

McKinsey
& Company

Zukunftspfad Stromnachfrage

Perspektiven zu Veränderungen der Energiebedarfe und deren Auswirkungen
auf die Wirtschaftlichkeit der Energiewende in Deutschland bis 2035



Inhaltsverzeichnis

Zusammenfassung der Ergebnisse	2
Einleitung: Zielsetzung und methodisches Vorgehen der Studie	4
1. Aktuelle Entwicklung des deutschen Strommarkts 2024	7
1.1 Entwicklung der Stromnachfrage	7
1.2 Strompreisentwicklung	8
1.3 Nachhaltige Stromerzeugung	12
2. Prognostizierte Nachfrageentwicklung im Vergleich mit aktuellen Trends	15
3. Mögliche Szenarien der Nachfrageentwicklung bis 2035	21
3.1 Zusammenfassung der Ergebnisse	22
3.2 Detailbetrachtung zu den sieben Sektoren	22
4. Regulatorische Planung und Szenarien der Nachfrageentwicklung im Vergleich	35
5. Mögliche Implikationen einer geringeren Stromnachfrage	45
Ausblick: Drei Hebel zur Optimierung des Gesamtsystems	53
Literaturverzeichnis	55
Autoren	60
Impressum	60

Zusammenfassung der Ergebnisse

Die regulatorische Planung in Deutschland prognostiziert einen Anstieg der Stromnachfrage für die kommenden Jahre. Darauf basieren die Ausbauziele für die Erzeugungskapazitäten und Stromnetze. Das Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) 2023 geht davon aus, dass der Bruttostromverbrauch von derzeit etwa 510 auf 750 TWh im Jahr 2030 (670 TWh netto) steigen wird. Der Netzentwicklungsplan (NEP) 2025 sieht bis 2037 einen weiteren Anstieg des Nettostromverbrauchs auf bis zu 1.000 TWh vor. Diese Erwartungen stehen jedoch im Widerspruch zum rückläufigen Stromverbrauch in Deutschland in den vergangenen Jahren. Allein zwischen 2021 und 2023 ist die Nettostromnachfrage hierzulande um etwa 10% gesunken. Zudem deuten aktuelle Entwicklungen – wie rückläufige Absatzzahlen bei Elektroautos und Wärmepumpen sowie Verzögerungen bei Transformationsprojekten in der Industrie oder beim Aufbau einer inländischen Wasserstoffinfrastruktur – auf eine nachhaltig verlangsamte Elektrifizierung hin.

Angebotsseitig steht diesen Nachfrageprognosen die Ambition gegenüber, das Energiesystem auf eine nachhaltige Erzeugung umzustellen. Mit dem Klimaschutzgesetz hat sich Deutschland das Ziel gesetzt, bis 2040 den Ausstoß von Treibhausgasemissionen um mindestens 88% gegenüber dem Jahr 1990 zu senken. Diese Umstellung erfordert Investitionen in die Erzeugungs- und Netzinfrastruktur, die wiederum auf die Verbraucher umgelegt werden müssen.

Die vorliegende Studie untersucht in diesem Zusammenhang die künftige Entwicklung der Stromnachfrage in Deutschland bis zum Jahr 2035 sowie deren Auswirkungen auf die Wirtschaftlichkeit der Energiewende.

Mithilfe von zwei Szenarien, dem „Transformationspfad“ und dem „Trendpfad“, wird die Stromnachfrage in den Sektoren Industrie, Haushalte, Gewerbe/Handel/Dienstleistungen (GHD), Verkehr, Rechenzentren, Fernwärme und Wasserstoff analysiert. Die zwei Szenarien unterscheiden sich insbesondere in der Dynamik der Adaption von Dekarbonisierungstechnologien.

Die Berechnungen der Studie zeigen, dass die Stromnachfrage in Deutschland hinter den Erwartungen der regulatorischen Planung zurückbleiben könnte. Selbst bei einer beschleunigten Dekarbonisierung, wie im Szenario „Transformationspfad“, wird lediglich ein Nettostrombedarf von 615 TWh im Jahr 2030 und von 805 TWh im Jahr 2035 erreicht. Bei einer Transformationsgeschwindigkeit, die sich an aktuellen Trends und Ankündigungen orientiert, unterschreitet die Nettostromnachfrage diese Erwartungen sogar noch weiter: Im Szenario „Trendpfad“ liegt sie bei 530 TWh im Jahr 2030 und bei 635 TWh im Jahr 2035. Die größten Abweichungen zur regulatorischen Planung zeigen dabei die Sektoren Verkehr und Wasserstoff.

Wird der Ausbau der erneuerbaren Energien und der Netzinfrastruktur nicht an eine weniger stark steigende Stromnachfrage angepasst, besteht das Risiko, die Wirtschaftlichkeit der Energiewende zu gefährden. Denn die Infrastrukturinvestitionen, die für den Energiewendepfad gemäß den aktuellen Planungen notwendig wären, müssten auf einen geringeren Strombedarf umgelegt werden. Die Anpassung des Infrastrukturausbaus an die Nachfrageentwicklung entsprechend dem „Trendpfad“ zeigt, dass dieses Risiko durch eine Anpassung des Energiewendepfads reduziert werden könnte:

- **Höhere Wirtschaftlichkeit.** Die gesamtsystemischen Investitionen könnten bis 2035 um rund 310 bis 350 Mrd. EUR gesenkt werden. Dies ist einerseits zu erreichen durch

die Reduzierung des notwendigen Ausbaus der Erzeugungskapazitäten erneuerbarer Energien (von 506 auf 300-325 GW bis 2035) und andererseits durch die Begrenzung der benötigten Investitionen in die Netzinfrastruktur (von 370 bis 410 Mrd. EUR auf 210 bis 250 Mrd. EUR bis 2035). Die Einsparungen im Netzausbau sind dabei vor allem auf den geringeren Ausbau erneuerbarer Energien zurückzuführen. Die Netzinvestitionen für die Anbindung von Verbrauchern, wie Ladeinfrastruktur oder Datenzentren, sowie für die Behebung aktueller und kurz- bis mittelfristig erwarteter Netzengpässe wären auch in einem solchen Ausbauszenario unverändert erforderlich. So könnten die Netze auch eine höhere Nachfrageentwicklung als im „Trendpfad“ tragen.

- **Vergleichbare Nachhaltigkeit.** Auch bei einem reduzierten Ausbau wären die Zielvorgaben des Klimaschutzgesetzes weiterhin erfüllt. Der in diesem Fall im Jahr 2035 gegenüber den aktuellen Planungen leicht höhere CO₂-Ausstoß (29 vs. 25 Mt im Vergleich zu 256 Mt im Jahr 2022) könnte durch den Einsatz von Wasserstoff als Energieträger oder durch Carbon Capture and Storage (CCUS) reduziert werden.
- **Bessere Bezahlbarkeit.** Übertragen auf den Haushaltsstrompreis bedeutet das, dass dieser bei einer Anpassung an die „Trendpfad“-Nachfrage 2035 bei (real) etwa 36 bis 38 ct/kWh liegen würde. Bei einer Nachfrageentwicklung nach "Trendpfad" sowie einem vollen Ausbau wäre er hingegen um etwa 30% höher.

Die skizzierten Szenarien zeigen, dass die künftige Entwicklung der Stromnachfrage in Deutschland mit Unsicherheiten verbunden ist, die Risiken für die Wirtschaftlichkeit der Energiewende mit sich bringen können. Ein ausgewogenes Verhältnis zwischen bedarfsgerechter Planung, optimierter Ausführung des Infrastrukturausbaus und einem stabilen regulatorischen Rahmen kann dazu beitragen, den Energiewendepfad in Deutschland zuverlässig, wirtschaftlich und ökologisch nachhaltig zu gestalten, ohne die Nachfrageentwicklung einzudämmen.

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

Einleitung: Zielsetzung und methodisches Vorgehen der Studie

Mit der Novelle des EEG 2023, die Teil des „Osterpakets 2022“ ist, hat die Bundesregierung nicht nur neue Ausbauziele für die Stromgewinnung aus erneuerbaren Quellen festgelegt, sondern auch das Ziel formuliert, den Anteil erneuerbarer Energien am Bruttostromverbrauch auf 80% zu erhöhen. Das entspricht insgesamt 600 TWh. Dieser Richtwert impliziert einen Bruttostromverbrauch von rund 750 TWh im Jahr 2030 – und damit einen Anstieg von etwa einem Drittel im Vergleich zum Bruttostromverbrauch von 540 bis 560 TWh in den Jahren 2020 bis 2022. Laut EEG ist dieser Anstieg durch die zunehmende Elektrifizierung in Deutschland bedingt, vor allem in den Sektoren Verkehr und Wärme. Diese Annahme steht im Widerspruch zum rückläufigen Stromverbrauch in Deutschland in den vergangenen 15 Jahren. Zudem deuten aktuelle Entwicklungen – wie beispielsweise sinkende Absatzzahlen von Elektroautos und Wärmepumpen oder sich verzögernde Transformationsprojekte in der Industrie – auf eine derzeit verlangsamte Elektrifizierung hin.

Vor diesem Hintergrund untersucht die vorliegende Studie die zukünftige Entwicklung der Stromnachfrage in Deutschland bis zum Jahr 2035 sowie deren Auswirkungen auf die Wirtschaftlichkeit der Energiewende. Ziel ist es, zwei Szenarien zur Entwicklung der Stromnachfrage zu analysieren, die unterschiedliche Geschwindigkeiten und Dynamiken der Elektrifizierung berücksichtigen, sowie deren Implikationen für die nötigen Investitionen in die Strominfrastruktur sowie für Endverbraucher zu bewerten. Hierfür wurden sowohl historische Daten als auch aktuelle Markttrends und regulatorische Rahmenbedingungen herangezogen. Die Analyse umfasst die Sektoren Industrie, Haushalte, GHD, Verkehr, Rechenzentren, Fernwärme und Wasserstoff.

Zur Modellierung der Implikationen für die Strominfrastruktur werden zwei proprietäre Modelle genutzt: das McKinsey-Strommarktmodell und das McKinsey-Verteilnetzmodell. Beide Modelle analysieren den deutschen Strommarkt und die entsprechende Infrastruktur unter anderem im Kontext des europäischen Energiemarkts:

Das **McKinsey-Strommarktmodell** berücksichtigt sowohl die Erzeugungskapazitäten und deren geografische Lage im In- und Ausland als auch die daraus resultierenden Erzeugungskosten und Nachhaltigkeitsaspekte. Es umfasst die Transportnetzinfrastruktur, einschließlich geplanter und im Bau befindlicher Projekte für inländische Transportleitungen sowie länderübergreifende Interkonnektoren.

Das **McKinsey-Verteilnetzmodell** ergänzt diese Analyse durch die Modellierung des notwendigen Netzausbaus im Verteilnetz. Im Gegensatz zu den Transportnetzbetreibern haben die Verteilnetzbetreiber bisher keinen integrierten NEP veröffentlicht. Daher ist diese Ergänzung elementar, um die Investitionen in das Verteilnetz zu ermitteln und deren Einfluss auf die Systemkosten anhand des regionalen Bedarfs und der Erzeugung im McKinsey-Verteilnetzmodell abzuschätzen.

Die Modellierung der Erzeugungskapazität und des Netzausbaus baut auf der letztjährigen McKinsey-Studie „Zukunftspfad Stromversorgung“ auf. Der Referenzrahmen für den Energiewendepfad gemäß Osterpaket bleibt dabei unverändert.¹

Ergänzt werden die Modellierungen durch Erkenntnisse aus einer McKinsey-Umfrage von Oktober bis Dezember 2024 zur Geschäftsentwicklung und zu Elektrifizierungspotenzialen

¹ McKinsey (2024)

in der Industrie. Diese Umfrage wurde unter knapp 400 Mitarbeitenden und Führungskräften von Industrie- und GHD-Unternehmen durchgeführt.

Im Folgenden werden zunächst die aktuelle Entwicklung des deutschen Strommarkts im Jahr 2024 (Kapitel 1) sowie die prognostizierte Nachfrageentwicklung in der regulatorischen Planung (Kapitel 2) beleuchtet. Anschließend werden zwei Szenarien zur Entwicklung der Stromnachfrage dargestellt (Kapitel 3) und mit der regulatorischen Planung verglichen (Kapitel 4). Zum Schluss werden die Implikationen der prognostizierten Nachfrageentwicklung für den Ausbau der Erzeugungs- und Netzinfrastuktur sowie für die Wirtschaftlichkeit der Energiewende abgeleitet (Kapitel 5).



1 Aktuelle Entwicklung des deutschen Strommarkts 2024

Der deutsche Strommarkt im Jahr 2024 wurde maßgeblich durch die fortschreitende Energiewende, die Klimaziele der Bundesregierung sowie technologische Innovationen geprägt. Dieses Kapitel bietet einen kompakten Überblick über die wichtigsten Entwicklungen und Fakten zu Nachfrage, Preisbildung und Erzeugung.

Stromnachfrage. Der langjährige Trend einer tendenziell rückläufigen Stromnachfrage hat sich 2024 fortgesetzt, bedingt durch einen rückläufigen Energieverbrauch sowie Effizienzsteigerungen in verschiedenen Sektoren.

Strompreisentwicklung. Während die Großhandelspreise nach den Höchstwerten von 2022 gesunken sind, bleiben die Verbraucherpreise für Haushalts- und Nichthaushaltskunden nach den Spitzenwerten von 2023 auf einem hohen Niveau.

Stromerzeugung. Der Ausbau erneuerbarer Energien, die bis 2030 mindestens 80% des Stromverbrauchs decken sollen,² schreitet weiter voran in Richtung einer nachhaltigen und klimaneutralen Energieversorgung. Gleichzeitig gewinnen komplementäre Technologieinnovationen wie Energiespeicher zunehmend an Fahrt (z.B. +3,1 GW an Heimspeicher-Batterieleistung im Zeitraum November 2023 bis November 2024 auf insgesamt 8,9 GW).³

1.1 Entwicklung der Stromnachfrage

Der Bruttostromverbrauch in Deutschland ist in den vergangenen Jahren von ca. 615 TWh im Jahr 2007 auf 511 TWh im Jahr 2023 gesunken (Abbildung 1). Das entspricht einem jährlichen Rückgang des Verbrauchs von rund 1% sowie einem Gesamtrückgang von ca. 17%.⁴ Auch für 2024 deutet sich keine Umkehr dieses langfristigen Trends an. Der Verbrauch in den ersten drei Quartalen 2024 lag mit ca. 386 TWh annähernd auf dem Vorjahresniveau (ca. 384 TWh) und unter dem Niveau der Vergleichsperiode im Jahr 2022 (ca. 408 TWh).⁵ Ein ähnliches Bild zeigt sich beim Nettostromverbrauch: Dieser reduzierte sich von rund 530 TWh im Jahr 2007 auf rund 454 TWh im Jahr 2023 – das entspricht einem Rückgang von ca. 14%. Die vorläufigen Werte für 2024 zeigen einen Nettostromverbrauch von ca. 464 TWh. Dieser Verbrauch liegt leicht über dem Vorjahresniveau von 454 TWh.

Der anteilige Stromverbrauch sank insbesondere im Industriesektor. Hier reduzierte sich der Anteil am gesamten Nettostromverbrauch in Deutschland zwischen 2017 und 2023 insgesamt um 3 Prozentpunkte, während der Verbrauch in absoluten Zahlen von 236 auf 188 TWh zurückging. Die Stromnachfrage der Haushalte verringerte sich in absoluten Zahlen von 140 TWh im Jahr 2007 auf 130 TWh im Jahr 2023; ihr Anteil am gesamten Nettostromverbrauch nahm allerdings um 2 Prozentpunkte zu. Der Verbrauch je Haushalt blieb indessen zwischen 2015 und 2020 unverändert bei 3,2 MWh pro Jahr.⁶ Im Transportsektor erhöhte sich der anteilige Stromverbrauch zwischen 2007 und 2023 um einen Prozentpunkt, bei einem Anstieg des Verbrauchs in absoluten Zahlen von 12 TWh im Jahr 2007 auf 15 TWh im Jahr 2023. Der anteilige Stromverbrauch im GHD-Sektor lag im selben Zeitraum unverändert bei 27%, während der Verbrauch in absoluten Zahlen von 142 auf 121 TWh sank. Auch in anderen

² Die Bundesregierung (2024)

³ RWTH (2024)

⁴ BDEW (2024)

⁵ BDEW (2024)

⁶ Destatis (2023); Stromverbrauch inkludiert Strom für Raumwärme, Warmwasser (Hygienezwecke), Beleuchtung und Elektrogeräte.

Industrieländern ist die Stromnachfrage in den letzten fünf Jahren leicht rückläufig oder konstant (Abbildung 2).

Dieser rückläufige Nachfragetrend steht im Kontrast zu den vergangenen und laufend angepassten Prognosen der Bundesregierung, denen zufolge bis 2030 eine Ausweitung der Stromnachfrage auf etwa das Anderthalbfache zu erwarten ist. Die Prognose von 2021 sah für 2030 einen Bruttostromverbrauch von 655 TWh⁷ vor, wurde 2022 auf 715 TWh⁸ korrigiert und 2023 weiter angehoben auf 750 TWh⁹.

1.2 Strompreisentwicklung

Dem langfristigen Nachfragerückgang von 2007 bis 2023 standen in den vorangegangenen Jahren konstante oder gar steigende Großhandelsstrompreise gegenüber. Der fortgesetzte Rückgang der Nachfrage in den Jahren 2023 und 2024 im Vergleich zu 2022 fand jedoch bei sinkenden Großhandelsstrompreisen statt. Diese erreichten ihren vorläufigen Höhepunkt im zweiten Halbjahr 2022 mit durchschnittlichen Preisen von ca. 281 EUR/MWh, was einer Versiebenfachung im Vergleich zum langjährigen Mittelwert entspricht. Diese Entwicklung wurde maßgeblich durch Versorgungsengpässe und steigende Gaspreise infolge des Ukraine-Kriegs ausgelöst.¹⁰

Bereits 2023 sanken die Preise wieder und setzten ihren Rückgang 2024 fort. Der Großhandelsstrompreis fiel im Jahresvergleich um knapp 30% – von ca. 101 EUR/MWh im ersten Halbjahr 2023 auf durchschnittlich ca. 68 EUR/MWh im ersten Halbjahr 2024.¹¹ Vor allem drei Aspekte trugen zu dieser Entwicklung bei: sinkende Erdgaspreise, die Wiederinbetriebnahme zwischenzeitlich revidierter französischer Kernkraftwerke und die Zunahme von Preissetzungstunden durch erneuerbare Energien in der Merit-Order infolge des kontinuierlichen Ausbaus der erneuerbaren Energien.¹² Die Zunahme von Preissetzungstunden zeigt sich beispielsweise an der Anzahl der Stunden, in denen der Großhandelsstrompreis am Day-Ahead-Markt negativ war: Im Juli 2024 waren es 305 Stunden (d.h. etwa 3% der jährlichen Gesamtstunden), im Gesamtjahr 2021 lediglich 139 (d.h. weniger als 2%).¹³

Trotz wieder sinkender Großhandelsstrompreise verharren die Verbraucherstrompreise in Deutschland seit dem Spitzenwert im ersten Halbjahr 2023 mit durchschnittlich 0,41 EUR/kWh auf einem hohen Niveau (Abbildung 3). Seit dem zweiten Halbjahr 2023 hat Deutschland mit rund 0,40 EUR/kWh den höchsten Verbraucherstrompreis für Haushalte in Europa, gefolgt von Irland und Dänemark. Dieser Wert liegt ca. ein Drittel über dem EU-Durchschnitt von 0,28 EUR/kWh und zählt auch weltweit zu den höchsten Strompreisen für Haushalte. Demgegenüber lag der Strompreis für Haushalte beispielsweise in den USA im September 2024 bei 0,16 EUR/kWh.¹⁴ Auch die Strompreise für Nichthaushaltskunden (mit einem Verbrauch von über 500 MWh pro Halbjahr) sind im europäischen Vergleich seit dem zweiten Halbjahr 2023 mit 0,19 EUR/kWh überdurchschnittlich. Im ersten Halbjahr 2024 stiegen sie weiter

⁷ BMWK (2021)

⁸ Solarenergie Förderverein Deutschland e.V. | SFV (2022)

⁹ BMJ (2023)

¹⁰ EWI (2022)

¹¹ Fraunhofer ISE (2024)

¹² IWR (2024)

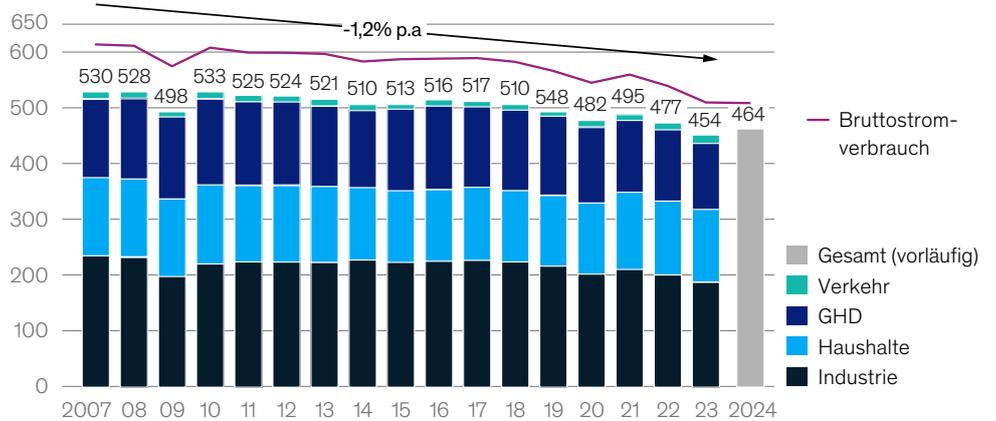
¹³ Epex Spot (2024)

¹⁴ US Bureau of Labor Statistics (2024); unter der Annahme eines Wechselkurses von 1,00 USD = 0,92 EUR

Abbildung 1

Entwicklung des Brutto- und Nettostromverbrauchs¹ in Deutschland

in TWh

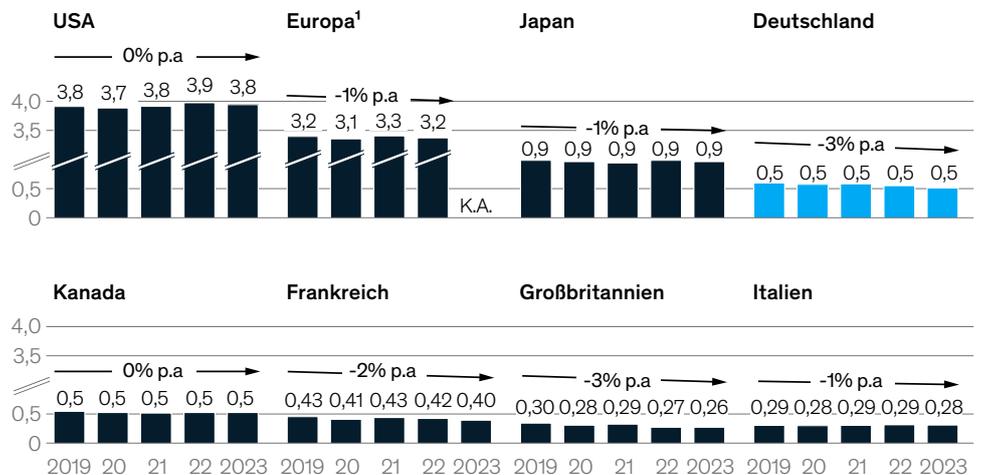


¹ Abweichungen zum Letztverbrauch Strom laut BDEW im Betrachtungszeitraum zwischen 1,3 und 2,7%
Quelle: AGEB; BDEW

Abbildung 2

Deutsche Stromnachfrage im internationalen Vergleich, 2019-23

Stromnachfrage in ausgewählten Ländern, in PWh



¹ Inkl. Österreich, Belgien, Bulgarien, Kroatien, Zypern, Tschechien, Dänemark, Estland, Finnland, Frankreich, Deutschland, Griechenland, Ungarn, Irland, Italien, Lettland, Litauen, Luxemburg, Malta, Niederlande, Polen, Portugal, Rumänien, Slowakei, Slowenien, Spanien, Schweden, Albanien, Bosnien und Herzegowina, Island, Kosovo, Montenegro, Nordmazedonien, Norwegen, Serbien, Schweiz, Türkei, Großbritannien
Quelle: Enerdata; AGEB; BDEW

auf 0,20 EUR/kWh. Das führte verglichen mit dem EU-Durchschnitt von 0,16 EUR/kWh zu einem Platz unter den Top 5 der höchsten Preise in der EU.¹⁵

Zur Entwicklung der Verbraucherstrompreise tragen nicht nur die originären Erzeugungskosten bei, die sich in den Großhandelsstrompreisen widerspiegeln, sondern auch weitere Kosten, Entgelte und Umlagen. Diese zusätzlichen Bestandteile dienen unter anderem der Finanzierung der Stromnetze und dem Ausbau der erneuerbaren Energien zur Umsetzung der Energiewende, bei gleichzeitiger Reduktion fossiler Erzeugungsquellen wie Kohle. Der systemische Investitionsbedarf in das deutsche Stromnetz von 2023 bis 2035 wurde im vergangenen Jahr gemäß dem Osterpaket 2022 auf rund 700 bis 850 Mrd. EUR geschätzt.¹⁶

Die Energiebeschaffungskosten zusammen mit den operativen Vertriebskosten betragen laut dem Bundesamt der Energie- und Wasserwirtschaft (BDEW) im Jahr 2024 rund 18 ct/kWh; das macht etwa 43% des Haushaltsstrompreises aus (Abbildung 4). Diese Kosten haben sich im Vergleich zum Vorjahr um etwa 6 ct/kWh (25%) verringert, gegenüber dem Niveau von 2021 (ca. 8 ct/kWh) jedoch mehr als verdoppelt. Diese Verdopplung der Beschaffungs- und Vertriebskosten spiegelt sich nicht eins zu eins im Haushaltsstrompreis wider, da die EEG-Umlage seit 2022 nicht mehr an die Verbraucher weitergegeben wird. Die Umlage betrug 2021 noch rund 6,5 ct/kWh.

