiebenfachung im Vergleich zum langjährigen Mittelwert.<sup>5</sup> Die Hauptursache für diesen Preisanstieg und die kurzfristig sogar ungewisse Versorgungssicherheit waren vor allem ausbleibende Erdgaslieferungen aus Russland. Gleichzeitig zeigten sich hierbei auch die Folgen der deutlich geringeren Investitionen im globalen Erdgasgeschäft, die von 2014 (252 Mrd. USD pro Jahr) bis 2021 (116 Mrd. USD pro Jahr) um mehr als die Hälfte zurückgegangen waren.

Im Laufe des Jahres 2023 hat sich die Lage auf dem Energiemarkt wieder entspannt, insbesondere aufgrund der sinkenden Erdgaspreise. Der Großhandelspreis fiel in der ersten Hälfte 2023 um mehr als 50% – von durchschnittlich 100 EUR/MWh im ersten Halbjahr 2022 auf 45 EUR/MWh.<sup>6</sup> Diese Entwicklung wurde auch begünstigt durch die politisch zügig vorangetriebene Inbetriebnahme von drei Flüssiggas-Terminals (LNG-Terminals) in Wilhelmshaven, Brunsbüttel und Lubmin, die eine Ausweitung und Diversifikation der europäischen Importkapazitäten unabhängig von der bestehenden Pipelineinfrastruktur ermöglichen.

Dennoch bleibt Deutschland, mit den vierthöchsten Haushaltsstrompreisen in Europa, innerhalb der westlichen Welt einer der Spitzenreiter in Bezug auf Energiekosten.<sup>7</sup> Dies liegt vor allem an direkten und indirekten Kosten des gleichzeitigen Ausstiegs aus zentralen, disponiblen Erzeugungsquellen wie Kernenergie und Kohle sowie am Übergang zu einem dezentralen Versorgungssystem, das primär auf erneuerbaren Energien basiert. Gleichzeitig verdeutlichen die plötzlichen und starken Verwerfungen auf dem seit Jahrzehnten weitgehend stabilen Energiemarkt einmal mehr, wie wichtig ein langfristiger Plan für die Energieversorgung ist.

---

<sup>5</sup> ISE Fraunhofer (2023)

<sup>6</sup> ISE Fraunhofer (2023)

<sup>7</sup> Eurostat (2023), Montel (2023), S&P Global (2023)

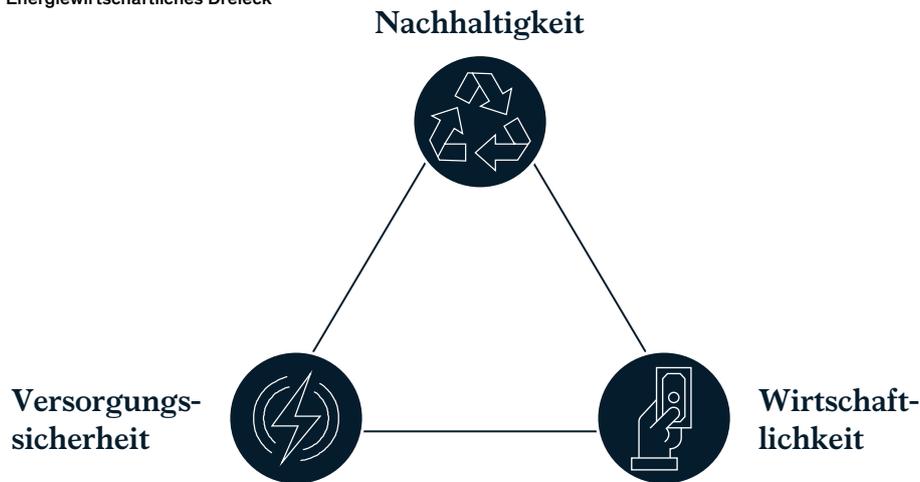


Abbildung 1: Energiewirtschaftliches Dreieck

### 1.1 Nachhaltigkeit: Anteil erneuerbarer Erzeugung liegt hinter dem Plan zurück

Um die Nachhaltigkeitsziele zu erreichen, strebt Deutschland an, den Anteil der erneuerbaren Energien am deutschen Bruttostromverbrauch bis 2030 auf 80% zu erhöhen.<sup>8</sup> Diesem Ziel ist das Land im Jahr 2023 näher gekommen. Die anteilige Erzeugung aus erneuerbaren Quellen ist im Vergleich zum Vorjahr um neun Prozentpunkte gestiegen und beträgt nun etwas mehr als die Hälfte der Stromerzeugung. Auch absolut gesehen ist die erneuerbare Erzeugung 2023 leicht gestiegen (Abbildung 2).

Während im Jahr 2022 233 TWh Strom aus erneuerbaren Energien produziert und eingespeist wurden, waren es 2023 etwa 250 TWh.<sup>9</sup> Gleichzeitig ist der Gesamtstromverbrauch durch Einsparbemühungen sowie konjunkturelle Abschwächung um etwa 11% gesunken.<sup>10</sup> Dadurch schrumpften auch die CO<sub>2</sub>-Emissionen der Stromerzeugung 2023 um ca. 23% gegenüber dem Vorjahr und um rund 20% gegenüber 2021 auf etwa 170 Mt.<sup>11</sup> Gemäß Klimaschutzgesetz soll dieser Jahreswert bis 2030 weiter auf 108 Mt sinken.

Der Ausbau erneuerbarer Energien kommt in Deutschland unterschiedlich gut voran. In der Solarenergie wurde das Jahresziel von 9 GW bereits Mitte September 2023 erreicht. Dagegen verläuft der Ausbau von Windkraft eher schleppend.<sup>12</sup>

<sup>8</sup> BMWK (2022)

<sup>9</sup> Bundesnetzagentur SMARD (2024)

<sup>10</sup> Statistisches Bundesamt (2023)

<sup>11</sup> Ember Climate (2024)

<sup>12</sup> Bundesnetzagentur (2024)

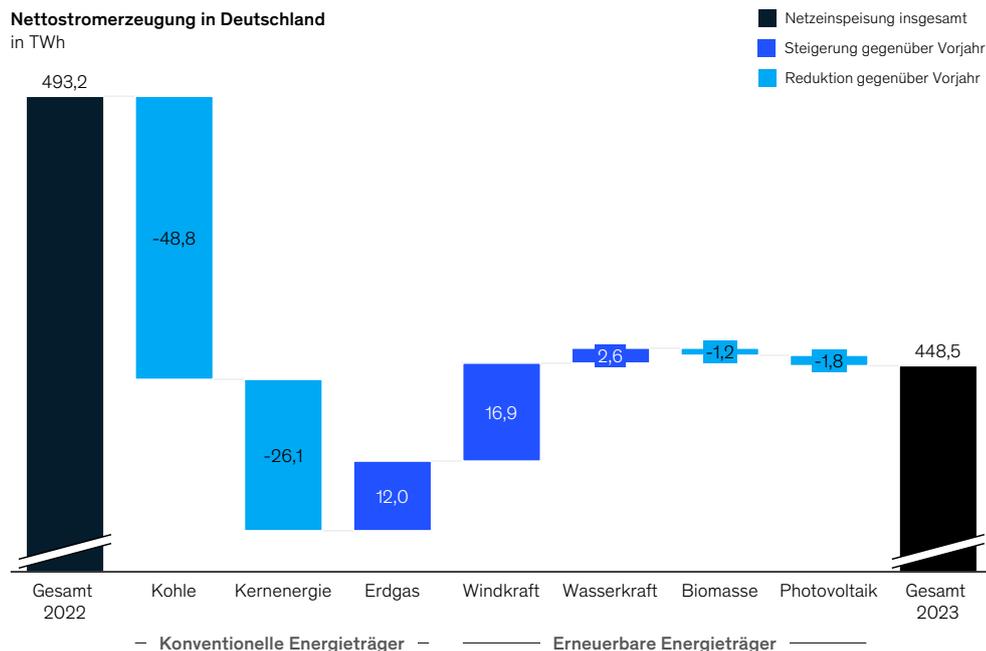


Abbildung 2: Stromeinspeisung durch Energieträger in Deutschland

## 1.2 Versorgungssicherheit: Deutschland wird zum Nettoimporteur

Bei allen Bestrebungen zur Dekarbonisierung und der damit einhergehenden Energiewende bleibt die Versorgungssicherheit ein gesellschaftlicher und wirtschaftlicher Imperativ.<sup>13</sup> Das Energiewirtschaftsgesetz (EnWG) setzt klare Ziele für eine ausreichende Versorgungssicherheit in Deutschland: Die Anzahl der Stunden, in denen die Stromnachfrage nicht voll gedeckt werden kann, soll weniger als fünf Stunden pro Jahr (0,06%) betragen. Derzeit wird dieses Ziel bereits zunehmend durch Stromimporte erreicht. Gemäß unseren Modellierungsergebnissen<sup>14</sup> hat sich Deutschland 2023 von einem Nettoexporteur zu einem Nettoimporteur gewandelt und im Jahr 2023 etwa 11,7 TWh mehr importiert als exportiert. Im Vergleich dazu belief sich das Nettoexportvolumen im Vorjahr auf 23,1 TWh, und im jährlichen Durchschnitt seit 2015 wurden etwa 34 TWh netto exportiert (Abbildung 3).<sup>15</sup>

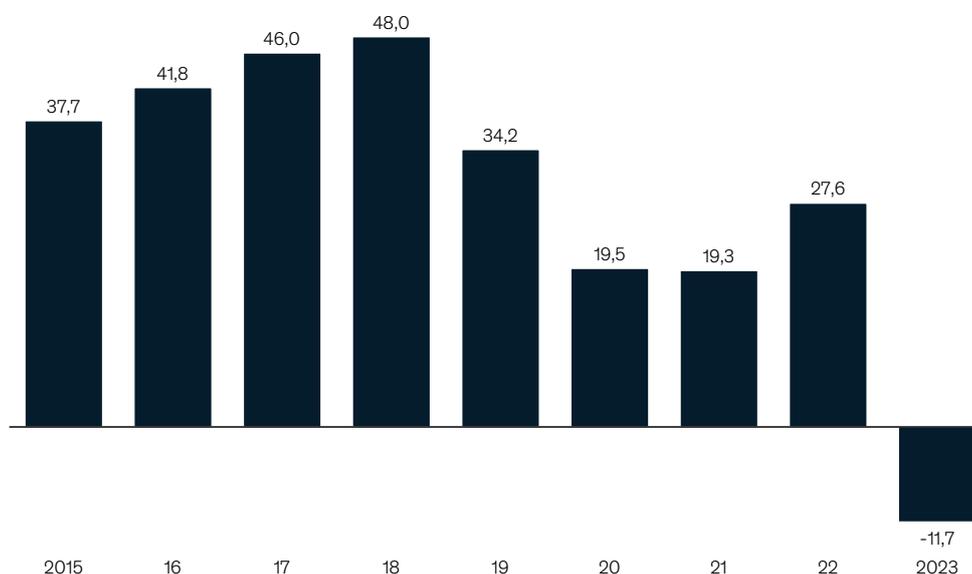
Adjustiert man den Stromimportsaldo des Jahres 2023 um die im selben Jahr produzierte Strommenge der mittlerweile abgeschalteten Kernkraftwerke (-6,1 TWh) und abzuschaltenden Reserven (-7,3 TWh), ergäbe sich ein bis zu 13,4 TWh höherer Importbedarf. Damit hätten 2023 bereits insgesamt bis zu 26 TWh importiert werden müssen, mehr als 6% der gesamten deutschen Stromerzeugung. Deutschland importiert also bereits heute eine erhebliche Menge Strom. Wenngleich der Ausbau der erneuerbaren Energien einen Beitrag zum Ausgleich leistet, ist davon auszugehen, dass wir voraussichtlich auch in Zukunft weiter in signifikantem Ausmaß Strom importieren werden.

<sup>13</sup> Bundesregierung (2023)

<sup>14</sup> McKinsey (2023)

<sup>15</sup> Bundesnetzagentur SMARD (2024)

### Saldo Stromimport und -export in Deutschland 2023 in TWh



Anmerkung: Exporte sind positiv dargestellt, Importe negativ  
Quelle: Bundesnetzagentur

Abbildung 3: Saldo Stromimport und -export in Deutschland bis Ende Oktober 2023

Die Gründe für diese Entwicklung sind offensichtlich: Einerseits wurden im April 2023 in Deutschland die letzten drei verbliebenen Kernkraftwerksblöcke mit 4,3 GW Kapazität abgeschaltet.<sup>16</sup> Andererseits reduziert der Kohleausstieg die Kohlestromerzeugung kontinuierlich. Diese machte im Jahr 2023 nur noch 26% der erzeugten Strommenge aus, im Vergleich zu 34% im Vorjahr.<sup>17</sup> Die Bundesregierung hat das Ziel vorgegeben, bis spätestens 2038 vollständig aus der Kohleverstromung auszusteigen, also 35 GW Kraftwerkskapazität aus dem Markt zu nehmen – ein früherer Ausstieg bis 2030 wird ebenfalls diskutiert.<sup>18</sup>

Im Fokus der Versorgungssicherheit in Deutschland steht die Abdeckung der Spitzenlast, die beeinflusst wird durch den Abbau disponibler – jederzeit verfügbarer – Kraftwerkskapazitäten. Die Erzeugung von Solar- und Windstrom hängt von volatilen, externen Faktoren ab (Sonnenstrahlung und Windleistung) und lässt sich im Gegensatz zur konventionellen Erzeugung nicht bedarfsorientiert steuern. Erneuerbare Energien können bei einer Dunkelflaute (über mehrere Tage weder ausreichend Wind noch Sonnenlicht), verglichen mit ihrer installierten Leistung, nur geringe Mengen Energie bereitstellen (Abbildung 4). Dieses Phänomen tritt vor allem im Winter auf, wenn gleichzeitig der Strombedarf erhöht ist, z.B. durch den Einsatz von Wärmepumpen. Mit Blick auf die aktuellen Pläne zum Rückbau verfügbarer Kapazitäten und den Ausbau erneuerbarer Energien gemäß dem Osterpaket 2022 könnte Deutschland bereits 2030 nicht mehr in der Lage sein, seine Spitzenlast aus inländischer Erzeugung zu decken. Um die Nachfrage zu befriedigen, müsste Deutschland dann auf eine ausländische Kraftwerkskapazität von ca. 16 bis 30 GW zugreifen, was ca. 20 Großkraftwerken entspricht.<sup>19</sup> Besonders relevant wäre dies in Regionen wie Süd- oder Westdeutschland, in denen künftig eine geringe Kapazität einem hohen Bedarf gegenüberstehen wird.

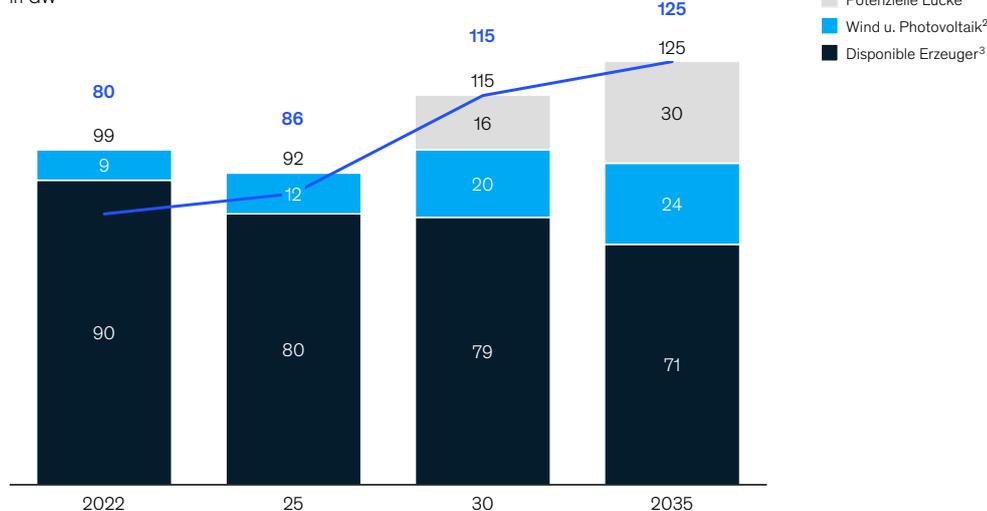
<sup>16</sup> Fraunhofer ISE (2023)

<sup>17</sup> Bundesnetzagentur SMARD (2024)

<sup>18</sup> Bundesnetzagentur (2023)

<sup>19</sup> McKinsey-Strommarktmodell

**Gesicherte Kapazität und statistische Verfügbarkeit erneuerbarer Energien vs. Spitzenlast<sup>1</sup>**  
in GW



1. Entsprechend dem Osterpaket 2022 und NEP 2037  
 2. Stochastischer Beitrag zur Deckung der Spitzenlast  
 3. Thermische Kraftwerke sowie Wasserkraft und Energiespeicher, jeweils um Rate der Nichtverfügbarkeit diskontiert  
 Quelle: Bundesnetzagentur; Osterpaket 2022; ENTSO-E; Netzentwicklungsplan; Übertragungsnetzbetreiber; McKinsey

*Abbildung 4: Versorgungsrisiken aufgrund Substitution disponibler Erzeuger durch Ausbau nicht disponibler erneuerbarer Energien*

Um Versorgungsengpässe zu mindern, genehmigte die Bundesregierung im Juli 2022 eine befristete Marktrückkehr von 15 Steinkohlekraftwerken und einem mit Mineralöl betriebenen Kraftwerk mit insgesamt circa 6,4 GW Kapazität. Zusätzlich wurde im Oktober 2022 die bis Ende März 2024 befristete Ausweitung des Stromerzeugungsangebots durch Kraftwerke der Versorgungsreserve zugelassen. Dies betrifft insbesondere fünf Kraftwerksblöcke: zwei in den Braunkohleanlagen Jänschwalde, zwei in Niederaußem und einen Block in Neurath mit insgesamt etwa 1,9 GW Kapazität.<sup>20</sup> Diese Entscheidungen illustrieren, dass in Deutschland bereits heute zu wenige disponible Kraftwerke vorhanden sind.

Den Wandel Deutschlands zum Nettoimporteur von Energie und Kapazität berücksichtigen auch die Übertragungsnetzbetreiber im Netzentwicklungsplan 2023, der zusätzliche Interkonnektoren zu Nachbarstaaten vorsieht.<sup>21</sup> Dieser Ausbau ist ebenso ein Indiz für eine erwartete Abhängigkeit von disponibler Erzeugungskapazität im benachbarten Ausland. Bis zum Jahr 2037 wird im Netzentwicklungsplan 2023 auch ein Zubau des Übertragungsnetzes um rund 20.000 km deutschlandweit angestrebt. Der geschätzte Investitionsbedarf beläuft sich auf etwa 250 Mrd. EUR.<sup>22</sup> Dies verdeutlicht die enorme Herausforderung, vor der Deutschland beim Netzausbau steht.

Jedoch fehlt es nicht nur an Übertragungsleitungen. Immer häufiger müssen die Netzbetreiber kurzfristig eingreifen, um die Spannung und Frequenz im Netz stabil zu halten und die Verteilung der Energie sicherzustellen. Das Volumen solcher Maßnahmen für das Netzengpassmanagement stieg von 2021 auf 2022 um rund 19% auf 32,8 TWh. Dies führte zu zusätzlichen Kosten in Höhe von rund 4,2 Mrd. EUR.<sup>23</sup> Diese Kosten und ihre Auswirkungen auf den Strompreis werden in Kapitel 2 näher analysiert.

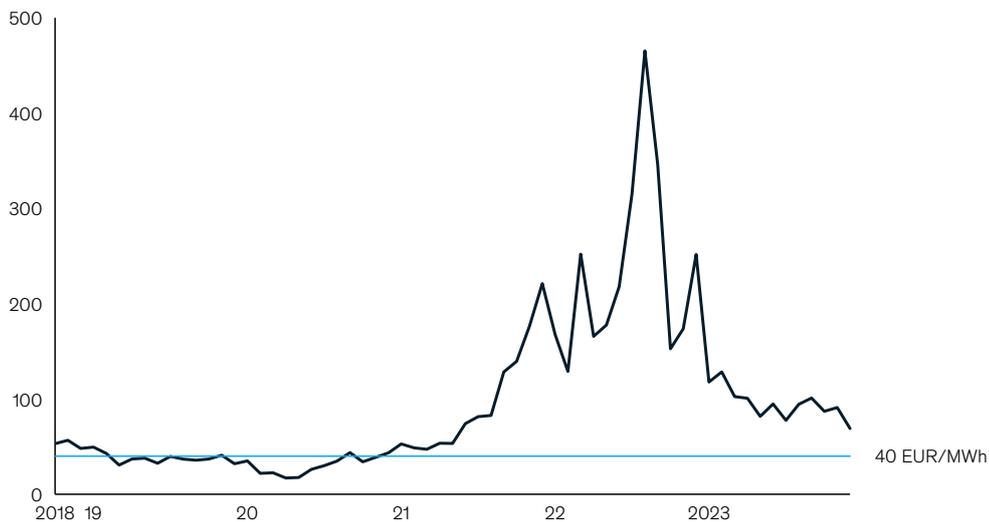
<sup>20</sup> Bundesregierung (2023)  
<sup>21</sup> Netzentwicklungsplan Strom (2023)  
<sup>22</sup> Netzentwicklungsplan Strom (2023)  
<sup>23</sup> Bundesnetzagentur (2023)

In Summe ist festzustellen, dass sich Deutschland bereits heute in einem Zustand befindet, in dem es weder die benötigten Strommengen selbst produzieren noch seine Spitzenlast abdecken kann. Gleichzeitig ist nicht zu erwarten, dass umliegende Länder bei ihrerseits steigendem Strombedarf auf Dauer fähig sind, das deutsche Erzeugungsdefizit auszugleichen.

### 1.3 Wirtschaftlichkeit: Strompreis verbleibt auf hohem Niveau

Der Strompreis in Deutschland ist im internationalen Vergleich hoch – die Verbrauchspreise für Haushalte sind laut Eurostat die vierthöchsten in Europa.<sup>24</sup> Nachdem der durchschnittliche deutsche Großhandelsstrompreis im Jahr 2022 ein Rekordhoch erreicht hatte und z.B. im August auf über 460 EUR/MWh angestiegen war, sanken die Strompreise im Jahr 2023 wieder und lagen bei durchschnittlich 100 EUR/MWh (Abbildung 5). Dies bedeutet einen Rückgang um rund 66%, verglichen mit dem Jahresdurchschnitt 2022 von 280 EUR/MWh<sup>25</sup>. Letzterer lag etwa siebenmal höher als der historische Durchschnitt von 40 EUR/MWh.<sup>26</sup> In Relation zu diesem historischen Mittelwert verharrte der Strompreis auch 2023 auf einem hohen Niveau. Auch mittel- bis langfristig ist eine Rückkehr auf das Niveau der Jahre vor 2022 nicht zu erwarten: Die aktuellen Futures für Großhandelsstrompreise in Deutschland liegen für 2025 bei rund 87 EUR/MWh und bleiben damit über dem historischen Durchschnitt. Im internationalen Vergleich liegt der Wert ebenfalls über den durchschnittlichen Markterwartungen für 2025 in anderen Industrieländern wie Spanien (62 EUR/MWh) oder weiten Teilen der USA (40 bis 65 EUR/MWh). Gleichzeitig bewegen sich die Futures in vergleichbaren Industrieländern Europas auf ähnlich hohem Niveau wie in Deutschland<sup>27</sup> – etwa im Vereinigten Königreich (91 EUR/MWh in 2024) oder Frankreich (82 EUR/MWh).<sup>28</sup>

Monatliche Day-Ahead-Strompreise in Deutschland  
in EUR/MWh



Quelle: Bundesnetzagentur

Abbildung 5: Entwicklung der Day-Ahead-Strompreise in Deutschland seit 2020

<sup>24</sup> Eurostat (2023)

<sup>25</sup> Fraunhofer ISE (2023)

<sup>26</sup> Fraunhofer ISE (2023)

<sup>27</sup> Montel (2024), S&P Global (2024)

<sup>28</sup> Montel (2024), S&P Global (2024)

Den Kostenanstieg im Jahr 2022 haben insbesondere die höheren Erdgaspreise angetrieben. Eine Rolle spielte dabei aber auch die Reduzierung der disponiblen Erzeugungskapazitäten im Zuge des Ausstiegs aus Kernenergie und Kohleverstromung. Eine Senkung der Strompreise brachten Ende 2022 der milde Winter mit durchschnittlichen Temperaturen von 2,7 Grad über dem langjährigen Referenzwert und Anfang 2023 das regenreichste Frühjahr seit zehn Jahren.<sup>29,30</sup> Diese beiden Effekte haben einerseits die Gasnachfrage im Winter verringert und andererseits die Verfügbarkeit bei Wasserkraft im Frühjahr erhöht. Zusätzliche Entlastung am Strommarkt brachte auch die Marktrückkehr von Reservekraftwerken Ende 2022.

