



It's the money, stupid – Finanzierung als Hebel zur Senkung der Energiesystemkosten

Der Umbau des deutschen Energiesystems erfordert bis 2035 Investitionen bis zu 1.035 Mrd. EUR – eine Verdopplung gegenüber der letzten Dekade. Die aktuelle McKinsey-Analyse zeigt: Um diesen Kapitalbedarf zu decken und die Kosten zu senken, rückt die Erschließung neuer Finanzierungswege zunehmend in den Fokus. Ein vielversprechender Ansatz ist es, die Energieinfrastruktur stärker als Anlageklasse für privates Kapital zu etablieren – ein Weg, den andere Länder bereits erfolgreich erproben

Von Sebastian Overlack, Fridolin Pflugmann, Thorben Ipers, Leonard Hanschur, Arthur Schucht, Emil Hosius und Christian Kauth

Nach Schätzungen von McKinsey erfordert die Transformation des Energiesystems in Deutschland in den nächsten zehn Jahren Investitionen von 780 bis 1.035 Mrd. EUR. Diese finanzielle Herausforderung – in der Dekade davor waren es noch rund 400 Mrd. EUR – erfordert neue Finanzierungsansätze. Die Bundesregierung setzt mit den 100 Mrd. EUR aus dem staatlichen Klima- und Transformationsfonds einen wichtigen Impuls, doch für eine stabile und kosteneffiziente Umsetzung bedarf es zusätzlicher Finanzierungsquellen und der Einbindung privaten Kapitals in größerem Rahmen.

Investitionsbedarf des deutschen Energiesystems

Der größte Teil des neuen Investitionsbedarfs entfällt auf die Strominfrastruktur (680- 910 Mrd. EUR). Weitere Investitionen sind erforderlich für die Wärme- (60-80 Mrd. EUR) sowie für die Gas- und Wasserstoffinfrastruktur (40-45 Mrd. EUR). Investitionen von Privatpersonen, Industrie und Gebäudeeigentümern (z.B. in Gebäudesanierung, Wärmepumpen und Ladeinfrastruktur) sind nicht Gegenstand der vorliegenden Betrachtung, da sie sich hinsichtlich Finanzierung und Investorengruppe von Infrastrukturinvestitionen grundlegend unterscheiden.

Die Strominfrastruktur umfasst die Stromerzeugung aus erneuerbaren und disponiblen Quellen sowie die Übertragungs- und Verteilnetze. Rund die Hälfte des Investitionsbedarfs verursacht der Ausbau der erneuerbaren Energien. Abgeleitet aus den Regierungszielen soll die installierte Leistung aus Photovoltaik sowie Onshore- und Offshore-Wind von fast 200 GW im Jahr 2025 auf bis zu 510 GW im Jahr 2035 steigen. Hierfür wird ein Investitionsbedarf von 300 bis 450 Mrd. EUR abgeschätzt, wobei die Realisierung dieser Ziele – wie das Offshore-Segment zuletzt gezeigt hat – mit Unsicherheiten behaftet bleibt. Doch auch bei unvollständiger Umsetzung und entsprechend geringerem Investitionsvolumen bliebe die finanzielle Herausforderung für Erneuerbare beträchtlich. Für disponible Erzeugungskapazitäten kommen weitere 30 bis 60 Mrd. EUR hinzu, basierend auf der Kraftwerksstrategie der Bundesregierung sowie dem prognostizierten Bedarf der Bundesnetzagentur von zusätzlich bis zu 25,6 GW bis 2035, ergänzt durch Investitionen in Batteriegroßspeicherkapazitäten. Für die Übertragungsnetze sieht der aktuelle Entwurf des Netzentwicklungsplans anteilig für 2025 bis 2035 rund 200 bis 250 Mrd. EUR vor. Die Verteilnetze erfordern auf Basis der Ausbaupläne der 81 größten Verteilnetzbetreiber hochgerechnet rund 150 Mrd. EUR. In der Summe ergibt sich für die Strominfrastruktur ein Gesamtinvestitionsbedarf von 680 bis 910 Mrd. EUR.

Die Wärmeinfrastruktur umfasst Wärmenetze und Wärmeerzeugung. Gemäß Wärmeplanungsgesetz sollen die Netze bis 2030 mindestens 30% und bis 2040 mindestens 80% erneuerbare Wärme liefern; gleichzeitig ist ein deutlicher Netzausbau vorgesehen, mit jährlich rund 100.000 neu angeschlossenen Haushalten. Für den Ausbau grüner Wärmeerzeugung sowie die Verdichtung und den Neubau der Netze wird auf Basis des vergangenen Energiewende-Index (September 2025) sowie einer Studie von Prognos im Auftrag des Energieeffizienzverbands für Wärme, Kälte und KWK und des Verbands kommunaler Unternehmen für den Zeitraum 2025 bis 2035 ein Investitionsbedarf von 60 bis 80 Mrd. EUR abgeschätzt.

Die Gas- und Wasserstoffinfrastruktur umfasst das Wasserstofftransportnetz sowie die Transformation der Gasverteilnetze. Auf Basis des aktuellen Entwurfs zum Netzentwicklungsplan Gas und Wasserstoff sind für den Ausbau des von der Bundesnetzagentur genehmigten Wasserstoff-Kernnetzes und Methannetzes bis 2035 rund 20 Mrd. EUR anzusetzen. Für die Gasverteilnetze – einschließlich Instandhaltung, Wasserstoff-Readiness und geordnetem Rückbau – ergibt sich auf Basis einer Studie des Deutschen Brennstoffinstituts anteilig

ein Bedarf von weiteren 20 bis 25 Mrd. EUR bis 2035. In der Summe ergibt sich für die Gas- und Wasserstoffinfrastruktur ein Gesamtinvestitionsbedarf von 40 bis 45 Mrd. EUR.