Demgegenüber sind die Netzentgelte kontinuierlich gestiegen: von etwa 8 ct/kWh im Jahr 2021 über knapp 10 ct/kWh (+22%) im Jahr 2023 auf über 11 ct/kWh im Jahr 2024. Mit dem Anstieg um 21% gegenüber dem Vorjahr hat sich auch der Anteil der Netzentgelte am Strompreis von etwa 21% im Jahr 2023 auf 28% im Jahr 2024 erhöht. Im Jahr 2021 lag dieser bei 24% – allerdings bei einem gegenüber 2024 deutlich niedrigeren Haushaltsstrompreis von 32,2 ct/kWh. Zudem ist die Offshore-Netzumlage von 2021 bis 2024 um zwei Drittel auf 0,7 ct/kWh gestiegen. Das entspricht einem Anstieg von 11% gegenüber 2023.¹⁷

Neben den direkten Kosten durch Ausbau und Umrüstung der Kapazität und Infrastruktur (die bisher in Form von Netzentgelten und Umlagen an private und industrielle Endkunden weitergegeben wurden) stiegen auch die Kosten für Maßnahmen zur Stabilisierung des Stromnetzes und zum Management von Engpässen (z.B. Redispatch oder Countertrading) in den letzten zehn Jahren deutlich an – von 0,3 Mrd. EUR im Jahr 2014 auf 3,2 Mrd. EUR im Jahr 2023. Diese Kosten sind ein weiterer Bestandteil der Netzentgelte. Allerdings sind sowohl das Maßnahmenvolumen als auch die damit verbundenen Kosten im ersten Halbjahr 2024 gegenüber dem Vorjahreszeitraum gesunken. So hat sich das gesamte Maßnahmenvolumen des Netzengpassmanagements im ersten Halbjahr 2024 um 22% verringert (von 19 auf 15 TWh). Zudem sind die Maßnahmen zur Reduzierung der Einspeisung erneuerbarer Energien („Curtailment“) um etwa 21% (von 5,7 auf 4,5 GWh) gesunken. Die damit verbundenen Gesamtkosten sind im ersten Halbjahr um 37% zurückgegangen (von 1,8 auf 1,1 Mrd. EUR – für das Gesamtjahr 2023 beliefen sich die Kosten noch auf knapp 3,2 Mrd. EUR). Der überproportionale Kostenrückgang ist zum größten Teil auf die weitere Abnahme der Brennstoff- und Strommarktpreise zurückzuführen.¹⁸

¹⁵ Eurostat (2024)

¹⁶ McKinsey (2024)

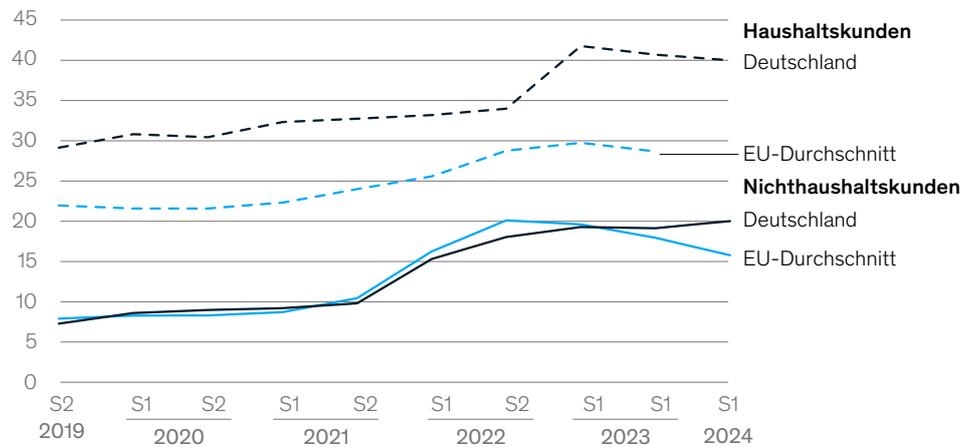
¹⁷ BDEW (2024)

¹⁸ Bundesnetzagentur (2024); Bundesnetzagentur (2024)

Abbildung 3

Verbraucherstrompreise in der EU und Deutschland im Vergleich, 2019-24

in ct/kWh

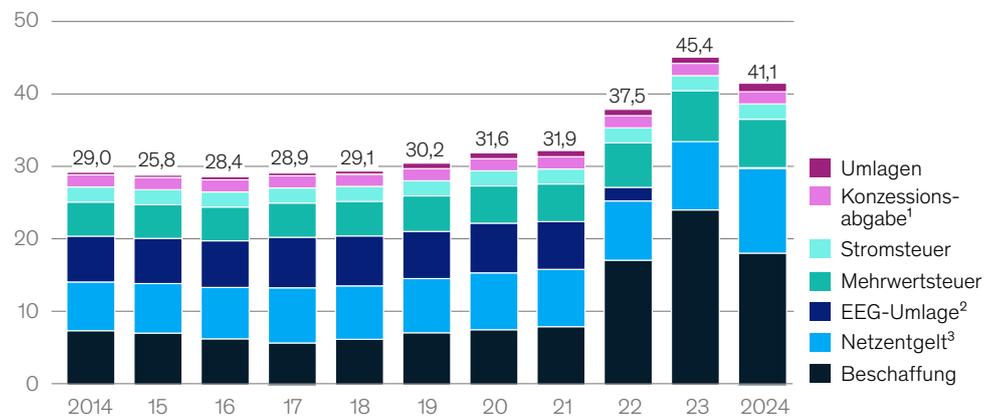


Quelle: Eurostat

Abbildung 4

Entwicklung der Haushaltsstrompreise, 2014-24

Strompreise für Haushalte, in ct/kWh



1 Umlage für abschaltbare Lasten, Offshore-Netzumlage, § 19 StromNEV-Umlage

2 EEG-Umlage bis 30.06.2022: 3,723 ct/kWh; ab 01.07.2022 entfallen

3 Inkl. Messung und Messstellenbetrieb

Quelle: BDEW, Stand: 07/2024

Ein bedeutender Kostenblock, die Finanzierung der EEG-Förderung, wird dabei seit Mitte 2022 nicht mehr von den Endkunden, sondern aus dem Bundeshaushalt getragen. Nach einem Rückgang der Förderung im Zuge der Energiekrise steigt das benötigte Finanzierungsvolumen wieder stark. 2024 waren zur Deckung der Förderung etwa 19 Mrd. EUR aus dem Bundeshaushalt nötig.¹⁹ Im Herbst 2023 gingen die Übertragungsnetzbetreiber für 2024 noch von knapp 11 Mrd. EUR aus.²⁰ Nach aktuellen Prognosen der Übertragungsnetzbetreiber werden 17 Mrd. EUR für 2025 veranschlagt und bis 2029 soll das Finanzierungsvolumen auf 23 Mrd. EUR steigen.²¹

1.3 Nachhaltige Stromerzeugung

Im Jahr 2024 setzte sich der Ausbau der erneuerbaren Energien weiter fort. In den ersten drei Quartalen wurden ca. 11,4 GW Photovoltaik, ca. 1,5 GW Windkraft an Land sowie ca. 0,7 GW Windkraft auf See in Betrieb genommen (Abbildung 5). Damit erreichte die installierte Leistung aus Wind- und Solarenergie insgesamt 165,7 GW, die sich auf 94,0 GW Photovoltaik, 62,5 GW Windkraft an Land und 9,2 GW Windkraft auf See verteilen.²² Das von der Bundesregierung für 2024 definierte Ausbauziel von 88 GW Photovoltaik wurde übertroffen, während zum Erreichen des Ausbauziels von insgesamt 69 GW für Windkraft an Land noch ca. 6,5 GW fehlen. Das jährliche Zubauziel für Windkraft auf See von 0,7 GW im Jahr 2024 wurde ebenfalls erreicht. Durch den weiteren Ausbau der Kapazitäten für erneuerbare Energien konnte die Erzeugung aus erneuerbaren Energiequellen von 198,5 TWh in den ersten drei Quartalen 2023 auf 216,9 TWh im selben Zeitraum des Jahres 2024 gesteigert werden. Das entspricht einem Anstieg um rund 18,4 TWh bzw. 9%. Der Anteil des in Deutschland erzeugten Stroms aus erneuerbaren Energien stieg im dritten Quartal 2024 somit auf etwa 64% der gesamten Stromerzeugung.²³

Um den Anteil erneuerbarer Energien bis 2030 auf mindestens 80% zu erhöhen und die Abhängigkeit von fossilen Energieträgern weiter zu reduzieren²⁴, plant die Bundesregierung eine Gesamtkapazität von insgesamt 215 GW Photovoltaik und 115 GW Windkraft an Land. Zusätzlich sollen bis 2030 8,4 GW Biomasse sowie 30 GW Windkraft auf See installiert werden.²⁵ Für die Finanzierung dieses Ausbaus sind in den kommenden Jahren kontinuierliche Investitionen erforderlich. Diese Investitionen in Höhe von 36,6 Mrd. EUR im Jahr 2023 übertrafen erstmalig den bisherigen Rekordwert von 27,9 Mrd. EUR im Jahr 2010. Historisch gesehen schwankte jedoch die Höhe der Investitionen in den Bau von Anlagen für erneuerbare Energien in Deutschland – das zeigt beispielsweise das 15-Jahres-Tief von 10,7 Mrd. EUR im Jahr 2019.²⁶ Im vergangenen Jahr wurde der Gesamtinvestitionsbedarf für die Erzeugung erneuerbarer Energien im Zeitraum 2023 bis 2035 gemäß dem Osterpaket 2022 auf ca. 300 bis 400 Mrd. EUR geschätzt.²⁷

Die Entwicklung der erneuerbaren Energien spiegelt sich zudem in den Treibhausgasemissionen des Energiesektors wider. Dank des gestiegenen Anteils an erneuerbaren

¹⁹ Tagesschau (2024)

²⁰ Netztransparenz (2023)

²¹ Netztransparenz (2024)

²² Umweltbundesamt (2024)

²³ Bundesnetzagentur, SMARD (2024)

²⁴ Umweltbundesamt (2024)

²⁵ BMJ (2023); die Bundesregierung (2023)

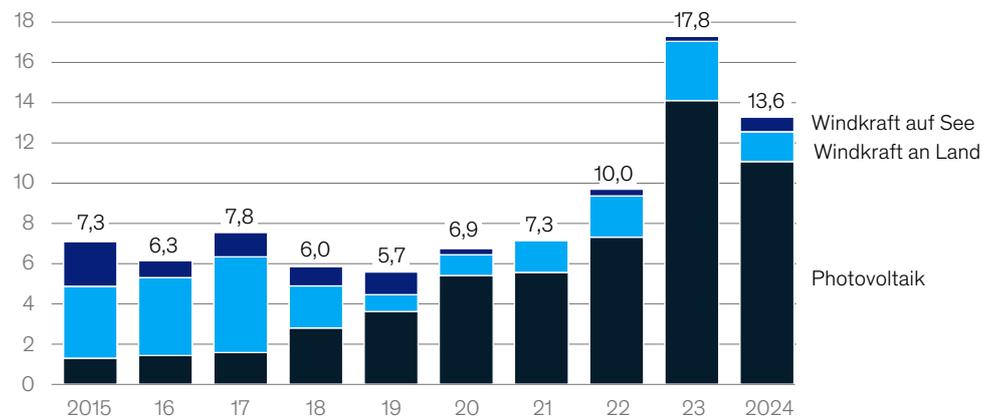
²⁶ BMWK (2024)

²⁷ McKinsey (2024)

Abbildung 5

Jährlicher Zubau von Windkraft auf See, Windkraft an Land und Photovoltaik in Deutschland

in GW



Quelle: Umweltbundesamt

Energien konnten die Emissionen der Stromerzeugung zwischen 2022 und 2023 um 22% reduziert werden – von 221 auf 173 Mt CO₂. Zu beachten ist allerdings, dass Stromimporte in dieser Bilanz nicht berücksichtigt sind; stattdessen werden sie den jeweils berichtspflichtigen Ländern zugerechnet. Der Rückgang ist daher nur bedingt ein Indikator für die tatsächliche Reduzierung der Emissionen, die aus dem deutschen Strombedarf resultieren. Ein Teil des Emissionsrückgangs ist auch auf einen verringerten Stromverbrauch zurückzuführen. Dennoch sank der CO₂-Emissionsfaktor des Strommix, der in Gramm pro Kilowattstunde (g/kWh) berechnet wird, um 11%: von 429 g/kWh im Jahr 2022 auf 380 g/kWh im Jahr 2023.²⁸ Um das Emissionsziel des Umweltbundesamts von 108 Mt CO₂ für den Energiesektor bis 2030 zu erreichen, sind jedoch weitere Maßnahmen erforderlich.

²⁸ Umweltbundesamt (2024)



2 Prognostizierte Nachfrageentwicklung im Vergleich mit aktuellen Trends

Mit der Novelle des EEG 2023 als Baustein des Osterpakets hat die Bundesregierung nicht nur neue Ausbauziele für Photovoltaik und Windkraft an Land festgesetzt (215 bzw. 115 GW bis 2030 und 309 bzw. 157 GW bis 2035),²⁹ sondern auch das Ziel formuliert, den Anteil erneuerbarer Energien am Bruttostromverbrauch auf 80% zu steigern. Der Strommengenpfad in § 4a des EEG sieht eine Erzeugung von 600 TWh an erneuerbaren Energien im Jahr 2030 vor. Dieser Richtwert impliziert bei Berücksichtigung des 80%-Ziels einen Bruttostromverbrauch von rund 750 TWh im Jahr 2030.

Damit einher geht ein angenommener Anstieg des Stromverbrauchs um rund ein Drittel innerhalb einer Dekade – von einem Niveau von etwa 540 bis 560 TWh in den Jahren 2020 bis 2022 auf die von der Regierung prognostizierten 750 TWh im Jahr 2030. Das Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz (BMWK) begründet diesen Anstieg mit der zunehmenden Elektrifizierung in den Sektoren Verkehr und Wärme³⁰ und nennt explizit Wärmepumpen für Gebäudewärme und Elektromobilität als Treiber.

Auch der NEP 2037/2045 (2025) der Übertragungsnetzbetreiber enthält Szenarien mit deutlich steigenden Annahmen zum Bruttostromverbrauch im Zieljahr 2037 – diese reichen von 844 bis 1.073 TWh. Die Szenarien sind jedoch von der Bundesnetzagentur noch zu bestätigen. Der genannte Treiber des Verbrauchszuwachses ist auch hier die zunehmende Elektrifizierung des Gebäude- und Verkehrssektors. Zusätzlich wird auf den wachsenden Strombedarf des Industriesektors und die signifikante Nachfrage für die aufzubauende Wasserstoffinfrastruktur hingewiesen. Der Bedarf für Elektrolyse wird im NEP 2025 für das Jahr 2037 mit 104 bis 160 TWh beziffert und soll sich anschließend bis 2045 auf 184 bis 320 TWh nahezu verdoppeln.³¹ Den genannten Strombedarfswerten liegen folgende Annahmen des NEP zugrunde:

- **Wärmepumpen.** Gemäß NEP 2025 werden Wärmepumpen als explizite Verbraucher einen signifikanten Anteil des zusätzlichen Strombedarfs ausmachen. Für den Haushaltssektor prognostiziert der NEP 2025 einen Anstieg von etwa 9 TWh im Jahr 2022 auf 41 bis 73 TWh im Jahr 2037, je nach Szenario. Zusätzlich werden für Wärmepumpen im GHD-Sektor 10 bis 22 TWh erwartet sowie für die Fernwärmeerzeugung ein zusätzlicher Strombedarf von 13 bis 15 TWh (davon 8 bis 9 TWh für Großwärmepumpen).
- **Elektromobilität.** Die Verbrauchszunahme im Verkehr ist primär auf elektrisch betriebene Fahrzeuge zurückzuführen. Deren Verbrauch soll laut NEP 2025 von rund 3 TWh im Jahr 2022 auf 112 bis 159 TWh im Jahr 2037 steigen. Der Anstieg im Schienenverkehr fällt mit einer Zunahme um 60% von etwa 13 auf 21 TWh allerdings geringer aus.
- **Industrie und GHD.** Laut NEP 2025 soll der Verbrauch in Industrie und GHD, inklusive Rechenzentren und ohne Wärmepumpen, von ca. 324 TWh im Jahr 2022 auf 400 bis 480 TWh im Jahr 2037 steigen.

Aktuelle Markttrends zeigen jedoch eine weniger starke Elektrifizierung als ursprünglich in der Novelle des EEG und im NEP 2025 angenommen:

²⁹ Das Ziel des Windenergie-auf-See-Gesetzes sieht weitere 30 GW installierte Offshore-Kapazität bis 2030 und 40 GW bis 2035 vor.

³⁰ BMWK (2022)

³¹ NEP (2024)

- **Wärmepumpen.** Nach einem Absatzrekord im Jahr 2023 mit 356.000 Wärmepumpen (+51% gegenüber dem Vorjahreswert von 236.000)³² stabilisiert sich der Absatz im ersten Halbjahr 2024 laut Branchenverband auf rund 15.000 Einheiten pro Monat. Damit wird für das Jahr 2024 die Installation von 180.000 bis 200.000 Wärmepumpen erwartet.³³ Das von der Regierung für 2024 ausgegebene Ziel von 500.000 installierten Wärmepumpen wird somit verfehlt.³⁴ Selbst ein weiteres Rekordjahr wie 2023 wäre hierfür nicht ausreichend gewesen.
- **Elektromobilität.** Die Zulassungszahlen für reine Elektro-Pkw (Battery Electric Vehicle – BEV) sind in den ersten neun Monaten des Jahres 2024 um fast 30% gegenüber dem Vorjahreszeitraum zurückgegangen – auf rund 276.000 Neuzulassungen. Damit ist der Anteil der BEV an den Neuzulassungen auf ca. 13% gesunken,³⁵ verglichen mit 18% im Jahr 2023.³⁶ Zu erwähnen ist, dass im Dezember 2023 die Förderung der Bundesregierung für Elektro-Autos, der Umweltbonus, ausgelaufen ist.³⁷ Im Treibhausgasprojektionsbericht 2024 prognostiziert das Umweltbundesamt im Mit-Maßnahmen-Szenario (MMS) sowie im Mit-Weiteren-Maßnahmen-Szenario (MWMS) eine Anzahl von 10,7 Mio. BEV bis 2030.³⁸ Im Gegensatz dazu geht die bundeseigene NOW GmbH³⁹ auf Basis einer Herstellerbefragung aus dem Jahr 2024 von bis zu 13,4 Mio. BEV bis 2030 aus. Beide Prognosen bleiben jedoch hinter dem Regierungsziel von 15 Mio. BEV im Jahr 2030 zurück.⁴⁰ Ausgehend von einem Bestand von etwa 1,7 Mio. BEV Ende 2024⁴¹ müssten somit bis 2030 im Durchschnitt etwa 1,5 bis 1,9 Mio. BEV pro Jahr neu zugelassen werden, um die Prognosen des Umweltbundesamts bzw. der NOW GmbH zu erreichen. Dies würde mehr als eine Verfünffachung der Neuzulassungen im Vergleich zum Jahr 2024 bedeuten.
- **Industrie und GHD.** Gegenläufig zu den Prognosen des NEP ist der Stromverbrauch in der Industrie sowie im GHD-Sektor in den letzten Jahren tendenziell rückläufig. So sank beispielsweise der Stromverbrauch im verarbeitenden Gewerbe zwischen 2021 und 2022 um 5,9% und zwischen 2022 und 2023 um 7,8%.⁴² In den energieintensiven Industriezweigen stand dieser Rückgang im direkten Zusammenhang mit einer rückläufigen Produktion.⁴³ Auch die Aktualisierung des NEP zwischen 2023 und 2025 zeigt eine deutlich größere Spannweite der Nachfrageszenarien durch Elektrifizierung in der Industrie sowie im GHD-Sektor. Insbesondere die Erwartungen an den industriellen Strombedarf für das Jahr 2037, die im NEP 2023 noch bei 267 bis 352 TWh lagen,⁴⁴ sind im NEP 2025 auf 256 bis 295 TWh gesunken.⁴⁵ Das entspricht einer Reduktion von 4 bis 16%.