Gleichzeitig werden durch den anhaltenden Ausbau der erneuerbaren Energien die zunehmenden Netzengpässe immer offensichtlicher. Im ersten Quartal 2023 konnten etwa 5% der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien aufgrund von Kapazitätsmangel nicht ins Netz eingespeist werden. Dies entspricht einem Anstieg von etwa 10% im Vergleich zum Vorjahreszeitraum – von 3,3 TWh auf 3,6 TWh. Die hierfür zu leistenden Ausgleichszahlungen an die Betreiber beliefen sich auf rund 300 Mio. EUR, hinzu kommen weitere 476 Mio. EUR für Redispatch-Maßnahmen. Dies unterstreicht die Bedeutung eines bedarfsgerechten Ausbaus des Stromnetzes für die Energiewende.<sup>31</sup>

Zur Sicherung der Wettbewerbsfähigkeit des Industriestandorts Deutschland hat der Bundestag daher im November 2023 ein Maßnahmenpaket verabschiedet, das die Stromkosten für energieintensive Industrien reduzieren soll. Dieses Paket beinhaltet zum einen die Senkung der Stromsteuer von 15,37 EUR/MWh auf 0,50 EUR/MWh (den gesetzlichen Mindestwert) für alle Unternehmen des produzierenden Gewerbes – zunächst befristet bis 2025. Die Kosten hierfür betragen 2,75 Mrd. EUR pro Jahr.<sup>32</sup> Zum anderen wurde für 350 energieintensive Unternehmen, die in starkem internationalem Wettbewerb stehen, die Strompreiskompensation für weitere fünf Jahre verlängert und ausgeweitet, um den Einfluss des EU-Emissionshandels abzufedern. Hier rechnet die Bundesregierung mit Kosten von etwa 2,6 Mrd. EUR pro Jahr.<sup>33</sup>

Zusätzlich wurden ursprünglich 5,5 Mrd. EUR aus dem Bundeshaushalt eingeplant, um die Übertragungsnetzentgelte im ersten Halbjahr zu stabilisieren. Die Finanzierung dieser Maßnahme aus dem Wirtschaftsstabilisierungsfonds hat sich allerdings nach der Entscheidung des Bundesverfassungsgerichts zum Bundeshaushalt zerschlagen.<sup>34</sup> Entsprechend fand zunächst keine Verbilligung der Strompreise statt und gemäß den Übertragungsnetzbetreibern ist mit einer Erhöhung der Netzentgelte von 3,12 Cent/kWh in 2023 auf durchschnittlich 6,43 Cent/kWh in 2024 zu rechnen.<sup>35</sup>

---

<sup>29</sup> Deutscher Wetterdienst (2023)

<sup>30</sup> Deutscher Wetterdienst (2023)

<sup>31</sup> Bundesnetzagentur (2023)

<sup>32</sup> Bundesregierung (2023)

<sup>33</sup> Bundesregierung (2023)

<sup>34</sup> Bundesregierung (2023)

<sup>35</sup> TransnetBW (2023)



## 2 Das Osterpaket 2022 und dessen Auswirkungen auf das Energiesystem

Um die Implikationen und Herausforderungen des aktuellen Energiewendepfads zu analysieren, modellieren wir die Umsetzung der Zielvorgaben des Osterpakets 2022 (und des Netzentwicklungsplans 2023) mithilfe des McKinsey-Strommarktmodells und des McKinsey-Verteilnetzmodells. Unser Fokus liegt auf der integrierten Betrachtung von Erzeugungskapazitäten, Bedarfsdynamik und Stromnetzinfrastruktur. Wir untersuchen die Nachhaltigkeit des prognostizierten Erzeugungsmix und die Herausforderungen, die sich hinsichtlich der Versorgungssicherheit ergeben. Dies umfasst unter anderem folgende Aspekte: Abdeckung der Spitzenlast, Importe aus dem Ausland, systemische Anforderungen, insbesondere hinsichtlich Transportkapazitäten (Nord-Süd), sowie die erforderliche Geschwindigkeit des Netzausbaus. Besondere Aufmerksamkeit widmen wir der Wirtschaftlichkeit, den Systemkosten und deren Auswirkungen auf den künftigen Strompreis. Abschließend gehen wir auf ausgewählte Aspekte der operativen Umsetzung der Energiewende ein. Dabei berücksichtigen wir die Annahmen der McKinsey Global Energy Perspective (GEP) 2023.<sup>36</sup>

Die Bundesregierung geht davon aus, dass die Stromnachfrage bis 2030 auf 680 bis 750 TWh ansteigen wird. Entsprechend wird im McKinsey-Strommarktmodell ein Anstieg des Strombedarfs auf etwa 780 TWh bis 2035 angenommen (Abbildung 6). Dies entspricht einer Zunahme des Bedarfs um 56% im Vergleich zu 2022 (rund 500 TWh) und ist vor allem bedingt durch die zunehmende Elektrifizierung im industriellen und privaten Bereich, die Zunahme der Elektromobilität und den Aufbau von Elektrolyseurkapazitäten. Der Anstieg des Strombedarfs ist je nach Region unterschiedlich. Im Jahr 2035 konzentrieren sich voraussichtlich 60% der Stromnachfrage (exklusive Elektrolyseure) auf die Bedarfszentren im Süden und Westen.

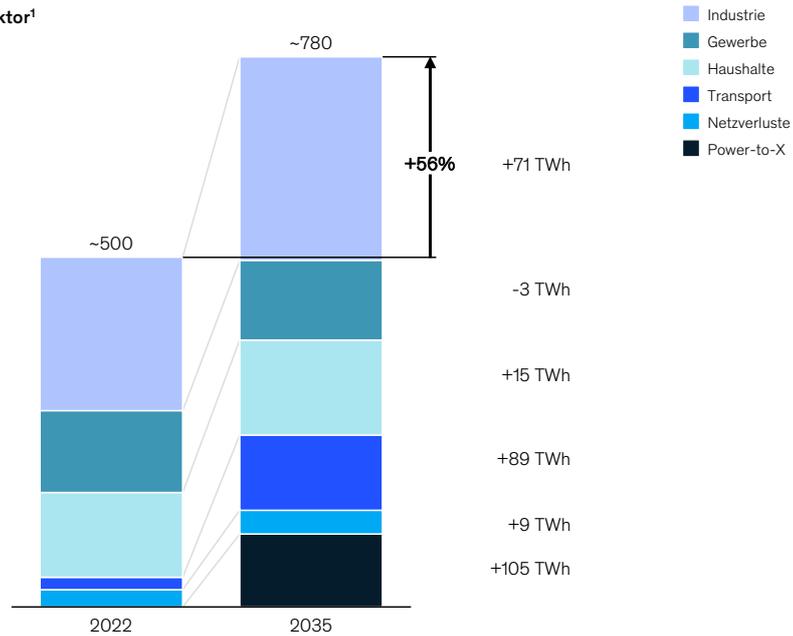
Mit dem Ausstieg aus Kernenergie und Kohleverstromung entfällt disponible Erzeugung, was wiederum die Überbauung der erneuerbaren Kapazitäten erfordert. Das bedeutet, dass insgesamt mehr Erzeugungskapazität installiert als Nachfrage erwartet wird, sodass auch bei ungünstigen Verhältnissen ausreichend Energie erzeugt werden kann. Die vier deutschen Übertragungsnetzbetreiber gehen in ihrem Netzentwicklungsplan davon aus, dass die installierte Erzeugungsleistung zwischen 2020/21 und 2037 von 230 Gigawatt (GW) auf 615 bis 630 GW ansteigen wird. Somit würde die an das Netz angeschlossene Erzeugungsleistung bis 2037 um das Zweieinhalbfache wachsen – und damit stärker als die Nachfrage, die um das Anderthalbfache ansteigt.<sup>37</sup>

---

<sup>36</sup> McKinsey Global Energy Perspective (2023)

<sup>37</sup> Bundesnetzagentur (2022)

**Strombedarf nach Sektor<sup>1</sup>**  
in TWh



1. Exklusive Netzverluste und Eigenverbrauch  
Quelle: McKinsey-Strommarktmodell

Abbildung 6: Bedarfssteigerung um ca. 56% bis 2035, insbesondere durch E-Mobilität und H<sub>2</sub>-Produktion

Für das Verteilnetz bestehen Herausforderungen sowohl beim Einspeisen als auch beim Ausspeisen. Besonders die Einspeiseseite ist stark belastet, da 95% der erneuerbaren Energieerzeuger an das Verteilnetz angeschlossen sind. Der Ausbau der erneuerbaren Energien erhöht insbesondere im ländlichen Raum den Ausbaubedarf auf der Hochspannungsebene.<sup>38</sup> Es ist zu erwarten, dass die angeschlossene Leistung in der Hochspannungsebene weiter deutlich zunehmen wird – die Verteilnetzbetreiber gehen davon aus, dass sich die installierte Leistung erneuerbarer Energien bis 2045 fast verfünffachen wird.<sup>39</sup> Zudem werden in einigen Netzgebieten bereits heute 17 bis 20% der Umspannstationen von Hoch- auf Mittelspannung überwiegend für den Anschluss von Anlagen zur Erzeugung erneuerbarer Energien benötigt.

Bei der Ausspeisung liegen die Herausforderungen insbesondere auf der Nieder- und Mittelspannungsebene. Handlungsbedarf besteht hier beim Ausbau der Ladeinfrastruktur für Elektrofahrzeuge, aber auch bei der Integration von Wärmepumpen. Für 80% der Verteilnetzbetreiber ist bereits heute absehbar, dass die Ladeinfrastruktur für Elektrofahrzeuge in den nächsten fünf bis zehn Jahren den Netzausbaubedarf zusätzlich erhöhen wird.<sup>40</sup> Bis 2030 soll sich z.B. die Anzahl öffentlich zugänglicher Ladesäulen mehr als verzehnfachen – auf 1 Million Ladesäulen.<sup>41</sup>

<sup>38</sup> BDEW (2020)

<sup>39</sup> VNB Digital (2023)

<sup>40</sup> Bundesnetzagentur (2023)

<sup>41</sup> Bundesregierung (2023)

## **Exkurs 2: Stromnetz und Unterscheidung zwischen Übertragungs- und Verteilnetz**

Das deutsche Stromnetz versorgt rund 0,3 Millionen Industriekunden und 50 Millionen private Haushalte. Es gliedert sich in das Übertragungsnetz und das Verteilnetz.<sup>42</sup>

- Das Übertragungsnetz erstreckt sich über 37.000 km und dient der Übertragung von Strom über große Distanzen. Derzeit erreicht es eine Höchstspannung von bis zu 400 Kilovolt (kV), wobei eine Erweiterung der Hochspannungs-Gleichstromübertragung (HGÜ) auf über 500 kV geplant ist.<sup>43</sup>
- Das Verteilnetz misst insgesamt ungefähr 1,9 Mio. km und unterteilt sich in Hoch-, Mittel- und Niederspannungsleitungen. Ihre maximalen Spannungen betragen 110 kV, 35 kV und 0,4 kV.<sup>44</sup>

Verantwortlich für das Übertragungsnetz sind insgesamt vier Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB). Um die großflächige Verteilung des Stroms kümmern sich die 860 Verteilnetzbetreiber (VNB).<sup>45</sup> Damit ist das deutsche Verteilnetz im europäischen Vergleich am stärksten fragmentiert, gefolgt von Spanien mit 349 Betreibern.<sup>46</sup>

Im Folgenden erläutern wir die Auswirkungen des Osterpakets 2022 hinsichtlich Nachhaltigkeit, Versorgungssicherheit, Wirtschaftlichkeit und Umsetzbarkeit.

## **Nachhaltigkeit – Ausbau der Erzeugungskapazitäten für erneuerbare Energien**

Der aktuelle Energiewendepfad gemäß Osterpaket 2022 legt Ausbauziele für erneuerbare Energien fest: Die Photovoltaik sowie die Windkraft auf See und an Land sollen zusammen auf eine installierte Leistung von über 500 GW bis 2035 ausgebaut werden. Dies impliziert den Neubau von etwa 370 GW an entsprechenden Kapazitäten bis 2035, wobei mit über 230 GW Gesamtleistung ein Großteil auf die Photovoltaik entfällt. Gleichzeitig hat die Bundesregierung entschieden, 30 GW Kohlekraftwerkskapazitäten stillzulegen. Um dennoch den steigenden Strombedarf jederzeit decken zu können, ist gemäß dem Netzentwicklungsplan 2023 im Gegenzug bis 2035 der Neubau von 30 GW an disponiblen Stromerzeugern geplant: 9 GW neue, H<sub>2</sub>-fähige Gaskraftwerke sowie 21 GW neue Großbatteriespeicher. Zusätzlich berücksichtigt das McKinsey-Strommarktmodell die Ausbauziele für Elektrolyseurkapazitäten von 10 GW bis 2030, die in der Wasserstoffstrategie der Bundesregierung festgelegt sind.<sup>47</sup>

Diese Maßnahmen sollen laut Modellprognose die CO<sub>2</sub>-Emissionen des Stromsektors im Vergleich zu 2022 um 89% auf 24 Mt CO<sub>2</sub> im Jahr 2035 senken. Damit würde das Ziel aus dem Klimaschutzgesetz von unter 60 Mt im Jahr 2035 erreicht.

<sup>42</sup> Statista (2020)

<sup>43</sup> Netzentwicklungsplan Strom – Übertragungstechniken

<sup>44</sup> Deutsche Energie-Agentur (dena)

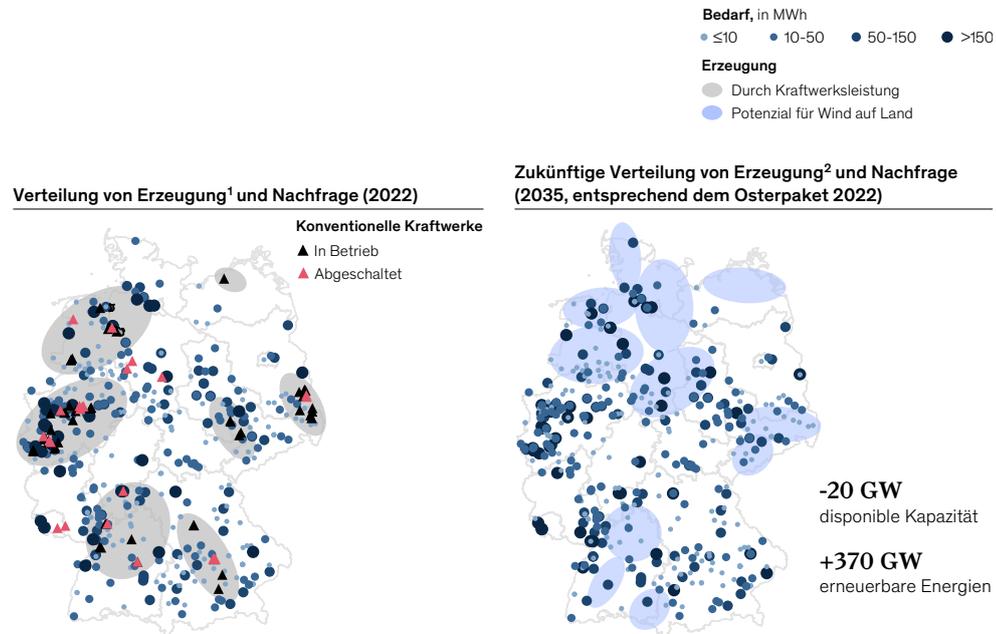
<sup>45</sup> Bundesnetzagentur (2022)

<sup>46</sup> Eurelectric (2020)

<sup>47</sup> BMBF (2023)

## Versorgungssicherheit – regionale Betrachtung

Der durch das Osterpaket 2022 vorgegebene Ausbau der erneuerbaren Energien verteilt sich je nach Verfügbarkeit geeigneter Flächen für Wind und Solar geografisch heterogen über Deutschland (Abbildung 7). Die Verteilnetzbetreiber erwarten einen Ausbau von etwa 70 GW Solar im Süden Deutschlands, was etwa 30% des deutschlandweiten Zubaus entspricht. Hier soll im gleichen Zeitraum die disponible Erzeugung um rund 6 GW erweitert werden. Daraus ergibt sich beim laufenden Rückbau der Kohlekraftwerke um 7 GW bis zum Jahr 2035 ein regionaler Stromerzeugungsmix mit bis zu 45% Photovoltaik-Energie. Dadurch könnte im Süden Deutschlands bei mehreren wind- und sonnenarmen Wintertagen in Folge eine regionale Versorgungslücke von 15 bis 20 GW entstehen. Diese Lücke könnte zwar durch Importe aus anderen Regionen oder Nachbarländern gedeckt werden. Doch die Versorgungssicherheit in dieser Region hängt davon ab, dass Übertragungsnetze rechtzeitig ausgebaut werden und entsprechende disponible Kapazitäten sowohl inner- als auch außerhalb Süddeutschlands zur Verfügung stehen. Ein heterogenes Bild zeigt sich beim Ausbau der Windenergieerzeugung, die sich laut Netzbetreibern auf See mit 33 GW in der Nordsee und an Land mit 71 GW im Nordosten konzentriert.



1. Erzeugung aus konventionellen Kraftwerken (Kohle)  
 2. Hier dargestellt sind Regionen mit vermehrtem Potenzial bzw. Freiflächen für den Ausbau von Wind auf Land  
 Quelle: Bundesnetzagentur; McKinsey-Strommarktmodell; McKinsey-Analyse

Abbildung 7: Abschaltung und Ausbau von nicht disponibler Stromerzeugung sind geografisch ungleich verteilt

Trotz potenzieller inländischer Versorgungslücken in einzelnen Regionen prognostiziert das McKinsey-Strommarktmodell auf Basis der im Osterpaket 2022 und im Netzentwicklungsplan formulierten Annahmen, dass Deutschland auch zukünftig wieder zum Stromexporteur wird – mit einem Nettoexport von rund 36 TWh bis 2035. Im Sommer ist aufgrund des solaren Zubaus mit Stromexporten zu rechnen. Allerdings zeigt sich insbesondere während der sonnenärmeren Wintermonate eine verstärkte Importabhängigkeit – vor allem bei Dunkelflauten, die inländische Kapazitätslücken von bis zu 30 GW verursachen können. Dies entspricht einer Unterdeckung der Nachfrage in über 100 Stunden pro Jahr, in denen die heimische Nachfrage durch Importe gedeckt werden muss. Die heutigen Prognosen der Netzbetreiber deuten darauf hin, dass auch in den Nachbarländern zu diesen Zeiten weniger disponible Kraftwerkskapazitäten zur Verfügung stehen als heute; zugleich steigt dort die Stromnachfrage ähnlich wie in

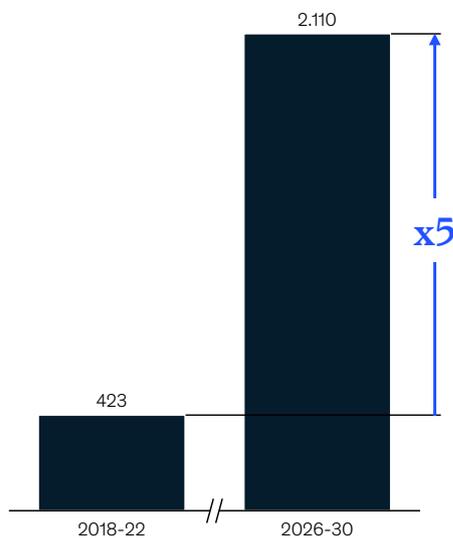
Deutschland um über 30%. Andere Analysen erwarten in Deutschland bereits im Jahr 2030 Versorgungsgengpässe von über 20 Stunden pro Jahr.<sup>48</sup>

Der Ausbau des Stromsystems gemäß dem aktuellen Pfad könnte möglicherweise zu einer geringeren Abdeckung der Spitzenlast (125 GW) durch jederzeit einsatzfähige disponible Erzeuger (70 GW) führen. In Ausnahmefällen könnte eine Deckungslücke von bis zu 30 GW bzw. 100 Stunden pro Jahr auftreten. Die Versorgungssicherheit wäre dann davon abhängig, ob ausreichende Interkonnektoren und Erzeugungskapazitäten im Ausland rechtzeitig verfügbar sind.

### Wirtschaftlichkeit – Investitionen und Strompreisauswirkungen

Für die Umsetzung der im Osterpaket 2022 vorgesehenen Versorgung mit erneuerbarer Energie müsste das Übertragungsnetz zwischen 2026 und 2035 im Durchschnitt um rund 2.100 km pro Jahr ausgebaut werden, was fast einer Verfünfachung der historischen Ausbaurrate entspricht (Abbildung 8). Der Ausbau gemäß dem Netzentwicklungsplan 2023 erfordert insgesamt Investitionen von über 310 Mrd. EUR, davon etwa 250 Mrd. EUR bis 2035. Die Analyse der einzelnen Maßnahmen ergibt, dass bei einer angenommenen Realisierung über fünf Jahre jährliche Investitionen von bis zu 25 Mrd. EUR bis 2037 erforderlich wären – das ist mehr als das Sechsfache der Netzinvestitionen der vier Übertragungsnetzbetreiber in 2018 (4 Mrd. EUR).<sup>49</sup> Die tatsächlichen Investitionen für den Ausbau der Übertragungsnetze könnten sogar noch höher ausfallen, etwa durch gestiegene Preise für Komponenten. So wurden die Kostenannahmen für 380/110-kV-Transformatoren vom NEP 2021 zum NEP 2023 um mehr als 20% erhöht – ein Trend, der sich in Zukunft fortsetzen könnte.

**Netzausbau und -verstärkungen im Übertragungsnetz und NEP-Planung<sup>1</sup>**  
in km pro Jahr



1. EnLAG: Gesetz zum Ausbau von Energieleitungen; BBPLG: Gesetz über den Bundesbedarfsplan; NEP: Netzentwicklungsplan 2037 (2023); Onshore-Daten basieren auf EnLAG- und BBPLG-Vorhaben, Offshore-Daten auf Vorhaben aus Monitoringberichten mit Realisierungszielen nach 2017; für den NEP wurden die konservativsten Szenarien gewählt

Quelle: Monitoringberichte Bundesnetzagentur 2013-22; NEP 2037

*Abbildung 8: Netzausbau und -verstärkungen im Übertragungsnetz sowie NEP-2023-Planung*

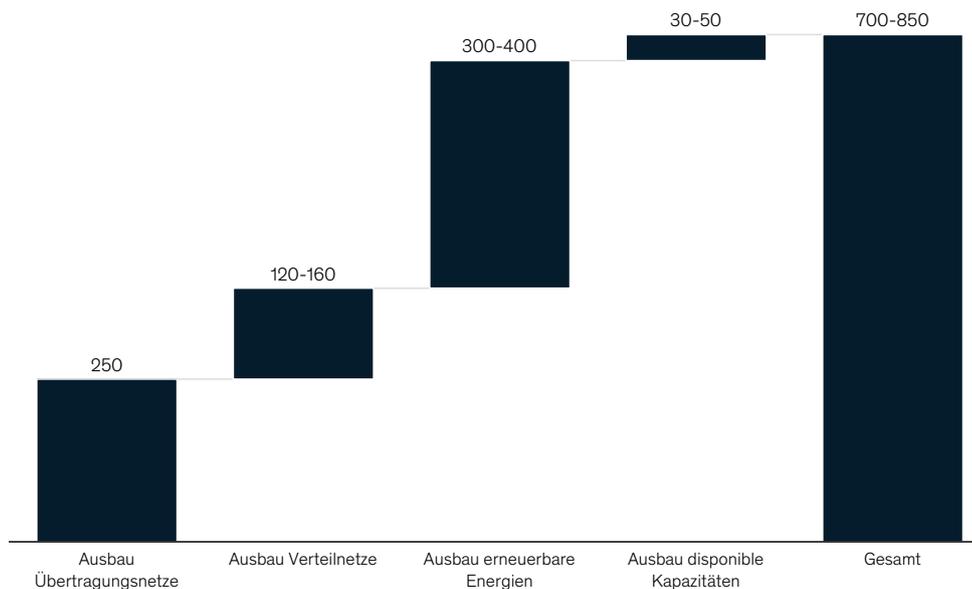
<sup>48</sup> ENTSO-E (2022)

<sup>49</sup> NEP (2021), NEP (2023)

Für die Verteilnetze gibt es derzeit noch keine gemeinsame Prognose der Betreiber über den insgesamt benötigten Netzausbau in den kommenden Jahren. Eine erste integrierte Prognose der Verteilnetzbetreiber für die Hoch- und Mittelspannungsnetze wird voraussichtlich erst Mitte 2024 veröffentlicht werden. Deshalb verwenden wir im Rahmen dieses Reports das McKinsey-Verteilnetzmodell, um das Investitionsvolumen abzuschätzen. Gemäß diesem Modell ergibt sich bis 2035 ein Investitionsbedarf von 120 bis 160 Mrd. EUR für die Verteilnetze. In der Spitze wird das jährliche Investitionsvolumen dabei 12 bis 16 Mrd. EUR pro Jahr betragen. Verglichen mit dem Volumen der vergangenen zehn Jahre werden die jährlichen Investitionen somit um das Drei- bis Vierfache steigen.

Die Modellierung des Energiewendepfads der Bundesregierung im McKinsey-Strommarktmodell zeigt, dass sich die gesamtsystemischen Investitionen der Energiewende zwischen 2023 und 2035 voraussichtlich auf 700 bis 850 Mrd. EUR belaufen werden (Abbildung 9).<sup>50</sup> Laut Netzentwicklungsplan 2023 entfallen dabei etwa 250 Mrd. EUR auf den Ausbau der Übertragungsnetze. Nach unseren Berechnungen sind weitere Investitionen in Höhe von etwa 120 bis 160 Mrd. EUR für den Ausbau der Verteilnetze zu erwarten. Für den Ausbau der erneuerbaren Energieerzeuger werden Investitionen von 300 bis 400 Mrd. EUR notwendig sein, während der Neubau disponibler Stromerzeuger Kosten von rund 30 bis 50 Mrd. EUR bis 2035 verursachen wird.

**Investitionen in das deutsche Stromsystem, 2023-35**  
in Mrd. EUR



Quelle: Netzentwicklungsplan; McKinsey-Strommarktmodell

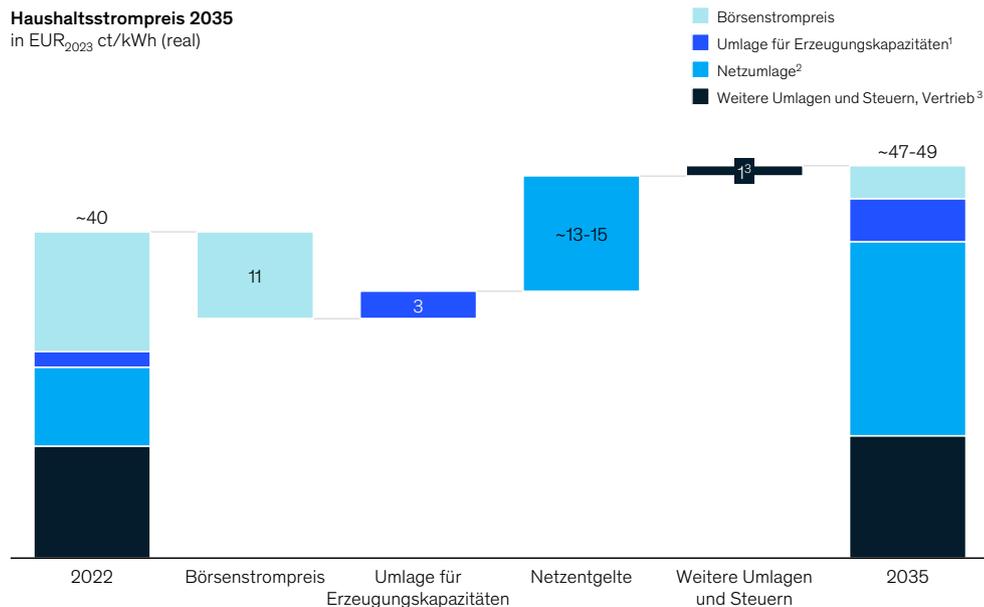
*Abbildung 9: Investitionen in das deutsche Stromsystem 2023 bis 2035 entsprechend dem Osterpaket 2022*

Während Prognosen über die gesamtsystemischen Investitionen in die Energiewende aufzeigen, was noch zu leisten ist, erlaubt die Analyse des Strompreinsniveaus<sup>51</sup> und seiner Auswirkungen Rückschlüsse auf die Wettbewerbsfähigkeit des Industriestandorts Deutschland sowie auf die gesellschaftliche Akzeptanz.

<sup>50</sup> Investitionsvolumen werden in diesem Bericht stets in nominalen Geldeinheiten ausgedrückt.

<sup>51</sup> Um eine Vergleichbarkeit mit aktuellen Strompreisen zu gewährleisten, werden alle Strompreise und Großhandelsstrompreise in realen Geldeinheiten (EUR<sub>2023</sub>) ausgedrückt.