Von Eigenkapital über Green Bonds zu Asset-Leasing: Innovationen bei der Infrastruktur-Finanzierung

Die Finanzierung der Energieinfrastruktur hat sich in den vergangenen Jahrzehnten deutlich weiterentwickelt. Bis in die 1990er-Jahre wurden Investitionen überwiegend durch Eigenkapital der Energieversorger und klassische Fremdkapitalfinanzierungen über Bankkredite getragen. Mit der Liberalisierung der Energiemärkte ab 1998 und dem Ausbau erneuerbarer Energien nach dem EEG (2000) gewann die Projektfinanzierung, insbesondere für Wind- und Solarparks, an Bedeutung. Seit den 2010er-Jahren kamen kapitalmarktbasierte Finanzierungen hinzu. Beispielsweise wurden die ersten Green Bonds deutscher Energieunternehmen 2014 und 2015 emittiert. Diese erschließen eine breitere, zunehmend nachhaltigkeitsorientierte Investorenbasis, senken über das sogenannte „Greenium“ die Finanzierungskosten und bedienen zugleich ESG-Mandate und regulatorische Anforderungen wie die EU-Taxonomie.

Heute bilden Eigenkapital, Bankkredite, Projektfinanzierungen und Green Bonds die zentralen Säulen der Energieinfrastrukturfinanzierung in Deutschland. Darüber hinaus werden zunehmend hybride Modelle eingesetzt, die Rollen wie Finanzier, Asset-Eigentümer und Projektbeteiligter stärker verschränken. Drei Beispiele:

Offshore-Wind. Entwickler wie Ørsted verkaufen nach Erreichen zentraler Projektmeilensteine Anteile an Infrastrukturinvestoren, während sie Planung, Bau und Betrieb weiter steuern. Beim 2,9-GW-Projekt Hornsea Three veräußerte Ørsted 2025 die Hälfte der Anteile für rund 6,5 Mrd. USD an Apollo. Parallel lieferte Siemens Gamesa die Turbinen, während Siemens Financial Services frühe Entwicklungsphasen begleitete und Fremdkapital für Hornsea Two bereitstellte. Ein Modell, das die Eigenkapitalbindung der Entwickler deutlich reduziert und gleichzeitig den Kapitalzugang skaliert.

Luftfahrt. Globale Leasinggesellschaften erwerben Flugzeuge und stellen sie Airlines über langfristige Leasingverträge zur Verfügung. So wird über die Hälfte der Flugzeugflotte weltweit finanziert. Das Grundprinzip besteht darin, Eigentum und Betrieb voneinander zu trennen: Leasinggesellschaften stellen Kapital bereit und halten die Assets, während Airlines die operative Nutzung übernehmen. Dieses Modell ist auch auf die Energieinfrastruktur übertragbar. Beim Bau von Großbatterien wird teilweise mit diesem Finanzierungskonzept gearbeitet (sogenanntes „Tolling“). Grundsätzlich ist auch die Ausweitung auf weitere Anlageklassen in der Stromerzeugung und -netzinfrastruktur denkbar.

KI-Infrastruktur. Noch einen Schritt weiter gehen aktuelle Finanzierungsmodelle im Bereich der KI-Infrastruktur. Hier finanzieren Zweckgesellschaften den Erwerb von Hochleistungs-chips und stellen die Hardware anschließend KI-Unternehmen über langfristige Leasingstrukturen zur Verfügung. Die Chips selbst dienen als Sicherheit für die Finanzierung, während die Leasingzahlungen die Rückführung des Kapitals ermöglichen. Ein prominentes Beispiel ist die 2026 von Apollo und Blackstone strukturierte Finanzierung von KI-Infrastruktur für Anthropic im Umfang von rund 35 Mrd. USD. Dadurch lassen sich selbst sehr kapitalintensive Vermögenswerte finanzieren, ohne die Bilanz der Betreiber überzustrapazieren. Die Verflechtung von Chipherstellern, Kapitalgebern, Hyperscalern und KI-Unternehmen kann zugleich einen „Flywheel“-Effekt hervorrufen: Die Investitionsentscheidungen eines Akteurs erhöhen die Attraktivität für weitere Investitionen anderer Akteure, wodurch Kapital-, Nachfrage- und Lieferbeziehungen zunehmend ineinandergreifen.

Wie andere Länder privates Kapital für Infrastruktur aktivieren

Der internationale Vergleich zeigt, dass die entscheidende Herausforderung in Deutschland nicht der Mangel an Kapital, sondern der begrenzte Zugang zu privatem Infrastrukturkapital ist. In Großbritannien und den USA wird institutionelles Kapital seit Jahrzehnten systematisch in Infrastruktur gelenkt; hingegen kommen in Deutschland Investitionen weiterhin zu großen Teilen von kommunalen Trägern und öffentlichen Haushalten.

Großbritannien setzt auf eines der am stärksten privatisierten Infrastrukturmodelle weltweit. Rund 54% aller Infrastrukturinvestitionen werden privat finanziert, dabei entfallen 78% dieser privaten Investitionen auf den Energiesektor. Ein wesentlicher Erfolgsfaktor ist die regulatorische Absicherung der zukünftigen Cashflows. Das Contracts-for-Difference-Modell (CfD) garantiert Offshore-Windprojekten über 15 Jahre stabile Erlöse und reduziert damit das Marktrisiko erheblich. Für Investoren entsteht ein infrastrukturelles Anlageprofil mit langfristig planbaren Cashflows – eine Voraussetzung für die Mobilisierung großer privater Kapitalvolumina.