³² [bwp \(2024\)](#)

³³ [bwp \(2024\)](#)

³⁴ [BMWK \(2022\)](#)

³⁵ [ADAC \(2024\)](#)

³⁶ [Destatis \(2024\)](#)

³⁷ [Die Bundesregierung \(2023\)](#)

³⁸ [Umweltbundesamt \(2024\)](#)

³⁹ [Nationale Organisation Wasserstoff- und Brennstoffzellentechnologie](#)

⁴⁰ [NOW GmbH \(2024\)](#)

⁴¹ [Kraftfahrtbundesamt \(2024\)](#)

⁴² [Destatis \(2024\)](#)

⁴³ [Destatis \(2024\)](#)

⁴⁴ [NEP \(2023\)](#)

⁴⁵ [NEP \(2024\)](#)

Die Ergebnisse der McKinsey-Umfrage im Herbst 2024 (siehe Exkurs 1) unterstreichen dieses Bild. 91% der Befragten aus der Gruppe der Betriebsleiter und Energie-/Nachhaltigkeitsmanager sowie 87% der Befragten in CxO-Rollen und aus dem Strategiebereich gehen von einem ansteigenden Produktionsvolumen in den kommenden zehn Jahren aus. Haupttreiber für diese Angabe ist mit 92 bzw. 100% die Erwartung einer steigenden Nachfrage. Nur 5% aus der Gruppe der Betriebsleiter und Energie-/Nachhaltigkeitsmanager sowie 3% der Befragten in CxO- und Strategierollen rechnen mit einem fallenden Produktionsvolumen, insbesondere aufgrund von Kostenveränderungen (80 bzw. 67%). Dennoch erwarten die Befragten nur einen geringen Anstieg der Stromnachfrage, der je nach Branche im Durchschnitt zwischen etwa 2 und 10% liegt.

Die stagnierende bzw. leicht rückläufige Stromnachfrage, aktuelle Absatzzahlen im Wärmepumpen- und BEV-Markt sowie langfristige Marktindikatoren und -ausblicke deuten derzeit auf eine weniger dynamische Entwicklung bei der Elektrifizierung in Deutschland hin als ursprünglich in der Novelle des EEG sowie im NEP 2025 angenommen. Dies könnte mittelfristig auch einen weniger raschen Anstieg der Stromnachfrage bedeuten als aktuell prognostiziert. Außerdem wäre ein zumindest temporärer „Überbau“ von Erzeugungs- und Netzkapazitäten eine mögliche Folge, wenn die Ausbauziele für Erzeugung und Netz eingehalten werden.

Sowohl der von der Bundesregierung vorgesehene Ausbau der erneuerbaren Energien als auch der Ausbau und die Verstärkung der im NEP 2023 beschriebenen Stromnetze erfordern Investitionen. In einer von McKinsey Anfang 2024 veröffentlichten Studie⁴⁶ wurde ermit-

Exkurs 1: McKinsey-Umfrage zur Geschäftsentwicklung und zu Elektrifizierungspotenzialen in der Industrie

Im Zuge der vorliegenden Studie wurden etwa 400 Mitarbeitende und Führungskräfte aus der Industrie und dem GHD-Sektor in Deutschland zu ihrer Perspektive auf die Geschäftsentwicklung und die Umsetzung von Elektrifizierungspotenzialen in ihrem Unternehmen befragt.

Die Studie wurde in zwei Wellen durchgeführt. In der ersten Welle im Oktober 2024 nahmen 300 Personen aus den Bereichen Betriebs-/Anlagenmanagement, Nachhaltigkeits- und Energieeffizienzmanagement sowie Energieeinkauf an der Umfrage teil. In der zweiten Welle im November und Dezember 2024 wurden 99 Personen in CxO-Rollen sowie aus dem Bereich Strategie befragt. In beiden Wellen waren Personen aus unterschiedlichen Industriezweigen sowie unterschiedlich großen Unternehmen vertreten. Die Befragung der Teilnehmer erfolgte sowohl per Online-Fragebogen als auch telefonisch („Computer-Assisted Telephone Interview“).

Die inhaltlichen Schwerpunkte der Umfrage umfassten die Erwartungen an die Entwicklung der Geschäftstätigkeit und des Stromverbrauchs, die Potenziale und Pläne zur Nutzung von Elektrifizierungs-/Flexibilisierungsmöglichkeiten und zur Energieeigenversorgung im Unternehmen sowie die Herausforderungen bei der Umsetzung dieser Pläne.

⁴⁶ McKinsey (2024)

Welle 1 – Verteilung der Rollen, Industrien und Unternehmensgrößen

in Prozent der Befragten, N=300



Welle 2 – Verteilung der Rollen, Industrien und Unternehmensgrößen

in Prozent der Befragten, N=99



telt, dass für die Einhaltung der Regierungsziele systemische Investitionen im Umfang von 700 bis 850 Mrd. EUR für den Zeitraum 2023 bis 2035 nötig sind. Diese Investitionen würden wiederum zu einer Erhöhung der Systemkosten des Strommarkts beitragen und setzen zur Finanzierung entsprechende Entgelte und Umlagen voraus.

Dabei könnten die notwendigen Investitionen möglicherweise größer ausfallen als in der Auswertung im letzten Jahr geschätzt. Einerseits erwarten die im Frühjahr 2024 veröffentlichten Netzausbaupläne der Verteilnetzbetreiber ein Investitionsvolumen von 12 Mrd. EUR pro Jahr bis 2033 für die Verteilnetze. Diese Zahl liegt am oberen Rand des im letzten Jahr geschätzten Investitionsvolumens von 9 bis 12 Mrd. EUR bis 2035. Zu bemerken ist außerdem, dass die veröffentlichten Netzausbaupläne nicht alle Netze miteinschließen – sie decken nur etwa 70 bis 80% der Nieder- bis Mittelspannung ab. Andererseits deuten die Kosten-

korrekturen von bis zu 250% (inflationsbereinigt) in vergangenen Versionen des NEP (2017 bis 2023) darauf hin, dass Kosten häufig unterschätzt werden.⁴⁷ Ein möglicher Grund für steigende Kosten ist die weltweit steigende Nachfrage nach Netzkomponenten wie Transformatoren im Zuge der Elektrifizierung. Im Jahr 2024 wurden für die Übertragungsnetze keine aktualisierten Prognosen veröffentlicht. Die Publikation des neuesten NEP wird für das Frühjahr 2025 erwartet.

Die McKinsey-Studie von Anfang 2024 hat prognostiziert, dass der Haushaltsstrompreis um 18 bis 23% steigen könnte, von (real) 40 ct/kWh auf 47 bis 49 ct/kWh – hauptsächlich infolge zusätzlicher Netzentgelte und Erzeugungsumlagen.⁴⁸ Bei der Berechnung dieses Anstiegs wurde der gleichzeitige Rückgang der reinen Stromgestehungskosten, insbesondere aufgrund der zusätzlichen Kapazitäten durch erneuerbare Energien bis 2035, bereits berücksichtigt.⁴⁹ Dabei basiert die letztjährige Simulation auf der Annahme, dass die Regierungsziele des Osterpakets 2022 (inklusive des notwendigen Netzausbaus) und der erwartete Bruttostromverbrauch realisiert werden.

Sollten die Ausbauziele sowohl für die Erzeugung als auch für die Netzinfrastruktur erreicht werden, der zukünftige Strombedarf jedoch geringer ausfallen, würden sich die entsprechenden Kosten auf eine kleinere Stromabsatzmenge umlegen. Das würde, bei Beibehaltung der geplanten Investitionen, zu einer höheren relativen Belastung der Abnehmer pro abgenommener kWh Strom führen. Eine Anpassung der Investitionen an die reduzierte Nachfrage böte hingegen die Möglichkeit, sowohl finanzielle als auch personelle Ressourcen gezielter einzusetzen und Preisspitzen infolge unterausgelasteter Infrastruktur zu vermeiden. Um diesen Effekt detailliert zu analysieren und zu quantifizieren, werden in den folgenden Kapiteln verschiedene Nachfrageszenarien dargelegt. Basierend darauf werden die Implikationen für Endverbraucher ermittelt, falls die Finanzierung der systemischen Investitionen auf ein geringeres Nachfragevolumen trifft.

⁴⁷ NEP (2017, 2023)

⁴⁸ McKinsey (2024)

⁴⁹ Fraunhofer ISE (2024)



3 Mögliche Szenarien der Nachfrageentwicklung bis 2035

Die Ausführungen in Kapitel 2 haben gezeigt: Ein geringerer Anstieg der Stromnachfrage als aktuell in der Novelle des EEG und im NEP 2025 angenommen könnte künftig zu einer finanziellen Überinvestition sowie zu einer höheren Abgabenlast pro kWh führen. In diesem Kapitel werden zwei alternative Szenarien für die Entwicklung der Stromnachfrage bis 2035 dargestellt – mit dem Ziel, die mögliche Höhe und Geschwindigkeit des Nachfrageanstiegs zu untersuchen.

Beide Szenarien liefern alternative Perspektiven auf die Entwicklung der Stromnachfrage und wurden für die Sektoren Industrie, Haushalte, GHD, Verkehr, Rechenzentren, Fernwärme und Wasserstoff modelliert:

- **Das Szenario „Transformationspfad“** bildet den Stromverbrauch entlang sektorspezifischer Dekarbonisierungspfade zur Erreichung der Klimaneutralität bis 2045 ab.⁵⁰ Dieses Szenario beruht auf einer schnellen Adaption von Dekarbonisierungstechnologien bereits in den kommenden Jahren.
- **Das Szenario „Trendpfad“** schreibt aktuelle sektorspezifische Entwicklungen und Ankündigungen zur Dekarbonisierung und Transformation fort. Dabei deuten gegenwärtige Markttrends in einigen Sektoren auf eine derzeit verlangsamte Dekarbonisierung hin. Beispiele hierfür sind die Verzögerung oder der Abbruch geplanter Produktionsumbauten in der Industrie⁵¹, das Zurückbleiben hinter regulatorischen Zielpfaden für die Elektrifizierung von Wärme und Verkehr⁵² oder die fehlende kurzfristige Verfügbarkeit skalierbarer Dekarbonisierungstechnologien wie Wasserstoff⁵³. Eine Folge dieser Entwicklungen könnte sein, dass Klimaneutralität erst fünf bis zehn Jahre später erreicht wird.

Im Unterschied zu den verschiedenen Dekarbonisierungspfaden wird für den Industrie- und GHD-Sektor in beiden Szenarien jeweils die gleiche Entwicklung des Produktionsvolumens angenommen.

Die Ergebnisse der Umfrage unter Betriebsleitern und Energie-/Nachhaltigkeitsmanagern unterstreichen die Relevanz eines solchen Alternativszenarios für den Industriesektor. Vom heute möglichen, noch nicht umgesetzten Elektrifizierungspotenzial soll etwa die Hälfte erst langfristig, also nach 2035, realisiert werden. Dementsprechend schätzen die Befragten trotz der überwiegend positiven Erwartungen an die Entwicklung des Produktionsvolumens⁵⁴, dass ihr Strombedarf bis 2030 um durchschnittlich ca. 2 bis maximal 10% steigen wird.

Die sieben betrachteten Sektoren machen heute zusammen 100% des Nettostromverbrauchs in Deutschland aus (Abbildung 1); Netz- und Speicherverluste sowie den Umwandlungsbereich berücksichtigt die Modellierung nicht. Dieses Kapitel beschränkt sich auf den Gesamtstrombedarf der Sektoren. Die Implikationen der Eigenstromerzeugung werden im Hinblick auf den Kapazitäts- und Netzausbau in Kapitel 5 berücksichtigt.

⁵⁰ Die Bundesregierung (2024)

⁵¹ WACKER (2024); Handelsblatt (2024)

⁵² Siehe aktuelle Marktentwicklungen zu Wärmepumpen und Elektromobilität in Kapitel 2.

⁵³ Spiegel (2024); Chemietechnik (2023)

⁵⁴ 91% der Befragten erwarten ein zukünftig ansteigendes Produktionsvolumen in Deutschland, insbesondere aufgrund von Veränderungen in der Nachfrage (92%).

3.1 Zusammenfassung der Ergebnisse

Im Szenario „Transformationspfad“ wird auf Basis der Annahmen ein Nettostrombedarf von insgesamt 615 TWh im Jahr 2030 und von 805 TWh im Jahr 2035 erreicht (Abbildung 6). Ausgehend von der aktuellen Nettostromnachfrage von insgesamt 477 TWh (2022) entspricht das einer durchschnittlichen jährlichen Wachstumsrate von 4% bis 2035.

Im Szenario „Trendpfad“ ist das Wachstum des Nettostrombedarfs deutlich geringer: Er liegt bei 530 TWh im Jahr 2030 und bei 635 TWh im Jahr 2035 (Abbildung 6). Das durchschnittliche jährliche Wachstum von 2022 bis 2035 beträgt somit 2%.

Zwischen beiden Szenarien ergibt sich insgesamt eine Differenz von 85 TWh im Jahr 2030 und 170 TWh im Jahr 2035. Das bedeutet, der Strombedarf im Szenario „Transformationspfad“ ist um +14 bzw. +21% höher als im Szenario „Trendpfad“. Am größten ist die Differenz zwischen beiden Szenarien in den Sektoren Verkehr und Wasserstoff. Grund dafür sind unterschiedliche Annahmen zum Wachstum des Bestands an elektrischen Fahrzeugen sowie zur inländischen Produktion von Wasserstoff.⁵⁵

3.2 Detailbetrachtung zu den sieben Sektoren

Im Folgenden werden die sieben Sektoren Industrie, Haushalte, GHD, Verkehr, Rechenzentren, Fernwärme und Wasserstoff im Detail analysiert. Für jeden dieser Sektoren, die 2022 zusammen eine Nettostromnachfrage von 477 TWh verzeichneten, werden die Prognoseergebnisse des „Transformationspfads“ und des „Trendpfads“ beschrieben. Beide Szenarien werden hergeleitet und es werden sektorspezifische Besonderheiten erläutert.

Industrie

Im Industriesektor wurden die Subsektoren Chemie, Auto- und Maschinenbau, Stahl, Papier, Nahrungs- und Futtermittel sowie Zement separat modelliert. Diese Industrien gehören zu den energieintensivsten Industrien in Deutschland und machten 2022 rund 75% der industriellen Stromnachfrage aus.⁵⁶ Die verbleibenden Industrien sind unter „Andere“ zusammengefasst. Insgesamt verzeichnete der Industriesektor im Jahr 2022 einen Strombedarf von 201 TWh.⁵⁷

Wie eingangs beschrieben, setzen beide Szenarien die gleiche Entwicklung des Produktionsvolumens voraus. Zudem wurde das heutige Produktionsvolumen je Subsektor mit der historischen Wachstumsrate von 2017 bis 2023 skaliert.⁵⁸ In den Subsektoren Chemie, Stahl, Zement sowie Nahrungs- und Futtermittel führt das zu einem künftig sinkenden Produktionsvolumen, während in den Subsektoren Papier sowie Auto- und Maschinenbau ein (leicht) steigendes Produktionsvolumen prognostiziert wird. Zur Ermittlung des künftigen Strombedarfs in der Industrie beruft sich die Analyse also lediglich auf die Entwicklung der Produktionsvolumina, nicht der industriellen Wertschöpfung.

Im Szenario „Transformationspfad“ ergibt sich für den Industriesektor insgesamt ein Strombedarf von 223 TWh im Jahr 2030 und 258 TWh im Jahr 2035. Im Szenario „Trendpfad“

⁵⁵ Nachfolgend sind leichte Abweichungen der Ergebniszahlen aufgrund von Rundungen möglich.

⁵⁶ Destatis (2024)

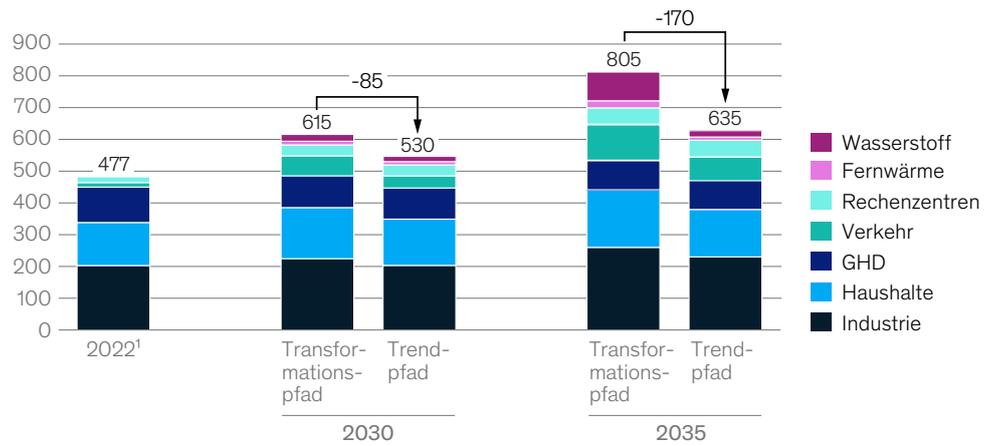
⁵⁷ AG Energiebilanzen e.V. (2024)

⁵⁸ Zur Ermittlung der Wachstumsrate wird der Median der jährlichen Wachstumsraten zwischen 2017 und 2023 gebildet; Ausnahmen werden nachfolgend beschrieben.

Abbildung 6

Nettostromverbrauch der Nachfragesektoren 2030 und 2035 im Transformationspfad und Trendpfad

in TWh

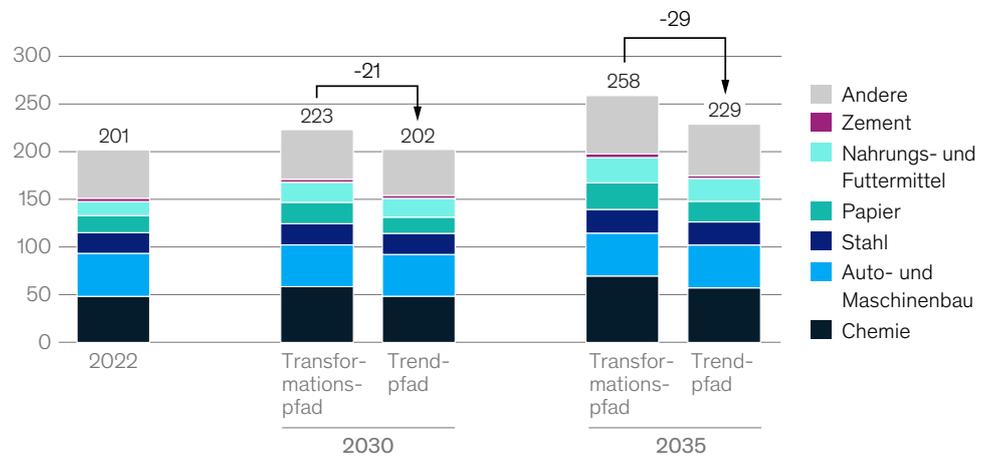


¹ Werte zu Rechenzentren basieren auf Borderstep-Daten – AGEB-Daten zu "Gewerbe" um 18 TWh reduziert, da diese Rechenzentren enthalten
Quelle: AGEB; BDEW; Borderstep; McKinsey

Abbildung 7

Nettostromverbrauch der Industrien 2030 und 2035 im Transformationspfad und Trendpfad

in TWh



Quelle: AGEB; BDEW; McKinsey

beträgt der Bedarf hingegen 202 bzw. 229 TWh (Abbildung 7). Das entspricht im Vergleich zum Strombedarf im Jahr 2022 einem Anstieg um etwa 11% bis 2030 im ersten Szenario und um weniger als 1% im zweiten Szenario.

Die Ergebnisse der Modellierung für den Industriesektor stehen im Einklang mit den Ergebnissen der Umfrage: Die Befragten erwarten bis 2030 einen Anstieg ihres Strombedarfs von durchschnittlich ca. 2 bis 10% und liegen somit etwas näher an den Ergebnissen des „Trendpfad“-Szenarios.

Industrie: Chemie

Der Strombedarf im Chemiesektor belief sich 2022 auf 48 TWh. Dabei war das Produktionsvolumen im Vergleich zum Vorjahr rückläufig.⁵⁹ In beiden Szenarien wird die Entwicklung der historischen Produktionsvolumina von 2017 bis 2023 extrapoliert. Die Volumina variieren allerdings je nach Produktart: Beispielsweise reduzierte sich die Produktion von Chlor von etwa 4,1 Mio. t im Jahr 2017 auf etwa 2,4 Mio. t im Jahr 2023 (-41%). Im gleichen Zeitraum sank die Produktion von Ammoniak von etwa 2,7 Mio. t auf etwa 1,7 Mio. t (-37%).⁶⁰ Zusätzlich wird von einer schrittweisen Reduktion der Ammoniak- und Methanolproduktion in Deutschland ausgegangen.⁶¹

Haupttreiber der wachsenden Stromnachfrage im Chemiesektor ist die schrittweise Umstellung auf elektrische Cracker. Das Szenario „Transformationspfad“ nimmt an, dass bis 2035 bereits ein Großteil der Anlagen umgestellt und die vollständige Umstellung der Produktion bis 2045 abgeschlossen sein könnte. Im Szenario „Trendpfad“ erfolgt die Umstellung hingegen verzögert. Diese Annahme basiert unter anderem auf den in Deutschland vergleichsweise hohen Industriestrompreisen sowie auf der komplexen Bürokratie. Beide Aspekte fordern die Wettbewerbsfähigkeit der chemischen Industrie in Deutschland heraus und erschweren die Transformationsinvestitionen.⁶²

Gemäß den getroffenen Annahmen steigt der Strombedarf des Chemiesektors im Szenario „Transformationspfad“ auf 58 TWh im Jahr 2030 sowie auf 69 TWh im Jahr 2035. Im Szenario „Trendpfad“ fällt der Anstieg deutlich geringer aus: Hier verbleibt der Strombedarf bis 2030 bei 48 TWh und erhöht sich bis 2035 auf 57 TWh. Der deutlich schnellere Anstieg des Strombedarfs im ersten Szenario führt dazu, dass der Unterschied zwischen beiden Szenarien in den Folgejahren weiter wächst.

Industrie: Auto- und Maschinenbau

Der Stromverbrauch im Subsektor Auto- und Maschinenbau betrug 2022 insgesamt 45 TWh; dabei entfielen 14 TWh auf den Fahrzeugbau.⁶³ Für den Fahrzeugbau stützt sich die Abschätzung auf die vom McKinsey Center for Future Mobility prognostizierten Produktionsvolumina (inklusive Zulieferung) für Fahrzeuge mit Verbrennungs- bzw. Elektromotor.⁶⁴ Für den Maschi-

⁵⁹ AG Energiebilanzen e.V. (2024); VCI (2024)

⁶⁰ VCI (2024)

⁶¹ Begründung: Aufgrund der hohen Abhängigkeit der Produktion von den Rohstoffpreisen (insbesondere Strom, Gas und grünem Wasserstoff) ist die Produktion in Deutschland zunehmend nicht mehr wettbewerbsfähig; einzelne Anlagen wurden bereits geschlossen (vgl. ZEIT Online (2023); NZZ (2022); Wacker (2024)). Zudem lassen sich beide Produkte importieren, weshalb keine Notwendigkeit für eine inländische Produktion besteht. Darüber hinaus ist der Bedarf an Methanol im Zuge der Elektrifizierung des Straßenverkehrs rückläufig.

⁶² VCI (2023)

⁶³ Eurostat (2024); McKinsey (2024)

⁶⁴ Oxford Economics (2024); McKinsey (2024)

nenbau wird ein jährliches Wachstum von rund 3% angenommen, entsprechend den historischen Wachstumsraten.

Im Zuge der Dekarbonisierung werden weder im Fahrzeug- noch im Maschinenbau aktuell relevante Elektrifizierungspotenziale erwartet. Das liegt daran, dass die Produktion bereits weitgehend elektrifiziert wurde. Zur Ermittlung des künftigen Strombedarfs werden lediglich weitere Effizienzgewinne in beiden Bereichen und die Umstellung im Automobilbau auf die insgesamt stromintensivere Produktion von Elektrofahrzeugen berücksichtigt. Eine Differenzierung zwischen den beiden Szenarien erfolgt nicht.