Auf Basis der im Osterpaket 2022 und im Netzentwicklungsplan 2023 formulierten Annahmen lassen die Modellierungsergebnisse eine rückläufige Entwicklung des gewichteten Großhandelsstrompreises erwarten, der bis zum Jahr 2035 bei knapp über 40 EUR/MWh liegen wird – nur noch leicht über dem Niveau der 2010er-Jahre. Der forcierte Ausbau erneuerbarer Energien und die entsprechende Erhöhung ihres Anteils im Strommix haben langfristig positive Auswirkungen auf die Preisentwicklung. Dabei werden neue Erzeugungskapazitäten (insbesondere erneuerbare und disponible Kapazitäten) nicht voll durch Erlöse aus dem Stromgroßhandel finanziert. Zusätzliche Mittel, z.B. aus Umlagen, sind erforderlich, um die neuen Kapazitäten zu finanzieren.



1. Enthält Netzentgelt sowie Offshore-Netzumlage und KWK-Umlage; Annahme, dass Kosten für Systemdienstleistungen auf historischem Niveau (2010-19) verbleiben  
 2. Umlage für den Bau von erneuerbaren und disponiblen Kapazitäten; Annahme, dass Kosten ähnlich zur historischen EEG-Umlage auf Verbraucher umgelegt werden  
 3. Annahme, dass Kosten für Vertrieb sowie Umlagen und Steuern konstant bleiben – einzige Änderung durch Änderungen der Basis für Mehrwertsteuer (19%)  
 Quelle: Bundesnetzagentur; Netzentwicklungsplan; McKinsey-Strommarktmodell; bdew

Abbildung 10: Haushaltsstrompreis nach dem Osterpaket 2022 im Jahr 2035

Anders als der Großhandelsstrompreis könnte der Haushaltsstrompreis, inklusive aller Umlagen und Steuern, unseren Modellierungsergebnissen zufolge künftig steigen. Dieser Preis setzt sich zusammen aus dem Großhandelsstrompreis sowie den Netzentgelten, Umlagen<sup>52</sup> für den Ausbau von Erzeugungskapazitäten und Steuern.<sup>53</sup> Sonstige Komponenten werden hier nicht analysiert und als gegeben angesehen. Basierend auf den gesamtsystemischen Investitionen in die Energiewende errechnet sich ein Anstieg des Preises auf rund 47 bis 49 EUR ct/kWh für Haushalte (Abbildung 10). Das entspricht einem Anstieg von 60% gegenüber der Periode von 2010 bis 2019 und übertrifft auch die Strompreise während der Energiekrise in den Jahren 2022/23.<sup>54</sup> Der erwartete Anstieg verdeutlicht, dass Haushalte von der Energiewende gemäß Osterpaket 2022 kostenseitig nicht profitieren würden, selbst wenn die Stromproduktion durch günstigere erneuerbare Energien ausgebaut würde. Denn: Der Haushaltsstrompreis hängt maßgeblich von den Preiskomponenten der Netzentgelte und Umlagen ab.

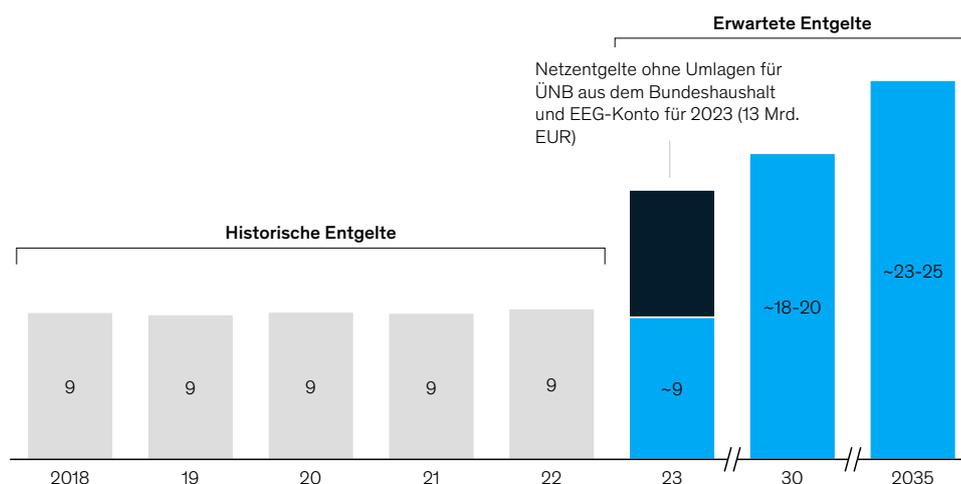
<sup>52</sup> Die Umlagen für erneuerbare Energien dienen dazu, deren Ausbau zu finanzieren und so ihren Anteil im Strommix zu erhöhen. Die Umlage für disponible Erzeugung soll die Kosten für die disponiblen Erzeugungstechnologien decken und so eine sichere Stromversorgung gewährleisten.

<sup>53</sup> Bundesnetzagentur (2023)

<sup>54</sup> BDEW-Strompreisanalyse (2023)

Bei den Netzentgelten ist aufgrund der drei- bis vierfach gesteigerten Investitionen im Vergleich zur historischen Entwicklung ein Anstieg zu erwarten (siehe Kapitel 2). Die Investitionen haben Auswirkungen auf die Netzkosten, die Übertragungs- und Verteilnetzbetreiber geltend machen in Form von Kapitalkosten, Abschreibungen sowie gestiegenen operativen Kosten für den Betrieb eines umfangreicheren Systems. Diese Kosten werden derzeit staatlich bezuschusst, um größere Anstiege bei den Netzentgelten für Haushalte und Industrie zu vermeiden. So erhielten die Übertragungsnetzbetreiber im Jahr 2023 Entlastungen in Höhe von 12,84 Mrd. EUR, um einen Anstieg ihres Anteils am Netzentgelt von rund 3 auf über 10 ct/kWh zu verhindern.<sup>55</sup> Andernfalls wären die gesamten Netzentgelte von rund 9 ct/kWh auf über 16 ct/kWh gestiegen. Da entsprechende Zuschüsse die systemisch anfallenden Kosten nicht beeinflussen, wurden sie in unserer Analyse nicht berücksichtigt. In unserer Modellierung (Abbildung 11) wurden Abschreibungen angenommen von rund 4% pro Jahr sowie Kapitalkosten von 3 bis 7%, abhängig von der Art des Kapitals und dem Alter der Anlage. Übergreifend modellieren wir vorbehaltlich regulatorischer (oder politischer) Änderungen und Eingriffe.<sup>56</sup> Die Modellierung prognostiziert, dass sich die Netzentgelte in 2035 auf 23 bis 25 EUR ct/kWh belaufen werden. Dies entspricht einer Verdreifachung der durchschnittlichen Netzentgelte im Vergleich zur Periode 2010 bis 2019.

**Netzentgelte für Haushalte<sup>1</sup>**  
in EUR<sub>2023</sub>ct/kWh (real)



1. Enthält Netzentgelt sowie Offshore-Netzumlage und KWK-Umlage; nach staatlichen Korrekturen durch Umlagen aus Bundeshaushalt; Annahme, dass Kosten für Netzengpassmaßnahmen konstant bleiben  
Quelle: BNetzA; Presse; McKinsey-Strommarktmodell

Abbildung 11: Netzentgelte nach dem Osterpaket 2022 im Jahr 2035

Hinzu kommen Umlagen für die Errichtung neuer Erzeugungskapazitäten – und zwar sowohl für disponible Gaskraftwerke als auch für erneuerbare Energien. Betreiber von Gaskraftwerken müssen sich auch in Zukunft auf geringe und sinkende Volllaststunden einstellen. Daher reichen die Erlöse aus den Strommärkten allein zur Finanzierung nicht aus. Um die Wirtschaftlichkeit der Investitionen zu gewährleisten, sind, laut Prognose des Strommarktmodells, Zahlungen von mindestens 2 Mrd. EUR pro Jahr erforderlich. Auch der zunehmende Ausbau der erneuerbaren Energien führt aufgrund sogenannter Kannibalisierungseffekte, die zum Zeitpunkt der Einspeisung die Preise senken, zu sinkenden Umsätzen für die Betreiber der erneuerbaren Erzeuger. Folglich sind auch hier

<sup>55</sup> Bundesnetzagentur – Netzentgelttransparenz (2023)

<sup>56</sup> Bundesnetzagentur – Eigenkapitalzins (2023)

jährliche Zahlungen von insgesamt 22 Mrd. EUR zu erwarten, wovon 4 Mrd. EUR pro Jahr auf bereits gebaute Anlagen entfallen. Um eine Vergleichbarkeit mit historischen Daten sicherzustellen, wird angenommen, dass dieses Umlagevolumen für Erzeugungskapazitäten analog zur EEG-Umlage bis zum 1. Halbjahr 2022 auf Stromverbraucher umgelegt und somit nicht langfristig aus Bundesmitteln finanziert wird. Die Umlage würde 2035 knapp 5 EUR ct/kWh betragen.

Weitere potenzielle Kosten für Systemdienstleistungen und Maßnahmen zum Netzengpassmanagement – insbesondere durch Abregelung erneuerbarer Energien – haben wir in unseren Modellberechnungen in der obigen Betrachtung für die kommenden Jahre nicht prognostiziert. Die letzten Jahre zeigen allerdings, dass das deutsche Stromnetz derartige Maßnahmen bereits benötigt und beispielsweise 2022 Kosten in Höhe von 4,2 Mrd. EUR anfielen. Kann der Netzausbau nicht mit dem Ausbau erneuerbarer Energien Schritt halten, könnten diese Kosten weiter ansteigen. Und selbst im Falle eines schnellen Ausbaus ist damit zu rechnen, dass es weiterhin zu anhaltenden Leistungsabregelungen kommt. Die zu erwartenden Erzeugungsspitzen übertreffen die prognostizierte Spitzenlast um 100 bis 150 GW, und die variable Erzeugung durch erneuerbare Energien erfolgt nicht synchron zum Verbrauch. Somit sind vor allem in den Sommermonaten weiterhin Maßnahmen des Netzengpassmanagements und entsprechende Kosten zu erwarten.

### **Umsetzbarkeit – Herausforderungen auf unterschiedlichen Ebenen**

Aus der Energiewendeplanung gemäß dem Osterpaket 2022 ergeben sich auch Fragen hinsichtlich der Machbarkeit der Vorhaben sowie der Versorgungssicherheit, sowohl auf gesamtdeutscher als auch regionaler Ebene.

Die erforderlichen Investitionen von 700 bis 850 Mrd. EUR zwischen 2023 und 2035 werden zu einem inflationsbereinigten Anstieg der Haushaltsstrompreise auf rund 47 bis 49 EUR ct/kWh im Jahr 2035 führen. Entsprechend kann nicht ausgeschlossen werden, dass die gesellschaftliche Akzeptanz der Energiewende Schaden nimmt.

Auch die Industrie wird durch langfristig hohe Strompreise belastet. Insbesondere in energieintensiven Zweigen der produzierenden Industrie, die starkem Wettbewerbsdruck ausgesetzt sind, prognostiziert das Fraunhofer ISI im Falle höherer Strompreise eine teilweise Beeinträchtigung der internationalen Wettbewerbsfähigkeit.<sup>57</sup> Zusätzlich schmälern steigende Strompreise den Anreiz zur Elektrifizierung – einem Hebel der Energiewende – und könnten das Gelingen der Energiewende gefährden.

Nicht zuletzt bedeutet der erforderliche Ausbau der Stromnetze und erneuerbaren Erzeugung eine Herausforderung in Bezug auf benötigte Fachkräfte und Komponenten. Dieser wird primär durch die im Osterpaket 2022 verankerten Ausbauziele der erneuerbaren Energien getrieben. Beispielsweise könnten auch Verzögerungen im Netzausbau durch Personalengpässe die gesamtsystemischen Kosten der Energiewende durch Redispatch- und Abregelungsmaßnahmen erhöhen und zugleich die deutschlandweite Versorgungssicherheit beeinträchtigen. Der Ausbau des Stromnetzes erfordert Fachkräfte, um einerseits die Kapazitäten zu erweitern und andererseits das vergrößerte Netz zu betreiben und zu warten. In beiden Bereichen sind bis 2035 neue Stellen zu schaffen und zu besetzen. Zusätzlich ist hier dem Ausscheiden von Beschäftigten durch den demografischen Wandel mit qualifizierten Arbeitskräften entgegenzuwirken.

---

<sup>57</sup> Fraunhofer ISI (2015)

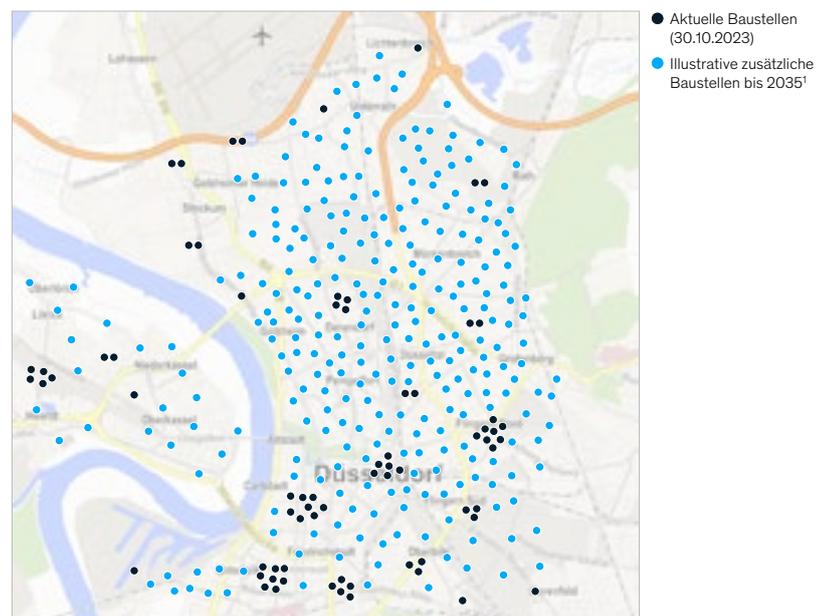
Insgesamt erwarten wir 140.000 bis 150.000 neu zu besetzende Vollzeitstellen bis 2035 für Ausbau und Betrieb der Stromnetze in Deutschland – davon allein 90.000 bis 95.000 für den Netzausbau. Diesem Bedarf standen 2022 etwa 220.000 besetzte Stellen im Stromnetzbereich gegenüber.

### Exkurs 3: Potenzielle Auswirkungen des Netzausbaus auf ein Stadtbild – Beispiel Düsseldorf

Das Stromnetz in Düsseldorf erstreckt sich derzeit auf rund 6.500 km und versorgt etwa 650.000 Personen in etwa 400.000 Haushalten.<sup>58</sup> Für den in diesem Kapitel beschriebenen Netzausbau kann mit Auswirkungen auf das Stadtbild und die Lebensumstände der Menschen gerechnet werden – unter anderem durch eine zunehmende Anzahl von Baustellen sowie verstärkten Platzbedarf für größere Umspannwerke oder Ortsnetzstationen.

Derzeit wird gleichzeitig an etwa 70 Baustellen im Zuge des Ausbaus und der Modernisierung des Stromnetzes gearbeitet, sowohl in der Innenstadt als auch im nördlichen Teil Düsseldorfs.<sup>59</sup> Für die Umsetzung der Netzausbauziele bis 2035 könnte sich die Anzahl der Baustellen in einem urbanen Ballungsgebiet auf etwa das Fünffache erhöhen. Abbildung 12 zeigt, wie dies z.B. in Düsseldorf aussehen könnte und welche sichtbaren Folgen dies für den Verkehr und das Stadtbild hätte.

#### Illustration erwarteter Verfünfachung der Baustellen in Düsseldorf



1. Gleichverteilung von Baustellen bei einer angenommenen Verfünfachung der Anzahl  
Quelle: Stadtwerke Düsseldorf; McKinsey-Analyse

Abbildung 12: Illustrative Baustellenkarte in Düsseldorf, Vergleich 2023 und 2035

<sup>58</sup> Landeshauptstadt Düsseldorf Amt für Statistik und Wahlen (2022), Netzgesellschaft Düsseldorf mbH (2023)

<sup>59</sup> Netzgesellschaft Düsseldorf mbH – Baustellen (2023)

Möglicherweise werden Umspannwerke in Zukunft mehr Fläche benötigen, um die erforderliche Leistung erbringen zu können. Aktuelle Prognosen gehen davon aus, dass in Deutschland durchschnittlich 20% der Umspannwerke bis 2035 erneuert werden müssen. Davon würden im Durchschnitt etwa 60% erweitert und rund 40% neu gebaut. In Düsseldorf gibt es derzeit rund 4.500 Schalt- und Ortsnetzstationen, von denen knapp 900 zu modernisieren wären.<sup>60</sup> Unter der Annahme einer Erweiterung von jeweils 8 bis 15 qm und eines Neubaus von jeweils etwa 20 qm würde sich ein zusätzlicher Flächenbedarf von rund 11.500 bis 15.500 qm ergeben.<sup>61</sup> Diese Fläche entspräche dem Platzbedarf von etwa 650 bis 850 Einzelgaragen.<sup>62</sup> Multipliziert mit den Grundstücksbodenrichtwerten von rund 800 bis 1.400 EUR/qm in einfacher und mittlerer Lage in Düsseldorf, würde sich dies allein für diese Bauflächen zu Investitionen zwischen 10 und 20 Mio. EUR<sup>63</sup> summieren.

---

<sup>60</sup> Netzgesellschaft Düsseldorf mbH – Infrastruktur (2023)

<sup>61</sup> McKinsey-Strommarktmodell

<sup>62</sup> Angenommene Maße einer Garage: 3 x 6 m

<sup>63</sup> Gutachterausschuss für Grundstückswerte in der Landeshauptstadt Düsseldorf (2022)



# 3 Entwicklung eines Alternativpfads für das Stromsystem in Deutschland

Auf Basis der Berechnungen aus dem Strommarkt- und dem Verteilnetzmodell von McKinsey haben wir einen alternativen Pfad für die Energiewende entwickelt und dabei die Modellierung des Übertragungs- und Verteilnetzes berücksichtigt. Ziel ist eine Perspektive, wie sich die Gesamtkosten der Energiewende, insbesondere hinsichtlich der erforderlichen Investitionen, reduzieren lassen und damit die Wirtschaftlichkeit erhöht werden kann. Dabei ist die Erfüllung der politisch vorgegebenen Ziele in punkto Versorgungssicherheit und Nachhaltigkeit als Grundpfeiler einer erfolgreichen Energiewende sichergestellt.

Bei der Skizzierung eines alternativen Energiewendepfads gehen wir, analog zur Modellierung im Osterpaket 2022, von einer Zunahme des Strombedarfs auf rund 780 TWh in 2035 aus sowie vom aktuellen Status der Erzeugungskapazitäten und Stromnetze. Auch bei der modellseitigen Optimierung behalten wir die Rahmenbedingungen des Kohleausstiegs gemäß den Vorgaben der Bundesregierung bei. Ebenso werden bereits geplante und begonnene Netzausbauvorhaben bis 2030 laut Netzentwicklungsplan 2023 angenommen. Die systemische Betrachtung der Energiewende ermöglicht die Zuweisung neuer Erzeugungskapazitäten entsprechend dem regionalen Bedarf und der Verfügbarkeit erneuerbarer Energien sowie bestehender und gegebenenfalls neu zu errichtender Netzinfrastruktur – sowohl für erneuerbare als auch dispo­nible Erzeugung.

## **Nachhaltigkeit – Ausbau erneuerbarer und disponibler Erzeugung**

Auf dem alternativen Pfad führt die modellseitige Optimierung zu einem Ausbau der Kapazitäten für erneuerbare Erzeugung. Hinzu kommen rund 210 GW bis 2035, sodass sich die dann installierte Kapazität auf insgesamt rund 350 GW beläuft. Diese verteilt sich auf ca. 38 GW Wind auf See, ca. 126 GW Wind an Land und ca. 187 GW Photovoltaik. Zusätzlich sieht der Alternativpfad einen Zubau von etwa 50 GW in Form disponibler Gaskraftwerke vor, die bereits „H<sub>2</sub>-ready“ sind und sich sowohl mit Erdgas als auch mit H<sub>2</sub> (oder alternativ Ammoniak) betreiben lassen. Bei der Berechnung der Emissionen des Strommix in 2035 gehen wir zunächst konservativ von einem konventionellen Betrieb mit Erdgas als Brennstoff aus. Dadurch entstehen im Jahr 2035 durch den gesamten deutschen Erzeugungspark CO<sub>2</sub>-Emissionen von rund 29 Mt. Mit dieser Menge ist die Zielvorgabe des Klimaschutzgesetzes erfüllt, das Emissionen von unter 60 Mt vorschreibt. Um die Ergebnisse ökonomisch vergleichbar zu halten, berücksichtigen wir im Folgenden für den Alternativpfad stets zusätzliche Kosten von etwa 1 Mrd. EUR jährlich, um die rund 5 Mt über das Osterpaket 2022 hinaus verursachten Emissionen zu vermeiden oder zu kompensieren. Die Optionen für CO<sub>2</sub>-arme Brennstoffe oder CCUS erläutern wir in Kapitel 5. Der Ausbau bei disponiblen Batteriespeichern, die im Osterpaket auf insgesamt 44 GW installierte Kapazität anwachsen (davon allein rund 20 GW Großbatteriespeicher), wird im Alternativpfad auf nur rund 23 GW Kapazität im Jahr 2035 geschätzt.

### **Versorgungssicherheit – Schwerpunkt auf regionalen Clustern und disponibler Erzeugung**

Bei der geografischen Optimierung des Zubaus von Erzeugungskapazitäten wurde die regionale Verteilung der prognostizierten Nachfrage und der bereits vorhandenen Netzinfrastruktur berücksichtigt. Dadurch ergibt sich bereits ein hohes Niveau der Versorgungssicherheit, das durch die Erweiterung der disponiblen Kapazitäten noch weiter steigt. Auf diese Weise wird die regulatorische Vorgabe erfüllt, dass die Lastabdeckung nur in weniger als fünf Stunden pro Jahr unterschritten werden darf. Bei der Spitzenlastabdeckung ergibt sich allein durch die verfügbare disponible Kapazität eine Abdeckung von über 90% und dadurch insgesamt keine Unterdeckung der Spitzenlast im Jahr 2035. Der für 2035 prognostizierte Netto-Importsaldo von etwa 16 TWh stellt folglich keine Abhängigkeit von Erzeugungskapazitäten im Ausland dar. Er ist vielmehr das Ergebnis einer ökonomisch optimierten inländischen Erzeugung in Verbindung mit der Möglichkeit, sich günstig im Ausland mit Energie zu versorgen.

### **Wirtschaftlichkeit – niedrigere Verbraucherpreise durch reduzierte gesamtsystemische Investitionen**

Der Ausbau der Erzeugungskapazitäten auf dem Alternativpfad erfordert bis 2035 kumulierte Investitionen in Höhe von 200 bis 300 Mrd. EUR für erneuerbare und 60 bis 80 Mrd. EUR für zusätzliche disponible Kapazitäten. Die Modellierung im Verteilnetzmodell resultiert in weiteren 80 bis 120 Mrd. EUR für Verteilnetze; sie fallen zusätzlich zum Ausbau der Übertragungsnetze an (ca. 220 Mrd. EUR). Beim Netzausbau wirkt sich die geografische Optimierung der erneuerbaren Kapazitäten positiv aus. Dies gilt ebenso für die Möglichkeit, dass neue disponible Kapazitäten die Netzinfrastruktur der abzuschaltenden konventionellen Erzeuger (insbesondere Kohlekraftwerke) nutzen können. In Summe erfordert die Umsetzung des Alternativpfads Investitionen in Höhe von etwa 550 bis 700 Mrd. EUR.

Finanziert werden die Investitionen in den Übertragungs- und Verteilnetzausbau per Umlage auf die Stromkunden. Für sie fallen 2035 dafür Netzentgelte in Höhe von rund 20 bis 21 ct/kWh an. Die Erzeugungskapazität wird hingegen grundsätzlich über den Verkauf des Stroms zum Börsenstrompreis finanziert; Umlagen dienen hier lediglich der Schließung möglicher Finanzierungslücken. Bei einem prognostizierten Börsenstrompreis im Jahr 2035 von etwas weniger als 50 EUR/MWh erfordern Erzeugungskapazitäten zusätzliche ca. 14 Mrd. EUR Umlagen als Investitionsanreiz. Davon entfallen rund 5 Mrd. auf disponible und etwa 9 Mrd. auf erneuerbare Erzeugung. Gemeinsam mit ca. 1 Mrd. EUR für die Dekarbonisierung der zusätzlichen, H<sub>2</sub>-fähigen Gaskraftwerke ergibt sich ein Umlagevolumen von etwa 15 Mrd. EUR; dies erfordert einen Aufschlag in Höhe von 3 bis 4 ct/kWh auf den Verbraucherpreis. Daraus resultiert ein Haushaltsstrompreis im Jahr 2035 von insgesamt etwa 42 bis 44 ct/kWh.

## **Umsetzbarkeit – Fokus auf bestehende Infrastruktur und optimierten Kapazitätszubau**

Der für die Realisierung des Alternativpfads avisierte Ausbau der Kapazitäten für die Erzeugung erneuerbarer Energien und entsprechend auch der Stromnetze erfordert noch immer eine Beschleunigung gegenüber der historischen Zu- bzw. Ausbaugeschwindigkeit. Für die Kapazitäten an erneuerbaren Energien ist im Durchschnitt aller drei Kategorien – Wind auf See, Wind an Land und Photovoltaik – eine Verdopplung der Zubaugeschwindigkeit der vergangenen fünf Jahre notwendig, d.h. auf 16 GW pro Jahr, um den Alternativpfad zu realisieren. Gleiches gilt für die Investitionen in den Ausbau der Stromnetze: In den kommenden Jahren ist eine Verdreifachung der bisherigen jährlichen Installationsleistung erforderlich.

Die erwähnten Engpässe (bei Lieferketten, Fachkräften, Planungs- und Genehmigungsverfahren) gelten auch für den Alternativpfad und können dessen Umsetzung verzögern. Der Alternativpfad sieht zusätzlich einen umfangreichen Zubau disponibler, H<sub>2</sub>-fähiger Gaskraftwerke vor. Deren Realisierung kann bestenfalls von vereinfachten Genehmigungsverfahren an bestehenden Kraftwerksstandorten profitieren, möglicherweise auch von existierender Infrastruktur und teilweise vorhandenen Fachkräften.



# 4 Osterpaket 2022 und Alternativpfad im Vergleich

Ein Vergleich des aktuellen und des alternativen Energiewendepfads anhand der Dimensionen Nachhaltigkeit, Versorgungssicherheit und Wirtschaftlichkeit zeigt: Der alternative Pfad hat das Potenzial, Emissionsziele und Versorgungssicherheit zu erreichen sowie gleichzeitig die Systemkosten und damit die Strompreise für Industrie und Haushalte zu senken.