Ähnlich die USA: Übertragungs- und Verteilnetze befinden sich zum Großteil im Besitz von Investoreneigenen Versorgungsunternehmen, und Energieinfrastruktur ist eine etablierte Anlageklasse. Allein die großen privaten Energieversorger investierten 2024 rund 178 Mrd. USD in Netze, Erzeugungskapazitäten und Speicher; für 2025 bis 2029 sind über 1,1 Bill. USD prognostiziert – getragen von einem tiefen Kapitalmarkt mit einem verwalteten Altersvorsorgevermögen von über 47 Bill. USD.

Deutschland startet historisch bedingt aus einer anderen Ausgangslage. Die Energieversorgung wird bis heute maßgeblich von kommunalen Versorgern getragen, deren Finanzierung traditionell auf Eigenmitteln, öffentlichen Haushalten und Krediten öffentlicher Institute basiert. Diese öffentlichen Eigner haben ein berechtigtes Interesse daran, eher konservativ zu finanzieren, um Risiken für die kommunalen Haushalte zu minimieren. Der Beitrag privaten Kapitals ist bisher gering. Mit der 2025 eingeführten Infrastrukturquote wurde erstmals ein regulatorischer Rahmen geschaffen, um institutionelles Kapital stärker für Infrastrukturinvestitionen zu mobilisieren. Die internationale Erfahrung zeigt jedoch, dass regulatorische Öffnung allein nicht ausreicht. Erfolgreiche Märkte kombinieren langfristig stabile Erlösmodelle und investierbare Asset-Strukturen mit einem breiten Zugang für institutionelle Investoren.

Welche Zugangswege für institutionelles Kapital in Deutschland möglich sind

Aufgrund des Kapitalbedarfs für die Energiewende wird es für Deutschland immer wichtiger werden, Energieinfrastruktur stärker als investierbare Anlageklasse zu etablieren. Vier Denkanstöße – inspiriert vom Ausland und anderen Industrien:

- 1. Risikotrennung von Entwicklung und Betrieb.** Lange Realisierungszeiträume (von der Projektplanung bis zur Inbetriebnahme) erschweren Direktinvestitionen. Dem lässt sich durch die Trennung von Bau- und Betriebsphase begegnen: Während spezialisierte Entwickler und Bauinvestoren die projekt- und bauphasenspezifischen Risiken übernehmen, können langfristig orientierte Kapitalgeber in bereits errichtete, regulierte Anlagemodelle für die Betriebsphase investieren. Ein Beispiel ist das von der britischen Regulierungsbehörde Ofgem eingeführte Offshore-Transmission-Owner-Modell (kurz OFTO). Es schreibt vor, dass Offshore-Netzanbindungen nicht dauerhaft beim Offshore-Entwickler verbleiben, sondern der Betrieb im Rahmen eines wettbewerblichen Verfahrens an einen separaten Betreiber übergeben wird. In den ersten 14 Jahren seit Einführung (2011) wurden 28 OFTOs

im Wert von 12 Mrd. EUR über neun Tenderrunden lizenziert. Die sehr weitgehende OFTO-Regelung geht allerdings meist einher mit starren Fristen; dies reduziert die Flexibilität zur weiteren Optimierung der Finanzierungsstrukturen, während teilweise (Haftungs-) Risiken beim Entwickler verbleiben. Dass es auch ohne gesetzliche Regulierung gehen kann, zeigt sich in anderen Bereichen: In nordamerikanischen Erneuerbare-Energien-Projekten etwa ist es üblich, dass der Eigentümer vor der Inbetriebnahme wechselt, sodass Entwickler früher Kapital für neue Projekte freisetzen können.

- 2. Bündelung von Investitionen.** Viele Investitionsbedarfe sind fragmentiert und für große Investoren schwer zugänglich. Rund 500 der knapp 900 deutschen Energieversorger weisen eine Bilanzsumme von unter 50 Mio. EUR auf. Entsprechend kleinvolumig und heterogen fallen viele Investitionsprojekte aus. Kleine Ticketgrößen und mangelnde Standardisierung von Verträgen, Technologie und Risikoprofil treiben die Transaktionskosten (z.B. für Due Diligence) und den Aufwand im späteren Portfoliomanagement der Assets in die Höhe. Ein möglicher Ansatz zur Reduktion der Komplexität ist die Aggregation von Investmentmöglichkeiten auf Plattformen, die über einen einzelnen Zugang ein breites Portfolio investierbar machen. Ein Beispiel für einen solchen Fonds ist der Global Climate Fund, ein Blended-Finance-Vehikel unter Beteiligung des Bundesministeriums für Umwelt und der KfW, der bereits über eine Milliarde USD für nachhaltige Investitionen über 57 Partner in 32 Ländern mobilisiert hat.
- 3. Anpassung der Governancestrukturen.** Die Governancestrukturen kommunaler Versorger und die Erwartungen privater Investoren unterscheiden sich oft. Um privates Kapital erfolgreich einzubinden, gilt es, einen gemeinsamen Nenner zu finden, der sowohl dem Schutz der kritischen Infrastruktur als auch den Rendite- und Mitsprachebedürfnissen der Investoren gerecht wird. Zudem verringert die breite Aufstellung vieler Stadtwerke die Transparenz, was eine isolierte Bewertung von Cashflows erschwert. Attraktiver wird das Projektgeschäft, wenn es von anderen kommunalen Aktivitäten der Versorger entkoppelt wird. Im internationalen Infrastrukturmarkt sind Special Purpose Vehicles üblich – für gezielte projektbezogene Finanzierungen. Einen ähnlichen Ansatz bieten Joint Ventures. Ein weiteres Modell ist die Vergabe von Langfrist-Betriebskonzessionen: In Australien etwa wurden 2016 50,4% des Ausgrid-Netzes für 99 Jahre an ein Investoren-Konsortium aus IFM Investors und AustralianSuper verleast. Das Eigentum am Netz verbleibt in kommunaler Hand, der Betrieb wird hingegen durch einen privaten Betreiber aufrechterhalten.
- 4. Anpassung der Kapitalstruktur.** Deutsche Energieversorger sind im Vergleich zum normalen Mittelstand stark mit Eigenkapital ausgestattet. So weist der deutsche Mittelstand laut KfW im Schnitt eine Eigenkapitalquote von rund 33% auf. Bei rund der Hälfte der Energieversorger liegt die Eigenkapitalquote dagegen laut Agora-Daten bei über 40%. Eine stärkere Fremdkapitalnutzung könnte hier zusätzliches Kapital mobilisieren und die durchschnittlichen Finanzierungskosten reduzieren. Dies funktioniert nur, soweit es zur Risikostruktur des Geschäfts passt – da eine zu hohe Verschuldung die Krisenfestigkeit gefährden kann. Um hierfür einen gesunden Standard zu definieren, orientiert man sich international oft an fiktiven, optimal finanzierten Modellunternehmen. Ein Beispiel aus Großbritannien: Der Regulierer Ofgem berechnet die WACC nicht auf Basis der tatsächlichen Unternehmenszahlen, sondern legt eine Zielstruktur mit aktuell 40% Eigenkapitalquote fest. Ein Weg, den auch Deutschland nun gehen will: Aktuell werden Strom- und Gasnetzbetreibern noch die tatsächlichen Fremdkapitalkosten anerkannt; ab der 5. Regulierungsperiode (2029 Gas/2030 Strom) führt die Bundesnetzagentur einen vergleichbaren Ansatz mit regulatorischem WACC ein.