Die Annahmen führen zu einer leichten Reduktion des Strombedarfs von 45 TWh im Jahr 2022 auf 44 TWh im Jahr 2030. Bis 2035 würde der Bedarf dann wieder auf 45 TWh steigen. Auf den Fahrzeugbau entfallen dabei 32% des Strombedarfs im Jahr 2030 und 36% im Jahr 2035.

Industrie: Stahl

2022 betrug der Strombedarf im Stahlsektor 22 TWh bei einem Produktionsvolumen von 37 Mio. t.⁶⁵ Beide Szenarien gehen unter Fortschreibung der historischen Wachstumsraten von einem sinkenden Produktionsvolumen bis 2035 aus. Unter der Annahme, dass keiner der heutigen Stahlhersteller in Deutschland die Produktion vollständig einstellt, würde sich das gegenwärtige Produktionsvolumen langfristig auf maximal rund 30 Mio. t reduzieren. Ab 2030 bleibt es ungefähr auf diesem Niveau.

Der Haupttreiber der steigenden Stromnachfrage ist die Umstellung herkömmlicher Hochöfen (BF-BOF), die 2022 knapp 70% des deutschen Stahlproduktionsvolumens ausmachten, auf „grüne“ Stahlproduktionsanlagen. Diese weisen einen erhöhten Stromverbrauch auf.⁶⁶ Grüne Stahlproduktionsprozesse, die entsprechend der Modellierung in Deutschland eingesetzt werden, umfassen die Elektrostahlroute (i) mit Schrott (Scrap-EAF)⁶⁷ sowie Direktreduktionsanlagen (ii) mit Erdgas (NG-DRI-EAF/SAF), (iii) Wasserstoff (H₂-DRI-EAF/SAF)⁶⁸ und (iv) HBI-Importen (HBI-Imports + EAF).⁶⁹

Im Szenario „Transformationspfad“ erfolgt die vollständige Umstellung auf eine grüne Stahlproduktion bis 2045. Die Umrüstung der Hochöfen auf die Elektrostahlroute sowie Direktreduktionsanlagen startet hier bereits Ende der 2020er Jahre und ist bis Ende der 2030er abgeschlossen. Das Szenario „Trendpfad“ hingegen geht von einem verzögerten Beginn der Umstellung aus. Unter diesen Annahmen bleibt der Strombedarf in beiden Szenarien bis 2030 konstant bei 22 TWh. Anschließend steigt der Strombedarf im Szenario „Transformationspfad“ bis 2035 auf 25 TWh, während im Szenario „Trendpfad“ nur 24 TWh erreicht werden. Das Delta zwischen beiden Szenarien wächst in den Folgejahren stetig, da das Ziel der Klimaneutralität im Szenario „Transformationspfad“ schneller erfüllt wird.

Ein weiteres mögliches Szenario für die Entwicklung und Dekarbonisierung der Stahlproduktion in Deutschland ist die schrittweise Auslagerung der CO₂-intensiven Produktionsschritte. Laut dieser Annahme bleiben langfristig lediglich sogenannte „Downstream-Aktivitäten“, also die Weiterverarbeitung von Stahl mit hoher Wertschöpfung, in Deutschland. Unter diesen

⁶⁵ WV Stahl (2024); Eurostat (2024)

⁶⁶ WV Stahl (2024)

⁶⁷ Eurofer (2024)

⁶⁸ Deutscher Wasserstoff-Verband (2023)

⁶⁹ Deutscher Wasserstoff-Verband (2023)

Umständen würde sich der Strombedarf im Vergleich zu den zuvor beschriebenen Szenarien deutlich reduzieren und läge 2030 bei 17 TWh sowie 2035 bei 16 TWh. Dieses Szenario wird nachfolgend jedoch nicht weiter beleuchtet.

Industrie: Papier

Der Strombedarf im Subsektor Papier belief sich 2022 auf 18 TWh bei einem Produktionsvolumen von 22 Mio. t.⁷⁰ Der größte Anteil davon entfiel mit etwa 60% auf Verpackungen, gefolgt von grafischen Papieren mit einem Anteil von rund 30%. Die kleinsten Anteile machten Spezial- und Hygienepapiere mit jeweils über 5% aus.⁷¹

Entsprechend den historischen Wachstumsraten wird in dieser Studie ein jährliches Wachstum des Produktionsvolumens im Bereich Verpackungen von etwa 2% sowie ein jährlicher Rückgang des Volumens für grafische Papiere von rund 8% prognostiziert. Die Produktion von Spezial- und Hygienepapieren bleibt weitgehend konstant. Zudem basieren beide Szenarien auf der gleichen Produktionsentwicklung in der Papierindustrie.

Die Dekarbonisierung im Papiersektor erfolgt primär durch den Einsatz von Elektrodenkesseln und Biomasse sowie in geringem Maße durch Wasserstoff und Carbon Capture (z.B. in nicht umgestellten Produktionsanlagen). Ein erhöhter Strombedarf im Papiersektor entsteht demzufolge im Wesentlichen durch den Einsatz von Elektrodenkesseln⁷² und Carbon Capture⁷³.

Das Szenario „Transformationspfad“ rechnet mit einer vollständigen Reduktion der gegenwärtigen Emissionen bis 2045 durch den zuvor beschriebenen Dekarbonisierungspfad. Außerdem wird eine intensivere Umstellung auf Elektrodenkessel bereits ab 2026 angenommen. Das Szenario „Trendpfad“ hingegen setzt länger auf fossile Brennstoffe, da die Umstellung der Anlagen aufgrund der derzeit hohen Kosten für alternative Brennstoffe als wirtschaftlich unattraktiv eingeschätzt wird.⁷⁴

Im Szenario „Transformationspfad“ steigt der Strombedarf für die inländische Papierproduktion bis 2030 auf 22 TWh und bis 2035 auf 28 TWh. Im Szenario „Trendpfad“ fällt der Anstieg mit 17 TWh bis 2030 und 22 TWh bis 2035 geringer aus. Aufgrund der schnelleren und stromintensiveren Dekarbonisierung im Szenario „Transformationspfad“ wächst der Abstand zwischen den Szenarien hinsichtlich des Strombedarfs in den Folgejahren weiter.

Industrie: Nahrungs- und Futtermittel

Der Strombedarf im Subsektor Nahrungs- und Futtermittel belief sich 2022 auf 14 TWh.⁷⁵ Für die Ermittlung des künftigen Strombedarfs sind die energieintensivsten Herstellungsprozesse entscheidend, wie etwa die Produktion von Frischmilcherzeugnissen, die Zuckerproduktion, die Herstellung von Backwaren oder die Schlachtereierzeugung. Das jährliche Wachstum des Produktionsvolumens lag in all diesen Bereichen zwischen 2017 und 2023 im Median zwischen -2 und +2%. Analog zu den anderen Subsektoren der Industrie wird auch in diesem Subsektor in beiden Szenarien die historische Produktionsentwicklung fortgeschrieben.

Die Analyse geht davon aus, dass der Strombedarf für die Herstellung von Nahrungs- und Futtermitteln im Zuge der Dekarbonisierung steigt. Das liegt daran, dass konventionelle

⁷⁰ Navigant Energy Germany GmbH (2020)

⁷¹ Die Papierindustrie e.V. (2024)

⁷² Birkner (2023)

⁷³ Die Papierindustrie e.V. (2024)

⁷⁴ Die Papierindustrie e.V. (2024)

⁷⁵ Hochrechnung auf Basis von Navigant (2020)

Energieträger im Zuge der technologischen Möglichkeiten durch Strom ersetzt werden.⁷⁶ Derzeit decken konventionelle Energieträger noch etwa 70% des Endenergiebedarfs des Subsektors ab.⁷⁷ Im Szenario „Transformationspfad“ erfolgt die Elektrifizierung schneller als im Szenario „Trendpfad“ und ist bis 2045 vollständig umgesetzt. Diese Annahme basiert auf den verschiedenen Herausforderungen, denen die Nahrungs- und Futtermittelindustrie derzeit gegenübersteht. Dazu gehören beispielsweise eine komplexe Regulatorik, mangelnde Wettbewerbsfähigkeit sowie technische und wirtschaftliche Herausforderungen, z.B. beim Umstieg auf Elektrotraktoren.⁷⁸

Auf dieser Grundlage wird prognostiziert, dass der Gesamtstrombedarf des Subsektors Nahrungs- und Futtermittel im Szenario „Transformationspfad“ auf 21 TWh im Jahr 2030 und auf 26 TWh im Jahr 2035 steigt. Im Szenario „Trendpfad“ fällt der Anstieg aufgrund der langsameren Elektrifizierung geringer aus und erreicht 20 TWh im Jahr 2030 und 24 TWh im Jahr 2035.

Industrie: Zement

Im Jahr 2022 betrug der Strombedarf im Subsektor Zement 4 TWh bei einem Produktionsvolumen von 33 Mio. t.⁷⁹ Beide Szenarien gehen entsprechend der historischen Entwicklung (2017 bis 2023) von einem leicht rückläufigen Produktionsvolumen von -1% pro Jahr bis 2035 aus. Zudem basieren sie auf der Annahme, dass die Stromnachfrage im Zementsektor künftig vor allem durch die Dekarbonisierung der Prozessemissionen mittels Carbon Capture steigt. Bei vollständiger Dekarbonisierung könnten bis 2050 rund 50% der noch 2023 emittierten 17 Mio. t CO₂ durch Carbon Capture aufgefangen werden.⁸⁰ Der Einsatz von Biomasse und Klinkersubstituten könnte die verbleibenden Emissionen reduzieren.

Im Szenario „Transformationspfad“ wird bereits ab 2030 ein Teil der CO₂-Emissionen durch Carbon Capture aufgefangen. Klimaneutralität bis 2045 wird erreicht. Das Szenario „Trendpfad“ hingegen geht von einem um mehrere Jahre verzögerten Start der breiten Nutzung von Carbon Capture aus. Diese Annahme gründet sich darauf, dass in Deutschland bisher nur einzelne „Vorzeigeprojekte“ zu Carbon Capture geplant werden.⁸¹ Zudem befindet sich die Carbon-Management-Strategie der Bundesregierung derzeit noch in Abstimmung.⁸²

Im Ergebnis bleibt der Strombedarf in beiden Szenarien bis 2030 konstant bei 3 TWh. Im Szenario „Transformationspfad“ steigt der Strombedarf bis 2035 auf 4 TWh, im Szenario „Trendpfad“ liegt er auch 2035 bei 3 TWh.

Industrie: „Andere“

Die verbleibenden Industriezweige, die nicht separat modelliert wurden, sind unter „Andere“ zusammengefasst. Hierzu gehören beispielsweise die Bauwirtschaft, der Bergbau- und Steinbruchsektor sowie die Textil- und Lederindustrie, aber auch eine Vielzahl weiterer Industriesektoren mit vergleichsweise geringem Strombedarf. Der Strombedarf dieser Industrien belief sich 2022 auf insgesamt 51 TWh.⁸³

⁷⁶ LVT LEBENSMITTEL Industrie (2023)

⁷⁷ Hochrechnung auf Basis von Navigant (2020)

⁷⁸ Deutscher Bauernverband (2024); Deutschlandfunk (2024)

⁷⁹ VDZ (2023); Morgan Stanley Research (2024)

⁸⁰ VDZ (2020)

⁸¹ Heidelberg Materials (2024)

⁸² Die Bundesregierung (2024)

⁸³ Eurostat (2024)

Aufgrund der Vielzahl dieser unterschiedlichen Industriezweige wurde nicht das historische Produktionsvolumen, sondern der allgemeine Konjunkturverlauf zur Ermittlung der Produktionsentwicklung herangezogen.⁸⁴ Zudem berücksichtigen die Berechnungen Effizienzgewinne, die in den vergangenen Jahren sektorenübergreifend den Strombedarf pro Produktionseinheit reduziert haben.

Das Szenario „Transformationspfad“ geht neben den zuvor genannten Effekten von einer weiter steigenden Elektrifizierung aus. Diese könnte langfristig (im Rahmen der technologischen Möglichkeiten) fossile Energieträger ersetzen und Effizienzgewinne überkompensieren. Das Szenario „Trendpfad“ basiert hingegen auf der Annahme, dass sich die weitere Elektrifizierung und die Effizienzgewinne ausgleichen, entsprechend dem in den vergangenen Jahren nahezu konstanten Energiebedarf und dem begrenzten Elektrifizierungspotenzial in den meisten Subsektoren.⁸⁵

In Summe steigt der Strombedarf im Szenario „Transformationspfad“ auf 52 TWh im Jahr 2030 sowie auf 61 TWh im Jahr 2035; im Szenario „Trendpfad“ liegt er bei 48 TWh im Jahr 2030 und 54 TWh im Jahr 2035. Diese Unterschiede zwischen den Szenarien setzen sich auch in den Folgejahren fort.

Haushalte

Der Strombedarf der privaten Haushalte betrug 2022 insgesamt 134 TWh.⁸⁶ Damit waren private Haushalte der zweitgrößte Verbraucher unter den sieben hier betrachteten Sektoren. Haupttreiber der steigenden Stromnachfrage bei privaten Haushalten ist die Elektrifizierung von Wärme, insbesondere durch den vermehrten Einbau von Wärmepumpen. Im Gegensatz dazu sinkt der sonstige, nicht wärmespezifische Stromverbrauch in privaten Haushalten leicht, bedingt durch die zunehmende Effizienz von Haushaltsgeräten. Der Strombedarf für das Laden von Elektrofahrzeugen zuhause wird, analog zum NEP, dem Sektor Transport zugeordnet.⁸⁷

Wesentlicher Treiber der Unterschiede zwischen den beiden Szenarien ist die Anzahl jährlich neu installierter Wärmepumpen in privaten Haushalten. Für das Jahr 2024 wird ein Zuwachs von etwa 180.000 bis 200.000 neuen Wärmepumpen erwartet.⁸⁸ Damit liegt der Anstieg gut 40% unter dem Wert von 2023 (356.000 neue Wärmepumpen) und ist in den letzten sechs Jahren erstmals rückläufig.⁸⁹

Das Szenario „Transformationspfad“ geht davon aus, dass das Ziel der Bundesregierung von jährlich etwa 500.000 neuen Wärmepumpen erreicht wird. Das würde zu einem Bestand von rund 6 Mio. Wärmepumpen in privaten Haushalten im Jahr 2030 führen.⁹⁰ Zudem wird bis 2035 ein leichter Rückgang der Zuwachsraten angenommen. Im Szenario „Trendpfad“ schreibt sich die durchschnittliche Zunahme der vergangenen sechs Jahre von jährlich knapp 200.000 neuen Wärmepumpen fort, flacht allerdings nach 2030 ebenfalls leicht ab.⁹¹ Der

⁸⁴ Oxford Economics (2024)

⁸⁵ Enerdata (2024)

⁸⁶ AG Energiebilanzen e.V. (2024)

⁸⁷ NEP (2024), S. 50/51

⁸⁸ bwp (2024)

⁸⁹ bwp (2024)

⁹⁰ BMWK (2022)

⁹¹ bwp (2024)

jährliche Zuwachs von 200.000 Wärmepumpen entspricht dabei in etwa der Anzahl neu installierter Wärmepumpen im Jahr 2024.

Ergebnis der Analyse ist, dass der Strombedarf privater Haushalte im Szenario „Transformationspfad“ auf 159 TWh im Jahr 2030 und auf 179 TWh im Jahr 2035 steigt. Das Szenario „Trendpfad“ weist einen geringeren Anstieg auf 144 TWh im Jahr 2030 und 148 TWh im Jahr 2035 auf.

Gewerbe, Handel, Dienstleistungen

Der Strombedarf im GHD-Sektor betrug 2022 insgesamt 128 TWh.⁹² Diese Zahl enthält den Strombedarf von Rechenzentren, der im selben Jahr bei rund 18 TWh lag.⁹³ Aufgrund des erwarteten starken Wachstums der Stromnachfrage durch Rechenzentren in Deutschland wird die Entwicklung des Strombedarfs für diesen Sektor separat modelliert. Der Referenzwert für den GHD-Sektor beläuft sich somit auf rund 110 TWh im Jahr 2022.

Analog zu „Andere Industrien“ wird aufgrund der Vielzahl unterschiedlicher Branchen im GHD-Sektor der prognostizierte Konjunkturverlauf zur Ermittlung des künftigen Strombedarfs herangezogen.⁹⁴ Dem erwarteten konjunkturbedingten Wachstum stehen Effizienzgewinne gegenüber, die in den vergangenen Jahren den Endenergieverbrauch je Euro Bruttowertschöpfung im GHD-Sektor reduziert haben.⁹⁵

Durch die Elektrifizierung von Wärme steigt im GHD-Sektor, insbesondere durch den stärkeren Einsatz von Wärmepumpen, der Bedarf an Wärmestrom. Zur Ermittlung des Wärmestrombedarfs werden die Daten von McKinsey Energy Solutions⁹⁶ herangezogen. Diesen Daten zufolge ist für das Jahr 2030 ein Bestand von rund 150.000 bis 200.000 Wärmepumpen im GHD-Sektor zu erwarten.

In beiden Szenarien sinkt der Strombedarf bis 2035. Im Szenario „Transformationspfad“ reduziert sich der Strombedarf von 110 TWh im Jahr 2022 auf 99 TWh im Jahr 2030 und steigt bis 2035 wieder leicht auf 101 TWh. Im Szenario „Trendpfad“ sinkt die Stromnachfrage stärker – bis 2030 auf 97 TWh – und bleibt bis 2035 bei diesem Wert. Im Szenario „Transformationspfad“ führt der schneller wachsende Wärmepumpenbestand jedoch dazu, dass Effizienzgewinne langfristig überkompensiert werden und der Strombedarf ab Anfang der 2040er Jahre den heutigen Strombedarf übersteigt.

Verkehr

Der Strombedarf im Verkehrssektor belief sich 2022 auf 14 TWh. Davon entfielen mehr als 80% auf den Schienenverkehr.⁹⁷ Die zunehmende Nutzung von Elektrofahrzeugen wird jedoch voraussichtlich zu einem deutlichen Anstieg des Strombedarfs im Straßenverkehr führen. Daher wird im Folgenden die Entwicklung des Strombedarfs für diesen Sektor sowohl im Straßen- als auch im Schienenverkehr näher beleuchtet.

Ein wesentlicher Treiber der steigenden Stromnachfrage im Straßenverkehr ist der wachsende Bestand an privaten und kommerziell genutzten Elektrofahrzeugen. Das McKinsey Center for Future Mobility prognostiziert einen Bestand von insgesamt ca. 10 bis 13 Mio.

⁹² AG Energiebilanzen e.V. (2024)

⁹³ Borderstep Institut (2023)

⁹⁴ Oxford Economics (2024)

⁹⁵ Umweltbundesamt (2024)

⁹⁶ Energy Solutions ist McKinseys globale Marktforschungs- und Analysegruppe mit Schwerpunkt auf dem Energiesektor.

⁹⁷ BMDV (2023)

Elektrofahrzeugen im Jahr 2030. Das bedeutet im Szenario „Transformationspfad“ für den Straßenverkehr einen Strombedarf von 50 TWh im Jahr 2030 und 102 TWh im Jahr 2035. Im Szenario „Trendpfad“ sind es 25 bzw. 60 TWh.

Die Grundlage für die Ermittlung des Strombedarfs im Schienenverkehr bildet die Gleitende Langfrist-Verkehrsprognose 2022 des Bundesministeriums für Digitales und Verkehr (BMDV).⁹⁸ Diese Prognose geht beispielsweise von einem Anstieg der Leistung im Eisenbahnpersonenverkehr von 102 Mrd. Personenkilometern (Pkm) im Jahr 2019 auf 156 Mrd. Pkm im Jahr 2051 aus. Im Güterverkehr auf der Schiene wird ein Anstieg von 129 Mrd. Tonnenkilometern (tkm) auf 172 Mrd. tkm prognostiziert. Unter Fortschreibung des historischen Energiebedarfs pro Pkm bzw. tkm, inklusive weiterer leichter Effizienzgewinne, ergibt sich im Schienenverkehr ein Strombedarf von insgesamt knapp 13 TWh im Jahr 2030 und 14 TWh im Jahr 2035. Aufgrund des bereits hohen Anteils (über 90%) der elektrisch erbrachten Leistung im Schienenverkehr und des damit verbundenen geringen weiteren Elektrifizierungspotenzials rechnen beide Szenarien mit der gleichen Stromnachfrage.⁹⁹

Insbesondere aufgrund der Elektrifizierung des Straßenverkehrs ergibt sich somit für den Verkehrssektor im Szenario „Transformationspfad“ ein Strombedarf von 62 TWh im Jahr 2030 und 116 TWh im Jahr 2035. Das Szenario „Trendpfad“ erwartet einen Strombedarf von 38 bzw. 74 TWh.

Rechenzentren

Rechenzentren sind ein weiterer Sektor mit deutlich steigendem Strombedarf. Grund dafür ist die fortschreitende Digitalisierung. Der Strombedarf für Rechenzentren lag 2022 bei rund 18 TWh¹⁰⁰ und 2024 bei rund 20 TWh.¹⁰¹

Der Strombedarf in diesem Sektor wird hauptsächlich beeinflusst durch die zunehmende Anzahl von Rechenzentren – und nicht durch eine strombasierte Dekarbonisierung. Daher liegt beiden Szenarien die gleiche Annahme für die Entwicklung des Strombedarfs zugrunde. Unter Berücksichtigung der bis 2027 geplanten Projekte sowie bei Fortschreibung der historischen Wachstumsrate ergibt sich sowohl für den „Transformationspfad“ als auch für den „Trendpfad“ ein Stromverbrauch von 34 TWh im Jahr 2030 und 51 TWh im Jahr 2035.¹⁰² Die Szenarien berücksichtigen auch leichte Effizienzgewinne, die sich im Laufe der Zeit allerdings abschwächen könnten.¹⁰³ Da das Wachstum der Stromnachfrage von Rechenzentren insbesondere durch die fortschreitende Digitalisierung sowie neue Anwendungen wie künstliche Intelligenz bedingt ist, unterliegen die Prognosen in diesem Sektor einer erhöhten Unsicherheit. Der Sektor Rechenzentren macht im Jahr 2035 etwa 6 bis 8% der Stromnachfrage aus. Selbst wenn die Schätzung um den Faktor 2 daneben liegt, wäre der Strombedarf von Rechenzentren also maximal doppelt oder halb so hoch wie die ursprüngliche Schätzung.

⁹⁸ Intraplan, Trimode (2023)

⁹⁹ BMDV (2021)

¹⁰⁰ Borderstep Institut (2022)

¹⁰¹ Borderstep Institut (2024)

¹⁰² Borderstep Institut (2024)

¹⁰³ Für Europa wird insgesamt eine Verdreifachung des Strombedarfs für Rechenzentren (auf 150 TWh) bis Ende dieses Jahrzehnts angenommen, siehe McKinsey (2024).

Fernwärme

Der Strombedarf im Sektor Fernwärme lag 2022 bei 0 TWh.¹⁰⁴ Im Zuge der Dekarbonisierung der Fernwärmeerzeugung wird ein deutlicher Anstieg der Stromnachfrage erwartet. Dieser Anstieg wird zum einen durch den Ausbau des Fernwärmenetzes bzw. durch eine wachsende Anzahl an Gebäuden, die an das Fernwärmenetz angeschlossen sind, bedingt, zum anderen durch die Elektrifizierung der Erzeugungsanlagen. Dabei könnten insbesondere Wärmepumpen und Elektrodenkessel fossile Energieträger wie Stein- und Braunkohle ersetzen.