## Nachhaltigkeit

Unter der konservativen Annahme, dass die zusätzlich zu errichtenden H<sub>2</sub>-fähigen Gaskraftwerke zunächst mit Erdgas betrieben werden – bis zum Übergang auf nachhaltige CO<sub>2</sub>-arme Brennstoffe (siehe Kapitel 5) – würden die CO<sub>2</sub>-Emissionen 2035 auf dem Alternativpfad statt 24 etwa 29 Mt betragen, also rund 5 Mt mehr als im Osterpaket 2022. Trotz dieser zusätzlichen Emissionen würde das Ziel des Klimaschutzgesetzes von ungefähr 60 Mt für das Jahr 2035 erfüllt. Es bestehen darüber hinaus Möglichkeiten, die Emissionsdifferenz von 5 Mt zwischen den beiden Pfaden auszugleichen. Hierfür kommen im Alternativpfad die Verwendung nachhaltiger Brennstoffe oder die Kohlendioxidabscheidung (CCUS – Carbon Capture, Utilization and Storage) infrage. Die Kosten für den Ausgleich der Emissionsdifferenz belaufen sich auf ca. 1 Mrd. EUR pro Jahr. Um beide Szenarien insbesondere wirtschaftlich vergleichbar zu halten, berücksichtigen wir diese Differenz von rund 1 Mrd. EUR pro Jahr in den Umlagen für die disponiblen Erzeugungskapazitäten und daher auch in den Strompreisen. Im Kapitel 5 stellen wir die Technologien vor, die eine entsprechende Reife aufweisen und somit eingesetzt werden können. Weitere CO<sub>2</sub>-Reduktionen könnten in beiden Szenarien durch die Anwendung von Demand-Side-Response-Maßnahmen und die bidirektionale Nutzung von Batterien in Elektroautos – im Alternativpfad durch die stärkere Nutzung disponibler Erzeugung, aber mit höherem Potenzial, erzielt werden. Entsprechend ist festzustellen, dass beide Pfade (Osterpaket 2022 und Alternativpfad) die Ziele des Klimaschutzgesetzes von 60 Mt für das betrachtete Jahr 2035 nicht nur erfüllen, sondern sie mit ungefähr 24 Mt deutlich übererfüllen. Durch den aufgezeigten Ausgleich der Emissionsdifferenz erreichen auch beide Pfade 2035 das gleiche Emissionsvolumen.

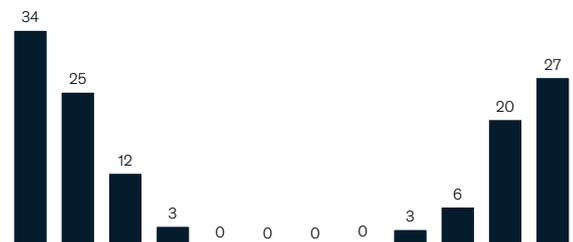
## Versorgungssicherheit

Der Alternativpfad eröffnet die Möglichkeit, die Fähigkeit Deutschlands zur Eigenversorgung zu verbessern. Für 2035 ergibt sich ein erwarteter Nettostromimport-Saldo von 16 TWh. Im Gegensatz dazu sieht das Osterpaket 2022 zwar einen Nettoexportsaldo von 37 TWh vor, jedoch zeichnet sich im dortigen Szenario vor allem während Dunkelflauten und Spitzenlastzeiten eine Importabhängigkeit ab (speziell in den Wintermonaten). Der Alternativpfad ermöglicht es, die Unterdeckung bei Spitzenlasten auf 0 GW zu reduzieren. Dies vermindert die Abhängigkeit Deutschlands vom Ausland, trotz eines höheren Nettostromimport-Saldos. Zudem liegt die Anzahl prognostizierter Nichtdeckungsstunden, die im Osterpaket-Szenario über 100 Stunden für 2035 beträgt, im Alternativszenario bei weniger als fünf Stunden pro Jahr und erfüllt damit die EnWG-Anforderung (Abbildung 13). Insgesamt ist die Versorgungssicherheit im Alternativszenario damit höher als im Osterpaket-Szenario.

**Erwartete Stunden in 2035 mit Importabhängigkeit<sup>1</sup>**  
Anzahl Stunden pro Monat

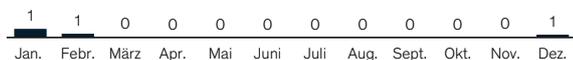
**Nettoimport in 2035**  
in TWh

**Osterpaket 2022**



-37

**Alternativpfad**



16

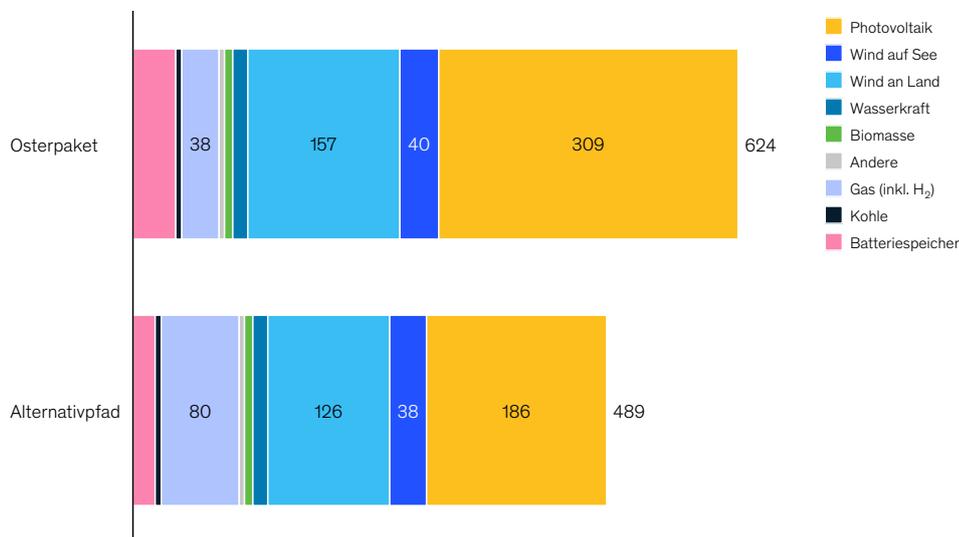
1. Importabhängigkeit, wenn keine volle Abdeckung der heimischen Stromnachfrage mit heimischen Erzeugungskapazitäten möglich ist  
Quelle: McKinsey-Strommarktmodell; ENTSO-E

Abbildung 13: Prognostizierte Spitzenlastunterdeckungen 2035

### Wirtschaftlichkeit

**Investitionen und Großhandelsstrompreise.** Der Alternativpfad sieht bis 2035 lediglich rund 210 GW zusätzlich installierte Kapazität zur Erzeugung erneuerbarer Energien in Deutschland vor – das sind fast 160 GW weniger als im Osterpaket-Szenario (Abbildung 14). Im Detail bedeutet das eine Differenz von rund -2 GW Windenergie auf See, etwa -32 GW Windenergie an Land und -123 GW Photovoltaik gegenüber dem Osterpaket 2022. Der Ausbau von Windenergie an Land im vergleichsweise weniger bedarfsstarken Norden wäre z.B. um 45% vermindert. Im Gegenzug weist das Alternativszenario zusätzliche 50 GW zentraler, disponibler Erzeugung auf, davon 20 GW im bedarfsstarken Süden. Im Alternativpfad minimieren wir die Anzahl der Nichtdeckungsstunden und planen im Alternativszenario bis 2035 den Neubau von insgesamt 50 GW zusätzlicher disponibler Gaskraftwerkskapazität im Vergleich zum Osterpaket 2022. Dies führt zwar 2035 zu einer installierten Kapazität von etwa 80 GW gegenüber 38 GW im Osterpaket. Jedoch reduziert sich der Ausbau disponibler Batteriespeicher von 44 GW im Osterpaket 2022 im Alternativszenario auf nur noch 23 GW bis 2035. Insgesamt sind damit etwa 15% oder 70 Mrd. EUR weniger Investitionen in den Ausbau von Übertragungs- und Verteilnetzen verglichen mit dem Osterpaket 2022 (370 bis 410 Mrd. EUR) erforderlich, da der Alternativpfad dem Nord-Süd-Gefälle zwischen Erzeugung und Verbrauch entgegenwirkt.

**Vergleich der Stromerzeugungskapazitäten 2035 im Osterpaket 2022 gegenüber dem Alternativpfad**  
in GW



Quelle: McKinsey-Strommarktmodell

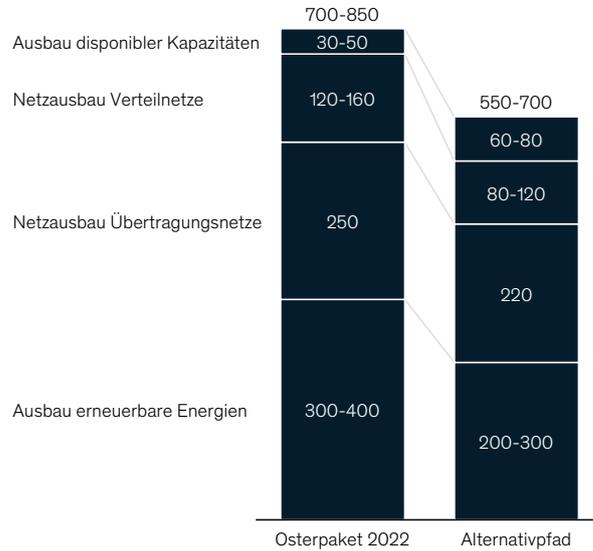
Abbildung 14: Prognostizierte Erzeugungskapazitäten 2035

Der Alternativpfad sieht entsprechend insgesamt um etwa 150 Mrd. EUR geringere Investitionen in das deutsche Stromsystem zwischen 2023 und 2035 vor (Abbildung 15). Dies liegt an geringeren benötigten Investitionen für den Ausbau erneuerbarer Energien (etwa 100 Mrd. EUR), aber auch für den Ausbau der Übertragungs- und Verteilnetze (insgesamt rund 70 Mrd. EUR). Zugleich sind zusätzlich rund 20 Mrd. EUR zusätzliche Investitionen für den Ausbau disponibler Kapazitäten vorgesehen.

Szenariounabhängig haben wir einen weiteren Faktor zur Senkung der erforderlichen Investitionen identifiziert: die Nutzung von Freileitungen anstelle der geplanten Erdverkabelung beim Neubau im Hochspannungsnetz. Der Netzentwicklungsplan sieht derzeit den vermehrten Einsatz von Erdkabeln vor, deren Installation im Vergleich zu Freileitungen jedoch mehr als doppelt so teuer ist. Bei Vorhaben, bei denen statt Erdkabeln auch Freileitungen möglich sind, könnten die benötigten Investitionen bis 2035 um rund 20 bis 40 Mrd. EUR gesenkt werden.<sup>64</sup> Dies entspricht in beiden Szenarien einer Dämpfung des Netzentgeltanstiegs um rund 2 ct/kWh (-10%). Bereits fortgeschrittene Projekte sind aus dieser Berechnung ausgenommen, da ein Umstieg auf Freileitungen zusätzliche Genehmigungen erfordert und deshalb Verzögerungen verursachen könnte. Zu berücksichtigen ist auch die möglicherweise geringere lokale Akzeptanz von Freileitungen.

<sup>64</sup> FAZ (2023)

**Vergleich der benötigten Investitionen in das deutsche Stromsystem (2023-35)**  
in Mrd. EUR



Quelle: Netzentwicklungsplan; EEG 2023; McKinsey-Strommarktmodell

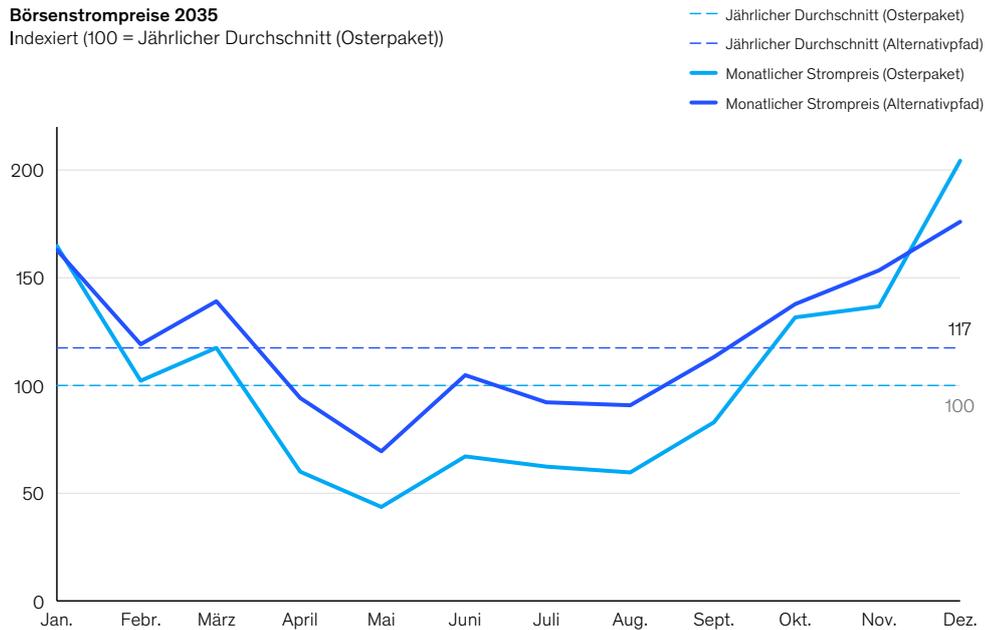
Abbildung 15: Vergleich zwischen Osterpaket und Alternativpfad bis 2035

Unsere Analysen haben ergeben, dass auf dem Alternativpfad die langfristig fixen Systemkosten um 20% geringer ausfallen könnten als im Osterpaket 2022. Grund sind die geringeren Investitionen, die über 20 bis 40 Jahre abgeschrieben werden und über diese Zeit die Verbraucherstrompreise konstant weniger stark belasten durch entsprechend niedrigere Netzentgelte und Umlagen.

Bei Indexierung auf den jährlichen Durchschnittswert des Osterpakets für das Jahr 2035 wird der durchschnittliche Großhandelsstrompreis auf dem Alternativpfad im Jahr 2035 bei einem Wert von 117 liegen, also um etwa ein Sechstel über dem Referenzwert (Abbildung 16). Eine Analyse der erwarteten monatlichen Preisentwicklungen ergibt, dass der Großhandelsstrompreis auf dem Alternativpfad zwar im Durchschnitt höher ist, aber im Jahresverlauf weniger stark schwankt. In den Prognosen zum Osterpaket 2022 bewegt sich der durchschnittliche monatliche Großhandelsstrompreis in den Sommermonaten auf einem gegenüber dem Indexwert vergleichsweise niedrigen Niveau von etwa 45 bis 65. In den Wintermonaten (speziell im Dezember) kann er auf über 200 ansteigen. Der Alternativpfad hingegen prognostiziert ein Großhandelsstrompreisniveau, das sich konstant zwischen etwa 70 und 175 bewegt.

### Börsenstrompreise 2035

Indexiert (100 = Jährlicher Durchschnitt (Osterpaket))

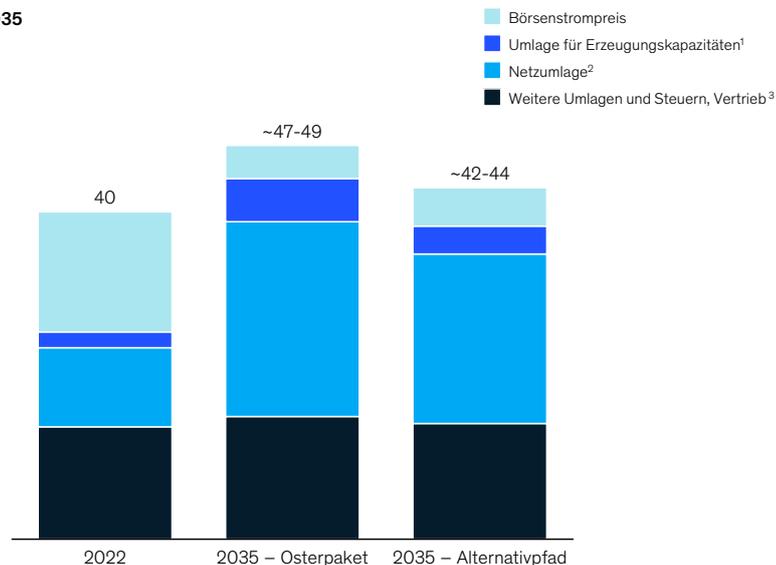


Quelle: McKinsey-Strommarktmodell

Abbildung 16: Vergleich des Großhandelsstrompreises zwischen Osterpaket 2022 und Alternativpfad im Jahr 2035

**Verbraucherstrompreise.** Für die Haushaltsstrompreise ergibt sich für 2035 im Alternativpfad mit 42 bis 44 ct/kWh gegenüber 47 bis 49 ct/kWh im Szenario Osterpaket 2022 ein um 11% geringerer Preis (Abbildung 17). Dies entlastet Haushalte und kann die gesellschaftliche Akzeptanz der Energiewende erhöhen. Die Verminderung der Haushaltsstrompreise lässt sich durch die Betrachtung der Preiskomponenten erklären (siehe Kapitel 2). Durch den verminderten Netzausbau sinken die Netzentgelte im Alternativpfad im Vergleich zum Osterpaket 2022 um 3 bis 4 ct/kWh von 23 bis 25 ct/kWh auf 20 bis 21 ct/kWh. Analog hierzu entwickeln sich auch die Umlagen für den Ausbau der erneuerbaren Energien. Wenn 160 GW weniger erneuerbare Energien ausgebaut werden, sinken auch die Umlagen auf 9 Mrd. EUR. Aufgrund höherer Börsenstrompreise können Betreiber und Investoren von erneuerbaren Energien im Alternativpfad-Szenario höhere Umsätze aus der Vermarktung der Stromerzeugung erwarten. Ihre Renditeerwartungen könnten somit durch geringere Umlagen erfüllt werden. Die durch zusätzliche H<sub>2</sub>-fähige Gaskraftwerke bereitgestellten 50 GW erfordern mit 5 Mrd. EUR im Vergleich zum Osterpaket 2022 eine höhere Umlage als Anreiz für die Investitionsentscheidung. Hinzu kommt eine Umlage in Höhe von etwa 1 Mrd. EUR für den Einsatz klimaneutraler Brennstoffe, um die Emissionen des Alternativpfads auf das Niveau des Osterpakets zu senken. Die gesamten Umlagen liegen mit 15 Mrd. EUR etwa 8 Mrd. EUR pro Jahr unter dem Niveau des Osterpakets 2022. Die so verminderten Energiekosten für Haushalte erhöhen deren verfügbares Einkommen und stärken damit indirekt auch die Wettbewerbsfähigkeit des Industriestandorts Deutschland.

**Haushaltsstrompreis 2035**  
in EUR<sub>2023</sub> ct/kWh (real)



1. Enthält Netzentgelt sowie Offshore-Netzumlage und KWK-Umlage; Annahme, dass Kosten für Systemdienstleistungen auf historischem Niveau (2010-19) verbleiben
  2. Umlage für den Bau von erneuerbaren Energien und disponiblen Kapazitäten; Annahme, dass Kosten ähnlich zur historischen EEG-Umlage auf Verbraucher umgelegt werden
  3. Annahme, dass Kosten für Vertrieb sowie Umlagen und Steuern konstant bleiben – einzige Änderung durch Änderungen der Basis für Mehrwertsteuer (19%)
- Quelle: Bundesnetzagentur; Netzentwicklungsplan; McKinsey-Strommarktmodell; bdew

Abbildung 17: Prognostizierter Haushaltsstrompreis in 2035

### Umsetzbarkeit

Der Alternativpfad weist im Vergleich zum Szenario Osterpaket 2022 eine bessere Umsetzbarkeit der Energiewende auf. Diese resultiert insbesondere aus dem etwas weniger ambitionierten Ausbau der erneuerbaren Energien (auf rund 350 GW anstelle 506 GW) und dem dadurch weniger intensiven Netzausbau (etwa 70 Mrd. EUR geringere Investitionen). Beide Bereiche sind bereits von Engpässen in Lieferketten und bei Fachkräften betroffen. Das alternative Vorgehen erfordert weniger Fachkräfte und reduziert die Auswirkungen von steigenden Komponentenpreisen und Lieferengpässen bei Materialien, aber auch von aufwändigen Genehmigungsverfahren und langem Planungsvorlauf. Beispielsweise benötigt der Alternativpfad für den Netzausbau lediglich rund 75.000 neue Stellen, das Osterpaket 2022 hingegen 90.000 bis 95.000. Auch beim Ausbau der erneuerbaren Erzeugung werden 40.000 bis 50.000 Fachkräfte weniger benötigt.<sup>65</sup> Hier bewirkt auch der geringere Flächenbedarf von 6.100 bis 9.300 qkm (eine Fläche etwa dreimal so groß wie das Saarland, allein bei Photovoltaik und Wind an Land)<sup>66</sup> eine Entlastung der Genehmigungsbehörden und potenziell weniger Hürden hinsichtlich der Akzeptanz in der Bevölkerung. Andererseits werden jedoch auf dem Alternativpfad zusätzliche H<sub>2</sub>-fähige Gaskraftwerke benötigt, für die bisher noch kein regulatorischer Rahmen oder Ausschreibungsprozess vorliegt – diese Kapazitäten können gegebenenfalls anstelle bisheriger disponibler Kraftwerke die existierende Infrastruktur nutzen und bei einer Beibehaltung der Standorte zu verkürzten Genehmigungsprozessen führen (z. B. im Rahmen des BImSchG). Insgesamt sprechen diese Faktoren für eine verbesserte Umsetzbarkeit der Energiewende auf dem Alternativpfad.

<sup>65</sup> Bei einem Konstruktionsaufwand pro GW installierter Kapazität von ca. 3.609 Vollzeitkräften (Photovoltaik), ca. 3.170 Vollzeitkräften (Wind an Land) und 2.334 Vollzeitkräften (Wind auf See), verteilt auf ca. zwölf Jahre Ausbauezeit

<sup>66</sup> Bei geringerem Photovoltaikausbau (123 GW) und Wind auf Land (32 GW) mit etwa 43 bis 60 MW und 5 bis 8 MW pro Quadratkilometer Flächenbedarf





# 5 Optionen zur Verbesserung der CO<sub>2</sub>-Bilanz von Gas- und Kohlekraftwerken

Wie in Kapitel 3 beschrieben, ist der Einsatz nachhaltiger, disponibler Kapazitäten eine Möglichkeit, die Energiewende voranzutreiben und gleichzeitig den erforderlichen Netzausbau zu reduzieren.

Unter disponibler Erzeugung versteht man die Kraftwerksleistung, die sofort und unabhängig von externen Faktoren (beispielsweise dem Wetter) zur Erzeugung von Elektrizität zur Verfügung steht. Disponible Kraftwerke können kurzfristig eingesetzt werden, um Ungleichgewichte zwischen Bedarfsspitzen und aktuell erzeugter Leistung auszugleichen. Zudem können sie auch kontinuierlich unter höherer Auslastung betrieben werden, um die Grundlast im Stromnetz zu erzeugen.

Derzeit umfasst die disponible Stromerzeugungskapazität in Deutschland vor allem Wasserkraft (Laufwasserkraftwerke), Müllverbrennung, Speicher, Biomasse, Kernenergie sowie Gas- und Kohlekraftwerke. Als Mindestanforderungen an zukünftige disponible Energieträger haben wir (i) deren technologische Reife bis zum Zeitraum der Umsetzung ab 2030, (ii) die politische und öffentliche Unterstützung und (iii) die potenzielle Skalierbarkeit festgelegt. Im nächsten Schritt haben wir für Optionen, die diese Anforderungen erfüllen, evaluiert, welche Technologien aus Kostengesichtspunkten bevorzugt werden sollten. Die folgende Bewertung des technologischen Spektrums zeigt, dass insbesondere bereits etablierte Technologien nur bedingt die Minimalkriterien erfüllen und möglicherweise nicht ausreichend sind, um den wachsenden Bedarf zu decken:

**Wasserkraft.** Das Wasserkraftpotenzial in Deutschland ist bereits zu rund 80%<sup>67</sup> ausgeschöpft. Der durchschnittlichen Erzeugung von 20,9 TWh aus Lauf- und Kleinwasserkraftwerken sowie dem natürlichen Zufluss der Speicherwasserkraftwerke steht ein weiteres realisierbares Potenzial von 3 bis 4 TWh gegenüber. Eine Hebung des verbleibenden Potenzials könnte durch technische Upgrades bestehender Anlagen erreicht werden, was als Beitrag zur zukünftigen disponiblen Kapazität betrachtet werden kann. Aufgrund der begrenzten Skalierbarkeit ist jedoch das zusätzliche Potenzial durch Wasserkraft beschränkt.

**Müllverbrennung.** Die Stromerzeugung aus Siedlungsabfällen machte 2022 knapp 1% (6 TWh) der deutschen Bruttostromerzeugung aus.<sup>68</sup> Bei ansteigenden Abfallmengen, aber gleichzeitig höheren Recyclingquoten – und somit sinkender thermischer Verwertbarkeit – gehen Studien davon aus, dass die Erzeugung durch Müllverbrennung langfristig stabil bleiben wird und somit begrenztes Potenzial zur weiteren Skalierbarkeit aufweist.<sup>69</sup>

**Speicher.** Energiespeicher können dabei unterstützen, benötigte Strommengen bei Bedarf freizusetzen. Derzeit sind vor allem zwei Gruppen von Speichertechnologien relevant: Kurzzeitspeicher und Langzeitspeicher (Long Duration Energy Storage – LDES). Kurzzeitspeicher, die meist Lithium-Ionen-Batterien umfassen, stellen Strom üblicherweise nur für kurzfristige Bedarfsfälle bereit und speichern ihre gesamte Kapazität in unter vier Stunden aus. Sie unterstützen somit bei intratäglichen Schwankungen. Der Aufbau einer Kapazität, die beispielsweise bei längeren Dunkelflauten unterstützt, wäre aus ökonomischer Sicht jedoch nicht skalierbar.<sup>70</sup> LDES hingegen bietet Möglichkeiten,

---

<sup>67</sup> Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (2010)

<sup>68</sup> BDEW (2022)

<sup>69</sup> Umweltbundesamt (2018)

<sup>70</sup> Schmidt und Staffell (2023)

signifikant mehr Strom zu speichern und mindestens über zehn, aber auch bis zu 100 Stunden zu entladen.<sup>71</sup> Die zugrunde liegenden Technologien wie beispielsweise Eisen-Luft-Batterien sind jedoch technologisch noch nicht vollständig ausgereift, die Kosten aktuell noch vergleichsweise hoch und die Kapazitäten gering. Eine ökonomische Skalierung dieser Technologie bei gleichzeitiger Kostendegression ist denkbar, aber weder gesichert noch in naher Zukunft möglich.<sup>72</sup> Daher kann LDES bestenfalls mittelfristig das Energieversorgungssystem unterstützen, jedoch nicht kurzfristig tragen.