Bis zu 16 Mrd. EUR aus kosteneffizienter Finanzierung des Energiesystems

Über den Energiesektor hinweg lagen die Gesamtkapitalkosten 2025 laut KPMG-Kapitalkostenstudie bei 5,2 bis 7,4%. Am oberen Ende dieser Spanne finanzieren kleinere, kreditfinanzierte Stadtwerke und Verteilnetzbetreiber und am unteren Ende große Versorger mit Kapitalmarktzugang. Die oben beschriebenen Ansätze können helfen, die Risikostruktur von Projekten zu optimieren sowie durch eine angepasste Eigenkapitalquote die Kosten zu senken. Wir gehen im Folgenden davon aus, dass bei etwa 30 bis 40% des eingangs genannten Investitionsvolumens für erneuerbare und disponible Stromerzeugung und bei 80 bis 90% der Investitionen in die Netzinfrastruktur Optimierungspotenzial besteht. Für die Abschätzung der Hebel ergibt sich damit ein maßgebliches Investitionsvolumen von 500 bis 625 Mrd. EUR bis 2035.

Geringere Eigenkapitalquote. Die Energieversorger mit überdurchschnittlicher Eigenkapitalquote weisen laut Agora-Daten im Mittel eine Eigenkapitalquote von etwa 60% auf. Vorausgesetzt das Risikoprofil ließe es zu, könnte eine Reduzierung der Eigenkapitalquote von 60% auf 40% die Kapitalkosten deutlich senken. Bei einem marktüblichen Renditeabstand zwischen Eigen- und Fremdkapital von rund 3 Prozentpunkten entspricht das etwa 60 Basispunkten. Unter der Annahme, dass Versorger mit überdurchschnittlicher Eigenkapitalquote etwa die Hälfte des Investitionsvolumens repräsentieren, ergibt sich über die Jahre 2025 bis 2035 ein Hebel von insgesamt 9 bis 11 Mrd. EUR.

Niedrigere Fremdkapitalkosten. Kleinere Stadtwerke und Verteilnetzbetreiber zahlen typischerweise einen Aufschlag gegenüber Großversorgern – wegen fehlender Ratings, kleiner Volumina und begrenztem Kapitalmarktzugang. Weil die Kreditmargen in Deutschland bereits zu den niedrigsten in Europa zählen, ist der Spielraum bei der klassischen Finanzierung voraussichtlich begrenzt. Inspiration kann aus Neuseeland kommen: Dort bündelt die Local Government Funding Agency Kapitalmarktmittel und reicht sie an Kommunen weiter – bis zu 40 Basispunkte unter den herkömmlichen Refinanzierungskosten. Überträgt man einen solchen Bündelansatz auf Deutschland und unterstellt eine dadurch mögliche Senkung der Kapitalkosten um 40 Basispunkte, ließen sich die gewichteten Kapitalkosten (bei einem Fremdkapitalanteil von 60%) um weitere 24 Basispunkte reduzieren. Selbst wenn dieses Potenzial nur für die Hälfte der Investitionen infrage käme, würde daraus für den Zeitraum von 2025 bis 2035 ein zusätzliches Einsparpotenzial von insgesamt etwa 4 bis 5 Mrd. EUR resultieren.

In der Summe könnten beide Hebel die Finanzierungskosten über den Zeitraum von 2025 bis 2035 um rund 13 bis 16 Mrd. EUR senken. Setzt man die beiden Hebel darüber hinaus, analog zum oben beschriebenen Vorgehen, auch auf die Refinanzierung des geschätzten aktuellen Anlagenbestandes an (maßgebliches Volumen für die Hebel: 300 bis 400 Mrd. EUR), ergibt sich ein Zusatzpotenzial von kumuliert weiteren 10 bis 20 Mrd. EUR. Konkret entsprächen bereits die 13 bis 16 Mrd. EUR einer durchschnittlichen jährlichen Entlastung von 1,1 bis 1,4 Mrd. EUR, umgerechnet etwa 30 bis 35 EUR pro Haushalt und Jahr. Zur Einordnung: Die Bundesregierung rechnet für den viel diskutierten Tankrabbat 2026 mit einem Volumen von rund 1,6 Mrd. EUR, was rechnerisch einer einmaligen Entlastung von etwa 40 EUR pro Haushalt entspricht.