Das Szenario „Transformationspfad“ geht davon aus, dass der Anteil des Wärmebedarfs, der durch Fernwärme gedeckt wird, in den kommenden 15 bis 20 Jahren um etwa 50% steigt und die Dekarbonisierung des Fernwärmenetzes bis 2040 nahezu abgeschlossen ist (mit Ausnahme einzelner langlebiger Gas-KWK-Anlagen¹⁰⁵).¹⁰⁶ Das Szenario „Trendpfad“ hingegen nimmt an, dass der Fernwärmeanteil nur etwa halb so stark steigt und sich die Dekarbonisierung des Netzes verzögert. Gründe für diesen langsameren Hochlauf sind beispielsweise die hohen Investitionskosten für den Ausbau bei zugleich langen Renditehorizonten (über fünf bis sieben Jahre) sowie Engpässe bei der Bautätigkeit und Lieferkette (z.B. für Transformatoren) für den Netzausbau und den Umbau von Erzeugungsanlagen. In beiden Szenarien wird kein Wasserstoff für die Fernwärmeerzeugung genutzt.

Im Ergebnis liegt der Strombedarf für Fernwärme im Szenario „Transformationspfad“ im Jahr 2030 bei 11 TWh und im Jahr 2035 bei 22 TWh, im Szenario „Trendpfad“ bei 6 bzw. 12 TWh. Da aktuell Fernwärme nicht elektrisch erzeugt wird (Strombedarf von 0 TWh im Jahr 2022) und das Wachstum des Strombedarfs in diesem Sektor rein auf Prognosen beruht, unterliegt auch dieser Sektor einer erhöhten Unsicherheit, ähnlich wie der Sektor Rechenzentren. Auch hier würde eine Fehleinschätzung um den Faktor 2 jedoch lediglich eine Abweichung des Gesamtstrombedarfs um 2 bis 3% bedeuten.

Wasserstoff

Die in Deutschland installierte Elektrolysekapazität betrug 2022 weniger als 60 MW. Mit einem Stromverbrauch von weniger als 1 TWh trug sie nur einen sehr geringen Teil (weniger als 1%) zum Stromverbrauch in Deutschland bei.¹⁰⁷ Für die Zukunft wird erwartet, dass die Nachfrage nach grünem bzw. CO₂-armem Wasserstoff deutlich steigen könnte, bedingt durch die Dekarbonisierung der Industrie. Basierend auf den Berechnungen in dieser Studie sieht das Szenario „Transformationspfad“ eine nationale Wasserstoffnachfrage von etwa 1.500 ktpa im Jahr 2035 vor (vor allem getrieben durch Raffinerien, die Chemieindustrie und den Stahlsektor). Demgegenüber fällt die Wasserstoffnachfrage im Szenario „Trendpfad“ mit rund 400 ktpa deutlich geringer aus.

Den Modellierungen zufolge ist die Produktion von grünem Wasserstoff außerhalb Deutschlands im Jahr 2035 bis zu 50% günstiger als hierzulande. Aus diesem Grund wird in den Berechnungen davon ausgegangen, dass keine wesentlichen Mengen an Wasserstoff aus Deutschland exportiert werden. Außerdem wird angenommen, dass grüne Wasserstoffderivate (wie Ammoniak) hauptsächlich importiert, also nicht lokal produziert werden.

¹⁰⁴ AG Energiebilanzen e.V. (2024)

¹⁰⁵ KWK steht für Kraft-Wärme-Kopplung.

¹⁰⁶ Annahme basiert auf den Dekarbonisierungsplänen der größten Fernwärmenetze in Deutschland.

¹⁰⁷ Energie & Management GmbH (2024)

Ein Teil dieser steigenden Wasserstoffnachfrage wird durch die lokale Produktion gedeckt – der genaue Anteil folgt dabei einer ökonomischen Optimierungslogik. Beide Szenarien nehmen an, dass der Marktpreis für grünen (CO₂-freien) und blauen (mit CO₂ als Beiprodukt) Wasserstoff durch Importe bestimmt wird. Inländische Elektrolyseure produzieren somit nur so viel Wasserstoff, wie gewinnbringend am Markt veräußert werden kann.

Darüber hinaus wird angenommen, dass sich die Kostenposition von grünem Wasserstoff im „Transformationspfad“ gegenüber dem „Trendpfad“ deutlich schneller verbessern könnte. Folglich wird der Strombedarf für Wasserstoff im „Trendpfad“ weitestgehend durch die bestehende Regulatorik sowie Wasserstoffabnahme-Projekte mit erfolgter Investitionsentscheidung getrieben. Letztere bezieht sich vor allem auf Direktreduktionsanlagen in der Stahlproduktion. Dabei wird erwartet, dass zunächst nur ein kleiner Teil des Energiebedarfs in diesen Anlagen mit Wasserstoff gedeckt wird.

Einige Indizien deuten auf ein verzögertes Anlaufen der Wasserstoffwirtschaft hin. Angebotsseitig haben bisher in Deutschland Elektrolyseprojekte mit insgesamt weniger als 700 MW Leistung in Deutschland die finale Investitionsentscheidung getroffen.¹⁰⁸ Bei einer Vorlaufzeit von drei bis fünf Jahren wäre eine starke Beschleunigung nötig, um die installierte Leistung von 10 GW im Jahr 2030 gemäß den Zielen der Nationalen Wasserstoffstrategie zu erreichen.¹⁰⁹ Nachfrageseitig wecken mehrere Sektoren Zweifel an einem schnellen Anlaufen der Wasserstoffwirtschaft. Im Wärmesektor macht eine starke Steigerung der Kostenprognosen laut den Modellierungen dieser Studie den Einsatz von Wasserstoff zur Wärmeerzeugung bis 2035 unwirtschaftlich. Im Verkehrssektor sind die Prognosen für den Absatz von Brennstoffzellenfahrzeugen in den letzten beiden Jahren deutlich gesunken. Grund dafür ist eine gegenläufige Entwicklung der Prognosen für Batteriezellen und Wasserstoff. Brennstoffzellen sind gegenüber batteriebetriebenen Fahrzeugen deshalb weniger kompetitiv geworden und nur wenige Automobilhersteller treiben die Entwicklung von Brennstoffzellenfahrzeugen voran.¹¹⁰ Auch im Industriesektor kommt es zu größeren Verzögerungen des Wasserstoffhochlaufs. So wurden beispielsweise in der Stahlindustrie die Fördernebenbedingungen der Direktreduktionsanlagen so angepasst, dass sie zunächst primär mit Erdgas befeuert werden können.¹¹¹

Auf Basis der getroffenen Annahmen sowie der ökonomischen Optimierung steigt der Strombedarf für Wasserstoff im Szenario „Transformationspfad“ auf 26 TWh im Jahr 2030 und auf 78 TWh im Jahr 2035. Im Szenario „Trendpfad“ ist der Bedarf an Elektrolyseuren deutlich niedriger: Er steigt bis 2030 auf 9 TWh und bis 2035 auf 25 TWh. Analog zu den Sektoren Rechenzentren und Fernwärme ist die Unsicherheit bei Wasserstoff höher als in anderen Sektoren, da sich der Markt für grünen Wasserstoff erst entwickelt. Zum einen bilden die beiden Szenarien bereits eine große Spannweite des Strombedarfs ab (Delta von 53 TWh im Jahr 2035), zum anderen stellt auch hier der Sektor einen relativ kleinen Anteil der Nachfrage von 10 bzw. 4% dar.

¹⁰⁸ Wasserstoff-Kompass (2024)

¹⁰⁹ BMWK (2023)

¹¹⁰ Transport Topics (2024)

¹¹¹ Vgl. auch EU-Kommission (2023)



4 Regulatorische Planung und Szenarien der Nachfrageentwicklung im Vergleich

Im Folgenden werden die in Kapitel 3 entwickelten Szenarien „Transformationspfad“ und „Trendpfad“ mit der regulatorischen Planung verglichen. Dieser Vergleich erfolgt zum einen mit dem durch die Novelle des EEG implizit definierten Bruttostromverbrauch von 750 TWh im Jahr 2030, zum anderen mit dem im NEP 2037/2045 (2025)¹¹² angenommenen Nettostromverbrauch von 774 bis 1.002 TWh im Jahr 2037.

Um Vergleichbarkeit zu gewährleisten zwischen dem in der EEG-Novelle definierten Verbrauch und dem Stromverbrauch, der den Szenarien zugrunde liegt, wird Ersterer in den Nettostromverbrauch umgerechnet. In den vergangenen zehn Jahren, d.h. zwischen 2014 und 2023, lag der Nettostromverbrauch im Durchschnitt bei etwa 90% des Bruttostromverbrauchs.¹¹³ Wird dieser Durchschnittswert zugrunde gelegt, entspricht der Verbrauch laut EEG-Novelle einem Nettostromverbrauch von rund 670 TWh.

Beide Szenarien rechnen im Jahr 2030 mit einem Stromverbrauch von 615 TWh bzw. 530 TWh, liegen also 8 bzw. 21% unter dem Verbrauchswert der EEG-Novelle (Abbildung 8). Da dieser nur als Gesamtwert und nicht für einzelne Sektoren definiert wurde, ist ein sektorspezifischer Vergleich nicht möglich. Der Vergleich der Stromverbrauchswerte aus den Szenarien und der EEG-Novelle zeigt jedoch, dass die Stromnachfrage bis 2030 möglicherweise nicht so stark steigen könnte, wie in der EEG-Novelle prognostiziert – selbst unter der Annahme (wie im Szenario „Transformationspfad“), dass die Klimaneutralität bis 2045 erreicht wird und Dekarbonisierungstechnologien entsprechend schneller adaptiert werden. Ein möglicher Treiber

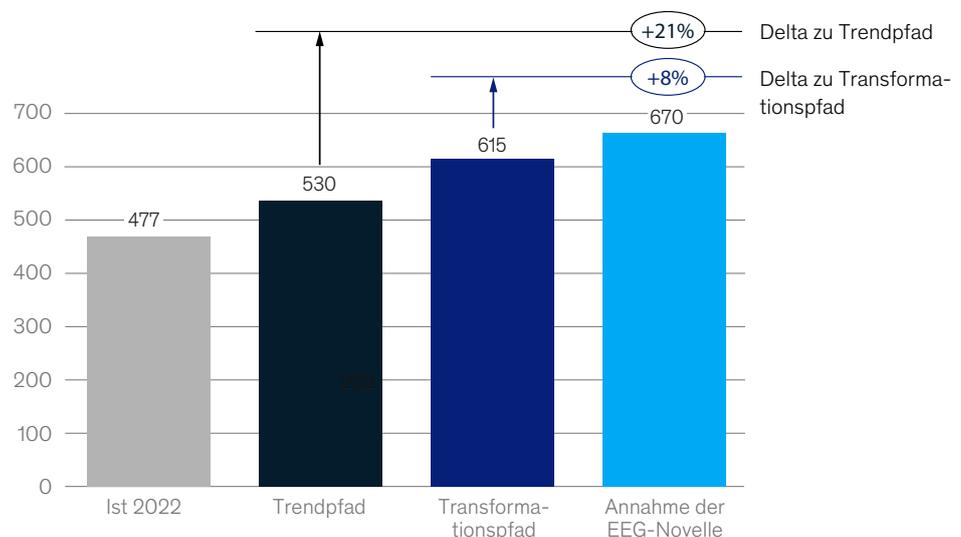
¹¹² NEP (2024)

¹¹³ BDEW (2024)

Abbildung 8

Nettostromverbrauch 2030 verglichen mit der Annahme der EEG-Novelle

in TWh (2030)

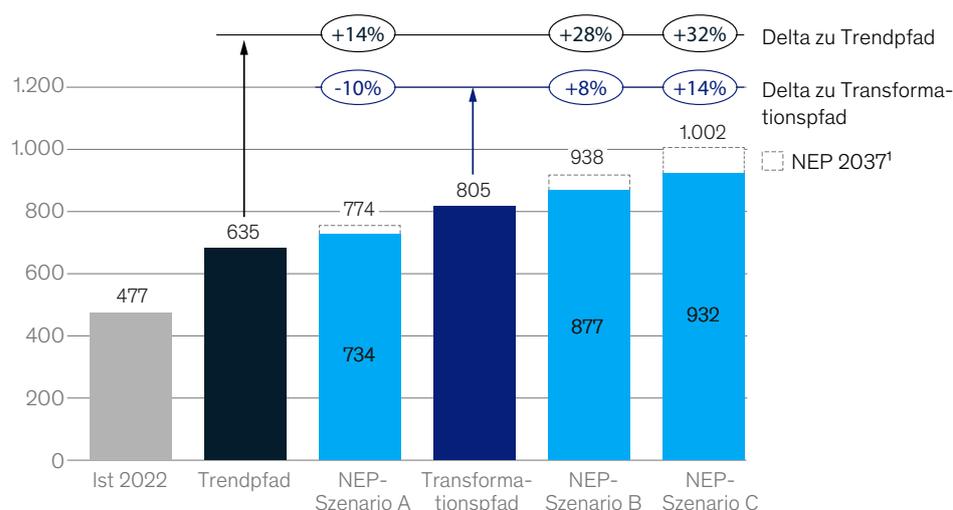


Quelle: BMWK; McKinsey

Abbildung 9

Nettostromverbrauch 2035 verglichen mit dem NEP (2025)

in TWh (2035)



¹ Die NEP-Werte für 2035 ergeben sich aus einer linearen Skalierung der NEP-Referenzwerte 2022 und 2037
Quelle: NEP; McKinsey

hierfür könnte die in den Modellierungen dieser Studie berücksichtigte Produktionsentwicklung sein, die für einige Industriesektoren rückläufig ist.

Der NEP definiert den erwarteten Nettostromverbrauch für die Jahre 2037 und 2045. Um diese Stromverbrauchswerte ebenfalls mit den Verbrauchswerten in den Szenarien „Transformationspfad“ und „Trendpfad“ vergleichbar zu machen, wird der erwartete Stromverbrauch im NEP für das Jahr 2035 unter der Annahme einer linearen Entwicklung von 2022 bis 2037 (wie im NEP indikativ dargestellt) berechnet.¹¹⁴ Der NEP umfasst drei Nachfrageszenarien: Szenario A, Szenario B und Szenario C. Diese Szenarien basieren auf unterschiedlichen Annahmen – sowohl zu transformationsbedingten Veränderungen beim Strombezug durch die Substitution fossiler Energieträger als auch zu Effizienzsteigerungen und spezifischen Energiebedarfen innerhalb der Sektoren sowie zur inländischen Wasserstoffproduktion. Ähnlich wie die Szenarien „Transformationspfad“ und „Trendpfad“ zeigen die NEP-Szenarien eine Bandbreite der Entwicklung des Strombedarfs.

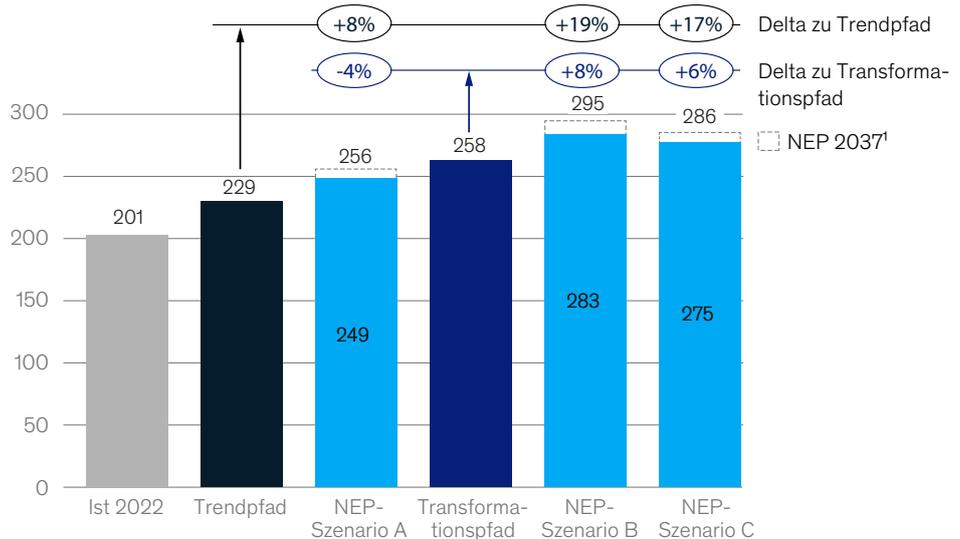
Der Vergleich zwischen den Modellierungen dieser Studie und denen des NEP zeigt, dass der Nettostrombedarf im Jahr 2035 im „Transformationspfad“ zwischen den Szenarien A und B liegt und im „Trendpfad“ unterhalb aller drei NEP-Szenarien bleibt (Abbildung 9). Für den „Transformationspfad“ beträgt die Differenz zum NEP zwischen -71 und +127 TWh (-10 bis +14%), im „Trendpfad“ liegt sie zwischen +99 und +297 TWh (+14 bis +32%). Insgesamt wird deutlich, dass die Ergebnisse der Studie die den NEP-Szenarien B und C zugrunde liegende Annahme eines starken Wachstums nicht unterstützen. Selbst unter der Annahme

¹¹⁴ NEP (2024); Abbildung 9

Abbildung 10

Industrie – Nettostromverbrauch 2035 verglichen mit dem NEP (2025)

in TWh (2035)



¹ Die NEP-Werte für 2035 ergeben sich aus einer linearen Skalierung der NEP-Referenzwerte 2022 und 2037
Quelle: NEP; McKinsey

einer beschleunigten Dekarbonisierung, wie im Szenario „Transformationspfad“, würde im Jahr 2035 lediglich die Stromnachfrage des NEP-Szenarios A erreicht werden.

Die Haupttreiber für die Unterschiede zwischen dem Szenario „Trendpfad“ und dem NEP sind die Sektoren Wasserstoff, Verkehr und Industrie. Das bedeutet, dass diese Studie insbesondere in diesen drei Sektoren auf Basis der getroffenen Annahmen einen geringeren Anstieg der Stromnachfrage prognostiziert als der NEP. Im Szenario „Trendpfad“ beträgt die Differenz zum NEP-Szenario A für das Jahr 2035 insgesamt 99 TWh. Davon entfallen allein 65 TWh auf den Sektor Wasserstoff. In den Sektoren Verkehr und Industrie liegt die Differenz zum NEP-Szenario A bei 26 bzw. 21 TWh. In den anderen Sektoren (Haushalte, GHD, Rechenzentren und Fernwärme) fallen die Unterschiede deutlich geringer aus.

Die Unterschiede zwischen den Szenarien „Trendpfad“ und „Transformationspfad“ und den drei NEP-Szenarien werden im Folgenden für jeden Sektor näher beleuchtet.

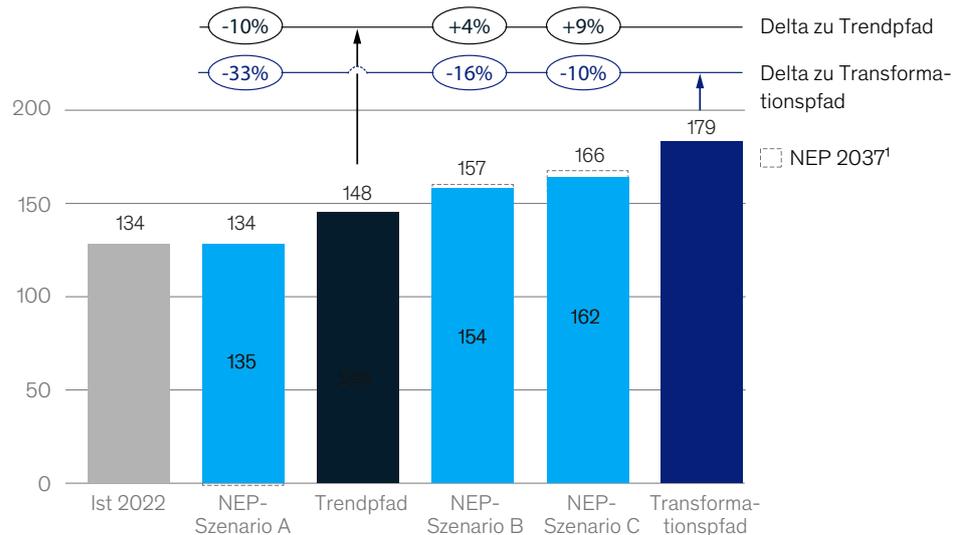
Industrie. Insgesamt fügt sich die Detailbetrachtung des Industriesektors nahtlos in das Gesamtbild des Vergleichs der Szenarien mit dem NEP ein. Im „Transformationspfad“ wird bis 2035 lediglich die Stromnachfrage von Szenario A erreicht, während die Nachfrage im „Trendpfad“ geringer ausfällt (Abbildung 10).

Mit insgesamt 258 TWh im Jahr 2035 liegt die Stromnachfrage der Industrie im „Transformationspfad“ zwischen der Nachfrage in den NEP-Szenarien A und C. Die Nachfrage in Szenario A liegt 4% unter der Nachfrage im „Transformationspfad“, während sie im Szenario C 6% darüber liegt. Dabei ist zu beachten, dass die Stromnachfrage im Industriesektor im Jahr 2035 in Szenario B höher ausfällt als in Szenario C. Dieses Verhältnis kehrt sich jedoch

Abbildung 11

Haushalte – Nettostromverbrauch 2035 erglichen mit dem NEP (2025)

in TWh (2035)



¹ Die NEP-Werte für 2035 ergeben sich aus einer linearen Skalierung der NEP-Referenzwerte 2022 und 2037
Quelle: NEP; McKinsey

bis zum Jahr 2045 um. Der „Trendpfad“ weist mit einer Stromnachfrage von 229 TWh im Jahr 2035 einen Wert auf, der unter den entsprechenden Werten in allen drei NEP-Szenarien liegt. Diese fallen je nach Szenario um 8 bis 19% höher aus.

Da der NEP keine Aufschlüsselung der industriellen Stromnachfrage nach einzelnen Branchen enthält, ist eine branchenspezifische Analyse der Unterschiede nicht möglich. Es ist jedoch wichtig zu beachten, dass der NEP in allen Szenarien von einer Kontinuität der derzeitigen Produktionsmengen und Standorte in der Industrie ausgeht.¹¹⁵ Die Szenarien „Transformationspfad“ und „Trendpfad“ hingegen berücksichtigen für bestimmte Industriesektoren, wie Stahl oder die Chemie, historische Entwicklungen und aktuelle Unternehmensankündigungen, die auf ein rückläufiges Produktionsvolumen oder einen schrittweisen Rückbau von Produktionsanlagen hindeuten. Das könnte eine Erklärung dafür sein, dass die Stromnachfrage bis 2035 selbst im „Transformationspfad“ unter den Werten von zwei der drei NEP-Szenarien bleibt.

Haushalte. Die detaillierte Analyse des Haushaltssektors zeichnet ein anderes Bild als der Gesamtvergleich der Szenarien dieser Studie mit dem NEP. Im Szenario „Transformationspfad“ liegt die Stromnachfrage im Jahr 2035 bei 179 TWh und ist damit höher als in allen drei Szenarien des NEP. Sie übersteigt sogar das NEP-Szenario C um 17 TWh (10%). Auch im Szenario „Trendpfad“ ist die Stromnachfrage höher als im NEP. Mit 148 TWh im Jahr 2035 liegt sie um 14 TWh (10%) über dem NEP-Szenario A (Abbildung 11).