**Biomasse.** Die gegenwärtige Erzeugungsmenge von rund 400 TWh<sup>73</sup> könnte sich perspektivisch leicht reduzieren, wenn bis in die 2030er-Jahre ein Großteil der bestehenden EEG-Anlagen ihr technisches Laufzeitende erreicht und nicht modernisiert/erneuert wird. Die Biomasseverstromung setzt sich zu 70 bis 75% aus Biogas und -methan sowie zu 25 bis 30% aus anderen festen biogenen Stoffen wie Holz zusammen. Besonders im Bereich der Nutzung von Biomethan konkurrieren künftig unterschiedliche Sektoren. Da beispielsweise im Verkehrssektor mit einer höheren Zahlungsbereitschaft von über 200 EUR/MW gerechnet wird, ist kein signifikantes Wachstum in der biogasbasierten Stromerzeugung zu erwarten. Ein Spitzenbetrieb bei Strompreisen von über 200 EUR/ MWh bleibt im Rahmen der aktuellen Erzeugung (rund 40 TWh pro Jahr) denkbar – ein skalierter Zubau zur Deckung der Grundlast ist vorerst jedoch nicht absehbar.

**Kernkraft.** Im Frühjahr 2023 wurden die verbliebenen deutschen Kernkraftwerke abgeschaltet. Angesichts des aktuellen Ausstiegsprozesses und der allgemeinen politischen und öffentlichen Lage ist nicht damit zu rechnen, dass eine zeitnahe Wiederaufnahme erfolgt. Die Betreiber schließen zudem eine Reaktivierung der existierenden Kernkraftwerke aus, da sie sich technisch und organisatorisch bereits auf den Rückbau eingestellt haben.<sup>74</sup> Potenzielle neue Kernkraftwerke würden ebenfalls erst spät zur Energiewende beitragen können. Die durchschnittliche Bauzeit eines Kernkraftwerks beträgt sieben Jahre, und das beinhaltet noch nicht die vorgelagerte Planungs- und Genehmigungsphase. Zudem kommt es beim Bau insbesondere in Europa zu Verzögerungen. Die letzten neuen Kernkraftprojekte in Europa sind entweder in Verzug – wie Hinkley Point C im Vereinigten Königreich mit einer Verzögerung von über drei Jahren oder Flamanville 3 in Frankreich mit über zwölf Jahren – oder sind kürzlich nach langer Bauphase ans Netz gegangen, wie beispielsweise Olkiluoto 3 in Finnland mit über 14 Jahren Verzögerung. Neue betriebsfähige Kernkraftwerke wären somit selbst bei zeitnahe politischer und öffentlicher Unterstützung sowie einem schnellen Genehmigungs- und Bauverfahren nicht vor Mitte der 2030er Jahre zu erwarten.

**Konventioneller Betrieb von Gas- und Kohlekraftwerken.** Die Fortführung des konventionellen Betriebs aktueller Gas- und Kohlekraftwerke ist technisch möglich und skalierbar. Allerdings würde dies im Widerspruch zu den international vereinbarten Klimazielen stehen, die eine Reduzierung der CO<sub>2</sub>-Emissionen vorsehen. Aus diesem Grund ist mittelfristig der Ausstieg aus der Nutzung fossiler Brennstoffe geplant – sofern ausreichende politische und öffentliche Unterstützung vorhanden ist. In den vergangenen Jahren wurden bereits Investitionen und Neubauten in diesem Bereich reduziert. Der konventionelle Kraftwerkspark der Gas- und Kohlekraftwerke ist dementsprechend gealtert – von durchschnittlich rund 23 Jahren (2010) auf etwa 32 Jahre (2022).<sup>75</sup> Gleichzeitig sind diese Kraftwerke seltener einsatzbereit: In den letzten Jahren hat sich die Nichtverfügbarkeit des durchschnittlichen fossilen Kraftwerksparks (ausgenommen CCGT-

---

<sup>71</sup> Twitchell, DeSomber und Bhatnagar (2023)

<sup>72</sup> McKinsey (2021)

<sup>73</sup> Bundesnetzagentur SMARD (2024); BDEW (2022)

<sup>74</sup> PreussenElektra (2023)

<sup>75</sup> Basierend auf der [Kraftwerksliste Bundesnetzagentur](#) (2023). Umfasst sich im Betrieb befindliche Gas- und Kohlekraftwerke

Kraftwerke) im europäischen Raum von etwa 20 auf 30% erhöht.<sup>76</sup> Einsatzbereitschaft und Effizienz des aktuellen Kraftwerksparks könnten daher selbst bei geplanter Fortführung der konventionellen Erzeugung bis 2035 eingeschränkt sein.

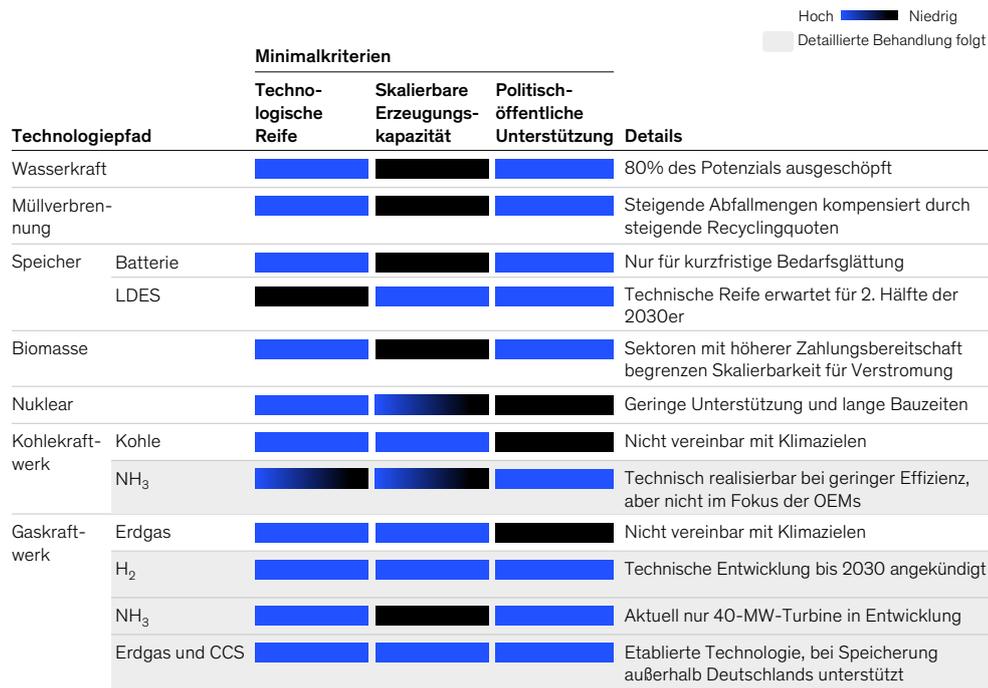
**CO<sub>2</sub>-armer Betrieb von Gas- und Kohlekraftwerken.** Für den CO<sub>2</sub>-armen Betrieb von Gas- und Kohlekraftwerken bestehen zwei Optionen: (i) die Verfeuerung CO<sub>2</sub>-armer Brennstoffe, beispielsweise H<sub>2</sub> oder Ammoniak (NH<sub>3</sub>), und (ii) die nachgelagerte Bindung von CO<sub>2</sub> in Kombination mit der Verfeuerung fossiler Brennstoffe (Gas mit Carbon Capture and Storage (CCS)). Der CO<sub>2</sub>-arme Betrieb von Gas- und Kohlekraftwerken ist nicht grundsätzlich in seiner Skalierbarkeit begrenzt, sofern je nach Route eine ausreichende Menge an alternativen CO<sub>2</sub>-armen Brennstoffen (H<sub>2</sub> oder NH<sub>3</sub>) sowie die entsprechende Transportinfrastruktur (H<sub>2</sub>, NH<sub>3</sub> oder CO<sub>2</sub>) verfügbar sind.

Derzeit stehen die meisten verfügbaren Technologien, wenn man ihre technologische Reife, die politische und öffentliche Unterstützung sowie ihre skalierbare Erzeugung betrachtet, nicht in ausreichendem Maße zur Verfügung, um signifikante Anteile der zukünftigen disponiblen Kapazität zu übernehmen (Abbildung 18). Deshalb rückt zum skalierten Einsatz disponibler Kapazität künftig der CO<sub>2</sub>-arme Betrieb von Gas- und Kohlekraftwerken in den Fokus.

Trotz der theoretischen Verfügbarkeit weisen beide Optionen individuelle Herausforderungen auf, insbesondere im Hinblick auf die technologische Reife, Molekülversorgung und Infrastruktur. Gleichzeitig spielt eine CO<sub>2</sub>-arme disponible Stromerzeugung eine entscheidende Rolle für eine hohe Versorgungssicherheit. Bei einem Ausbau der erneuerbaren Energien gemäß dem von der Bundesregierung verabschiedeten Osterpaket 2022 könnte, basierend auf der Simulation, im Jahr 2035 voraussichtlich eine Kapazitätslücke von über 30 GW entstehen. Diese Lücke könnte aufgrund zu geringer disponibler Kapazitäten, beispielsweise in Spitzenlastsituationen oder während Dunkelflauten, zu einer Unterdeckung der Stromnachfrage führen. Eine CO<sub>2</sub>-arme disponible Stromerzeugung in Gas- und Kohlekraftwerken könnte dazu beitragen, die Energiekosten im System zu senken und gleichzeitig Emissionen zu reduzieren.

---

<sup>76</sup> VGB (2021)



Quelle: McKinsey-Analyse

Abbildung 18: Vergleich der disponiblen Kapazitätstechnologien nach technologischer Reife bis 2030, Skalierbarkeit und Unterstützung

Im Folgenden haben wir anhand der Erkenntnisse aus Kapitel 3 zwei hypothetische Szenarien berechnet: eine zusätzlich erforderliche disponible Erzeugung von 35 TWh für das Jahr 2035, die durch H<sub>2</sub>-fähige Gaskraftwerke gedeckt werden müsste, sowie die gesamte verfügbare Erzeugung von 70 TWh, die durch Gaskraftwerke bereitgestellt werden müsste. Aus diesen Szenarien leiten wir in Kapitel 5.1 die benötigten CO<sub>2</sub>-armen Brennstoffe (Moleküle) sowie in Kapitel 5.2 die erforderliche Infrastruktur für die nachgelagerte CO<sub>2</sub>-Bindung ab. Abschließend erarbeiten wir ein potenzielles Kraftwerksportfolio für die disponiblen Kapazitäten.

## 5.1 CO<sub>2</sub>-arme Brennstoffe

Die derzeit relevanten CO<sub>2</sub>-armen Brennstoffe umfassen die Verwendung von H<sub>2</sub> und NH<sub>3</sub>. Der Betrieb von Kraftwerken mit diesen Brennstoffen erfordert im Neu- oder Umbau Anpassungen am technischen Design aufgrund ihrer unterschiedlichen Brenneigenschaften. Die damit einhergehenden Kosten durch Investitionen können die Kosten für einen herkömmlichen CO<sub>2</sub>-intensiven Kraftwerksbetrieb übertreffen. Diese Anpassungen für einen 100%-H<sub>2</sub>-Betrieb in Gaskraftwerken sollten laut Herstellern bis 2030 entwickelt und durchführbar sein.<sup>77</sup> Für die Versorgung mit den Molekülen ist der Aufbau geeigneter Import- und Transportinfrastruktur wichtig, denn Kapazitäten zur Erzeugung sind vor allem im Ausland im Aufbau. Die Eigenproduktion in Deutschland ist und bleibt vergleichsweise gering. Dabei steht die Deckung des deutschen Bedarfs an CO<sub>2</sub>-armen Brennstoffen für die Stromproduktion in direktem Wettbewerb zum Einsatz in anderen CO<sub>2</sub>-intensiven Industrien. Um die Energierohstoffe zu den Verbrauchern transportieren zu können, ist eine inländische Transportinfrastruktur aufzubauen. Bei rechtzeitiger

<sup>77</sup> Gas Turbine World (2021)

Vorbereitung und zügiger Umsetzung können das aktuell geplante H<sub>2</sub>-Pipelinennetzwerk sowie die Binnenverschiffung von NH<sub>3</sub> die innerdeutsche Logistik gewährleisten. Im Folgenden untersuchen wir die Eckpunkte der CO<sub>2</sub>-armen Brennstoffversorgung, die Technologiereife, die Molekülversorgung und die Infrastrukturanforderungen.

### Technologiereife

Offene Gas- und Dampfturbinen (OCGT) sowie kombinierte Gas- und Dampfturbinen (CCGT) können grundsätzlich für einen reinen H<sub>2</sub>-Betrieb ausgelegt werden. Beide Kraftwerkstypen können mit Modifikationen auch für die H<sub>2</sub>-Zuheizung eingesetzt werden (siehe Exkurs 3), benötigen dafür allerdings Anpassungen an Brennkammer, Brennstoffsystem und Brennern mit niedrigen Stickstoffoxid-Emissionen. Aktuelle Entwicklungsarbeiten führender Originalgerätehersteller (OEMs) lassen darauf schließen, dass diese Technologien gegen 2030 zur Verfügung stehen.<sup>78</sup> Die Entscheidung für CCGT oder OCGT hängt in der Regel vom Einsatzzweck ab, da sie sich in Effizienz und Flexibilität unterscheiden.

CCGT-Kraftwerke nutzen sowohl die direkt in der Gasturbine erzeugte elektrische Energie als auch die elektrische Energie der mit Abwärme der Gasturbine betriebenen Dampfturbine, woraus heute eine typische Effizienz von über 60% entsteht. Damit gehen aber sowohl höhere Bauzeiten und Baukosten als auch eine geringere Flexibilität einher – CCGT-Kraftwerke können in 30 bis 60 Minuten starten und werden selten für eine Laufzeit von unter vier Stunden hochgefahren.<sup>79</sup> Die höheren Investitions- und Startkosten rentieren sich daher vor allem bei regelmäßigem Betrieb.

OCGT-Kraftwerke sind üblicherweise kleiner, haben geringere Investitionskosten und eine geringe Effizienz von typischerweise ca. 35 bis 40%. Basierend auf einer Startzeit von 10 bis 15 Minuten können OCGTs dafür flexibler eingesetzt und beispielsweise auch in Spitzenlastsituationen von unter einer Stunde profitabel genutzt werden.<sup>80</sup> Aufgrund des niedrigen Wirkungsgrads und der damit einhergehenden hohen variablen Brennstoffkosten ist der Betrieb von OCGTs außerhalb von Spitzenlasten nicht üblich. In diesen kurzfristigen Bedarfssituationen rentieren sich OCGT-Kraftwerke gegenüber CCGT-Kraftwerken basierend auf den geringeren Investitionskosten.

#### Exkurs 4: Technologische Anpassungen

H<sub>2</sub> weist andere Brenneigenschaften (z.B. Heizwert, Volumen), Molekülgrößen und Risiken auf als Erdgas. Daher sind ab einer volumetrischen H<sub>2</sub>-Zumischung von 30 bis 60% sowohl in CCGT- als auch OCGT-Anlagen Änderungen am Gasturbinendesign notwendig. Diese betreffen insbesondere Brennkammer, Brennstoffsystem sowie Sicherheits- und Regelungstechnik. Bei CCGTs muss außerdem der Abhitzedampferzeuger auf höhere Abgasströme und Feuchtigkeit ausgelegt werden. Die wichtigste technologische Herausforderung für eine 100%ige H<sub>2</sub>-Zuheizung ist die Entwicklung von Brennern mit niedrigen Stickstoffoxid-Emissionen. Die großen OEMs (Mitsubishi, MGE, MAN Energy, Siemens) entwickeln daher beispielsweise sogenannte Multicluster-Brennkammern mit 100%iger H<sub>2</sub>-Feuerungsfähigkeit.<sup>81</sup>

<sup>78</sup> Gas Turbine World (2021)

<sup>79</sup> IRENA (2019)

<sup>80</sup> IRENA (2019)

<sup>81</sup> Gas Turbine World (2021)

Im technoökonomischen Vergleich klassischer Gasturbinenkraftwerke mit H<sub>2</sub>-Kraftwerken wird deutlich, dass der Haupttreiber der höheren Erzeugungskosten die H<sub>2</sub>-Brennstoffkosten sind. Bei den effizienteren CCGTs steigen die jährlichen Brennstoffkosten durch Feuerung von H<sub>2</sub> im Jahr 2030 um den Faktor zwei bis vier. Im Falle eines Neubaus sind für das Equipment lediglich ein Kostenanstieg von ca. 10% für H<sub>2</sub>-optimiertes Turbinendesign (Multicluster-DLE) sowie das Brennstoff- und Kontrollsystem zu erwarten. Betriebskenngrößen wie Effizienz, Betrieb und Wartung (O&M) sowie Lebensdauer sind von der Umstellung auf H<sub>2</sub> nicht betroffen.

Ein Vorteil der H<sub>2</sub>-Feuerung in Gasturbinenkraftwerken ist, dass bestehende Anlagen grundsätzlich umgerüstet werden können. Dafür ist eine Erhöhung der gesamten Capex von ca. 20% zu erwarten – in Summe wäre die Anlage ca. 10% teurer als ein Neubau. Sofern durch eine Umrüstung eine zusätzliche Lebensdauer von fünf (CCGT) bis sieben (OCGT) Jahren erzielt wird, kann die Umrüstung eines Gasturbinenkraftwerks ökonomisch sein. Unter der Annahme, dass für Kraftwerke, die eine verbleibende Laufzeit bis 2030 haben, mit ausreichender Wahrscheinlichkeit eine Laufzeitverlängerung von fünf bis sieben Jahren möglich ist, ergibt sich basierend auf dem aktuellen Kraftwerkspark ein Potenzial zur Umrüstung von bis zu 25 Gaskraftwerken mit über 100 MW Leistung und einer Gesamtkapazität in Höhe von ca. 8 GW.<sup>82</sup> 2035 verbleiben laufzeitbedingt noch acht Kraftwerke mit ca. 3 GW Kapazität und ein weiteres Potenzial von 3 GW in Kraftwerken mit unter 100 MW Leistung. Die Umrüstung dieser Kraftwerke für H<sub>2</sub>-Feuerung eröffnet damit einen niedrighwelligen Realisierungspfad. Bei einer kürzeren Laufzeitverlängerung ist grundsätzlich ein Neubau mit H<sub>2</sub>-Feuerung sinnvoller als die Umrüstung des Kraftwerks. Auch für Neubauten ist es denkbar, auf bestehende (Netz-)Infrastruktur zurückzugreifen und als Standort bis dahin rückgebaute Kraftwerksflächen zu nutzen. Unter Umständen können so Synergieeffekte bei der Änderung bestehender Genehmigungen erzielt werden, beispielsweise nach dem Bundes-Immissionsschutzgesetz zum Schutz vor schädlichen Umwelteinwirkungen. 2030 stehen Gaskraftwerke mit einer installierten Leistung in Höhe von 3 GW zur Verfügung, die bei einem Alter zwischen 26 und 35 Jahren nicht mehr für Laufzeitverlängerung und stattdessen als Standorte für Neubau infrage kommen<sup>83</sup> – doch auch Flächen stillgelegter Kohlekraftwerke bieten sich an.

Zusätzlich zur Befeuerung von Gasturbinen mit H<sub>2</sub> kann grundsätzlich NH<sub>3</sub> in Kohle- und in Gaskraftwerken (zu-)gefeuert werden. Beide Optionen haben allerdings noch ungelöste technische Herausforderungen. So sind Anpassungen an Gaskraftwerken durch die größere Flamme und damit verbundene notwendige Anpassungen an der Brennkammer noch in einem sehr frühen Stadium. Aktuell wird eine erste NH<sub>3</sub>-Turbine mit einer Leistung von 40 MW entwickelt, während Zeitleiste und Umsetzung einer mittelfristigen Skalierung noch unklar sind.<sup>84,85</sup> Dies schränkt die als Minimal Kriterium definierte Skalierbarkeit ein. Steinkohlekraftwerke könnten kurzfristig CO<sub>2</sub>-arme Kapazität in Höhe von ca. 8 GW, ab 2035 laufzeitbedingt noch ca. 5 GW ermöglichen.<sup>86</sup> Eine 100%-ige NH<sub>3</sub>-Feuerung, nach einer technischen Anpassung der Brenneigenschaften, erscheint grundsätzlich möglich. Bis zu 60% Zufueuerung sind mit nur geringfügigen Anpassungen des Kraftwerkskessels möglich.

---

<sup>82</sup> Basierend auf dem angegebenen Leistungslimit und einem Alter von weniger als 25 Jahren gemäß Kraftwerksregister (Quelle: [Kraftwerksliste Bundesnetzagentur](#))

<sup>83</sup> Basierend auf mehr als 100 MW Leistung und einem Alter von 26 bis 35 Jahren gemäß Kraftwerksregister – Altersgrenze könnte auch nach oben erweitert werden (Quelle: [Kraftwerksliste Bundesnetzagentur](#))

<sup>84</sup> MHI (2021)

<sup>85</sup> ERIA (2022)

<sup>86</sup> Basierend auf mehr als 100 MW Leistung und einem Alter von weniger als 30 Jahren gemäß Kraftwerksregister (Quelle: [Kraftwerksliste Bundesnetzagentur](#))

Im wirtschaftlichen Vergleich zum  $H_2$ -Betrieb von OCGT- und CCGT-Anlagen zeigt sich, dass Kohlekraftwerke mit blauem  $NH_3$  in einem Fenster bis ca. 1.000 Betriebsstunden pro Jahr wirtschaftlich sein können – der Kostenunterschied zu einer OCGT-Anlage mit blauem  $H_2$  aber sehr gering bleibt. Zu beachten ist, dass im Vergleich zu OCGTs, die typischerweise bei niedrigen Betriebszeiten unter 1.000 Stunden pro Jahr eingesetzt werden, Kohlekraftwerke weniger operative Flexibilität zur Verfügung stellen. Kraftwerke mit weniger als 1.000 Stunden Betriebszeit pro Jahr werden üblicherweise in Situationen eingesetzt, in denen kurzfristig Spitzenlasten ausgeglichen werden müssen. Im Vergleich zu den OCGTs, die innerhalb von Minuten für kurze Zeiträume hochgefahren werden können, entfällt die kurzfristige Bereitstellung bei umgebauten Kohlekraftwerken durch längere Start- und Minimalbetriebszeiten beinahe komplett. Dennoch wären Szenarien denkbar, in denen im Falle des geplanten vorzeitigen Kohleausstiegs bis 2030 oder für eine schnelle und relativ unkomplizierte Bereitstellung  $CO_2$ -armer disponibler Kapazität Steinkohlekraftwerke entsprechend nachgerüstet werden. Einsätze könnten sich dementsprechend spezifisch auf einen saisonalen Betrieb in sonnenarmen Wintermonaten beschränken, in denen die Kraftwerke unterstützen könnten, längere Dunkelflauten zu überbrücken, oder sich auf eine Übergangszeit beschränken, falls die OCGT-Kapazitäten nicht schnell genug ausgebaut werden können. Die wirtschaftlich vergleichbaren  $H_2$ -betriebenen OCGT-Anlagen bleiben aber deutlich flexibler, besonders zur Abdeckung kurzer Bedarfsspitzen.

Das relativ enge Einsatzszenario der Kohlekraftwerke erschwert die Risikobewertung des Business Case einer möglichen Nachrüstung und reduziert damit den Bedarf für die technische Entwicklung – es sind hier von den führenden OEMs keine großangelegten Forschungsprogramme zur Weiterentwicklung bekannt. Braunkohlekraftwerke sind durch ihren niedrigeren Wirkungsgrad und das deutlich andere Kessel- und Brennerdesign eher ungeeignet für eine Umrüstung.

Aufgrund der technologischen Reife, der ökonomischen Vorteile und der damit einhergehenden Skalierbarkeit der Technologie gehen wir davon aus, dass  $H_2$ -betriebene CCGT- und OCGT-Kraftwerke eine größere Rolle in der zukünftigen disponiblen Erzeugung einnehmen werden (Abbildung 19). Wir erwarten jedoch, dass  $NH_3$  insbesondere als Importmedium von  $H_2$  eine bedeutende Rolle in der zukünftigen Molekülversorgung spielt.

## Vergleich CO<sub>2</sub>-armer Brennstofftechnologien

Hoch  Niedrig

Technologiepfad	Technologische Reife	Skalierbare Erzeugungskapazität	Politisch-öffentliche Unterstützung	Priorisierung
<b>H<sub>2</sub></b>				
Gaskraftwerk CCGT	Beimischungsfähigkeit abhängig vom Turbinenmodell, 100% möglich, aber bei hohen Stickstoffoxid-Emissionen Neuentwicklung für 100%-H <sub>2</sub> -Betrieb durch Modifikation in Brennkammer, Brennstoffsystem und Brenner angekündigt bis 2030	Skalierbar mit Effizienz von >60% Fokus auf regelmäßigen Betrieb (Startzeit 30-60 Min., Mindestlaufzeit >4 Std.) Höhere Investitions- und Startkosten	Pläne zur Förderung H <sub>2</sub> -fähiger Kraftwerke im Rahmen der Wasserstoffstrategie	
Gaskraftwerk OCGT	Fähigkeit zur Beimischung abhängig vom Turbinenmodell – 100% möglich, aber mit hohen Stickstoffoxid-Emissionen verbunden Fokus der OEM-Entwicklungsprojekte auf Neuentwicklung für 100%-H <sub>2</sub> -Betrieb durch Modifikation in Brennkammer, Brennstoffsystem und Brenner verfügbar bis 2030	Skalierbar mit Effizienz von 35-40% Fokus auf Spitzenlasteinsätze (Startzeit 10-15 Min., Mindestlaufzeit <1 Std.) Geringere Investitions- und Startkosten	Pläne zur Förderung H <sub>2</sub> -fähiger Kraftwerke im Rahmen der Wasserstoffstrategie	
<b>NH<sub>3</sub></b>				
Gaskraftwerk	Spezielle Turbinenentwicklung aktuell nur für 40-MW-Turbine verfolgt	Aktuell avisierte 40-MW-Turbinen nicht skalierbar für Stromversorgung Keine Nachrüstung möglich	Bisher keine öffentliche Positionierung bekannt	
Kohlekraftwerk	Leichte Modifikationen erlauben Zumischung bis 60% Technische Anpassung für 100%-Betrieb notwendig; keine OEM-Entwicklungsprojekte bekannt	Bedingt skalierbar durch geringen Wirkungsgrad, geringe Profitabilität und geringe Entwicklung Fokus auf lange Einsätze mit hoher Start- und Mindestlaufzeit – unflexibler als OCGTs	Bisher keine öffentliche Positionierung bekannt	

Quelle: McKinsey-Analyse

Abbildung 19: Vergleich der CO<sub>2</sub>-armen Brennstofftechnologien

## Molekülversorgung: H<sub>2</sub> und NH<sub>3</sub>

Zum Betrieb der CO<sub>2</sub>-armen Kraftwerke müssen ausreichend Moleküle zum Verfeuern verfügbar sein. Weil Deutschland auch langfristig auf Molekülimporte angewiesen sein wird, um eine kosteneffiziente Versorgung sicherzustellen (siehe Wasserstoffstrategie der Bundesregierung<sup>83</sup>), könnten bis mindestens Mitte der 2030er Jahre die Versorgung mit blauem H<sub>2</sub> und der Ausbau von Pipelineinfrastruktur von zentraler Bedeutung sein. Im Folgenden gehen wir auf die allgemeine Verfügbarkeit, den Ausbau der Lieferkette sowie auf die Selektion von Importprodukten und -routen ein.