Fazit

Um den Finanzierungsbedarf von bis zu 1.035 Mrd. EUR bis 2035 zu decken, können eine stärkere Mobilisierung privaten Kapitals sowie die Weiterentwicklung bestehender Finanzierungsansätze einen wichtigen Beitrag leisten.

- **Finanzierungsmodelle neu denken:** Innovative Ansätze wie Infrastrukturfonds, Asset-Leasing oder Sale-and-Lease-Back (z.B. aus den USA und Großbritannien) binden privates Kapital effektiv ein, verteilen Risiken besser und könnten auch in Deutschland verstärkt genutzt werden.
- **Kommunale Strukturen partnerschaftlich weiterentwickeln:** Neue Kooperationen mit privaten Investoren (etwa über Joint Ventures oder Zweckgesellschaften) können die finanzielle Handlungsfähigkeit von Stadtwerken erweitern, die Transparenz erhöhen und Investitionsmöglichkeiten schaffen, ohne die öffentliche Steuerung strategisch wichtiger Infrastruktur aufzugeben.
- **Internationale Hebel übertragen:** Die Zusammenarbeit von Politik, Eigentümern und Investoren bietet die Chance, Erfolgsmodelle für den deutschen Markt in einen stabilen Regulierungsrahmen zu überführen und so die Finanzierung künftiger Investitionen breiter, kostengünstiger und resilienter aufzustellen.

Energiewende-Index: Die Indikatoren im Überblick

Im Vergleich zu März 2026 gibt es eine Methodikänderung für einen der 15 Indikatoren. Der bisher europäische Vergleichsansatz des Indikators Industriestrompreis wird ausgedehnt. Im neu justierten Indikator Industrieenergiepreis wird ab sofort betrachtet, ob die Energieversorgung für die Industrie hierzulande global wettbewerbsfähig ist. Dafür wird der Vergleichsmaßstab für Industrieenergiepreise vom europäischen Strompreisniveau auf das weltweite Preisniveau von Strom und Gas ausgedehnt. Die Ziele werden entsprechend neu auf Kostenparität kalibriert. Infolgedessen wechselt der Indikator von „realistisch“ auf „unrealistisch“. Die übrigen 14 Indikatoren zeigen keine Kt. So sind von den insgesamt 15 Indikatoren 6 „realistisch“ in ihrer Zielerreichung, 5 „unrealistisch“ und 4 stehen auf der Kippe.

6 Indikatoren mit realistischer Zielerreichung

Der EE-Anteil am Bruttostromverbrauch ist in der ersten Jahreshälfte 2026 gegenüber dem zweiten Halbjahr 2025 von knapp 56% auf 58% gestiegen. Der Indikator steht damit bei 97% Zielerreichung (Abbildung 1). Hauptgrund ist die leicht erhöhte Stromerzeugung aus Photovoltaik und Windstrom, getrieben vom weiteren Ausbau und günstigeren Windverhältnissen. Die Stromproduktion aus Wasserkraft dagegen ist im Vergleich zum vorherigen Halbjahr aufgrund von geringen Niederschlagsmengen leicht zurückgegangen.

Für den Indikator EE-Anteil am Bruttoendenergieverbrauch liegen neue Zahlen für 2025 vor. Danach stieg der Anteil im Vergleich zum Jahr 2024 um 1,4 Prozentpunkte auf 23,8%. Der Indikator steigt damit von 96% auf 98% Zielerreichung und bleibt in der Kategorie „realistisch“. Haupttreiber war hier eine erhöhte Produktion erneuerbaren Stroms und erneuerbarer Wärme.

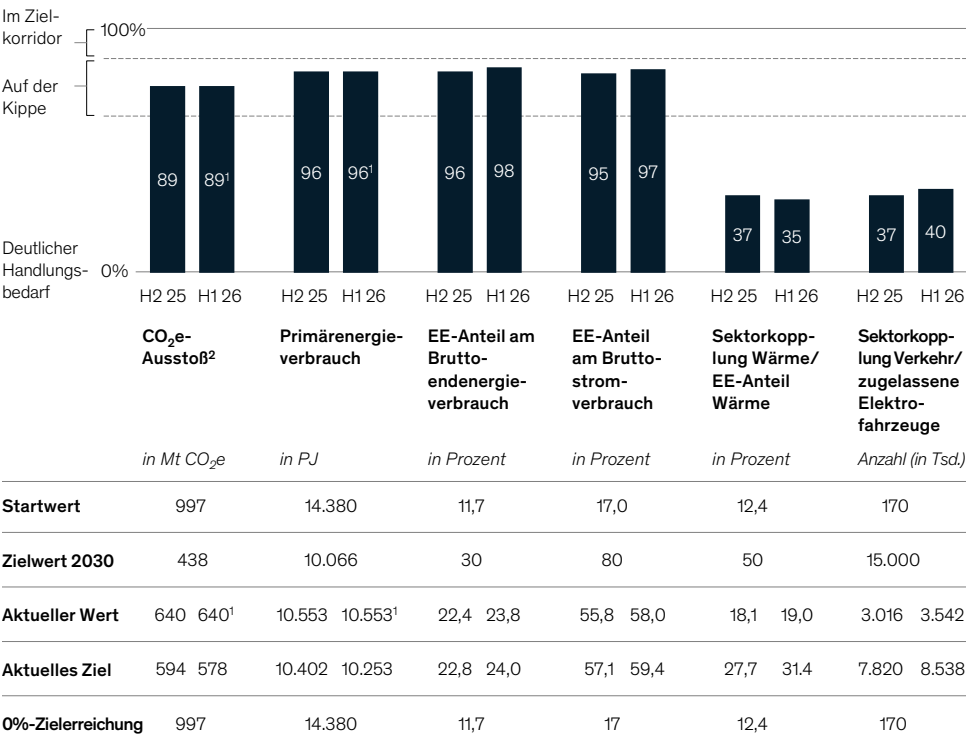
Für die Indikatoren Primärenergieverbrauch, Verfügbare Kapazität für Import aus Nachbarländern, Arbeitsplätze in erneuerbaren Energien sowie Ausfall Stromversorgung liegen keine neuen Daten vor; sie verbleiben jeweils im realistischen Bereich.