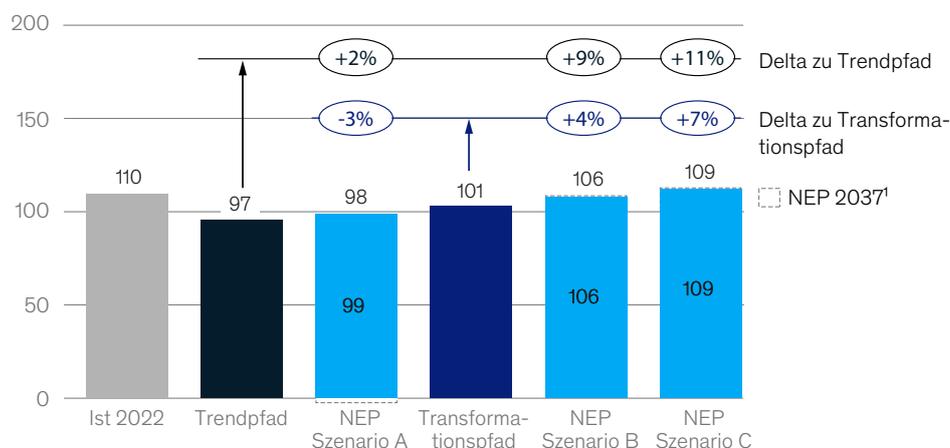
Ein Teil dieser Unterschiede lässt sich durch voneinander abweichende Annahmen zur Entwicklung der Effizienzgewinne erklären. Der NEP geht davon aus, dass der Stromverbrauch

¹¹⁵ NEP (2024), S. 27

Abbildung 12

GHD – Nettostromverbrauch 2035 verglichen mit dem NEP (2025)

in TWh (2035)



¹ Die NEP-Werte für 2035 ergeben sich aus einer linearen Skalierung der NEP-Referenzwerte 2022 und 2037
Quelle: NEP; McKinsey

für den Gerätebestand bis 2037 in allen drei Szenarien um rund 13% sinkt (von 113 auf 98 TWh). Historisch betrachtet ist der Strombedarf für Beleuchtung und Elektrogeräte jedoch nahezu konstant geblieben (+0,3% zwischen 2011 und 2021).¹¹⁶ Aus diesem Grund rechnen die Szenarien „Transformationspfad“ und „Trendpfad“ mit deutlich geringeren Effizienzgewinnen und einem entsprechend höheren Strombedarf für den Gerätebestand bis 2035.

GHD. Eine zentrale Beobachtung beim Vergleich der Ergebnisse für den GHD-Sektor ist, dass die Unterschiede zwischen den Szenarien des NEP und dieser Studie mit maximal 12 TWh relativ gering sind. Alle fünf Szenarien prognostizieren einen moderaten Rückgang der Stromnachfrage im GHD-Sektor zwischen 2022 und 2035. Dabei ist zu beachten, dass die NEP-Szenarien für den GHD-Sektor ohne den Strombedarf der Rechenzentren dargestellt werden. Dies gewährleistet die Vergleichbarkeit zwischen den Szenarien.

Ebenso wie im Gesamtvergleich liegt das Szenario „Transformationspfad“ im GHD-Sektor zwischen den NEP-Szenarien A und B, die für das Jahr 2035 eine 3% niedrigere bzw. 4% höhere Stromnachfrage prognostizieren. Zudem weist das Szenario „Trendpfad“ auch im GHD-Sektor die niedrigste Stromnachfrage auf. Der Unterschied zu Szenario A beträgt hier jedoch nur 2 TWh (2%), was sehr gering ist (Abbildung 12).

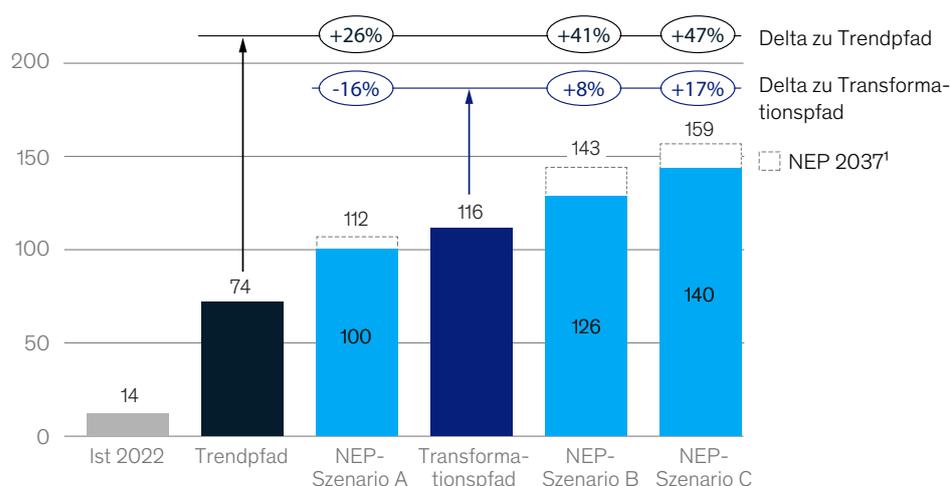
Verkehr. Im Vergleich zum Strombedarf von 14 TWh im Jahr 2022 prognostizieren alle fünf Szenarien für den Verkehrssektor einen starken Anstieg der Stromnachfrage bis 2035. Die Höhe dieses Anstiegs variiert jedoch je nach Szenario. Wie im Gesamtvergleich liegt der „Transformationspfad“ auch im Verkehrssektor zwischen den NEP-Szenarien A und B,

¹¹⁶ Destatis (2023)

Abbildung 13

Verkehr – Nettostromverbrauch 2035 verglichen mit dem NEP (2025)

in TWh (2035)



¹ Die NEP-Werte für 2035 ergeben sich aus einer linearen Skalierung der NEP-Referenzwerte 2022 und 2037
Quelle: NEP; McKinsey

während sich der „Trendpfad“ unter allen drei NEP-Szenarien befindet (Abbildung 13). Die Unterschiede zwischen den Szenarien sind hier jedoch größer als in anderen Sektoren.

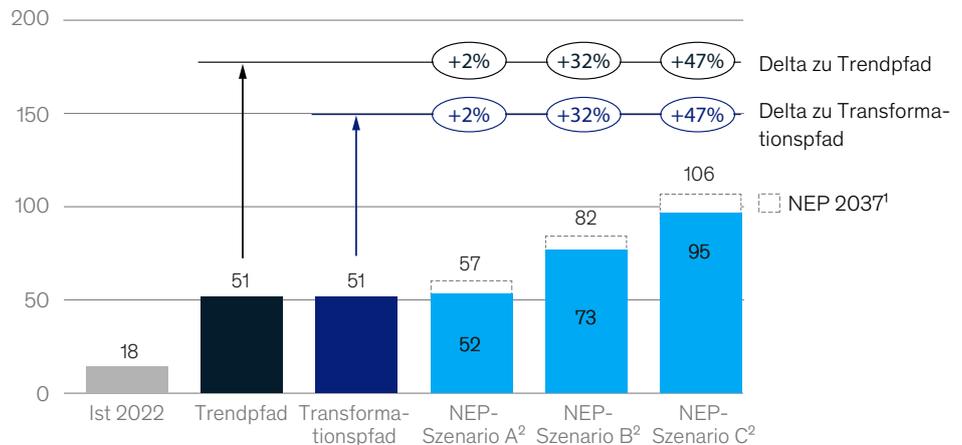
Im Szenario „Transformationspfad“ liegt der Strombedarf im Jahr 2035 bei insgesamt 116 TWh und damit unter den NEP-Szenarien B und C. Diese weisen einen um 8 bzw. 17% höheren Strombedarf auf. Das Szenario „Trendpfad“ verbleibt mit 74 TWh im Jahr 2035 deutlich unter den drei NEP-Szenarien A, B und C, in denen der Strombedarf um 26%, 41% bzw. 47% höher ausfällt.

Ein wesentlicher Treiber für diese Unterschiede sind abweichende Annahmen zur Geschwindigkeit der Elektrifizierung im Straßenverkehr. Während die Stromnachfrage in den NEP-Szenarien zwischen 2035 und 2045 nur um etwa 30% steigt (im Vergleich zu einer Versechsfachung bis Verneunfachung zwischen 2022 und 2035), prognostiziert das McKinsey Center for Future Mobility (MCFM) für diese Jahre einen deutlich stärkeren Anstieg. Folglich entspricht die Stromnachfrage im „Trendpfad“ ab Beginn der 2040er Jahre ungefähr der des NEP-Szenarios A und die Nachfrage im „Transformationspfad“ der des NEP-Szenarios B.

Rechenzentren. Um die Vergleichbarkeit der Szenarien in dieser Studie mit denen des NEP im Sektor Rechenzentren herzustellen, werden zwei Anpassungen vorgenommen. Erstens wird im NEP der Strombedarf für Rechenzentren als Teil des GHD-Sektors aufgeführt. Daher wird dieser im GHD-Sektor abgezogen und nachfolgend getrennt dargestellt. Zweitens gibt der NEP nur den Strombedarf für neue Rechenzentren an. Zu diesem Wert wird daher der Ist-Strombedarf von 18 TWh im Jahr 2022 addiert.

Abbildung 14

Rechenzentren – Nettostromverbrauch 2035 verglichen mit dem NEP (2025)
in TWh (2035)



1 Die NEP-Werte für 2035 ergeben sich aus einer linearen Skalierung der NEP-Referenzwerte 2022 und 2037
2 Im NEP nur Strombedarf aus neuen Rechenzentren ausgewiesen
Quelle: NEP; McKinsey

Für den Sektor Rechenzentren wird der Strombedarf nicht zwischen den Szenarien „Trendpfad“ und „Transformationspfad“ unterschieden. Im Jahr 2035 liegt der Strombedarf für Rechenzentren in beiden Szenarien bei 51 TWh und ist damit in etwa so hoch wie im NEP-Szenario A (Delta von 1 TWh bzw. 2%). Die NEP-Szenarien B und C gehen von einem deutlich stärker steigenden Strombedarf bis 2035 aus: Er liegt 32 bzw. 47% über den beiden Szenarien (Abbildung 14). Der Grund für diese Bandbreite im NEP ist, dass in Szenario A nur Projekte mit dem Status „Fortgeschrittene Planung“ berücksichtigt werden, während die Szenarien B und C auch Projekte mit dem Status „Planung“ heranziehen (zu 50 bzw. 100% ihrer gemeldeten Nennleistung).¹¹⁷ Das Wachstum in den Szenarien dieser Studie basiert auf einer Fortschreibung des historischen Wachstums sowie auf den bis 2027 geplanten Projekten und ähnelt in den Annahmen somit eher dem NEP-Szenario A.

Fernwärme. Der Vergleich der Szenarien „Transformationspfad“ und „Trendpfad“ mit den NEP-Szenarien für den Sektor Fernwärme zeigt ein leicht anderes Bild als der Gesamtvergleich: Im Jahr 2035 liegt der Stromverbrauch im Szenario „Transformationspfad“ über dem der drei Szenarien des NEP, während er im Szenario „Trendpfad“ unter den Szenarien B und C liegt (Abbildung 15).

Der Strombedarf im Szenario „Transformationspfad“ liegt 11 bzw. 9 TWh über dem Bedarf der NEP-Szenarien A, B und C (Differenz von 63 bis 95%), während der Strombedarf im Szenario „Trendpfad“ 1 TWh darüber bzw. darunter liegt (Differenz von -9 bzw. +9%). Einer der Gründe hierfür sind die abweichenden Annahmen zur Nutzung von Wasserstoff in der

¹¹⁷ NEP (2024), S. 45

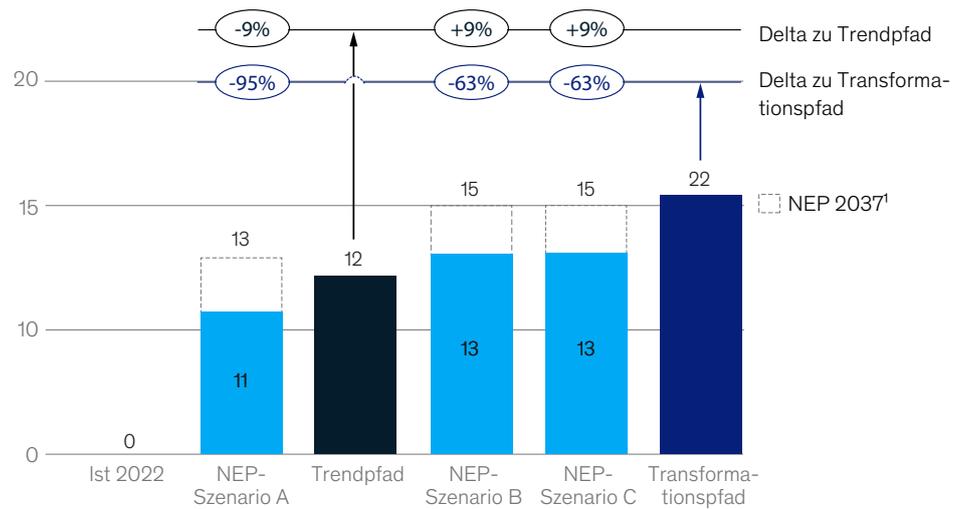
Fernwärmeerzeugung. Während der NEP davon ausgeht, dass Wasserstoff zur Dekarbonisierung der Fernwärmeerzeugung genutzt wird, wird die Nutzung von Wasserstoff in dieser Studie ausgeschlossen. Das führt im Szenario „Transformationspfad“ zu einem höheren Strombedarf.

Wasserstoff. Auch der Vergleich für den Sektor Wasserstoff zeigt ein zum Teil anderes Bild als der Gesamtvergleich: Der Bedarf im Szenario „Trendpfad“ sowie im Szenario „Transformationspfad“ liegt unter dem der drei NEP-Szenarien (Abbildung 16).

Die Differenz zum Szenario „Transformationspfad“ liegt bei +12 TWh (+13%) im Szenario A, +43 TWh (+36%) im Szenario B und +61 TWh (+44%) im Szenario C. Die Unterschiede zum NEP sind im „Trendpfad“ deutlich größer: Die Stromnachfrage in den NEP-Szenarien ist etwa vier- bis sechsmal so hoch wie im Szenario „Trendpfad“ (25 TWh im „Trendpfad“).

Abbildung 15

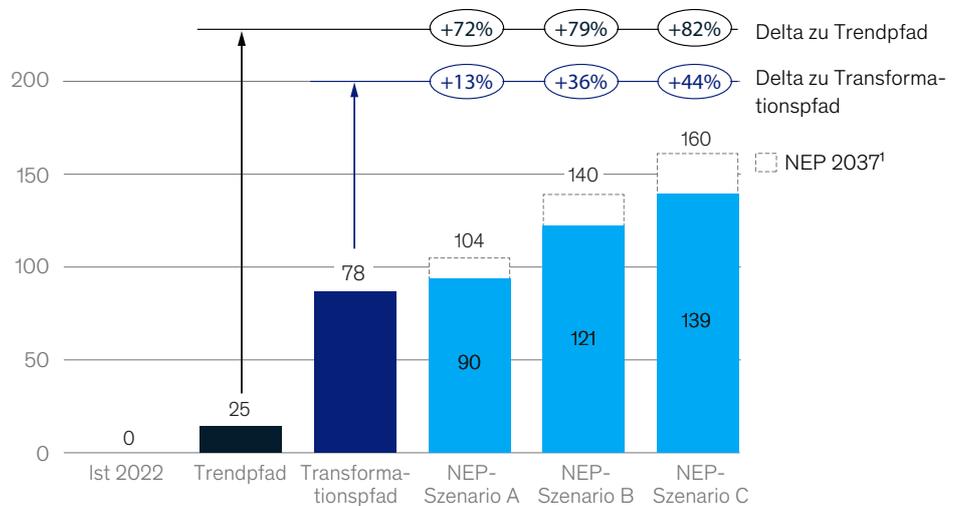
Fernwärme – Nettostromverbrauch 2035 verglichen mit dem NEP (2025)
in TWh (2035)



¹ Die NEP-Werte für 2035 ergeben sich aus einer linearen Skalierung der NEP-Referenzwerte 2022 und 2037
Quelle: NEP; McKinsey

Abbildung 16

Wasserstoff – Nettostromverbrauch 2035 der Szenarien verglichen mit NEP (2025)
in TWh (2035)



¹ Die NEP-Werte für 2035 ergeben sich aus einer linearen Skalierung der NEP-Referenzwerte 2022 und 2037
Quelle: NEP; McKinsey



5

Mögliche Implikationen einer geringeren Stromnachfrage

Der Kapazitätsausbau zur Stromerzeugung richtet sich aktuell nach den gesetzlichen Vorgaben des Osterpakets 2022 und den darin enthaltenen Annahmen zur Nachfrageentwicklung. Der Ausbau der Stromnetze und die Prognose zur zukünftigen der Stromnachfrage werden in den drei Szenarien des NEP 2023 näher betrachtet.

Die Modellierungen in dieser Studie haben gezeigt, dass die Stromnachfrage bis 2030 auf 530 (Szenario „Trendpfad“) bis 615 TWh (Szenario „Transformationspfad“) ansteigen könnte. Bis 2035 könnte die Nachfrage bei 635 TWh bis 805 TWh liegen. Dies bedeutet, dass die Nachfrage selbst im Szenario „Transformationspfad“ unter dem in der Novelle des EEG implizit definierten Stromverbrauch für 2030 sowie unterhalb zweier von drei Szenarien im NEP 2037/2045 (2025) zum Stromverbrauch für 2035 bleiben würde. Im Folgenden werden die Implikationen einer geringeren Stromnachfrage für den Kapazitäts- und Netzausbau sowie für den Haushaltsstrompreis diskutiert. Dabei werden die Ergebnisse der Modellierung des Energiewendepfads entsprechend den Zielvorgaben des Osterpakets 2022 mit der ermittelten Stromnachfrage im Szenario „Trendpfad“ verglichen.

Das Osterpaket 2022 sieht den Ausbau von etwa 370 GW an Erzeugungskapazitäten aus Photovoltaik, Windkraft auf See und Windkraft an Land bis 2035 vor. Davon entfällt ein Großteil (über 230 GW) auf Photovoltaik. Darüber hinaus ist der Neubau von 30 GW an disponiblen Stromerzeugern geplant, (z.B. wasserstofffähige Gaskraftwerke und Großbatteriespeicher), um den steigenden Strombedarf trotz der Stilllegung von 30 GW Kohlekraftwerkskapazitäten zu decken.¹¹⁸ Bereits in der McKinsey-Studie „Zukunftspfad Stromversorgung“ von Anfang 2024 wurde die Umsetzung der Zielvorgaben des Osterpakets 2022 mithilfe des McKinsey-Strommarktmodells und des McKinsey-Verteilnetzmodells modelliert,¹¹⁹ um die notwendigen systemischen Investitionen und deren Auswirkungen auf die Verbraucherstrompreise zu untersuchen. Die Analyse ergab, dass das Übertragungsnetz für die Umsetzung der vorgesehenen Versorgung mit erneuerbarer Energie zwischen 2026 und 2035 durchschnittlich um rund 2.100 km pro Jahr ausgebaut werden müsste. Laut NEP 2023 erfordert dies Gesamtinvestitionen von über 310 Mrd. EUR, davon etwa 250 Mrd. EUR bis 2035. Das McKinsey-Verteilnetzmodell zeigte zudem einen Investitionsbedarf von 120 bis 160 Mrd. EUR für das Verteilnetz bis 2035 auf. Insgesamt ergaben sich bei der Modellierung des Energiewendepfads gemäß Osterpaket 2022 und NEP 2023 notwendige gesamtsystemische Investitionen von voraussichtlich 700 bis 850 Mrd. EUR zwischen 2023 und 2035.

Sollte der Ausbau der Erzeugungskapazitäten sowie der Übertragungs- und Verteilnetze weiterhin den Zielvorgaben des Osterpakets folgen, die Gesamtnachfrage – wie im Szenario „Trendpfad“ prognostiziert – zukünftig jedoch geringer ausfallen, müssten gemäß aktuellen Regularien die damit verbundenen gesamtsystemischen Energiewendeinvestitionen von 700 bis 850 Mrd. EUR auf diese reduzierte Nachfrage umgelegt werden. Dies würde zu einem höheren Anstieg der Strompreise für Verbraucher führen.

Die Analysen des McKinsey-Strommarktmodells und des McKinsey-Verteilnetzmodells zeigen, dass die durchschnittlichen Haushaltsstrompreise für den Netzbezug bis 2035 auf (real) 49 bis 51 ct/kWh ansteigen könnten. Dies entspräche einem Anstieg von ungefähr 20 ct/kWh gegenüber dem durchschnittlichen Preisniveau des vergangenen Jahrzehnts und einem Anstieg von 10 ct/kWh gegenüber dem Preisniveau der ersten Jahreshälfte

¹¹⁸ BMJ (2023); Die Bundesregierung (2023)

¹¹⁹ McKinsey (2024)

2024.¹²⁰ In diesem Preis enthalten sind der Großhandelsstrompreis, die Netzentgelte, sowie Umlagen¹²¹ für den Ausbau von Erzeugungskapazitäten und Steuern.¹²²

Der Anstieg des Strompreises wäre größtenteils auf Kostenkomponenten zurückzuführen, die für den Betrieb und den Ausbau der Infrastruktur zur Bewältigung einer höheren Nachfrage erforderlich sind. Die Netzentgelte würden somit für knapp die Hälfte des Strompreises verantwortlich sein. Weitere 8 bis 10 ct/kWh des Strompreises würden zudem durch Umlagen für die Erzeugungskapazitäten bedingt. Wie bereits in der letztjährigen McKinsey-Studie¹²³ angenommen, wird auch hier davon ausgegangen, dass Subventionen für Erzeugungskapazitäten (vor allem für erneuerbare Energien und Gaskraftwerke) analog zur historischen EEG-Umlage bis 2022 auf die Endnutzer umgelegt werden.¹²⁴ Dadurch lassen sich die Szenarien besser vergleichen.

Eine Möglichkeit, einen solchen Anstieg der Haushaltsstrompreise zu vermeiden, besteht darin, einer weniger stark steigenden Stromnachfrage mit geringeren Ausbauzielen für (erneuerbare) Erzeugungskapazitäten zu begegnen. Dies würde auch den Bedarf an Netzverstärkung und -ausbau verringern.

Um 2035 eine Stromnachfrage von 635 TWh im „Trendpfad“-Szenario zu decken, wäre eine geringere Stromerzeugung von etwa 200 TWh gegenüber der Erzeugungsleistung des Ausbaus nach dem Osterpaket notwendig. Dies würde einen geringeren Ausbau von Erzeugungskapazitäten bedeuten. Die Modellierung dieser reduzierten Kapazitäten erfolgt mithilfe des McKinsey-Strommarktmodells unter der Bedingung der Optimierung der Gesamtsystemkosten. Gemäß den Modellierungen könnten die Ausbauziele des Osterpakets 2022 für erneuerbare Energien um rund 200 GW installierte Kapazität gesenkt werden.

Bei einer Reduktion von 5-10 GW Windkraft auf See, 30-40 GW Windkraft an Land und 150-160 GW Photovoltaik (Abbildung 17) ergäbe sich allein für die Errichtung der Erzeugungskapazität ein Einsparpotenzial von über 150 Mrd. EUR.