H<sub>2</sub> und das Derivat NH<sub>3</sub> können aus Erdgas mit nachfolgender CO<sub>2</sub>-Abscheidung (blau) oder aus erneuerbaren Energien (grün) erzeugt werden (siehe Exkurs 4). Da Deutschland nur geringe Erdgasvorkommen hat und in Bezug auf Windstärken und Sonneneinstrahlung über vergleichsweise wenig erneuerbare Ressourcen verfügt, ist die Skalierbarkeit der lokalen H<sub>2</sub>-Produktion begrenzt. Dies liegt zum Teil an der wirtschaftlichen Attraktivität der direkten Nutzung erneuerbarer Energien als Stromquelle. Diese Überlegungen spiegeln sich auch in der deutschen Wasserstoffstrategie der Bundesregierung wider, die bis 2030 eine deutsche Elektrolysekapazität von mindestens 10 GW plant, jedoch für den weiteren Bedarf vor allem H<sub>2</sub>-Importe vorsieht.<sup>87</sup> Auch Branchenverbände sehen aufgrund eingeschränkter Erzeugungskapazitäten langfristig Importquoten von 40 bis 70%, mit steigender Tendenz bis 2040.<sup>88</sup> Länder, die im Vergleich zum eigenen Energieverbrauch ein hohes Potenzial für erneuerbare Energien haben (z.B. Marokko oder Spanien) bzw. Erdgasvorkommen (z.B. Norwegen), sind wahrscheinliche Exporteure für blauen und grünen H<sub>2</sub>. Anders als Deutschland haben diese Länder das Potenzial, mehr H<sub>2</sub> zu geringeren Preisen zu produzieren, und können diesen durch effizientere erneuerbare

<sup>87</sup> BMWK – Nationale Wasserstoffstrategie (2023)

<sup>88</sup> Deutscher Wasserstoff- und Brennzellenverband (2023)

Ressourcen unter Umständen schneller liefern. Eine detaillierte Betrachtung der globalen H<sub>2</sub>-Handelsrouten hat McKinsey zusammen mit dem Hydrogen Council in der Studie „Global Hydrogen Flows: Hydrogen trade as a key enabler for efficient decarbonization“ (2022) veröffentlicht.

Setzt man beispielhaft das Modellszenario aus Kapitel 3 voraus, erfolgt erst 2040 die H<sub>2</sub>-Verstromung in Gaskraftwerken und erfordert eine H<sub>2</sub>-Versorgung in Höhe von rund 1,3 Mt.<sup>89</sup> Würde man sich entscheiden, den Gesamtbedarf der disponiblen Erzeugung in Gaskraftwerken mit H<sub>2</sub> zu decken, würden jeweils folgende Mengen H<sub>2</sub> benötigt: 2030 bereits 5 Mt H<sub>2</sub> zur Erzeugung von 98 TWh, 2035 dann 3,6 Mt H<sub>2</sub> zur Deckung von 70 TWh Bedarf und 2040 2,7 Mt H<sub>2</sub> für einen elektrischen Bedarf in Höhe von 53 TWh. In der Wasserstoffstrategie der Bundesregierung ist aktuell eine Versorgung für alle Industrien von 95 bis 130 TWh<sup>90</sup> (bzw. 2,9 bis 3,9 Mt) im Jahr 2030 vorgesehen. Damit würde dieses Szenario bereits die von der Bundesregierung vorgesehenen H<sub>2</sub>-Versorgungsziele überschreiten und zusätzliche Kapazitäten durch lokale Produktion und Importe erfordern. Im globalen Vergleich entspricht dies bis zu 9% der bis 2030 angekündigten Produktionsvolumina von 40 Mt.<sup>91</sup> Für die Zeit nach 2030 sind bereits heute zusätzliche globale Kapazitäten in Höhe von 15 Mt angekündigt. Unter der Annahme, dass sich das hohe Wachstum in der Projektentwicklung zwischen 2025 und 2030 mit einer jährlichen Wachstumsrate von 35% fortsetzt, ist mit einem weiteren Anstieg dieser angekündigten Kapazitäten zu rechnen.

In einer Simulation für ein fiktives Kraftwerk in Süddeutschland im Zeitraum 2030 bis 2035 haben sich folgende Importrouten für den Transport von H<sub>2</sub> und NH<sub>3</sub> als ökonomisch kompetitiv ausgezeichnet:<sup>92</sup> 2030 könnten für blaues H<sub>2</sub> der Import via Pipeline aus Norwegen und die NH<sub>3</sub>-Routen aus den USA<sup>93</sup> oder Saudi-Arabien mit Importkosten in Höhe von etwa 2,50 bis 3,50 EUR/kg H<sub>2</sub> kostenkompetitive Lösungen darstellen. Die Kosten für den Netzimport aus Norwegen könnten dabei noch niedriger bei ca. 1,50 bis 2,50 EUR/kg H<sub>2</sub> liegen, sollten die Erzeuger auf Opportunitätsgewinne aus dem direkten Erdgasvertrieb verzichten. Grüner H<sub>2</sub> könnte zu etwa 4,50 bis 5,50 EUR/kg H<sub>2</sub> aus den USA oder Chile kommen und damit preislich bis zu 100% über blauem H<sub>2</sub> liegen. Dies setzt voraus, dass wie erwartet die Kosten für Elektrolyseure deutlich günstiger werden sowie erneuerbarer Strom zu 20 bis 25 EUR/MWh bezogen werden kann. Nach Fertigstellung des Süd-Nord-H<sub>2</sub>-Pipelinekorridors ist Spanien eine attraktive Quelle für grünes H<sub>2</sub> (theoretisch ca. 3,50 bis 4,50 EUR/kg H<sub>2</sub> im Jahr 2030; 3,0 bis 4,0 EUR/kg H<sub>2</sub> im Jahr 2035). Ein hoher Anteil an Pipelineneubauten führt hier allerdings zu einer erhöhten Umsetzungskomplexität und erfordert gezielte Realisierungsmaßnahmen.

Insgesamt zeigt der Kostenunterschied zwischen grünem und blauem H<sub>2</sub>, dass eine kurzfristige kostenkompetitive Versorgung mit grünem H<sub>2</sub> eine Herausforderung bleibt und blauer H<sub>2</sub> mittelfristig die wirtschaftlichere Alternative darstellt. Im Hinblick auf rechtzeitige Infrastrukturverfügbarkeit beim Zugang zu günstigen Importrouten wird die Notwendigkeit interdisziplinärer Umsetzungsinitiativen zwischen Erzeugern, Abnehmern, Netzbetreibern und Politik deutlich.

---

<sup>89</sup> Basierend auf 50% H<sub>2</sub>-Betrieb in allen Gaskraftwerken (neu und umgerüstet) sowie 35% OCGT- und 65% CCGT-Kraftwerke

<sup>90</sup> BMBF (2023)

<sup>91</sup> Hydrogen Council (2023)

<sup>92</sup> Annahme: 1.200 km Schiffstransport und 45 km Güterzugtransport für NH<sub>3</sub> bzw. 850 km Pipelinetransport für gasförmiges H<sub>2</sub>

<sup>93</sup> Ohne Berücksichtigung des Inflation Reduction Acts

### Exkurs 5: Rahmenbedingungen für H<sub>2</sub>-Technologie

H<sub>2</sub> und NH<sub>3</sub> als Derivate werden heutzutage aus Kohlenwasserstoffen wie Erdgas (CH<sub>4</sub>) gewonnen. In der sogenannten Dampfreformierung reagieren Kohlenstoffatome mit Sauerstoff zu CO<sub>2</sub> und geben dabei die H<sub>2</sub>-Moleküle frei. Zukünftig sollen die entstehenden CO<sub>2</sub>-Emissionen abgeschieden, genutzt oder gespeichert (CCUS) werden, um deren Umweltauswirkungen zu senken. Der aus Erdgas gewonnene H<sub>2</sub> wird als blauer H<sub>2</sub> bezeichnet. Grüner H<sub>2</sub> wird mithilfe erneuerbarer Energiequellen, in der Regel durch Elektrolyse von Wasser, erzeugt und verursacht keine direkten Emissionen. Eine detailliertere technische Betrachtung enthält der McKinsey-Artikel „[The clean hydrogen opportunity for hydrocarbon-rich countries](#)“ (2022).

Für den deutschen Importbedarf kann eine Wirtschaftlichkeitsanalyse inklusive Erzeugungskosten (Levelized Cost of Hydrogen, LCOH), Umwandlungskosten, Speicherkosten und Transportkosten die Priorisierung kostengünstiger Importrouten anhand der sogenannten Landed Costs durchgeführt werden. Die Landed Costs repräsentieren die Importkosten am Zielhafen (im Falle dieser Analyse Rotterdam) oder bei Pipelineimporten bei Erreichen der deutschen Grenze. Aus der Analyse lassen sich zwei Schlüsse ziehen:

**Grüner H<sub>2</sub> ist und bleibt mittelfristig teurer als blauer.** Die fluktuierende Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien führt zu höheren Kosten bei der Herstellung von grünem H<sub>2</sub>, während die Erzeugung von blauem H<sub>2</sub> steuerbar/konstant ist und Erzeugungskosten vor allem vom Erdgaspreis abhängen (Annahme: 2 bis 4 EUR/MMBtu<sup>94</sup> je nach Herkunftsland). Die geringere Auslastung der Elektrolyseure bei der grünen Produktion erhöht den relativen Anteil der Capex (ca. 1 bis 1,5 Mio. EUR/MW)<sup>95</sup> an den H<sub>2</sub>-Gestehungskosten. In Spanien, das ein hohes Potenzial für erneuerbare Ressourcen hat, werden Kapazitätsfaktoren zur Stromerzeugung von rund 30% (2.000 bis 3.000 Stunden pro Jahr) für Sonne und rund 50% (4.000 bis 5.000 Stunden pro Jahr) für Wind erwartet.<sup>96</sup> Wird ein Elektrolyseur sowohl mit Sonne als auch mit Wind betrieben, kann eine Auslastung von 6.000 bis 7.000 Stunden pro Jahr (rund 75%) erreicht werden. Diese Erzeugung bleibt im Gegensatz zur blauen Route variabel. Für eine kontinuierliche Nutzung ist zudem eine Zwischenspeicherung notwendig. Beim spanischen Beispiel fallen dabei zusätzliche Speicherkosten von fast 10% der H<sub>2</sub>-Produktionskosten an. Bei Schiffsimporten können Schiffs- und Terminaltanks notwendige (Zwischen-)Speicherkapazitäten abdecken.

**Schiffsimporte sind teurer als Pipelineimporte.** Aufgrund des hohen Volumens und der niedrigen Energiedichte ist die Verschiffung von reinem, gasförmigem H<sub>2</sub> nicht effizient. Die kurz- bis mittelfristig attraktivste maritime Transportoption ist die Verschiffung als NH<sub>3</sub> – eine chemische Bindung der H<sub>2</sub>-Moleküle mit Stickstoff. Dies ermöglicht die Nutzung konventioneller LNG-Schiffe<sup>97</sup> und damit bereits etablierter Infrastruktur. Dementsprechend plant die Bundesregierung, langfristig die neuen LNG-Terminals ebenfalls für H<sub>2</sub> einzusetzen. Während die Transportkosten so sehr niedrig ausfallen könnten (5 bis 10% bei Import aus Chile oder den USA), können hohe Kosten (ca. 40%<sup>98</sup>) für die Umwandlung von H<sub>2</sub> in NH<sub>3</sub> sowie für die Rückumwandlung entstehen, falls in der Zielanwendung H<sub>2</sub> statt NH<sub>3</sub> eingesetzt wird. Pipelines ermöglichen dagegen einen kontinuierlichen Fluss des hochvolumigen H<sub>2</sub> und bieten somit die Möglichkeit, diesen in seiner Reinform in großen Mengen zu transportieren. Durch die Vermeidung der chemischen Umwandlung von H<sub>2</sub> sowie erzielbare Skaleneffekte könnten die Gesamttransportkosten mittels Pipeline relativ niedrig bleiben, beispielsweise bei rund 5 bis 10%<sup>94</sup> für den Import aus Spanien oder Norwegen.

<sup>94</sup> McKinsey Global Energy Perspective (2023)

<sup>95</sup> McKinsey-Strommarktmodell

<sup>96</sup> McKinsey-Strommarktmodell; McKinsey Global Energy Perspective (2023)

<sup>97</sup> GTT (2021)

<sup>98</sup> Hydrogen Council (2023)

Sobald der H<sub>2</sub> in Deutschland eingetroffen ist, muss er sicher transportiert und bei Bedarf gespeichert werden. Aufgrund des relativ konstanten Bedarfsprofils insbesondere im Verkehrs-, Industrie- und Stromsektor schätzen wir den H<sub>2</sub>-Speicherbedarf auf weniger als 5% des angenommenen jährlichen H<sub>2</sub>-Bedarfs. Im Vergleich dazu liegt die deutsche Erdgasspeicherkapazität bei etwa 20% des jährlichen Bedarfs (rund 250 TWh).<sup>99</sup> Die unterirdische Speicherung in Salzkavernen ist die kommerziell attraktivste technische Option für die Speicherung in großem Umfang und bereits ab rund 25 GWh realisierbar. Aktuell bestehen 63 Kavernenspeicher mit 206 TWh Arbeitsspeicherkapazität zur Erdgasspeicherung in Deutschland, die teilweise ebenfalls für H<sub>2</sub> eingesetzt werden können. Weitere Potenziale für die H<sub>2</sub>-Speicherung in Salzkavernen mit einer unerschlossenen Gesamtkapazität von bis zu 85.000 TWh (27% an Land) sind in Europa denkbar. Dabei konzentrieren sich geeignete Kavernen besonders auf Nordosteuropa und Deutschland (bis zu 15.000 TWh Speicherkapazität).<sup>100</sup>

### Infrastrukturanforderungen: H<sub>2</sub> und NH<sub>3</sub>

Für die Verteilung der importierten Moleküle innerhalb Deutschlands sind ebenfalls Schiffs- und Pipelinetransport denkbar. Die Optionen unterscheiden sich im Hinblick auf Flexibilität und Skalierbarkeit und können sich gegenseitig ergänzen. Während ein voll ausgebautes H<sub>2</sub>-Netz erst im Laufe der 2030er Jahre zu erwarten ist, könnten bis dahin, in der Hochlaufphase der H<sub>2</sub>-Versorgung, Schiffstransporte und Güterzüge flexible Kapazitäten bereitstellen.

Im Gegensatz zu Pipelines erfordern Schiffe für NH<sub>3</sub>-Transporte – als Medium für H<sub>2</sub> – üblicherweise weniger langfristige Infrastrukturinvestitionen und komplexe Bauvorhaben. Sie bieten damit ein höheres Maß an Flexibilität, wie beispielsweise die in weniger als einem Jahr genehmigten und installierten schwimmenden LNG-Importterminals in der Nordsee demonstrieren.<sup>101</sup> Da für den Kraftwerksbetrieb große Mengen Kühlwasser benötigt werden, wird bei der Wahl des Kraftwerksstandorts typischerweise der Zugang zu Flüssen berücksichtigt. Eine Analyse von 750 deutschen Stromerzeugungseinheiten zeigt, dass diese im Schnitt nur etwa 15 km von einem schiffbaren Fluss entfernt liegen. Insbesondere im Hinblick auf die zeitliche Verfügbarkeit ist davon auszugehen, dass in der Hochlaufphase der H<sub>2</sub>-Versorgung – vor dem potenziellen Aufbau flächendeckender H<sub>2</sub>-Pipelines – der Schiffs- und Zugtransport die vorherrschenden Transportmittel sind. Für ein beispielhaftes 500 MW großes H<sub>2</sub>-CCGT-Kraftwerk würde dies bei einer Kapazitätsauslastung von 30% bis zu 150 Schifflieferungen mit in NH<sub>3</sub> gespeichertem H<sub>2</sub> im Jahr bedeuten. Entsprechend wäre durchschnittlich etwa eine Fahrt alle zwei bis drei Tage bzw. bei Vollaustattung bis zu eine Lieferung am Tag notwendig. Zum Vergleich: Großabnehmer aus der Chemieindustrie bekommen bereits heute etwa 15 Schifflieferungen am Tag, bei einer Gesamtflotte auf dem Rhein von ca. 1.300 Tankern.<sup>102</sup> Aufgrund der Toxizität von NH<sub>3</sub> muss seine Beförderung zudem sowohl im Schiffs- als auch im Zugverkehr als Gefahrguttransport durchgeführt werden. Die Beförderung von NH<sub>3</sub> als Gefahrgut ist zwar auf beiden Transportwegen etabliert – beispielsweise als Ausgangsstoff für die Chemieindustrie – erschwert aber den Aufbau von Transportnetzen für langfristig signifikante Mengen.

<sup>99</sup> FNB Gas (2021); BMWK – Erdgasversorgung (2023)

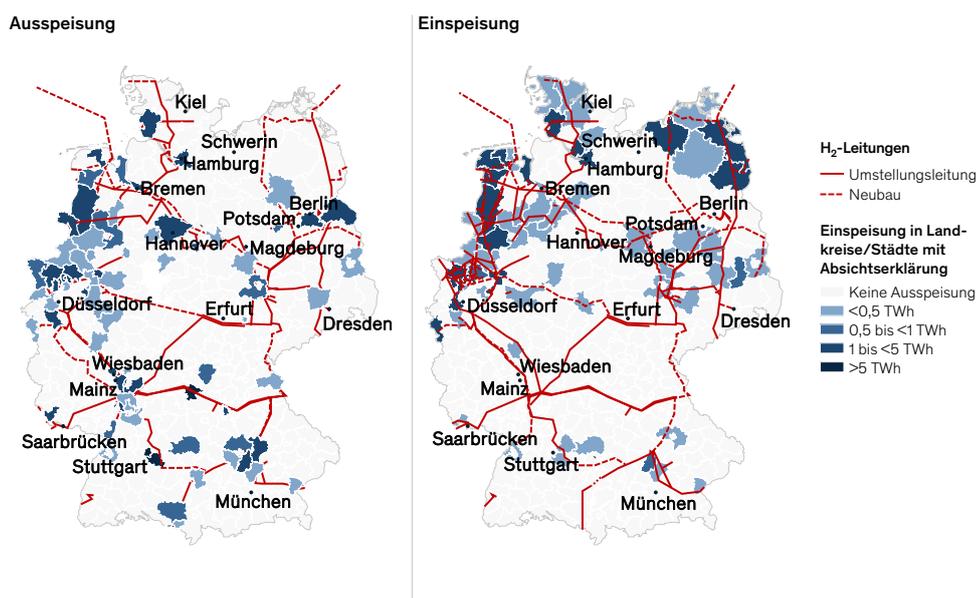
<sup>100</sup> Caglayan et al. (2020)

<sup>101</sup> Deutsche Energie-Agentur (dena) (2022)

<sup>102</sup> Zentralkommission für die Rheinschifffahrt (2023)

Für große und konstante Mengen ist der Pipelinetransport von gasförmigem H<sub>2</sub> die wirtschaftlichere Variante. Für den Pipelinetransport kann Deutschland auf ein eng verzweigtes konventionelles Gasnetz mit ca. 40.000 Fernleitungskilometern aufbauen.<sup>103</sup> Die „Wasserstoffvariante“ des Netzentwicklungsplans der Fernleitungsnetzbetreiber wurde kürzlich aktualisiert (Stand 15. November 2023) und sieht nun ein Szenario zur Umrüstung und zum Ausbau eines H<sub>2</sub>-Netzes mit rund 9.700 km Länge bis 2032<sup>100</sup> vor (Abbildung 20). Es umfasst eine Ein- und Ausspeisekapazität von 100 bzw. 87 GW und erfordert einen Investitionsbedarf von rund 20 Mrd. EUR.

#### Geplante Netzausbaumaßnahmen H<sub>2</sub>



Quelle: Wasserstoffbericht der Fernleitungsnetzbetreiber; BMWK

Abbildung 20: Geplante H<sub>2</sub>-Netzinfrastruktur der Fernleitungsnetzbetreiber<sup>104</sup>

Im Hinblick auf die erwartete Verfügbarkeit lassen sich folgende Realisierungspfade skizzieren:

**Bedarfsorientierter Netzausbau.** Der Wasserstoffbericht der Übertragungsleitungsnetzbetreiber definiert als Kernaufgabe der Netzplanung die Sicherstellung der Versorgung. Damit steuert grundsätzlich die lokale H<sub>2</sub>-Nachfrage den Pipelinenausbau. In Regionen mit konzentrierten Bedarfsclustern, beispielsweise die Rhein-Ruhr-Region mit vielen Großabnehmern aus der Stahl- und Chemieindustrie, ist die Anbindung an die H<sub>2</sub>-Netzinfrastruktur vergleichsweise früh zu erwarten.

**Umrüstung bestehender Pipelines.** Generell kosten Umrüstungen vorhandener Leitungen weniger und durchlaufen Genehmigungsprozesse schneller als ein Neubau. Streckenabschnitte mit hohem Anteil bestehender Infrastruktur sind weniger komplex in der Umsetzung – auch dies gilt für die Rhein-Ruhr-Region mit einem Verbindungskorridor über Hessen bis Bayern sowie einem Korridor von Nordosten Richtung Thüringen.

<sup>103</sup> FNB Gas (2021)

<sup>104</sup> FNB Gas (2022)

**Integrierte Weiterentwicklung des H<sub>2</sub>- und Gasnetzes.** Es ist zu erwarten, dass Pipelines mit zwei Parallelsträngen oder niedriger Auslastung als Erstes umgerüstet werden, sofern ein entsprechender H<sub>2</sub>-Bedarf vorliegt. Dieses Vorgehen ermöglicht eine stufenweise Umstellung auf den H<sub>2</sub>-Transport und erfüllt damit die von den Fernleitungsnetzbetreibern definierten Anforderungen an eine integrierte Weiterentwicklung des H<sub>2</sub>- und Gasnetzes – ein weiterer Aspekt, der die Anbindung der Rhein-Ruhr-Region sowie von Verbindungskorridoren in den Süden erleichtert.

Der Ausbau eines deutschlandweiten H<sub>2</sub>-Netzwerks zur Verteilung der Moleküle an die Verbraucher in Deutschland ist daher von kritischer Bedeutung für den skalierbaren Import und Verbrauch von H<sub>2</sub>. Basierend auf den aktuellen Voraussetzungen und Aktivitäten in Deutschland nehmen wir im Rahmen dieser Studie die Anbindung aller vier in Kapitel 3 beschriebenen Zonen an die H<sub>2</sub>-Infrastruktur inklusive Speicherkapazitäten (siehe Exkurs 4) im Laufe der 2030er Jahre an. Mit dem aktualisierten Netzausbauplan ist für alle Zonen der Zugang durch mehrere Leitungskorridore bis 2032 geplant (Abbildung 20). Sollte sich der Ausbau allerdings beispielsweise im weniger stark angebundenen Süden (Baden-Württemberg und Bayern) verzögern, könnte dies sowohl die Standortwahl begrenzen als auch die Risikobewertung der individuellen Routen beeinflussen.

## 5.2 Gaskraftwerke mit CO<sub>2</sub>-Abscheidung

CCS-Technologie bindet das in der Stromerzeugung oder bei industriellen Prozessen entstehende CO<sub>2</sub>. Die häufigste Methode ist die Abtrennung von CO<sub>2</sub> aus dem Verbrennungsrauchgas, indem CO<sub>2</sub> mit einem chemischen Lösungsmittel gebunden wird. Anschließend wird das Gas entweder langfristig gespeichert oder in der Industrie weiterverarbeitet.

Diese Technologie erfordert jedoch für bestehende Gaskraftwerke Umbaukosten, die etwa gleichwertig mit dem Neubau eines CCS-integrierten Gaskraftwerks sind. Weil diese Kraftwerke weiter Erdgas als Brennstoff nutzen, kann Deutschland auf seine etablierte Importstruktur zur Beschaffung von Erdgas zurückgreifen. Bei der Verteilung von Erdgas innerhalb des Landes könnte wie bisher das existierende Gasnetz genutzt werden.<sup>105</sup> Herausforderungen bestehen noch beim Transport des gebundenen CO<sub>2</sub>, der grundsätzlich per Schiff, Güterzug und Pipeline möglich ist. Ein neues Pipelinennetzwerk für CO<sub>2</sub> ist bereits in Planung. Unabhängig davon, wie transportiert wird, könnten lange Strecken den CO<sub>2</sub>-Transport unwirtschaftlich machen. Lokale Speichermöglichkeiten könnten eine potenzielle Lösung sein, eine Speicherung von CO<sub>2</sub> ist allerdings aktuell in Deutschland regulatorisch nicht vorgesehen.

### Technologiereife

CCS wird aktuell aufgrund der hohen Konzentration und Reinheit der CO<sub>2</sub>-Emissionen insbesondere in der Erdgasverarbeitung angewandt und ist dort bereits eine etablierte Technologie. In thermischen Kraftwerken bindet die CO<sub>2</sub>-Abscheidung ca. 90% des bei der Stromerzeugung emittierten CO<sub>2</sub>. Dabei kommen Lösungsmittel beispielsweise auf Aminbasis zum Einsatz.