Abbildung 1

Umwelt- und Klimaschutz, Wertung H2 2025 und H1 2026

Zielerreichung der Indikatoren, in Prozent

Basierend auf dem letzten veröffentlichten Datenstand



1. Keine neuen Daten zur Aktualisierung verfügbar
2. Rechenbeispiel Zielerreichung CO₂e-Ausstoß: 0% ≙ 997 Mt CO₂e, 100% ≙ 594 Mt CO₂e, aktueller Wert von 640 Mt CO₂e ≙ (640-997)/(594-997) = 89%
Quelle: AG Energiebilanzen; BMWK; Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft (BDEW); Umweltbundesamt (UBA); Kraftfahrt-Bundesamt; Agora Energiewende

Zielerreichung für fünf Indikatoren unrealistisch

Der Indikator Sektorkopplung Wärme entfernt sich weiter vom Zielkorridor und liegt bei 35%. Der Anteil erneuerbarer Wärmeerzeugung stieg im vergangenen Jahr um lediglich 0,9 Prozentpunkte auf 19%. Zwar nahm die Wärmeerzeugung aus Wärmepumpen zu (+17% im Vergleich zu 2024), gleichzeitig stieg jedoch auch der Verbrauch aufgrund eines verhältnismäßig kalten Winters. Um das 2030er-Ziel von 50% Wärmeerzeugung aus Erneuerbaren zu erreichen, müsste der EE-Anteil jährlich um mehr als 5 Prozentpunkte steigen. Seit 2021 ist der Anteil allerdings insgesamt nur um 2 Prozentpunkte gestiegen. Der Indikator verbleibt daher in der Kategorie „unrealistisch“.

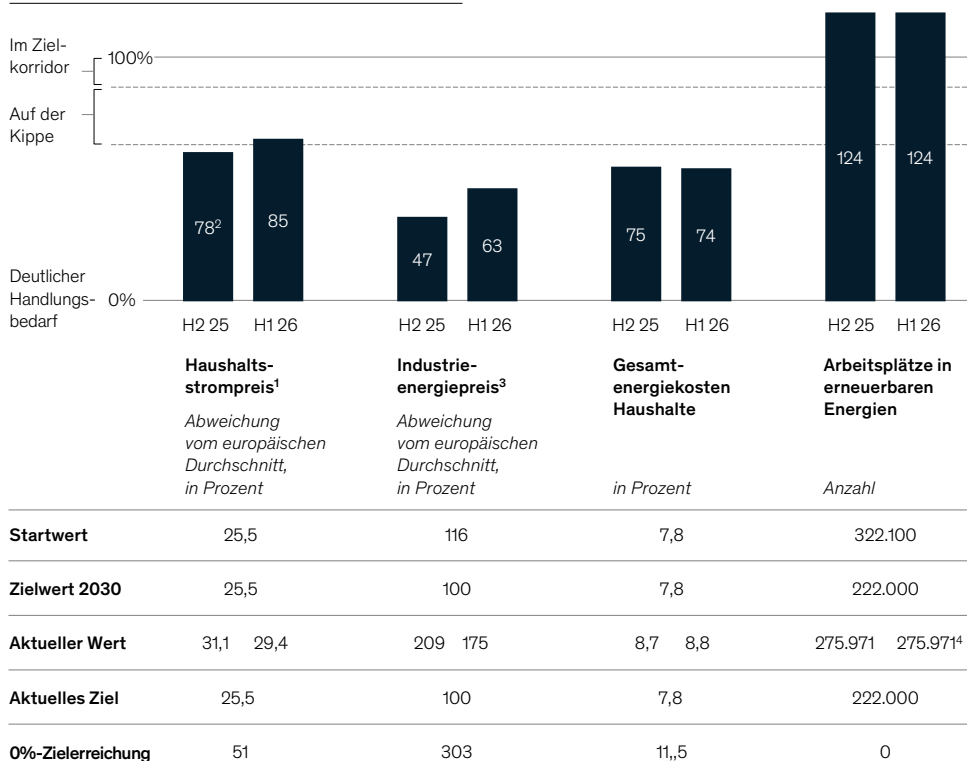
Der Indikator Sektorkopplung Verkehr erhöht seine Zielerreichung um 3 Prozentpunkte auf 40%. Im April 2026 fuhren in Deutschland knapp 3,5 Mio. Elektrofahrzeuge auf den Straßen – nach den Zielen der Bundesregierung hätten es (linear interpoliert) 8,5 Mio. sein sollen. Ein positiver Trend zeigt sich jedoch bei den Neuzulassungen: Diese sind im vergangenen Halbjahr von durchschnittlich 200.000 (seit 2023) auf über 500.000 gestiegen.