Trotz des geringeren Ausbaus der erneuerbaren Energien wären die CO₂-Emissionen des Stromsektors aufgrund der niedrigeren Stromnachfrage und insgesamt ähnlicher Auslastung konventioneller Kraftwerke nahezu unverändert. Die CO₂-Emissionen des Stromsektors im Jahr 2035 lägen mit etwa 29 Mt rund 4 Mt höher als bei einem Ausbau nach Zielvorgaben des Osterpakets. Damit wäre die Zielvorgabe nach dem Klimaschutzgesetz, die Emissionen von unter 60 Mt vorsieht, weiterhin erfüllt.¹²⁵ Um die Ergebnisse ökonomisch vergleichbar zu halten und die rund 4 Mt über das Osterpaket 2022 hinaus verursachten Emissionen zu vermeiden oder zu kompensieren, werden nachfolgend zusätzliche Kosten von etwa 1 Mrd. EUR jährlich berücksichtigt. Außerhalb des Strommarkts würden die CO₂-Emissionen der anderen

¹²⁰ [bdew \(2024\)](#)

¹²¹ 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.

¹²² [Bundesnetzagentur \(2024\)](#)

¹²³ [McKinsey \(2024\)](#)

¹²⁴ Einnahmen aus dem CO₂-Emissionshandel aus der Stromerzeugung werden in dieser Rechnung ebenfalls berücksichtigt und von den Subventionen abgezogen, fallen in diesem Szenario jedoch sehr gering aus. Einem Subventionsvolumen von knapp 40 Mrd. EUR im Jahr 2035 stehen Einnahmen aus dem Emissionshandel von 2,5 Mrd. EUR gegenüber.

¹²⁵ [Bundesgesetzblatt \(2024\)](#); Ziele für den Sektor Energiewirtschaft sind im Klimaschutzgesetz nur bis zum Jahr 2030 definiert (108 Mt im Jahr 2030; historisch entfielen 85 bis 90% der Emissionen auf den Strommarkt). Die Zielvorgabe von 60 Mt folgt dem Reduktionspfad der Gesamtemissionen bis 2035 (Reduktion von 35% gegenüber 2030).

Abbildung 17

Installierte Leistung von Windenergie und Photovoltaik im Vergleich in GW

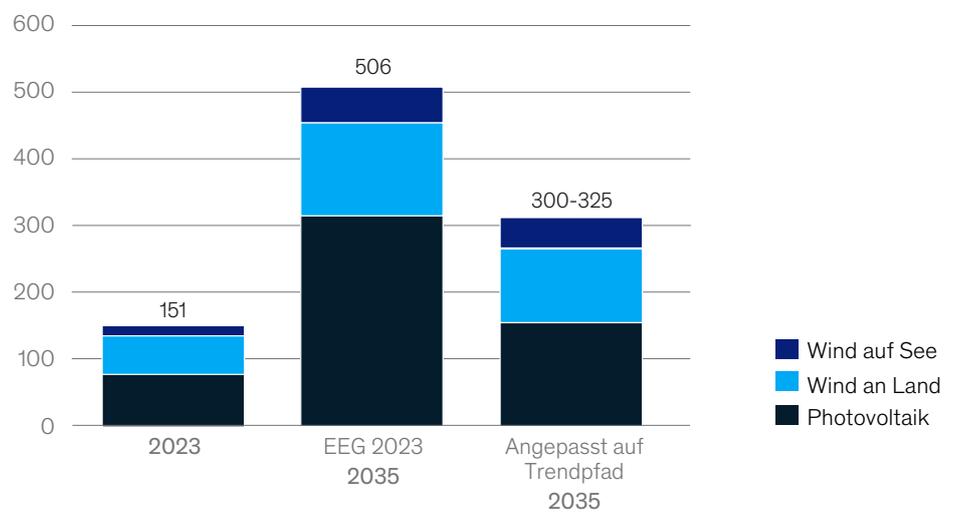
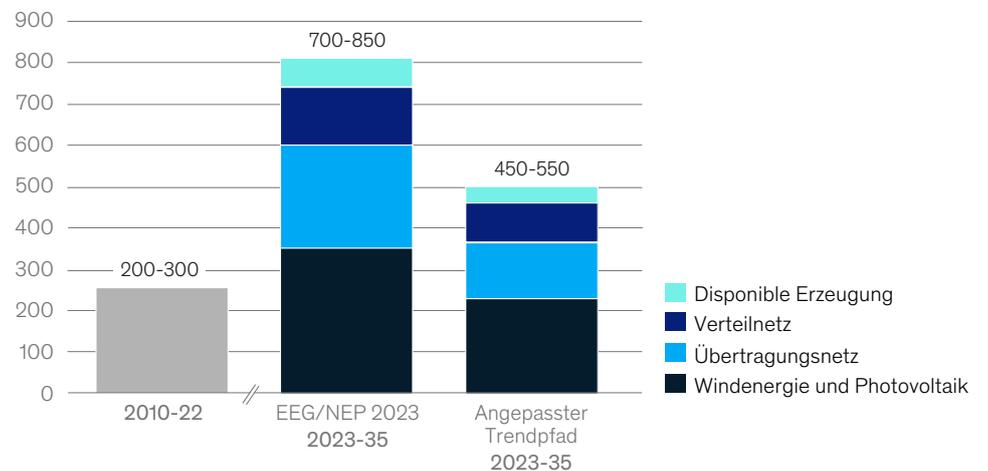


Abbildung 18

Benötigte Investitionen für Stromerzeugung und -netze in Deutschland im Vergleich in EUR



Quelle: BDEW; IRENA; NEP 2023; McKinsey-Strommarktmodell

Sektoren aufgrund der langsameren Elektrifizierung im „Trendpfad“ über denen des „Transformationspfads“ liegen.

Eine geringere Nachfrage und ein dementsprechend reduzierter Ausbau der erneuerbaren Erzeugung würde auch zu einer Verringerung des Investitionsbedarfs in zusätzliche Übertragungs- und Verteilnetze führen. Die Investitionen könnten zwischen 2023 und 2035 um 140 bis 180 Mrd. EUR gesenkt werden (Abbildung 18). Dabei würden 90 bis 110 Mrd. EUR auf die Übertragungsebene und 50 bis 70 Mrd. EUR auf die Verteilnetzebene entfallen.

Der um 140 bis 180 Mrd. EUR geringere Investitionsbedarf resultiert zu einem großen Teil aus der im Vergleich zu den Zielvorgaben des Osterpakets reduzierten Integration von erneuerbaren Energien. Maßgeblich hierfür sind laut den Modellierungen drei Effekte:

- Einsparungen von etwa 50 Mrd. EUR aus der Netzanbindung des reduzierten Ausbaus von Windkraft auf See an das Übertragungsnetz¹²⁶
- Einsparungen von weiteren 40 bis 50 Mrd. EUR auf Verteilnetzebene aus dem deutlich reduzierten Ausbau von Erneuerbaren, insbesondere in ländlichen Regionen mit überlasteten Verteilnetzen (Einsparungen von etwa 25 Mrd. EUR in Nordostdeutschland¹²⁷)
- Einsparungen von 30 bis 50 Mrd. EUR durch den regional optimierten Ausbau von Erneuerbaren gegenüber dem NEP 2023 auf Übertragungsebene,¹²⁸ beispielsweise durch geringeren Ausbau der Nord-Süd-Übertragungskapazitäten aufgrund eines insgesamt geringeren Zubauvolumens sowie einer überproportionalen Reduktion des Ausbaus erneuerbarer Energien im Norden im Vergleich zum NEP 2023

Weitere Einsparungen von 20 bis 30 Mrd. EUR resultieren primär direkt aus der niedrigeren Stromnachfrage.

Die notwendigen Netzinvestitionen für die Anbindung von Verbrauchern, wie Ladeinfrastruktur oder Datenzentren, sowie für die Behebung erwarteter Netzengpässe bleiben nahezu unverändert. Auch in einem reduzierten Ausbauszenario müsste sich das Ausbautempo bei Übertragungsnetzen gegenüber den letzten sechs Jahren von rund 400 km pro Jahr auf etwa 950 km in etwa verdoppeln.

Dabei bedeutet ein geringerer Ausbau des Stromnetzes nicht, dass Netzengpasskosten zwingend steigen würden. Entscheidender Faktor wäre sowohl im Ausbau nach Osterpaket als auch nach „Trendpfad“, dass die kritischen Netzabschnitte zeitnah ausgebaut werden. Denn bereits heute wird ein Großteil der Kosten für das Netzengpassmanagement durch wenige Engpassstellen getrieben. Beispielsweise wurden 2023 über 35% der Netzengpassmaßnahmen durch das Abriegeln an zwei überlasteten Netzabschnitten verursacht, in Büttel, Schleswig-Holstein, und in Dörpen, Niedersachsen.

Die Anpassung des Ausbaus von Erzeugungskapazitäten und Netzinfrastruktur an die geringere Nachfrage würde bewirken, dass die gesamtsystemischen Investitionen in die Energiewende bis 2035 um 310 bis 350 Mrd. EUR gesenkt werden könnten. Übertragen auf den

¹²⁶ Die Reduktion erfolgt aufgrund eines geringeren Ausbaubedarfs für Windkraft auf See bis 2045 im optimierten Stromsystem. Entsprechend werden anteilig weniger Offshore-Netzanbindungen berücksichtigt.

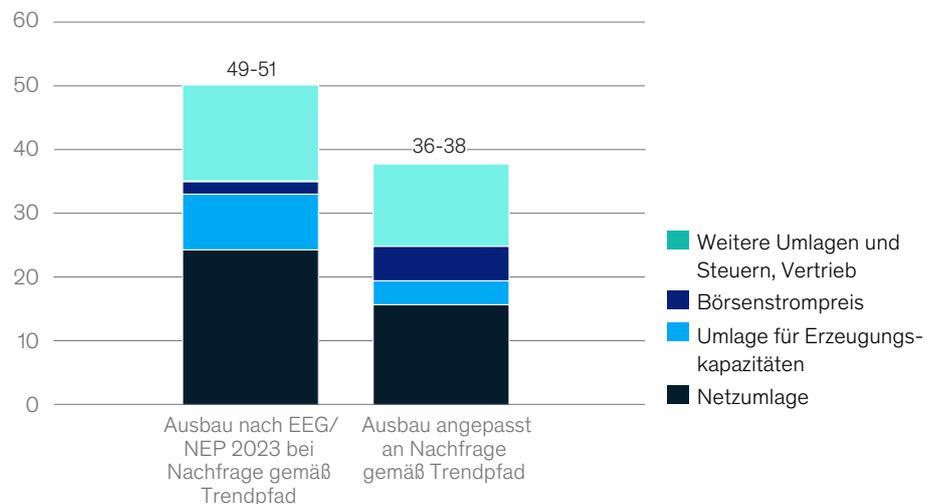
¹²⁷ Die Einsparungen folgen aus einer Modellierung des Verteilnetzes für verschiedene Regionen Deutschlands.

¹²⁸ Die Einsparungen werden mithilfe eines regionalen Strommarktmodells unter Berücksichtigung der Übertragungskapazitäten geschätzt. Der geringere Investitionsbedarf für Übertragungsnetze im Modell wird anteilig auf die benötigten Investitionen im NEP 2023 angewendet.

Abbildung 19

Haushaltsstrompreis im Jahr 2035 im Vergleich

in ct/kWh



Quelle: BDEW; IRENA; NEP 2023; McKinsey-Strommarktmodell

Haushaltsstrompreis bedeutet dies, dass dieser bis 2035 nur auf etwa (real) 36 bis 38 ct/kWh ansteigen würde (Abbildung 19). Das entspricht noch immer einem Anstieg von etwa 30% gegenüber der Periode von 2010 bis 2019, liegt jedoch um etwa 30% unter einem vollständigen Ausbau gemäß Osterpaket 2022 und einer Entwicklung der Stromnachfrage nach „Trendpfad“. Zu bemerken ist, dass sich der preismindernde Effekt auch bei einer höheren Stromnachfrage als im Szenario „Trendpfad“ realisieren lässt – vorausgesetzt, der Infrastrukturausbau erfolgt entsprechend der Nachfrageentwicklung.

Eine Reduktion des Ausbaus würde insbesondere im Netzbereich die von der Bundesnetzagentur festgestellten Verzögerungen abschwächen. Zum Stichtag 30. September 2023 ermittelte die Bundesnetzagentur für die Netze einen Zeit- und Ausba verzug von sieben Jahren und 6.000 km gegenüber der ursprünglichen Planung.¹²⁹ Bei einer Reduktion des Ausbaus müsste die Ausbaugeschwindigkeit für Übertragungsnetze von etwa 400 km auf rund 950 km pro Jahr ansteigen (Abbildung 20). Demgegenüber müsste die Geschwindigkeit beim Ausbau nach dem NEP 2023 mit 1.900 km pro Jahr zukünftig mehr als doppelt so hoch sein. Bei den Zubauzielen für erneuerbare Energien ist die Differenz zwischen geplantem und tatsächlichem Ausbau geringer. So wurden 2024 die Ziele für Photovoltaik und Windkraft auf See erreicht, jedoch nicht für Windkraft an Land.¹³⁰ Dennoch müsste die Ausbaugeschwindigkeit auch für erneuerbare Energien deutlich ansteigen. Beispielsweise müsste der Ausbau der Windkraft an Land von jährlich etwa 1,7 GW auf über 8,5 GW erhöht werden, um die

¹²⁹ Bundesrechnungshof (2024)

¹³⁰ Bundesnetzagentur, SMARD (2024)

Ziele des Osterpakets zu erreichen. Bei einem reduzierten Zubau wäre der notwendige Ausbau mit etwa 5,2 GW pro Jahr deutlich geringer (Abbildung 20). Darüber hinaus würde sich voraussichtlich die derzeitige Bedarfslücke von etwa 220.000 Fachkräften für den Ausbau von Solar- und Windenergie verringern.¹³¹

Eine weniger intensive Elektrifizierung oder ein moderaterer Anstieg der Stromnachfrage würde auch zu einer geringeren Spitzenlast führen. Die Spitzenlast ist entscheidend für die Versorgungssicherheit in Deutschland und hängt von der Verfügbarkeit disponibler Kraftwerkskapazitäten ab. Bei einer Dunkelflaute, wie sie beispielsweise im Herbst auftreten kann, können erneuerbare Energien im Verhältnis zu ihrer installierten Leistung nur geringe Energiemengen liefern. In solchen Phasen muss die Nachfrage durch andere inländische oder ausländische Kraftwerkskapazitäten gedeckt werden. Gemäß den Modellierungen würde die Spitzenlast 2035 (Szenario „Trendpfad“) bei etwa 114 GW liegen und damit unter der im Energiewendepfad des Osterpakets ermittelten Spitzenlast von 130 GW.

Ähnlich wie im Energiewendepfad laut Osterpaket wäre die Stromversorgung in Deutschland auch im Szenario „Trendpfad“ ohne den Ausbau zusätzlicher disponibler Kapazitäten über die Planung des NEP 2023 hinaus in über 100 Stunden im Jahr auf Stromimporte angewiesen.¹³² Dies könnte erhebliche Preisspitzen sowohl im Inland als auch im europäischen Ausland zur Folge haben. Der Ausbau zusätzlicher disponibler Erzeugungskapazitäten könnte diese Abhängigkeit verringern. Die Schaffung zusätzlicher Erzeugungskapazität von 30 GW durch wasserstofffähige Gaskraftwerke ließe sich durch eine Erhöhung der Haushaltsstrompreise bis 2035 um (real) etwa 1 ct/kWh (d.h. auf 37 bis 39 ct/kWh) realisieren.¹³³ Diese Kapazitäten würden die nationale Versorgungssicherheit erhöhen, indem sie die Importabhängigkeit auf unter fünf Stunden pro Jahr reduzieren. Darüber hinaus stünden dadurch disponible Kapazitäten zur Verfügung, die auch bei einer um bis zu 25% höheren Stromnachfrage – insbesondere seitens der Industrie, aber auch der Haushalte – im Vergleich zum „Trendpfad“-Szenario zuverlässig Energie bereitstellen könnten.

Neben den Unterschieden in der Entwicklung der Stromnachfrage und den daraus resultierenden Anforderungen an den Ausbau von Erzeugungskapazitäten und Netzen (Kapitel 3 bis 5) zeigen sowohl der „Transformationspfad“ als auch der „Trendpfad“, dass die Stromnachfrage in Deutschland zukünftig steigen wird. Der wesentliche Unterschied liegt dabei im zeitlichen Verlauf, also darin, wann ein bestimmtes Nachfrageniveau erreicht wird. Während der Nettostromverbrauch im Szenario „Transformationspfad“ bereits 2030 über 600 TWh beträgt, wird dieses Niveau im „Trendpfad“ erst etwa ab 2034 erreicht. Um der zeitlichen Unsicherheit beim Ausbau von Erzeugungskapazitäten und Netzen zu begegnen und das Risiko einer verzögerten Reaktion des Infrastrukturausbaus auf die Nachfrageentwicklung zu minimieren, könnte ein alternativer Ansatz darin bestehen, das Energiesystem „auf Vorrat“ auszubauen. Dadurch ließe sich eine Elektrifizierung entsprechend den Annahmen der Bundesregierung bzw. der Bundesnetzagentur sicherstellen und Netzengpässe könnten verringert werden. Damit die Haushaltstrompreise dennoch etwa auf dem Niveau des angepassten „Trendpfad“-Ausbaus liegen, müssten die zusätzlichen Systemkosten von etwa 30 bis 35

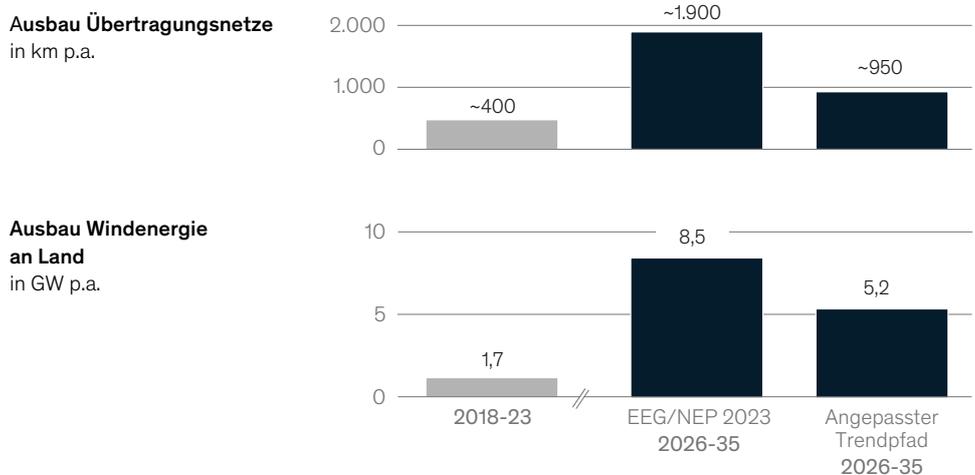
¹³¹ KOFA (2022)

¹³² Importabhängigkeit entsteht, wenn keine volle Abdeckung der inländischen Nachfrage mit inländischen Erzeugungskapazitäten möglich ist.

¹³³ Das Kraftwerkssicherheitsgesetz zielt darauf ab, die Kraftwerksstrategie der Bundesregierung umzusetzen und in zwei Tranchen zu je 5 GW insgesamt 10 GW disponibler, wasserstofffähiger Kapazitäten zu schaffen.

Abbildung 20

Ausbaugeschwindigkeit für Übertragungsnetze und Windenergie im Vergleich



Quelle: Bundesnetzagentur; McKinsey-Strommarktmodell

Mrd. EUR pro Jahr – davon über 15 Mrd. EUR für den Netzausbau – anderweitig finanziert werden. Sollte die Stromnachfrage im Zuge einer fortschreitenden Elektrifizierung langfristig schneller steigen, könnte der jährliche Finanzierungsbedarf entsprechend sinken oder sogar vollständig entfallen.

Exkurs Flexibilität

Ein weiteres Mittel zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit ist die Nutzung von Flexibilität. Die Bundesnetzagentur definiert Flexibilität als „die Veränderung von Einspeisung oder Entnahme in Reaktion auf ein externes Signal (Preissignal oder Aktivierung), mit dem Ziel, eine Dienstleistung im Energiesystem zu erbringen.“¹³⁴ Flexibilität kann demzufolge sowohl auf der Angebots- als auch auf der Nachfrageseite bereitgestellt werden.

Die Flexibilisierung der Nachfrage bietet die Möglichkeit, den Ausbaubedarf für Erzeugungskapazitäten und Stromnetze zu verringern. Dies kann erreicht werden, indem Haushalte, Gewerbe und Industrie in Zeiten hoher Einspeisung und niedriger Preise ihren Stromverbrauch erhöhen oder überschüssigen Strom speichern, während sie in Phasen niedriger Einspeisung und hoher Preise ihren Verbrauch senken oder Energie aus Speichern bereitstellen.¹³⁵

¹³⁴ Bundesnetzagentur (2017)

¹³⁵ Neon Neue Energieökonomik Consentec (2023)

Während insbesondere Großspeicherkapazitäten im Kapazitätsausbau bereits explizit berücksichtigt sind, lassen sich zusätzliche Potenziale durch die Anpassung der Lastprofile von Verbrauchern erschließen. Vor allem Haushalte mit Großverbrauchern wie Wärmepumpen, Elektrofahrzeugen mit Lademöglichkeiten sowie Energiespeichern bieten Flexibilisierungspotenzial. Durch die Verschiebung ihres Verbrauchs in Zeiten hoher Einspeisung und niedriger Preise könnten private Haushalte gemäß den Modellierungen in dieser Studie ein Flexibilisierungspotenzial von etwa 3 GW „downward flexibility“ (Konsumreduktion) und etwa 5 GW „upward flexibility“ (Konsumerhöhung) erreichen.¹³⁶

Eine Umfrage der Bundesnetzagentur unter Unternehmen mit einem Jahresstromverbrauch von mehr als 50 GWh zeigt weiteres Flexibilisierungspotenzial auf. Allerdings gaben lediglich 8,7% der befragten Unternehmen an, dass sie an ihrem Standort eine Lastreduktion in Abhängigkeit vom Börsenstrompreis umsetzen können. Zudem planen nur 14,7% der Unternehmen derzeit Maßnahmen zur Reduzierung ihres Stromverbrauchs durch Lastmanagement.¹³⁷ Eine McKinsey-Umfrage in der Industrie von Herbst 2024 untermauert diese Erkenntnisse: Die Mehrheit der Befragten (etwa 70%) schätzt das limitierte Flexibilisierungspotenzial auf weniger als 25% ihres Gesamtstrombedarfs.

Während Haushalte monetäre Einsparpotenziale, die optimale Nutzung des selbst erzeugten Stroms sowie Unabhängigkeit vom Energiemarkt als wichtigste Faktoren für das Energiemanagement betrachten,¹³⁸ nennen die Industrieunternehmen in der McKinsey-Umfrage die operative Komplexität der Flexibilisierung sowie die regulatorische Unsicherheit als wesentliche Herausforderungen. Die meisten Unternehmen schätzen hingegen die Wirtschaftlichkeit und das erforderliche Know-how nicht als kritische Hürden ein. Diese Ergebnisse verdeutlichen, dass finanzielle Aspekte zwar relevant sind, jedoch ein stabiler regulatorischer Rahmen und die operative Machbarkeit die entscheidenden Einflussfaktoren für Investitionsentscheidungen sind. Dies stimmt mit den Ergebnissen der Umfrage der Bundesnetzagentur überein. Auch dort nannten die Befragten technische und operative Herausforderungen in den Produktionsprozessen als größte Hemmnisse für die Umsetzung eines effektiven Lastmanagements.¹³⁹

¹³⁶ Potenzial bezieht sich ausschließlich auf die prognostizierte Anzahl an Haushalten mit intelligentem Messsystem sowie die erwartete Zahl an Haushalten, die an Flexibilitätsmärkten teilnimmt.