Für die Stromerzeugung befindet sich die Technologie erst in einem frühen Stadium der Kommerzialisierung. Eine Herausforderung stellt dabei die Verunreinigung der Abgase aus Kraftwerken dar, die zu höheren Abscheidungskosten führt. Dennoch wird davon ausgegangen, dass die große Mehrheit der angekündigten CCS-Projekte bis 2030 zur Dekarbonisierung der Stromerzeugung eingesetzt werden kann (Abbildung 21).<sup>106</sup>

---

<sup>105</sup> BMWK – Erdgasversorgung (2023)

<sup>106</sup> IEA – Carbon Capture (2023)

## Energie- und Industrieanwendungen kommerzieller CCS-Großanlagen

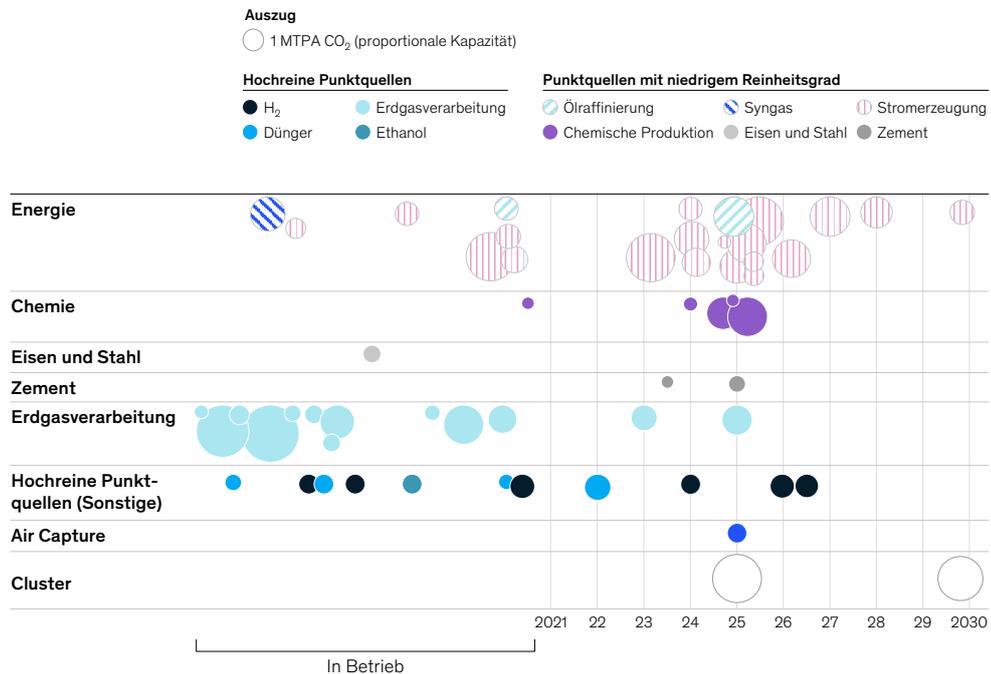


Abbildung 21: CCS-Anlagen nach Jahr und Industrie<sup>107</sup> (1. Auszug basierend auf öffentlich verfügbaren Daten; 2. Energie enthält Ölraffinerie, Syngas und Stromezeugung; 3. Hochreine Punktquellen (Sonstige) enthalten Ethanol, Methanol, H<sub>2</sub> und Dünger)

Die CO<sub>2</sub>-Abscheidung führt zu einem Anstieg der Investitionskosten und reduziert Wirkungsgrad und Nennleistung des Kraftwerks. Im Falle von CCGT-Einheiten können sich die Investitionskosten für neue Anlagen um ca. 150% erhöhen. Dieser Anstieg der Investitionskosten wird hauptsächlich durch die Kosten des Kohlenstoffabscheidungssystems verursacht; die Kosten für Ausrüstung und Material machen ca. 40% der CCS-Systemkosten aus und werden von den Kosten für Kompressoren und Pumpen dominiert. Da der Bedarf an Hilfsenergie steigt und der Dampf aus dem Dampfkreislauf für den Prozess der Kohlenstoffabscheidung verwendet wird, sinkt der Wirkungsgrad um durchschnittlich 5 bis 10% und die Nettoleistung der Anlage um 10 bis 15%. Aufgrund der niedrigeren Effizienz anderer Kraftwerkstypen und der mit den technologischen Updates einhergehenden verminderten Profitabilität ist Kohlenstoffabscheidung nur für CCGT-Kraftwerke zu erwarten.

Die Investitionskosten sorgen dafür, dass sich eine Nachrüstung von CCS-Anlagen wirtschaftlich voraussichtlich nur bei signifikanter Verlängerung der Kraftwerkslaufzeit rechnen wird. Diese Herausforderung könnte das Potenzial für eine schnelle, risikoarme Skalierung der Technologie begrenzen. Die Kosten für die Umrüstung von CCGT-Kraftwerken auf 90% CO<sub>2</sub>-Abscheidung sind zudem schätzungsweise ähnlich hoch wie die Kosten eines Neubaus mit CCS. Dabei entfällt nur ein geringer Anteil von ca. 10% der zusätzlichen Kosten auf die Integration der neuen CO<sub>2</sub>-Abscheidungskomponente in bestehenden Anlagen. Aufgrund der hohen zusätzlichen Investitionskosten pro kW dürfte sich die Nachrüstung von CCGT-Kraftwerken im Vergleich zu einem Neubau daher nicht lohnen – es sei denn, die zusätzliche Lebensdauer kann 30 Jahre überschreiten.

<sup>107</sup> Global CCS Institute (2021)

Infolge des Abspaltungsprozesses kann ein begrenzter Teil des CO<sub>2</sub> in der chemischen Industrie weiterverarbeitet werden, der Großteil wird zukünftig aber in Speicherlösungen transportiert werden müssen. Dafür fallen nach der Abspaltung der Transport zum Verwendungs- oder Speicherort sowie die Speicherung an sich an. Zudem wird das CO<sub>2</sub> an beiden Punkten durch einen Kompressor verdichtet, abhängig von den jeweiligen Anforderungen der Transport- und Speicherlösung. Aufgrund der hohen Investitions-, Transport- und Speicherkosten lohnt sich aus ökonomischer Sicht eine CCS-Anlage vor allem bei hoher Auslastung – wie bereits gezeigt. Bei beispielhafter Auslastung eines 500-MW-Kraftwerks von 30% könnten die zusätzlichen Kosten von Abspaltung, Transport und Speicherung pro t CO<sub>2</sub> zwischen 120 und 170 EUR/t betragen und wären damit mit dem Einsatz von H<sub>2</sub> kompetitiv.

### **Molekülversorgung: Erdgas**

Da bei der CCS-Technologie das CO<sub>2</sub> im Nachgang abgetrennt wird, lässt sich für den Betrieb des Kraftwerks wie bisher Erdgas als Brennstoff einsetzen – die Beschaffung kann im Rahmen des aktuellen Systems fortgeführt werden. 2022 wurden ca. 1.440 TWh Erdgas nach Deutschland importiert, knapp 95% des jährlichen Bedarfs.<sup>108</sup> Im ersten Quartal 2023, und somit nach Stopp der russischen Erdgaslieferungen, waren Norwegen, die Niederlande und Belgien die führenden Erdgaslieferanten. Die Lieferungen aus Norwegen werden über Pipelines in der Nordsee nach Deutschland geleitet, die Importe aus den Niederlanden und Belgien zum größten Teil über die dort ansässigen Terminals zum Import von LNG. Die 2022 in Betrieb gegangenen deutschen LNG-Terminals haben im ersten Quartal 2023 bereits ca. 5% der importierten Erdgasmenge umgeschlagen.<sup>109</sup> Aktuelle Planungen umfassen insgesamt sechs LNG-Terminals in Deutschland.<sup>110</sup>

Um den gesamten zusätzlichen disponiblen Energiebedarf im Jahr 2035 in Höhe von 35 TWh mit Erdgas zu decken, wären 60 TWh Erdgas notwendig. Dies entspricht etwa 4% der aktuellen Erdgasimporte. 2022 wurden ca. 15% (etwa 80 TWh) des in Deutschland erzeugten Bruttostroms aus Erdgas erzeugt.<sup>111</sup> Im Vergleich dazu entspräche eine Gesamtdeckung des disponiblen durch Gaskraftwerke zu erzeugenden Bedarfs in der Modellsimulation 70 TWh. Der Betrieb von Gaskraftwerken mit CCS würde somit eine Weiterführung des aktuellen Kraftwerkeinsatzes widerspiegeln.

### **Infrastrukturanforderungen: Erdgas und CO<sub>2</sub>**

Der Aufbau von CCS-Kapazität erfordert zwei separate Infrastrukturen: einerseits Erdgasnetze zur Versorgung mit Brennstoff und andererseits CO<sub>2</sub>-Infrastruktur zur Abführung des abgeschiedenen CO<sub>2</sub>. Das Erdgasnetz für den Brennstofftransport ist vorhanden. Deutschland verfügt über ein verzweigtes Netz, dessen Kapazität ausreicht, um die importierten Mengen zu transportieren. Zudem stehen aktuell über 40 Gasspeicher mit mehr als 200 TWh Arbeitsspeicherkapazität zur Verfügung, um die Versorgungssicherheit zu gewährleisten.<sup>112</sup> Von einer grundsätzlichen Versorgungssicherheit mit Erdgas ist damit für den Betrachtungszeitraum bis 2035 auszugehen. Die Fernleitungsnetzbetreiber betonen in ihrer Ausbaustrategie die Notwendigkeit einer integrierten Entwicklung im Hinblick auf H<sub>2</sub>- und Erdgaskapazitäten, um einer konkurrierenden Nutzung balanciert zu begegnen.

---

<sup>108</sup> BMWK – Erdgasversorgung (2023)

<sup>109</sup> BMWK – Erdgasversorgung (2023)

<sup>110</sup> Bundesregierung (2022)

<sup>111</sup> BDEW – Strompreisanalyse (2023)

<sup>112</sup> EnBW (2023)

Der Transport von CO<sub>2</sub> ist bisher noch eine Herausforderung für die CCS-Technologie: Pläne für die Entwicklung einer CO<sub>2</sub>-Pipelineinfrastruktur sind bereits in Arbeit, kurzfristige Zug- und Schifffahrtmöglichkeiten sind vorhanden. Der Einsatz von Güterzügen mit bis zu 1.500 t pro Zug ist aufgrund der begrenzten Kapazität besonders für die Hochlaufphase, für Strecken mit niedriger Auslastung oder die letzte Meile geeignet. Für größere Distanzen und Mengen ist vor allem der Schifffahrttransport besser skalierbar und ökonomisch nachhaltig. Bisher war diese Transportoption oftmals auf kleinere Mengen für spezialisierte Anwendungen begrenzt. In Zukunft könnte der Markt für CO<sub>2</sub>-Transporte aber vor allem für lange Strecken wachsen, für die der Bau einer Pipeline nicht möglich oder ökonomisch ist. Bei einem beispielhaften 500-MW-CCGT-Kraftwerk mit CO<sub>2</sub>-Abscheidung, einer 30%-Auslastung und entsprechenden CO<sub>2</sub>-Emissionen von ca. 450.000 t pro Jahr würden pro Jahr entweder über 250 Züge oder über 80 Binnenschiffe mit einer Kapazität von ca. 6.000 t benötigt werden, um den Abtransport des CO<sub>2</sub> zu erbringen. Das entspricht bei gleichmäßigem Betrieb etwa einem Schifffahrttransport alle vier Tage – bei Vollausslastung bis zu einer vollen Schiffsladung am Tag.

Um langfristig große Mengen an CO<sub>2</sub> zu transportieren, wird aktuell in Deutschland besonders von Fernnetzbetreibern der Aufbau eines ca. 1.000 km langen CO<sub>2</sub>-Pipelinennetzwerks mit einer jährlichen Transportkapazität von 19 Mt diskutiert<sup>113</sup> (Abbildung 22). Dieses Initialnetz könnte längerfristig noch weiter ausgebaut werden. Beim beispielhaften Szenario der Deckung des vollständigen Bedarfs der disponiblen Kapazität durch CCS-Technologie würden 20 bis 25 Mt CO<sub>2</sub> anfallen, die zukünftig eine Erweiterung der Infrastruktur erfordern würden.

Entscheidend für die Gesamtkosten für CCS wird die Frage der Verwendung bzw. des Speicherorts von CO<sub>2</sub> sein. So könnte die CCS-Technologie auch in verarbeitenden Industrien (z.B. Zement, Chemie) zum Einsatz kommen, die ebenfalls auf die Transportkapazität zugreifen. Aktuelle Initiativen gibt es insbesondere in Norddeutschland, beispielsweise im Raum Hamburg, Ostwestfalen und im Ruhrgebiet (Abbildung 22). Diese Aktivitäten zielen ab auf eine Anbindung der Regionen an relevante Hafenstandorte, von wo aus das abgespaltene CO<sub>2</sub> dann zu (Offshore-)Speicherstätten transportiert werden kann, die sich im Aufbau befinden. Der Aufbau eines süddeutschen Netzes sowie dessen späterer Anschluss an ein gesamtdeutsches Netz werden ebenfalls diskutiert.

Ein Pipelinennetzwerk ist vor allem auf Routen interessant, die einen stabilen, regelmäßigen Durchfluss großer Mengen CO<sub>2</sub> erwarten lassen. Durch lange Planungs- und Bauzeiten mit umfangreichen Investitionen in die Pipeline können Transporte und die anschließende Speicherung über 100 EUR/t<sup>114</sup> kosten. Die Höhe der Kosten hängt stark von lokalen Gegebenheiten ab. Die optimale Transportoption ist vor allem abhängig von der Distanz. So ist beispielsweise für einen Transport von ca. 0,5 MTPA über 100 km der Transport per Pipeline (5 bis 10 EUR/t) die kostengünstigste Option. Sowohl der Transport per Zug (25 bis 30 EUR/t) als auch per Schiff (10 bis 15 EUR/t) wären teurer. Für längere Strecken, beispielsweise über 500 km, steigen die Kosten für Pipelines (30 bis 35 EUR/t) allerdings exponentiell an, und der Schifffahrttransport hat bei Preisen von 30 bis 35 EUR/t, 15 bis 20 EUR/t und 50 bis 55 EUR/t das Potenzial für die günstigste Option.<sup>115</sup> Vor dem Hintergrund der steigenden Transportkosten könnte daher der Einsatz von CCS-Technologie in Regionen, die weit entfernt von Speicherlösungen liegen, unwirtschaftlich sein – z.B. in küstenfernen Regionen.

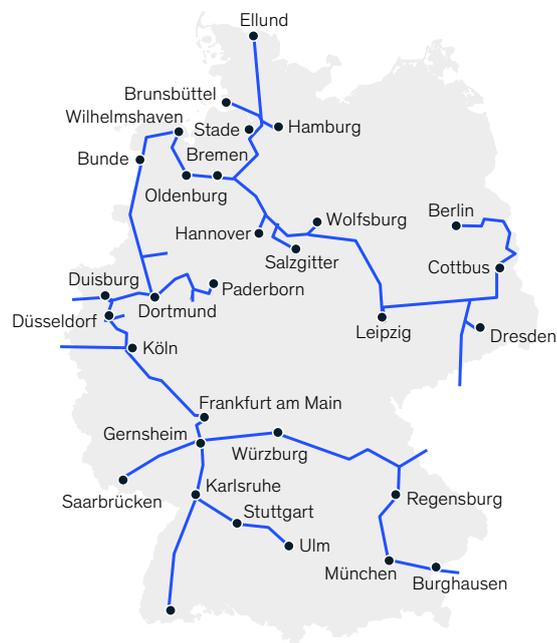
---

<sup>113</sup> OGE (2023)

<sup>114</sup> CATF (2023)

<sup>115</sup> McKinsey-CCS-Modell

### Geplantes CO<sub>2</sub>-Pipelinennetzwerk



Quelle: CO<sub>2</sub>-Netzplan der OGE

Abbildung 22: Pläne für ein deutsches CO<sub>2</sub>-Netz

Hier könnten lokale Speichermöglichkeiten ein Hebel für Kostenersparnis sein. In Deutschland ist die großflächige Speicherung von CO<sub>2</sub> allerdings aktuell regulatorisch nicht vorgesehen.<sup>116</sup> Die Bundesregierung hat für Ende 2023 jedoch bereits eine neue Carbon-Management-Strategie angekündigt. Andere Länder, wie beispielsweise die Niederlande (Aramis und Porthos mit bis zu 30 Mt pro Jahr<sup>117</sup>), Norwegen (Northern Lights mit einer jährlichen Speicherkapazität von 1,5 bis 5 Mt pro Jahr<sup>118</sup>) und das Vereinigte Königreich (East CO<sub>2</sub>-AST Cluster mit 25 bis 30 Mt Kapazität pro Jahr<sup>119</sup>), befinden sich schon aktiv in der Entwicklung von Speicherprojekten. Für begrenzte Teile des gebundenen CO<sub>2</sub> kann ebenfalls die Verwendung des CO<sub>2</sub> in chemischen Prozessen (CCU) infrage kommen.

Mit Blick auf die aktive Entwicklung von Speicherprojekten und den Bedarf von CCS in der EU hat die EU-Kommission 2023 beschlossen, dass ab 2030 rund 50 Mt CO<sub>2</sub> pro Jahr gespeichert werden sollen.<sup>120</sup> Wie zuvor erläutert, fiel im Falle einer Deckung des gesamten durch Gaskraftwerke zu erzeugenden disponiblen Bedarfs in Höhe von 70 TWh im Jahr 2035 durch CO<sub>2</sub>-Abscheidung in CCGT-Kraftwerken ein jährlicher Speicherbedarf von 20 bis 25 Mt CO<sub>2</sub> bzw. bis zu 50% der geplanten europäischen Zielsetzung des Jahres 2030 an. Die EU-Kommission geht über 2030 hinaus von einer weiteren Steigerung des Bedarfs und der Kapazität von CO<sub>2</sub>-Speicherung aus, die vor allem durch die Erschließung neuer Speicherflächen gedeckt werden soll.

Für den flächendeckenden Einsatz von CCS-Technologie ist dementsprechend der Aufbau einer Transport- und Speicherinfrastruktur eine Kernvoraussetzung. Sollten Speichermöglichkeiten in Deutschland weiterhin eingeschränkt bleiben, könnte die Technologie vor allem an Standorten, die weit vom Speicherort entfernt liegen, aufgrund hoher Transportkosten unwirtschaftlich bleiben.

<sup>116</sup> BMWK – CCU/CCS (2023)

<sup>117</sup> Total Energies (2023)

<sup>118</sup> Total Energies (2023)

<sup>119</sup> Equinor (2023)

<sup>120</sup> EU-Kommission (2023)

### 5.3 CO<sub>2</sub>-optimiertes disponibles Kraftwerkportfolio

Um das Kraftwerkportfolio gemäß geeigneten technoökonomischen Einsatzprofilen zu bewerten, wurde ein Break-even-Kostenvergleich der zuvor priorisierten Technologien durchgeführt. Im Folgenden wird zunächst die kosteneffizienteste Lösung vorgestellt, die aufgrund der deutlich geringeren Brennstoffkosten durch blaues H<sub>2</sub> aus Norwegen, den USA und Saudi-Arabien bestimmt ist. Abbildung 23 zeigt die Stromgestehungskosten (Investitionen, fixe Betriebskosten und Brennstoff-/Abfallkosten pro erzeugte MWh) in Abhängigkeit von den Betriebsstunden.

**(1) Peaker-Kraftwerke wie Open-Cycle-Gaskraftwerke.** Sie haben ihr technoökonomisches Optimum, wenn die jährliche Betriebszeit unter 1.000 Stunden liegt. Durch die hohe Flexibilität infolge kurzer Kaltstart- und Betriebszeiten sowie großer Leistungsgradienten sind sie ideal für die Abdeckung kurzfristiger Lastspitzen geeignet. Bei einer beispielhaften Auslastung von 750 Stunden im Jahr ergeben sich Stromgestehungskosten in Höhe von 250 bis 300 EUR/MWh.

**(2) CCGT-Kraftwerke mit blauem H<sub>2</sub>.** Bei Betriebszeiten zwischen rund 1.000 und 3.500 Stunden sind diese CCGT-Kraftwerke mit blauem H<sub>2</sub> die präferierte Wahl für Mittellastkraftwerke. Sie erfordern zwar höhere Investitionskosten, bieten aber dafür einen besseren Wirkungsgrad. Die Stromgestehungskosten belaufen sich auf 150 bis 230 EUR/MWh.

**(3) CCGT-Kraftwerke mit CO<sub>2</sub>-Abscheidung.** Für Betriebszeiten über 3.500 Stunden sind CCGT-Kraftwerke mit CCS-Technologie geeignet. Die hohen Capex, die für die Abscheidetechnologie notwendig sind, sind erst bei hohen jährlichen Betriebsstunden bzw. Kapazitätsfaktoren über 40% rentabel und die Stromgestehungskosten belaufen sich auf 100 bis 140 EUR/MWh.

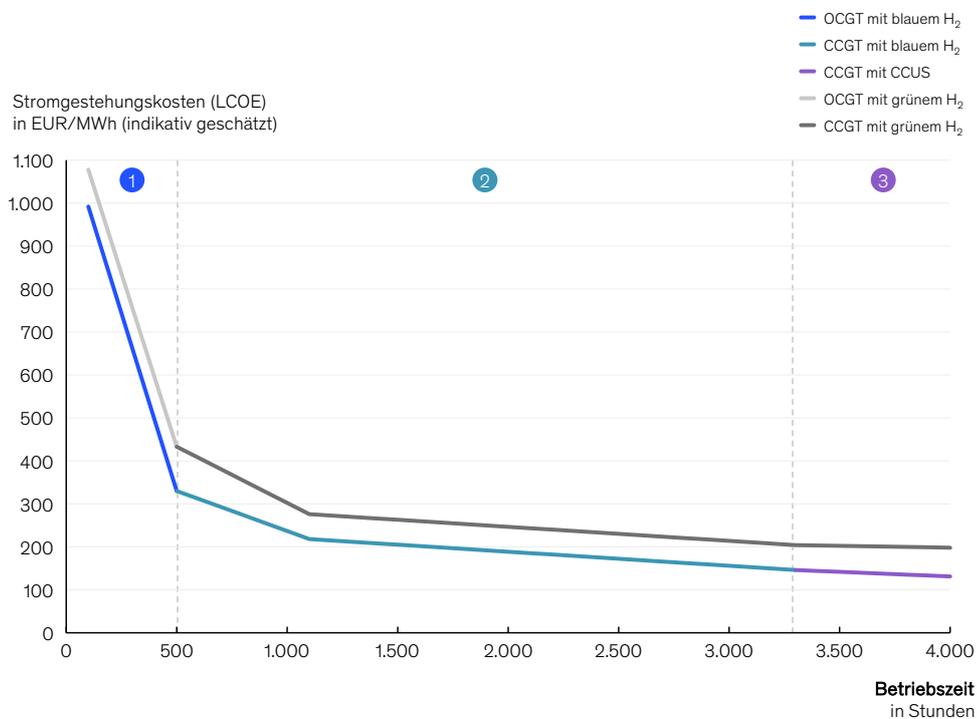
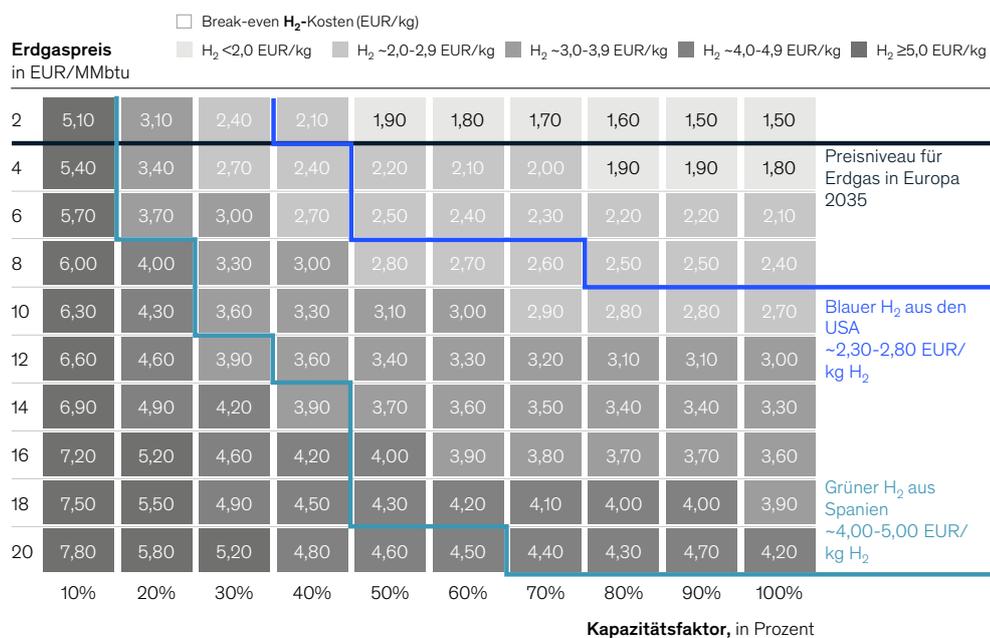


Abbildung 23: Break-even-Analyse des Kraftwerksparks in Abhängigkeit von den jährlichen Betriebsstunden 2035

Werden nur die grünen Versorgungspfade betrachtet, wird der Break-even-Betriebspunkt mit CCGT und CO<sub>2</sub>-Abscheidung von rund 3.500 auf rund 1.500 Betriebsstunden vorgezogen. Die fast doppelt so hohen Brennstoffkosten (4,50 bis 5,50 EUR/kg grüner H<sub>2</sub> vs. 2,50 bis 3,50 EUR/kg blauer H<sub>2</sub>) führen zu einer steileren Zunahme der jährlichen Betriebskosten. Die Folge daraus sind höhere durchschnittliche Stromgestehungskosten: Wie oben aufgeführt, liegen die Erzeugungskosten für ein Fenster im Bereich von 1.000 bis 3.500 Betriebsstunden bei CCGT mit blauem H<sub>2</sub> bei 150 bis 230 EUR/MWh, während CCGT mit CCS im selben Betriebsfenster bei 150 bis 335 EUR/MWh liegen. So wird die mittelfristige Bedeutung von blauem H<sub>2</sub> für eine kostengünstige Stromversorgung deutlich.

Um den Einfluss der Brennstoffkosten auf das Einsatzprofil zwischen CCGT mit H<sub>2</sub> und CCS zu verdeutlichen, haben wir eine Break-even-Analyse abhängig von den Gaspreisen und Kapazitätsfaktoren durchgeführt (Abbildung 24). Für blaue H<sub>2</sub>-Preise in Höhe von 2,50 bis 3,50 EUR/kg ergeben sich Break-even-Kosten bei Erdgaspreisen im Bereich von 4 bis 8 EUR/MMBtu, während grüner H<sub>2</sub> erst bei Erdgaspreisen zwischen 6 und 16 EUR/MMBtu kompetitiv wird.