Abbildung 2

Wirtschaftlichkeit, Wertung H2 2025 und H1 2026

Zielerreichung der Indikatoren, in Prozent

Basierend auf dem letzten veröffentlichten Datenstand



1. Rechenbeispiel Zielerreichung Haushaltsstrompreis: $0\% \triangleq 51,0\%$, $100\% \triangleq 25,5\%$, aktueller Wert von $29,4\% \triangleq (29,4 - 51,0) / (25,5 - 51,0) = 85\%$

2. Rückwirkende Aktualisierung aufgrund neu verfügbarer Daten

3. Misst die gewichtete Abweichung gegenüber dem durchschnittlichen Industriestrom- und Gaspreis im europäischen Ausland sowie USA und China. Je höher der Wert, desto teurer ist Energie für die deutsche Industrie im relativen Vergleich

4. Keine neuen Daten zur Aktualisierung verfügbar

Quelle: E-Control; Eurostat; BMWK; Umweltbundesamt (UBA); Statistisches Bundesamt (Destatis); IEA; US EIA; China Customs

Ein Treiber hinter dieser Entwicklung sind die erhöhten Spritpreise aufgrund des Konflikts im Nahen Osten. Dennoch bleibt eine große Lücke: Auch 500.000 Neuzulassungen entsprechen erst etwa der Hälfte dessen, was pro Halbjahr erforderlich wäre, um das übergeordnete Ziel von 15 Mio. E-Autos bis 2030 zu erreichen.

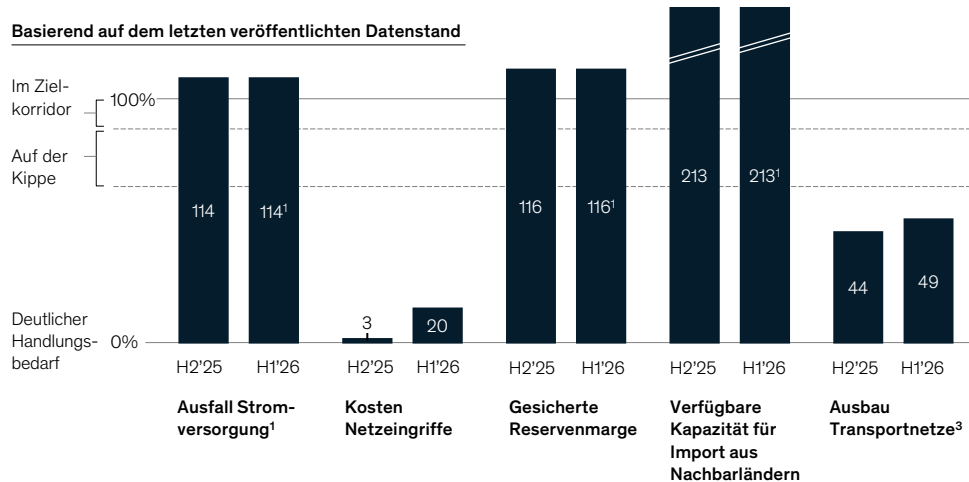
Auch der Ausbau der Transportnetze bleibt mit einem aktuellen Zielerreichungsgrad von 49% hinter dem Ziel zurück. In der zweiten Jahreshälfte 2025 wurden rund 500 km zugebaut, was fast auf dem Level der aktuell notwendigen rund 600 km pro Halbjahr liegt und einem Rekordausbauvolumen seit Start des Indikators im Jahr 2019 entspricht. Die Transportnetze in Deutschland erreichten bis Ende 2025 eine Länge von 4.045 km und damit rund die Hälfte der angestrebten 7.904 km. Weiterhin beschleunigte Genehmigungsverfahren lassen auf einen schnelleren Ausbau in den nächsten Jahren hoffen. Allerdings ist zu beachten, dass mit den zusätzlich geplanten Bauprojekten ab diesem Jahr auch der Zielwert für die Transportnetze um 315 km (rund 4%) gestiegen ist.

Abbildung 3

Versorgungssicherheit, Wertung H2 2025 und H1 2026

Zielerreichung der Indikatoren, in Prozent

Basierend auf dem letzten veröffentlichten Datenstand



	in Min./Jahr		in EUR/MWh		in Prozent		in Prozent		in km	
Startwert	17		1		5		24,5		279	
Zielwert 2030	17		1		0		0		11.720	
Aktueller Wert	11,7	11,7¹	14,7	12,2	4,1	4,1¹	28,2	28,2¹	3.521	4.045
Aktuelles Ziel	17		1		0		0		7.589	7.904
0%-Zielerreichung	53		15,1		-25		-25		279	

1. Keine neuen Daten zur Aktualisierung verfügbar

2. Rechenbeispiel Zielerreichung Ausfall Stromversorgung: $0\% \pm 53 \text{ Min./Jahr}$, $100\% \pm 17 \text{ Min./Jahr}$, aktueller Wert von $11,7 \text{ Min./Jahr} \pm (11,7-53)/(17-53) = 114\%$

3. Der Indikator berücksichtigt die Ausbautvorhaben gemäß EnLAG und BBPIG

Quelle: Bundesnetzagentur; Bericht der deutschen Übertragungsnetzbetreiber zur Leistungsbilanz; ENTSO -E; Enerdata

Die Kosten für Netzeingriffe sind im Vergleich zum ersten Halbjahr 2025 im zweiten Halbjahr von 14,7 auf 12,2 EUR/MWh gesunken. Folglich steigt der Indikator in seiner Zielerreichung von 3 auf 20% (Abbildung 2). Treiber hinter dieser Entwicklung sind rund 18% geringere Kosten für das Netzengpassmanagement. Weil Einspeisungen aufgrund geringerer Windstromproduktion im zweiten Halbjahr weniger oft heruntergeregelt werden mussten, verringerte sich auch der Bedarf an ausgleichenden Einspeisungserhöhungen durch andere Kraftwerke.