¹³⁷ Bundesnetzagentur, Bundeskartellamt (2024)

¹³⁸ Presseportal (2024)

¹³⁹ Bundesnetzagentur, Bundeskartellamt (2024)

Ausblick: Drei Hebel zur Optimierung des Gesamtsystems

Die zukünftige Entwicklung der Stromnachfrage in Deutschland ist mit erheblichen Unsicherheiten verbunden. Wichtige Einflussfaktoren sind die konjunkturelle Entwicklung, das Wachstum von Zukunftstechnologien wie Wärmepumpen, E-Mobilität und Wasserstoff sowie das Ausmaß und die Geschwindigkeit der Elektrifizierung in der Industrie. Als Diskussionsbeitrag haben wir in dieser Studie die möglichen Auswirkungen eines moderateren Anstiegs der Stromnachfrage im Vergleich zur aktuellen regulatorischen Planung aufgezeigt – ohne den Anspruch auf Vollständigkeit oder Ausschließlichkeit zu erheben.

Bei einer weniger stark steigenden Stromnachfrage besteht die Gefahr, dass höhere Systemkosten, einschließlich eines beträchtlichen Anteils an Fixkosten, auf einen vergleichsweise geringeren Verbrauch umgelegt werden müssen, was zu steigenden Endverbraucherpreisen führen könnte. Dabei bergen steigende Strompreise nicht nur das Risiko, die Elektrifizierung und damit die Dekarbonisierung Deutschlands zu verzögern, sondern könnten auch die soziale Akzeptanz der Energiewende sowie die Wettbewerbsfähigkeit des Wirtschaftsstandorts Deutschlands gefährden.

Um diesem Szenario vorzubeugen und zu einem erfolgreichen Verlauf der Energiewende beizutragen, empfehlen wir, insbesondere drei zentrale Faktoren zu berücksichtigen:

Nachfragebasierte Planung des Gesamtsystems. Unsere Analyse verdeutlicht das Risiko einer niedrigeren als erwarteten Nachfrageentwicklung in einem System mit hohen Fixkosten. Um dieses Risiko zu minimieren, sollte die Netz- und Erzeugungsinfrastruktur bedarfsgerechter und kurzfristiger geplant werden. Ein Beispiel hierfür ist der NEP: Zum Zeitpunkt der Erstellung des NEP 2023 lag das erste Stützjahr 2037 noch 15 Jahre und vier Legislaturperioden in der Zukunft. Für eine bedarfsgerechtere Planung wären jedoch frühere Stützjahre vorteilhaft, die stärker auf aktuellen Entwicklungen beruhen und nicht nur auf techno-ökonomischen Modellen basieren. Zudem vergehen von der Veröffentlichung des Szenariorahmens bis zur Genehmigung des NEP mehr als zwei Jahre – ein Zeitraum, in dem sich die Rahmenbedingungen, wie etwa die Dynamik der Stromnachfrage, erheblich verändern können. Ein kürzerer Planungshorizont könnte dazu beitragen, dass aktuelle Entwicklungen im NEP unmittelbarer berücksichtigt werden. Zudem ließen sich die Gesamtsystemkosten durch eine integrierte Planung von erneuerbaren Energien und Netzen senken. Hierfür sollten Anreize so gestaltet werden, dass der Ausbau erneuerbarer Energien dort erfolgt, wo er die Gesamtsystemkosten am vorteilhaftesten beeinflusst. Dies würde insbesondere einen verstärkten Ausbau an Stellen bedeuten, an denen bestehende Stromnetze den erzeugten Strom mit vergleichsweise geringem Aufwand zu den Endnutzern transportieren und verteilen können.

Optimierte Realisierung des Netzausbaus. Auch bei einer möglichen Verringerung des benötigten Netzausbauvolumens durch Anpassung an eine geringere Stromnachfrage ist – insbesondere in den nächsten drei bis fünf Jahren – eine deutliche Beschleunigung des Netzausbaus erforderlich. Es empfiehlt sich, den Netzausbau nicht pauschal zu reduzieren, sondern im Hinblick auf den Ausbau der zentralen Elemente hin zu optimieren. Zwei Beispiele hierfür sind das zügige Beheben aktueller und erwarteter Netzengpässe sowie die zeitnahe Anbindung neuer Verbraucher. Derzeit entsteht ein erheblicher Teil der Kosten von Netzengpassmaßnahmen durch wenige Engpässe im deutschen Stromnetz. Allein 35% dieser Maßnahmen werden durch zwei überlastete Netzabschnitte verursacht. Hier sollten bestehende Hürden beim Ausbau, beispielsweise in der Planung oder Genehmigung, beseitigt werden, sodass dieser an den kritischen Netzabschnitten bei Bedarf kurzfristig erfolgen kann.

Unsere Analysen zeigen, dass ein beschleunigtes Beheben dieser Netzengpässe unter der aktuellen Regulatorik Stromverbrauchern in Deutschland mehrere hundert Mio. EUR pro Jahr einsparen könnte. Zudem ist die schnelle Netzanbindung neuer Verbraucher ein zentraler Faktor, um Anreize für die Elektrifizierung zu schaffen. Sollte dies nicht geschehen, könnte sich die Beschleunigung der Elektrifizierung weiter verzögern.

Stabiler regulatorischer Rahmen für Elektrifizierungsinvestitionen. Ein geringerer Anstieg der Stromnachfrage als erwartet bedeutet nicht nur eine Verzögerung der klimaschonenden Transformation im industriellen wie im privaten Sektor, sondern birgt auch das Risiko höherer Kosten für Verbraucher. Neben einem optimierten Infrastrukturausbau kann diesen Risiken durch die Stimulation der Stromnachfrage begegnet werden. Die Modellierungen zeigen, dass sich ein Anstieg der Endverbraucherpreise selbst bei höherer Nachfrage in einem optimierten System begrenzen lässt. Die Kosten entstehen also nicht durch die Elektrifizierung an sich, sondern durch die mangelnde Synchronisation der Planung. Im Gegenteil dazu hat eine Stimulation der Nachfrage das Potenzial, die Vorteile von Elektrifizierung umfassend zu realisieren, darunter die Begrenzung der Treibhausgasemissionen, eine geringere Abhängigkeit vom Energieimporten und die Absicherung der lokalen Wertschöpfung. Ein wesentlicher Faktor, damit Unternehmen und Haushalte langfristige Investitionsentscheidungen zugunsten der Elektrifizierung treffen, ist ein stabiler regulatorischer Rahmen. In unserer Umfrage gaben etwa 60% der befragten Industrie- und GHD-Unternehmen an, dass regulatorische Unsicherheit zu den größten Hürden für die Elektrifizierung und Flexibilisierung der Stromnachfrage in ihrem Unternehmen zählt. Auch im Privatsektor zeigt sich die Abhängigkeit von regulatorischen Rahmenbedingungen für die Investition in Elektrifizierung, etwa durch den deutlichen Nachfragerückgang bei Elektroautos nach dem Wegfall der Kaufprämie Ende 2023¹⁴⁰ sowie bei Wärmepumpen im Zuge der politischen Diskussion um das sogenannte Heizungsgesetz¹⁴¹. Ein stabiler regulatorischer Rahmen ist jedoch nicht gleichbedeutend mit starren Vorgaben. Er sollte vielmehr klare Leitplanken und Orientierungshilfen für die konkrete Ausgestaltung der Energiewende und Dekarbonisierung geben. Diese stabilen Rahmenbedingungen lassen sich durch weitere Maßnahmen zur Anregung der Stromnachfrage ergänzen. Der Anstieg der Endnutzerpreise könnte durch dynamische Strom- und Netztarife sowie die Nutzung von Flexibilität begrenzt werden. Darüber hinaus könnten staatliche oder privatwirtschaftliche Förder- und Finanzierungsprogramme zur Elektrifizierung industrieller Prozesse, Wärmeversorgung oder Mobilität sowie zur Installation von Eigenverbrauchsanlagen und (digitalen) Energiemanagementsystemen zur optimierten Stromnutzung die Nachfrage anregen.

Unsere Analysen zeigen: Ein ausgewogenes Zusammenspiel aus vorausschauender Planung, optimierter Umsetzung und einem stabilen regulatorischen Rahmen für die Elektrifizierung kann dazu beitragen, die Energiewende in Deutschland zuverlässig, wirtschaftlich und ökologisch nachhaltig zu gestalten. Nicht zuletzt könnten diese Hebel dabei helfen, die gesellschaftliche Akzeptanz der Energiewende sowie die Zukunftsfähigkeit des Wirtschaftsstandorts Deutschland zu steigern.

¹⁴⁰ Tagesschau (2024)

¹⁴¹ Tagesspiegel Background (2024)

Literaturverzeichnis

- ADAC (2024), [Elektromobilität: Sind die Ziele bis 2030 noch erreichbar?](#), zuletzt abgerufen am 27.12.2024
- AG Energiebilanzen e.V. (2024), [Bilanzen 1990 bis 2030](#), zuletzt abgerufen am 27.12.2024
- BDEW (2024), [BDEW-Strompreisanalyse Juli 2024](#), zuletzt abgerufen am 27.12.2024
- BDEW (2024), [Stromerzeugung und -verbrauch in Deutschland](#), zuletzt abgerufen am 27.12.2024
- Birkner (2023), [UPM elektrifiziert die Wärme- und Dampferzeugung in seinen Werken in Finnland und Deutschland](#), zuletzt abgerufen am 27.12.2024
- BMDV (2021), [Mit der Elektrobahn klimaschonend in die Zukunft – Das Bahn-Elektrifizierungsprogramm des Bundes](#), zuletzt abgerufen am 27.12.2024
- BMDV (2023), [Verkehr in Zahlen 2023/2024](#), zuletzt abgerufen am 27.12.2024
- BMJ (2023), [Gesetz für den Ausbau erneuerbarer Energien](#), zuletzt abgerufen am 27.12.2024
- BMWK (2021), [Entwicklung des Bruttostromverbrauchs bis 2030](#), zuletzt abgerufen am 27.12.2024
- BMWK (2022), [Unser Strommarkt für die Energiewende](#), zuletzt abgerufen am 27.12.2024
- BMWK (2022), [Breites Bündnis will mindestens 500.000 neue Wärmepumpen pro Jahr](#), zuletzt abgerufen am 27.12.2024
- BMWK (2023), [Fortschreibung der Nationalen Wasserstoffstrategie](#), zuletzt abgerufen am 27.12.2024
- BMWK (2024), [Wirtschaftliche Impulse durch Erneuerbare Energien](#), zuletzt abgerufen am 27.12.2024
- Borderstep Institut (2023), [Facts & Figures: Stromverbrauch von Rechenzentren in Deutschland nimmt weiter zu](#), zuletzt abgerufen am 27.12.2024
- Borderstep Institut (2024), [Energiebedarf: 20 Mrd. kWh in diesem Jahr](#), zuletzt abgerufen am 27.12.2024
- Bundesnetzagentur (2017), [Flexibilität im Stromversorgungssystem](#), zuletzt abgerufen am 27.12.2024
- Bundesgesetzblatt (2024), [Zweites Gesetz zur Änderung des Bundes-Klimaschutzgesetzes](#), zuletzt abgerufen am 27.12.2024
- Bundesnetzagentur (2024), [Netzengpassmanagement im Jahr 2023](#), zuletzt abgerufen am 27.12.2024
- Bundesnetzagentur (2024), [Netzengpassmanagement im 2. Quartal 2024](#), zuletzt abgerufen am 27.12.2024

Bundesnetzagentur (2024), [Preisbestandteile und Tarife](#), zuletzt abgerufen am 27.12.2024

Bundesnetzagentur, Bundeskartellamt (2024), [Monitoringbericht 2024](#), zuletzt abgerufen am 27.12.2024

Bundesnetzagentur, SMARD (2024), [Der Strommarkt im 3. Quartal 2024](#), zuletzt abgerufen am 27.12.2024

Bundesnetzagentur, SMARD (2024), [Energiedaten kompakt](#), zuletzt abgerufen am 27.12.2024

Bundesrechnungshof (2024), [Bericht nach § 99 BHO](#), zuletzt abgerufen am 27.12.2024

bwp (2024), [Absatzzahlen](#), zuletzt abgerufen am 27.12.2024

bwp (2024), [Wärmepumpenbranche verzeichnet Marktstabilisierung](#), zuletzt abgerufen am 27.12.2024

Chemietechnik (2023), [Wasserstoff-Projekt in Raffinerie Heide abgesagt](#), zuletzt abgerufen am 27.12.2024

Destatis (2023), [Stromverbrauch der privaten Haushalte nach Haushaltsgrößenklassen](#), zuletzt abgerufen am 27.12.2024

Destatis (2024), [Energieverbrauch der Industrie 2023 um 7,8% geringer als im Vorjahr](#), zuletzt abgerufen am 27.12.2024

Destatis (2024), [Energieverbrauch im Verarbeitenden Gewerbe](#), zuletzt abgerufen am 27.12.2024

Destatis (2024), [Industrieller Energieverbrauch nach Branchen](#), zuletzt abgerufen am 27.12.2024

Destatis (2024), [Neuzulassungen: Anteil von Elektroautos bleibt gering](#), zuletzt abgerufen am 27.12.2024

Destatis (2024), [Statistischer Bericht - Umweltökonomische Gesamtrechnungen \(UGR\) - Private Haushalte und Umwelt - Berichtszeitraum 2000 - 2021](#), zuletzt abgerufen am 27.12.2024

Deutscher Bauernverband (2024), [Nächste Bundesregierung muss ZKL berücksichtigen](#), zuletzt abgerufen am 27.12.2024

Deutscher Wasserstoff-Verband (2023), [Emissionsarme Primärstahlproduktion mit grünem Wasserstoff: Arbeitsmarktstudie 2023](#), zuletzt abgerufen am 27.12.2024

Deutscher Wasserstoff-Verband (2023), [Neuartige Eisenhüttenschlacken bei emissionsfreier Stahlerzeugung](#), zuletzt abgerufen am 27.12.2024

Deutschlandfunk (2024), [Warum die Bauern auf der Straße sind](#), zuletzt abgerufen am 27.12.2024

Die Bundesregierung (2023), [Ausbau erneuerbarer Energien massiv beschleunigen](#), zuletzt abgerufen am 27.12.2024

Die Bundesregierung (2023), [Umweltbonus läuft aus](#), zuletzt abgerufen am 27.12.2024

Die Bundesregierung (2024), [Anteil der Erneuerbaren Energien steigt](#), zuletzt abgerufen am 27.12.2024

Die Bundesregierung (2024), [Die Carbon-Management-Strategie](#), zuletzt abgerufen am 27.12.2024

Die Bundesregierung (2024), [Ein Plan fürs Klima](#), zuletzt abgerufen am 27.12.2024

Die Papierindustrie e.V. (2024), [Pressezahlen 2023](#), zuletzt abgerufen am 27.12.2024

Die Papierindustrie e.V. (2024), [Klimastudie Papierindustrie](#), zuletzt abgerufen am 27.12.2024

Enerdata (2024), [Energy and Climate Databases](#), zuletzt abgerufen am 27.12.2024

Energie & Management GmbH (2024), [Elektrolysekapazitäten in Europa 2022](#), zuletzt abgerufen am 27.12.2024

Epex Spot (2024), [Market Data](#), zuletzt abgerufen am 27.12.2024

Eurofer (2024), [What is steel and how is steel made?](#), zuletzt abgerufen am 27.12.2024

Europäische Kommission (2023), [Dekarbonisierung der Stahlproduktion im Saarland: EU-Kommission genehmigt deutsche Beihilfe in Milliardenhöhe](#), zuletzt abgerufen am 27.12.2024

Eurostat (2024), [Disaggregated final energy consumption in industry by NACE Rev. 2 activity – quantities](#), zuletzt abgerufen am 27.12.2024

Eurostat (2024), [Preise Elektrizität für Haushaltskunde, ab 2007 - halbjährliche Daten](#), zuletzt abgerufen am 27.12.2024

EWI (2022), [Energiekrise 2022: Gaspreis treibt Strompreis auf Rekordwerte](#), zuletzt abgerufen am 27.12.2024

Fraunhofer ISE (2024), [Halbjährliche Börsenstrompreise in Deutschland im Halbjahr 2](#), zuletzt abgerufen am 27.12.2024

Fraunhofer ISE (2024), [Photovoltaik mit Batteriespeicher günstiger als konventionelle Kraftwerke](#), zuletzt abgerufen am 27.12.2024

Handelsblatt (2024), [Bei ThyssenKrupp könnte grünes Milliardenprojekt kippen](#), zuletzt abgerufen am 27.12.2024

Heidelberg Materials (2024), [Dekarbonisierter Zement aus Deutschland: Heidelberg Materials Projekt GeZero startet in entscheidende technische Planungsphase](#), zuletzt abgerufen am 27.12.2024

Intraplan, Trimode (2023), [Gleitende Langfrist-Verkehrsprognose 2021-2022](#), zuletzt abgerufen am 27.12.2024

IWR (2024), [Großhandels-Strompreise sinken im Dezember 2023 auf den niedrigsten Stand seit Mai 2021](#), zuletzt abgerufen am 27.12.2024

KOFA (2022), [Energie aus Wind und Sonne](#), zuletzt abgerufen am 27.12.2024

Kraftfahrtbundesamt (2024), [Fahrzeugzulassungen FZ27](#), zuletzt abgerufen am 01.10.2024

McKinsey & Company (2024), [The McKinsey Center for Future Mobility](#), zuletzt abgerufen am 27.12.2024

McKinsey & Company (2024), [The role of power in unlocking the European AI revolution](#), zuletzt abgerufen am 27.12.2024

McKinsey & Company (2024), [Zukunftspfad Stromversorgung](#), zuletzt abgerufen am 27.12.2024

Morgan Stanley Research (2024), [Research Data](#), zuletzt abgerufen am 27.12.2024

Navigant Energy Germany GmbH (2020), [Energiewende in der Industrie: Branchensteckbrief der Nahrungsmittelindustrie](#), zuletzt abgerufen am 27.12.2024

Navigant Energy Germany GmbH (2020), [Energiewende in der Industrie: Branchensteckbrief der Papierindustrie](#), zuletzt abgerufen am 27.12.2024

Neon Neue Energieökonomik Consentec (2023), [Flexibilität und Lokale Preissignale – eine wissenschaftliche Übersicht](#), zuletzt abgerufen am 27.12.2024

NEP (2017, 2023), [Kostenschätzungen](#), zuletzt abgerufen am 27.12.2024

NEP (2023), [Netzentwicklungsplan 2037/2045 \(2023\)](#), zuletzt abgerufen am 27.12.2024

NEP (2024), [Netzentwicklungsplan 2037/2045 \(2025\)](#), zuletzt abgerufen am 27.12.2024

Netztransparenz (2023), [EEG-Finanzierungsbedarf 2024](#), zuletzt abgerufen am 27.12.2024

Netztransparenz (2024), [EEG-Finanzierungsbedarf 2025](#), zuletzt abgerufen am 27.12.2024

NOW GmbH (2024), [Herstellerbefragung E-Pkw](#), zuletzt abgerufen am 27.12.2024

NZZ (2022), [Erdgas ist sündteuer, doch die Geschäfte blühen \(noch\): die Gaskrise am Beispiel von BASF](#), zuletzt abgerufen am 27.12.2024

Oxford Economics (2024), [Economic Data](#), zuletzt abgerufen am 27.12.2024

Presseportal (2024), [E.ON Umfrage: Jeder vierte Hausbesitzer plant bis 2026 intelligente Energiesteuerung](#), zuletzt abgerufen am 27.12.2024

RWTH (2024), [Battery Charts](#), zuletzt abgerufen am 27.12.2024

Solarenergie Förderverein Deutschland e.V. | SFV (2022), [Stellungnahme des Solarenergie-Förderverein Deutschland e.V. zum Entwurf der EEG-Novelle vom 04.03.2022](#), zuletzt abgerufen am 27.12.2024

Spiegel (2024), [Start der Wasserstoffpipeline von Dänemark nach Deutschland verzögert sich um Jahre](#), zuletzt abgerufen am 27.12.2024

Tagesschau (2024), [Neuzulassungen von E-Autos eingebrochen](#), zuletzt abgerufen am 27.12.2024

Tagesschau (2024), [Ökostrom-Förderung 2024 könnte Rekordwert erreichen](#), zuletzt abgerufen am 27.12.2024

Tagesspiegel Background (2024), [Verunsicherung drückt Wärmepumpen-Absatz](#), zuletzt abgerufen am 27.12.2024

Transport Topics (2024), [Nikola Leads Field in Hydrogen Fuel Cell EV Deployment](#), zuletzt abgerufen am 27.12.2024

Umweltbundesamt (2024), [Energieverbrauch und Energieeffizienz in Deutschland](#), zuletzt abgerufen am 27.12.2024

Umweltbundesamt (2024), [Entwicklung der spezifischen Treibhausgas-Emissionen des deutschen Strommix in den Jahren 1990 - 2023](#), zuletzt abgerufen am 27.12.2024

Umweltbundesamt (2024), [Monatsbericht Q3 2024](#), zuletzt abgerufen am 19.10.2024

Umweltbundesamt (2024), [Primärenergiegewinnung und -importe](#), zuletzt abgerufen am 27.12.2024

Umweltbundesamt (2024), [Technischer Anhang der Treibhausgas-Projektionen 2024 für Deutschland \(Projektionsbericht 2024\)](#), zuletzt abgerufen am 27.12.2024

US Bureau of Labor Statistics (2024), [Average energy prices for the United States, regions, census divisions, and selected metropolitan areas](#), zuletzt abgerufen am 27.12.2024

WACKER (2024), [WACKER stellt die Arbeiten am Projekt RHYME Bavaria ein](#), zuletzt abgerufen am 27.12.2024

WACKER (2024), [RHYME Bavaria](#), zuletzt abgerufen am 27.12.2024

VCI (2023), [Deindustrialisierung stoppen!](#), zuletzt abgerufen am 27.12.2024

VCI (2024), [Chemiewirtschaft in Zahlen](#), zuletzt abgerufen am 27.12.2024

ZEIT Online (2023), [BASF will 2.600 Stellen streichen](#), zuletzt abgerufen am 27.12.2024

WILEY Process Technology (2023), [Routenplanung zur Dekarbonisierung](#), zuletzt abgerufen am 30.10.2024

WV Stahl (2024), [Daten und Fakten zur Stahlindustrie in Deutschland](#), zuletzt abgerufen am 27.12.2024

VDZ (2020), [Dekarbonisierung von Zement und Beton – Minderungspfade und Handlungsstrategien](#), zuletzt abgerufen am 27.12.2024

VDZ (2023), [Umweltdaten der deutschen Zementindustrie](#), zuletzt abgerufen am 27.12.2024

Wasserstoff-Kompass (2024), [Elektrolyse-Monitor](#), zuletzt abgerufen am 27.12.2024

Autoren

Alexander Weiss

Sebastian Overlack

Tamara Grünewald

Tobias Berner

Jule Nieuwenhuis

Guido Lenz

Impressum

Herausgeber

McKinsey & Company. Inc.

Redaktion

Sandra Baumbach, Emil Hosius, Anna Kemp, Daniel Kuchenbaur, Jochen Latz,
Simon Norambuena, Fridolin Pflugmann, Robert Riesebieter, Lukas Rossa, Marja Seidel,
Van Anh Tran

Alle Rechte vorbehalten. Copyright 2025 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.

Januar 2025

Copyright © McKinsey & Company

Designed by Visual Media Europe

www.mckinsey.com

 @McKinsey

 @McKinsey