#### Break-even-Kostenvergleich CCGT mit H<sub>2</sub> und CCGT mit CO<sub>2</sub>-Abscheidung

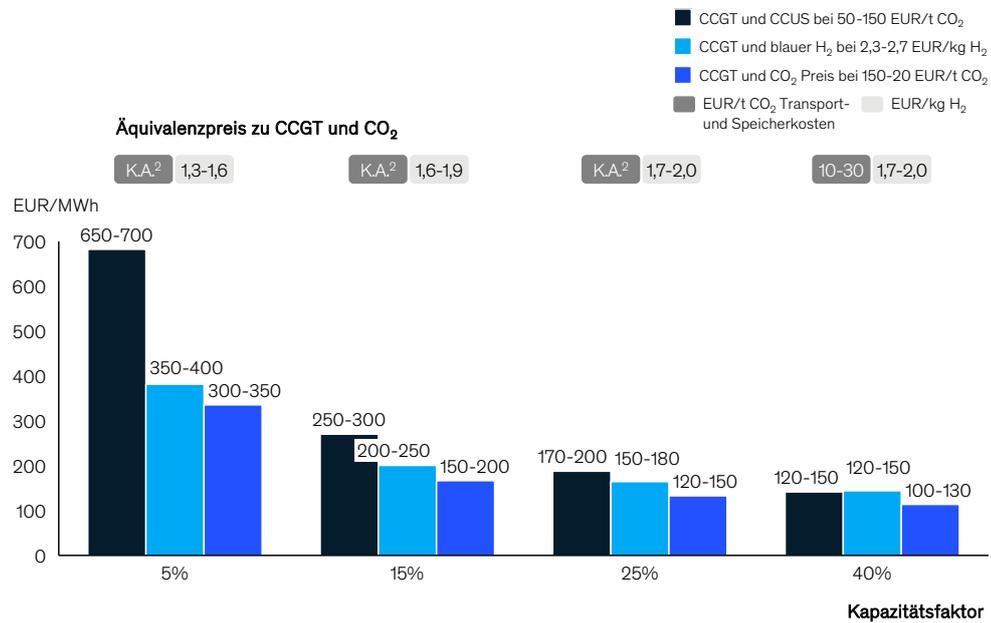


Quelle: McKinsey-Analyse

Abbildung 24: Break-even-H<sub>2</sub>-Preis für CCGT mit H<sub>2</sub> vs. CCS in Abhängigkeit von Gaspreis und Kapazitätsfaktor; unterhalb der jeweiligen Kostenlinien für blauen und grünen H<sub>2</sub> ist H<sub>2</sub> als günstigere Lösung zu erwarten

Beim Vergleich zwischen der Feuerung mit Erdgas und dem Kauf von CO<sub>2</sub>-Zertifikaten (EU ETS) zeigt sich in der Simulation, dass die CO<sub>2</sub>-arme Erzeugung bei CO<sub>2</sub>-Preisen von 150 bis 200 EUR/t zwar noch teurer als die konventionelle Erzeugung ist, der Einsatz von blauem H<sub>2</sub> und bei höheren Kapazitätsfaktoren CCS aber attraktiv werden können (Abbildung 25). Ein eventueller Break-even könnte langfristig durch sinkende H<sub>2</sub>-Preise um 2 EUR/kg oder steigende CO<sub>2</sub>-Preise von über 200 EUR/t entstehen. Die Mehrkosten der CO<sub>2</sub>-armen Erzeugung reduzieren nicht nur Emissionen, sondern tragen als disponible Kapazität auch zu eingesparten Kosten im Netzausbau bei (siehe Kapitel 3).

**Stromerzeugungskosten per Erzeugungstyp 2035 (illustrativ)**  
in EUR/MWh<sup>1</sup>



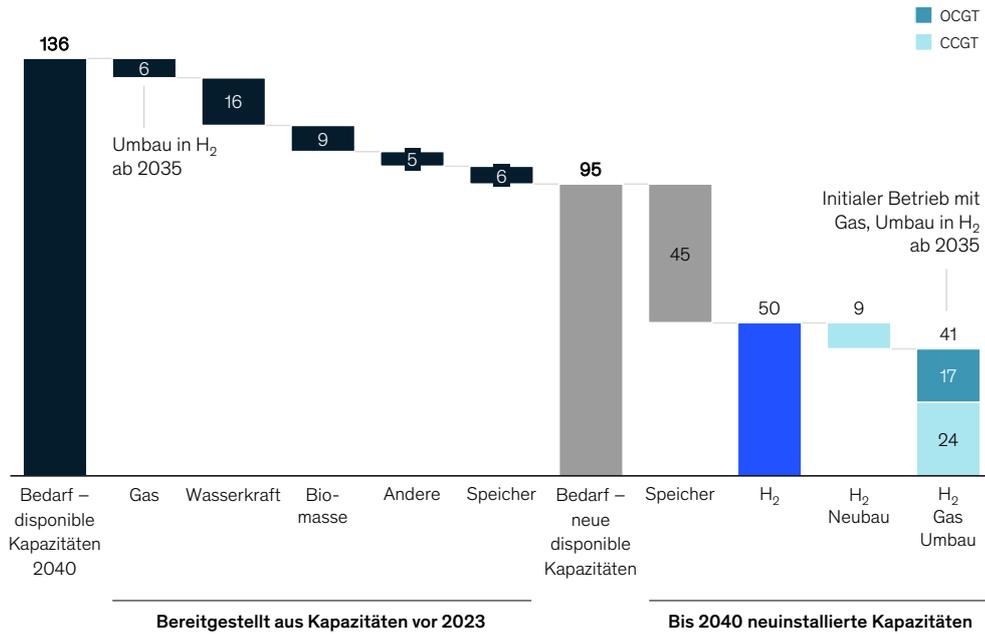
1. Basiert auf Erdgaspreis in Deutschland zwischen 4-6 EUR/MMBtu  
2. Negative Transport- und Speicherkosten benötigt, um Äquivalenz herzustellen, basierend auf höheren Investitions- und Betriebskosten für CCGT mit CCUS  
Quelle: McKinsey-Analyse

*Abbildung 25: Stromgestehungskosten der diskutierten technologischen Pfade bei verschiedenen Kapazitätsfaktoren*

Langfristig bedeutet dies im optimierten Szenario aus Kapitel 3, dass aufgrund der relativ geringen Kapazitätsfaktoren für disponible Kapazität von 10 bis 15% in Deutschland besonders H<sub>2</sub>-betriebene Gaskraftwerke (CCGT und OCGT) als Potenzialträger für CO<sub>2</sub>-arme disponible Kapazitäten attraktiv werden. Diese setzen sich im Alternativpfad zusammen aus ca. 50 GW konventionellen Gaskraftwerken, die in der Periode 2023 bis 2035 zunächst mit Erdgas und danach sukzessive auf H<sub>2</sub> umgerüstet die Energiewende stützen, sowie ca. 9 GW an nach 2035 gebauten direkt H<sub>2</sub>-gefeuerten Kraftwerken. Vor 2035 gehen wir von einem konventionellen Betrieb aus, der bis 2040 komplett auf einen CO<sub>2</sub>-armen Betrieb umgestellt wird. Gaskraftwerke mit CCS-Technologie bleiben aufgrund ihrer ökonomischen Nachteile bei geringen Betriebsstunden in dem Szenario zunächst eine Nischentechnologie. Betriebsstunden von über 3.500 Stunden (rund 40% Kapazitätsfaktor), für die CCS-Kraftwerke aufgrund ihrer hohen Capex bei vergleichsweise geringen Brennstoffkosten attraktiv werden, werden im Szenario nicht prognostiziert (Abbildung 26).

Dies zeigt sich auch bei den zugebauten H<sub>2</sub>-Ready-Gaskraftwerken, die hauptsächlich CCGT-Kraftwerke umfassen (ca. 32 GW, davon 24 GW Umbau und 9 GW Neubau). Bei einem durchschnittlichen Kapazitätsfaktor von 10 bis 15% weisen diese die geringsten Stromgestehungskosten auf, während OCGT als Spitzenlastkraftwerke eher für Einsatzszenarien bei Kapazitätsfaktoren unter 10% geeignet sind. Von den aktuell bereits im Kraftwerkspark bestehenden Gaskraftwerken bleiben bis 2035 ca. 6 GW im Portfolio, die im Anschluss ebenfalls graduell in H<sub>2</sub>-Kraftwerke umgewandelt werden. Ein Ausbau der anderen disponiblen Kapazitäten sowie von Biomasse wird nicht erwartet.

**Portfolio disponibler Kapazitäten 2040 im optimierten Szenario**  
in GW installierter Kapazität



Quelle: McKinsey-Strommarktmodell

Abbildung 26: Illustrativer Aufbau eines disponiblen Kraftwerksportfolios 2040 in optimiertem Szenario

# Ausblick: Drei Erfolgsfaktoren für die Umsetzung des Alternativpfads

Die Umsetzung des aktuellen Energiewendepfads ist, wie von uns aufgezeigt, mit einigen Herausforderungen verbunden. Als Diskussionsbeitrag ohne Anspruch auf Vollständigkeit oder Ausschließlichkeit haben wir in dieser Studie einen möglichen Alternativpfad skizziert, der die Umsetzung der Energiewende erleichtern kann – bei Verbesserung der Versorgungssicherheit und Wirtschaftlichkeit der Energieversorgung sowie unter Beibehaltung des angestrebten reduzierten Emissionsniveaus.

Dennoch erfordert auch das Beschreiten des alternativen Energiewendepfads konzentrierte Anstrengungen aller Beteiligten, damit sich die ambitionierten Dekarbonisierungsziele des Stromsektors erreichen lassen und unter dieser Voraussetzung eine Anpassung der aktuellen Ausbaustrategie für Erzeugungskapazitäten und Stromnetze in Erwägung gezogen werden kann.

Um den alternativen Energiepfad erfolgreich voranzutreiben und die Vorteilspotenziale heben zu können, empfiehlt es sich, vor allem die folgenden drei Hebel in Betracht zu ziehen:

**Zeitnahe Ausschreibung und zügiger Aufbau weiterer disponibler Erzeugungskapazitäten.** Dem Alternativpfad folgend ist es insbesondere in Süddeutschland erforderlich, zusätzlich bis zu 20 GW moderne disponible Erzeugungskapazitäten aufzubauen, um eine flächendeckende und ausgewogene Verteilung der Energieerzeugung zu gewährleisten. Der Aufbau weiterer disponibler Erzeugungskapazitäten kann, gemeinsam mit dem parallel laufenden Ausbau erneuerbarer Energien, unseren Analysen zufolge zu reduzierten Gesamtkosten in der Energiewende führen, die 2035 eine Senkung der Strompreise für Haushalte um 11% gegenüber dem Osterpaket 2022 auf etwa 42 bis 44 ct/kWh ermöglichen können. Ebenso resultiert hieraus eine geringere Stromimportabhängigkeit bei sogenannten Dunkelflauten, die zu einer Verbesserung der Versorgungssicherheit führt.

**Schnelle Entwicklung einer langfristigen (grünen) Molekülstrategie und rascher Aufbau einer Molekülinfrastruktur.** Die Verwendung dekarbonisierter Moleküle ist entscheidend für eine CO<sub>2</sub>-arme disponible Energieerzeugung und dadurch auch die Verfügbarkeit von blauem und grünem H<sub>2</sub> in genügenden Mengen und zu angemessenen Preisen. Da ein Großteil des erforderlichen blauen und grünen H<sub>2</sub> aufgrund der hierzulande begrenzten Erdgasvorkommen und Ausbaupotenziale für erneuerbare Energien nicht vollständig im Inland produziert werden kann, wird Deutschland auch langfristig auf

den Import dieser beiden Energieträger angewiesen sein. Um diese verlässlich und in ausreichenden Mengen für die deutsche Energiewirtschaft bereitstellen zu können, ist daher das Abschließen langfristiger Versorgungsverträge elementar. Das gilt insbesondere auch deshalb, weil sich die H<sub>2</sub>-Wirtschaft derzeit weltweit und sektorenübergreifend noch im Aufbau befindet und dadurch die Nachfrage nach blauem und grünem H<sub>2</sub> ansteigen und das Angebot gegebenenfalls übersteigen wird.

Zusätzlich ist der rasche Aufbau einer Molekülinfrastruktur essenziell sowohl für die schnelle und sichere Versorgung mit grünen Molekülen (H<sub>2</sub>, NH<sub>3</sub>) als auch für den CO<sub>2</sub>-Transport. Erst wenn die Versorgungsinfrastruktur die Verbrauchcluster in ganz Deutschland mit den erforderlichen Import- bzw. Exportpunkten verbindet, lassen sich H<sub>2</sub>- oder NH<sub>3</sub>-befeuerte Kraftwerke oder CCUS-Kraftwerke und -Anlagen mittel- und langfristig betreiben.

**Weitere Beschleunigung des Ausbaus der erneuerbaren Energien und der Stromnetze.**

Eine höhere Ausbaugeschwindigkeit für die Erzeugungskapazitäten und den Transport von (grünem) Strom ist auch im Alternativpfad ein Kernerfolgsfaktor für die Energiewende. Insbesondere der weitere Ausbau der Windkraftenerzeugung sowie die zeitnahe Verstärkung und Erweiterung der Stromnetze sind zur Verwirklichung der Ausbauziele und zur Beschreitung des geplanten Dekarbonisierungspfads essenziell. Maßnahmen zur Vereinfachung und Beschleunigung von Genehmigungsverfahren können hier einen wichtigen Beitrag leisten.

Mithilfe dieser Hebel kann es gelingen, kurzfristig die Weichen für den Aufbau einer deutschlandweit zuverlässigen, wirtschaftlichen und ökologisch nachhaltigen Stromversorgung in ausreichender Menge und mit der erforderlichen Geschwindigkeit zu stellen. Die Aussicht darauf könnte zudem dazu beitragen, bei den Beteiligten – von der Bundesregierung über die Länder und Kommunen bis hin zu Unternehmen, Verbänden und Privatpersonen – die Akzeptanz für und die Bereitschaft zur Mitwirkung bei der Energiewende weiter zu steigern.

## Quellenverzeichnis

- BDEW (2020), [Fast zwei Millionen Erneuerbare-Energien-Anlagen versorgen Deutschland mit grünem Strom](#), abgerufen am 30. Oktober 2023
- BDEW (2022), [Die Energieversorgung 2022 Jahresbericht](#), abgerufen am 7. November 2023
- BDEW (2023), [BDEW-Strompreisanalyse Juli 2023](#), abgerufen am 30. Oktober 2023
- BDEW (2023), [Entwicklung der Stromnetze in Deutschland](#), abgerufen am 30. Oktober 2023
- BMBF (2023), [Update der Nationalen Wasserstoffstrategie: Turbo für die H<sub>2</sub>-Wirtschaft](#), abgerufen am 8. November 2023
- BMJ (2023), [Gesetz für den Ausbau erneuerbarer Energien \(Erneuerbare-Energien-Gesetz - EEG 2023\)](#), abgerufen am 6. November 2023
- BMWK (2022), [Überblickspapier Osterpaket](#), abgerufen am 6. November 2023
- BMWK (2023), [Antwort der Bundesregierung auf die Kleine Anfrage Drs.-Nr. 20/7078](#), abgerufen am 6. November 2023
- BMWK (2023), [CCU/CCS: Baustein für eine klimaneutrale und wettbewerbsfähige Industrie](#), abgerufen am 7. November 2023
- BMWK (2023), [Ein Stromnetz für die Energiewende](#), abgerufen am 30. Oktober 2023
- BMWK (2023), [Erdgasversorgung in Deutschland](#), abgerufen am 7. November 2023
- BMWK (2023), [Die Nationale Wasserstoffstrategie](#), abgerufen am 30. Oktober 2023
- BMWK (2023), [Staatlich veranlasste Strompreisbestandteile](#), abgerufen am 30. Oktober 2023
- BMWK (2023), [Wettbewerbsfähige Strompreise für die energieintensiven Unternehmen in Deutschland und Europa sicherstellen](#), abgerufen am 6. November 2023
- Bundesministerium der Finanzen (2023), [AfA-Tabelle für den Wirtschaftszweig „Energie- und Wasserversorgung“](#), abgerufen am 30. Oktober 2023
- Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (2010), [Potentialermittlung für den Ausbau der Wasserkraftnutzung in Deutschland](#), abgerufen am 7. November 2023
- Bundesnetzagentur (2022), [Genehmigung des Szenariorahmens 2023-2037/2045](#), abgerufen am 6. November 2023
- Bundesnetzagentur (2022), [Monitoringbericht 2022](#), abgerufen am 6. November 2023
- Bundesnetzagentur (2023), [Bericht zum Zustand und Ausbau der Verteilernetze 2022](#), abgerufen am 6. November 2023
- Bundesnetzagentur (2023), [Kohleausstieg](#), abgerufen am 6. November 2023
- Bundesnetzagentur (2023), [Kraftwerksliste](#), abgerufen am 7. November 2023
- Bundesnetzagentur (2023), [Netzengpassmanagement Erstes Quartal 2023](#), abgerufen am 6. November 2023
- Bundesnetzagentur (2023), [Netzengpassmanagement Gesamtjahr 2022](#), abgerufen am 6. November 2023

Bundesnetzagentur (2023), [Netzengpassmanagement](#), abgerufen am 30. Oktober 2023

Bundesnetzagentur (2023), [Netzentgelt \(Strom und Gas\)](#), abgerufen am 30. Oktober 2023

Bundesnetzagentur (2023), [Preisbestandteile und Tarife](#), abgerufen am 8. November 2023

Bundesnetzagentur (2024), [SMARD Strommarktdaten](#), abgerufen am 10. Januar 2024

Bundesnetzagentur (2023), [Zustand und Ausbau der Verteilernetze 2022](#), abgerufen am 30. Oktober 2023

Bundesnetzagentur (2024), [Zubau Erneuerbarer Energien 2023](#), abgerufen am 10. Januar 2024

Bundesnetzagentur – Netzentgelttransparenz (2023), [Netzentgelttransparenz-Veröffentlichung von Netzbetreiberdaten nach § 23b EnWG](#), abgerufen am 10. Januar 2024

Bundesnetzagentur – Eigenkapitalzins (2023), [Der Eigenkapitalzinssatz](#), abgerufen am 10. Januar 2024

Bundesregierung (2022), [Stromkunden werden entlastet](#), abgerufen am 30. Oktober 2023

Bundesregierung (2022), [Erster Anleger für Flüssigerdgasanlieferung in Betrieb](#), abgerufen am 10. Januar 2024

Bundesregierung (2023), [Mehr Energie aus erneuerbaren Quellen](#), abgerufen am 10. Januar 2024

Bundesregierung (2023), [Anteil der Erneuerbaren Energien steigt weiter](#), abgerufen am 6. November 2023

Bundesregierung (2023), [Basisversorgung zu günstigeren Preisen](#), abgerufen am 30. Oktober 2023

Bundesregierung (2023), [Bundshaushaltsplan 2023](#), abgerufen am 6. November 2023

Bundesregierung (2023), [EU-Umweltrat: Nur noch CO<sub>2</sub>-frei fahren](#), abgerufen am 6. November 2023

Bundesregierung (2023), [Gigabitstrategie der Bundesregierung](#), abgerufen am 30. Oktober 2023

Bundesregierung (2023), [Klimafreundlich und krisensicher](#), abgerufen am 6. November 2023

Bundesregierung (2023), [Mehr Ladepunkte für E-Autos](#), abgerufen am 30. Oktober 2023

Bundesregierung (2023), [Schnellere Planungs- und Genehmigungsverfahren](#), abgerufen am 30. Oktober 2023

Bundesregierung (2023), [Weniger Gasverbrauch im Ernstfall](#), abgerufen am 6. November 2023

[Bundesregierung](#) (2023), abgerufen am 9. Januar 2024

Bundesregierung (2023), [Energie bezahlbar halten](#), abgerufen am 10. Januar 2024

Caglayan, Weber, Heinrichs, Linßen, Robinius, Kukla und Stolten (2020), [Technical potential of salt caverns for hydrogen storage in Europe](#), abgerufen am 7. November 2023

CATF (2023), [CATF Cost Tool](#), abgerufen am 7. November 2023

Der Gutachterausschuss für Grundstückswerte in der Landeshauptstadt Düsseldorf (2022), [Grundstücksmarktbericht 2022](#), abgerufen am 20. Oktober 2023

Deutsche Energie-Agentur (dena) (2022), [Rekordtempo bei schwimmendem LNG-Terminal ist Vorbild für weitere Zukunftsprojekte](#), abgerufen am 7. November 2023

Deutsche Energie-Agentur (dena) (2023), [Das Stromnetz von morgen](#), abgerufen am 30. Oktober 2023

Deutscher Wetterdienst (2023), [Deutschlandwetter im Winter 2022/2023](#), abgerufen am 6. November 2023

Deutscher Wetterdienst (2023), [Frühjahr 2023 – Nassestes Frühjahr seit 10 Jahren mit trockenem Ende](#), abgerufen am 6. November 2023

Deutscher Wasserstoff- und Brennzellenverband (2023), [Positionspapier](#), abgerufen am 7. November 2023

Ember Climate (2024), [Electricity Data Explorer](#), abgerufen am 10. Januar 2024

EnBW (2023), [Gasnetz](#), abgerufen am 7. November 2023

ENTSO-E (2022), [European Resource Adequacy Assessment 2022 Edition](#), abgerufen am 8. November 2023

Equinor (2023), [East Coast Cluster momentum builds as Equinor and bp awarded further carbon storage licence in North Sea](#), abgerufen am 7. November 2023

ERIA (2022), [Utilisation of Ammonia for Decarbonisation](#), abgerufen am 6. November 2023

Eurelectric (2020), [Power Distribution in Europe](#), abgerufen am 20. Oktober 2023

EU-Kommission (2023), [The Net-Zero Industry Act: Accelerating the transition to climate neutrality](#), abgerufen am 7. November 2023

Eurostat (2023), [Components of energy prices](#), abgerufen am 6. November 2023

Eurostat (2023), [Energy Price Statistics](#), abgerufen am 6. November 2023

FAZ (2023), [13-Milliarden-Zuschuss für die Energiesicherheit](#), abgerufen am 30. Oktober 2023

FAZ, [Die Rückkehr der Freileitung](#), abgerufen am 30. November 2023

FNB Gas (2021), [Netzentwicklungsplan Gas 2020-2030](#)

FNB Gas (2022), [Wasserstoffbericht](#), abgerufen am 7. November 2023

Forbes (2023), [IRA Subsidies Might Create Energy Minerals Supply Shortages](#), abgerufen am 30. Oktober 2023

Fraunhofer ISE (2023), [Jährliche Börsenstrompreise in Deutschland](#), abgerufen am 6. November 2023

Fraunhofer ISE (2023), [Nettostromerzeugung im 1. Halbjahr 2023: Rekordanteil Erneuerbarer Energien von 57,7 Prozent](#), abgerufen am 6. November 2023

Fraunhofer ISE (2023), [Nettostromerzeugung in Deutschland 2022: Wind und Photovoltaik haben deutlich zugelegt](#), abgerufen am 6. November 2023

Fraunhofer ISI (2015), [Einfluss der Strompreise auf die Wettbewerbsfähigkeit der energieintensiven Industrie](#), abgerufen am 8. November 2023

Gas Turbine World (2021), [Current gas turbine readiness for high-H<sub>2</sub> content fuel](#), abgerufen am 7. November 2023

Global CCS Institute (2021), [Global Status of CCS 2021](#), abgerufen am 7. November 2023

GTT (2021), [With its "NH3 ready" membrane tanks and their alternative „1 barg“ tank pressure rating recognized by Bureau Veritas, GTT Technology offers increased flexibility to ship-owners](#), abgerufen am 10. Januar 2024

Hydrogen Council (2023), [Hydrogen Insights 2023](#), abgerufen am 30. Oktober 2023

IEA (2023), [Carbon Capture, Utilisation and Storage](#), abgerufen am 7. November 2023

IEA (2023), [Electricity Grids and Secure Energy Transitions](#), abgerufen am 30. Oktober 2023

IRENA (2019), [Flexibility in conventional power plants](#), abgerufen am 7. November 2023

Landeshauptstadt Düsseldorf – Amt für Statistik und Wahlen (2022), [Düsseldorf kompakt](#), abgerufen am 30. Oktober 2023

McKinsey (2023), [Bridging the copper supply gap](#), abgerufen am 30. Oktober 2023

McKinsey (2021), [Net-zero power: Long-duration energy storage for a renewable grid](#), abgerufen am 7. November 2023

McKinsey (2022), [CCS Model](#)

McKinsey (2022), [The clean hydrogen opportunity for hydrocarbon-rich countries](#), abgerufen am 6. November 2023

McKinsey (2023), [Energiewendeindex von McKinsey: Versorgungssicherheit unter Spannung](#), abgerufen am 6. November 2023

MHI (2021), [Mitsubishi Power Commences Development of World's First Ammonia-fired 40MW Class Gas Turbine System](#), abgerufen am 6. November 2023

Montel (2024), [Montel News](#), abgerufen am 12. Januar 2024

Netzentwicklungsplan Strom (2021), [Netzentwicklungsplan Strom 2035, Version 2021](#), abgerufen am 6. November 2023

Netzentwicklungsplan Strom (2023), [Glossar: n-1-Kriterium](#), abgerufen am 30. Oktober 2023

Netzentwicklungsplan Strom (2023), [Netzentwicklungsplan 2037/2045 \(2023\), 2. Entwurf, Teil 1](#), abgerufen am 6. November 2023

Netzentwicklungsplan Strom (2023), [Übertragungstechniken für den Stromtransport](#), abgerufen am 30. Oktober 2023

Netzgesellschaft Düsseldorf mbH (2023), [Baustellenkarte](#), abgerufen am 30. Oktober 2023

Netzgesellschaft Düsseldorf mbH (2023), [Unsere Infrastruktur-Strom](#), abgerufen am 30. Oktober 2023

OGE (2023), [Our CO<sub>2</sub> transportation grid starts](#), abgerufen am 7. November 2023

PreussenElektra (2023), [Wiederinbetriebnahme von KKI 2 ist vom Tisch](#), abgerufen am 10. Januar 2024

S&P Global (2024), [S&P Market Intelligence](#), abgerufen am 12. Januar 2024

Schmidt und Staffell (2023), [Monetizing Energy Storage](#), abgerufen am 7. November 2023

Statista (2023), [Anzahl der Unternehmen des Produzierenden Gewerbes in Deutschland von 2010 bis 2020](#), abgerufen am 30. Oktober 2023

Total Energies (2023), [Northern Lights, the first major carbon capture and storage project in Norway](#), abgerufen am 7. November 2023

TransnetBW (2023), abgerufen am: 09.01.2024

Twitchell, DeSommer und Bhatnagar (2023), [Defining long duration energy storage](#), abgerufen am 6. November 2023

Umweltbundesamt (2018), [Energieerzeugung aus Abfällen](#), abgerufen am 7. November 2023

VGB (2021), [Availability of Power Plants 2012 – 2021](#), abgerufen am 7. November 2023

VNBdigital (2023), [Netzausbauplan](#), abgerufen am 30. Oktober 2023

Zeit Online (2023), [Deutschland im Sonnenrausch](#), abgerufen am 6. November 2023

Zentralkommission für die Rheinschifffahrt (ZKR) (2023), [Website](#), abgerufen am 7. November 2023

## **Autoren**

Alexander Weiss

Jochen Latz

Sebastian Overlack

Tamara Grünewald

Fridolin Pflugmann

Florian Heineke

Tobias Berner

Guido Lenz

## **Impressum**

### **Herausgeber:**

McKinsey & Company, Inc.

### **Redaktion:**

Paulina Hofmann, Emil Hosius, Lia Jakob, Bernd Kemper, Simon Norambuena,  
Hannes Puhlmann, Sophia Spitzer

Alle Rechte vorbehalten. Copyright 2024 by McKinsey & Company, Inc.  
Das Werk einschließlich aller seiner Teile ist urheberrechtlich geschützt.  
Jede Verwertung außerhalb der engen Grenzen des Urheberrechtsgesetzes ist ohne  
Zustimmung von McKinsey & Company, Inc., unzulässig und strafbar. Das gilt insbesondere  
für Vervielfältigungen, Übersetzungen, Mikroverfilmungen und die Einspeicherung und  
Verarbeitung in elektronischen Systemen.