Der Indikator Industriestrompreis wurde, wie eingangs erläutert, methodisch weiterentwickelt zu einem Industrieenergiepreis. Bisher gab der Indikator nur die Wettbewerbsfähigkeit der Industriestromversorgung im europäischen Vergleich an, mit dem Ziel, den relativen Abstand zumindest beizubehalten. Da sich Deutschlands Industrie zunehmend im internationalen Wettbewerb, z.B. mit den USA und China, befindet, und neben den Strom- auch die Gaspreise für die Wettbewerbsfähigkeit der Energieversorgung an Bedeutung gewonnen haben, wird der Indikator an diesen Stellen angepasst. Er zeigt ab jetzt den aktuellen, relativen Kostenunterschied von Strom und Gas für Industrieunternehmen im Vergleich zur EU (exklusive Deutschland), den USA und China (jeweils mit gleichem Anteil gewichtet). Strom- und Gas-

preisunterschiede werden entsprechend dem Einsatz in der deutschen Industrie mit jeweils rund 50% gewichtet.

Kostenparität von gewichteten Strom- und Gaspreisen bedeutet im neuen Indikator 100% Zielerreichung. Die Marke von 0% Zielerreichung spiegelt den Kostenunterschied während der Energiepreiskrise 2022 wider, bei dem die deutschen Energiekosten 303% des Niveaus der Vergleichsgruppe erreichten. Basierend auf dieser Methodik hat sich der Indikator für 2025 im Vergleich zu 2024 von 47% Zielerreichung auf 63% verbessert, bleibt damit allerdings deutlich im unrealistischen Bereich (Abbildung 3). Für 2025 zeigt der Indikatorwert für Deutschland 175%, also um 75% höhere Energiepreise im Vergleich zur EU, den USA und China. Haupttreiber dahinter sind die Gaspreise, die beispielsweise hierzulande um den Faktor 4 höher waren als in den USA. Dagegen ist Strom „nur“ um rund 50% teurer. Aufgrund des aktuellen Konflikts im Nahen Osten wird eine Verschlechterung des Indikators für das Jahr 2026 erwartet.

4 Indikatoren auf der Kippe

Für den Indikator CO₂e-Ausstoß liegen keine neuen Daten vor. Die Zielerreichung verbleibt bei 89% und damit weiterhin auf der Kippe.

Für die gesicherte Reservemarge wurden keine neuen Daten veröffentlicht. Die langfristige Perspektive bleibt jedoch angespannt: Während der fortschreitende Kohleausstieg die verfügbaren Kraftwerkskapazitäten sukzessive verringert, steigt die Stromnachfrage durch die zunehmende Elektrifizierung langfristig an. Dieser gegenläufige Trend könnte die Reservemarge im Winter 2026/27 unter Druck setzen. Daher bleibt der Indikator trotz aktueller Zielerreichung von 116% vorerst weiter auf der Kippe.

Der Indikator Haushaltsstrompreis hat sich im letzten Halbjahr leicht verbessert. Lag er Ende 2025 noch 31,1% über dem europäischen Durchschnitt, waren es im vergangenen Juni noch 29,4%. Die Zielerreichung steigt von 78 auf 85% – damit verbleibt der Indikator in der Kategorie „auf der Kippe“. Ursächlich dafür ist, dass die deutschen Haushaltsstrompreise um 4% gesunken sind, während sie im europäischen Ausland nur um 1% nachgaben. Maßgeblich für die inländische Entspannung waren niedrigere Netzentgelte für Haushalte (durchschnittlich minus 1,7 ct/kWh). Ermöglicht wurde dies durch eine einmalige Entlastung der Übertragungsnetzentgelte aus dem Bundeshaushalt um 6,5 Mrd. EUR für das laufende Jahr. Da dieser Sondereffekt im kommenden Jahr ausläuft, dürften die deutschen Haushaltsstrompreise künftig wieder stärker anziehen.

Die Gesamtenergiekosten Haushalte haben sich leicht verschlechtert. Der Anteil der Energiekosten am Gesamtwarenkorb der Haushalte stieg von 8,7% in den zwölf Monaten des Jahres 2025 auf 8,8% in den letzten zwölf Monaten an. Hauptgrund sind gestiegene Kraftstoffpreise (+6 %), während die Preise für Strom (-3%) und Gas (-2%) leicht sanken. Die Zielerreichung verbleibt mit 74 % auf der Kippe. Die höheren Kraftstoffpreise infolge des Nahost-Konflikts schlagen noch nicht voll auf die Energiekosten für Haushalte durch, da für die Berechnung des Indikators die Kosten aus den letzten zwölf Monaten gemittelt werden (seit Juli 2025). Die Kostensprünge von bis zu rund 30% bei Kraftstoffen seit März 2026 werden erst bei der nächsten Berechnung (Betrachtungszeitraum ab Januar 2026) stärker zu Buche schlagen. Bei Anhalten des Konflikts wird entsprechend eine Verschlechterung des Indikators erwartet.

Sebastian Overlack und **Fridolin Pflugmann** sind Partner im Frankfurter Büro von McKinsey, **Thorben Ipers** ist Senior Associate im Düsseldorfer Büro, **Leonard Hanschur** ist Fellow Senior Associate im Münchner Büro, **Arthur Schucht** ist Fellow Senior Associate im Berliner Büro, **Emil Hosius** ist Knowledge Specialist und **Christian Kauth** ist Senior Knowledge Analyst im Düsseldorfer Büro.

Fridolin_Pflugmann@mckinsey.com

Designed by VME

Copyright (c) 2026 McKinsey & Company. All rights reserved.