Helaba

Im Fokus: Branchen
25. März 2026

Die deutsche Energiebranche auf dem transformativen Weg

Die Energiewende ist der zentrale Baustein für die erfolgreiche Transformation zur Klimaneutralität und energetischen Unabhängigkeit. Klimaneutralität und Dekarbonisierung sind ohne den Umbau der Stromnetze praktisch unmöglich. Doch eine so tiefgreifende Veränderung im laufenden Betrieb ist in jeder Hinsicht – technisch, politisch und finanziell – eine enorme Herausforderung. Auch die Vielzahl an betroffenen Akteuren erhöht die zu überwindenden Hürden. Nicht zuletzt ist die Öffentliche Hand gefordert. Wo steht Deutschland in der Energiewende und was sind die größten Hindernisse?

1 Erneuerbare Energien dominieren zunehmend den Strommix 2
2 Ausbauziele sind ambitioniert und erfordern ein höheres Tempo 2
3 Große Bandbreite der geschätzten Finanzierungsbedarfe 3
4 Infrastrukturausbau und höhere Gaspreise treiben Kosten 5
5 Finanzierungskraft der Energiebranche bereits eingeschränkt 6
6 Verschiedene Finanzierungswege stehen zur Verfügung 7
7 Fazit: Erfolg der Energiewende erfordert mehr Tempo, Kapital und Entschlossenheit 8



Dr. Stephan Brand
Öffentliche Finanzen
& Nachhaltigkeit
T 069/91 32-46 59



Adrian Keppler
Branchenanalyse
T 069/91 32-41 83

Nachhaltigkeitsansätze haben es derzeit schwer. Je konkreter der Umweltschutz, desto größer der Widerstand. Steigende Kosten und höhere regulatorische Anforderungen lassen die Zustimmung in der Bevölkerung und unter den Unternehmen sinken. Überlagert von anderen Krisen zeigt sich in Umfragen eine gewisse „**Klimamüdigkeit**“.[1] Dies gilt auch für die Energiewende, die einen zentralen Baustein der Transformation darstellt.

Dabei wären ein klarer Kurs und eine breite Zustimmung für die Energiewende nicht nur für die deutschen **Klimaziele** eine wesentliche Bedingung, sondern auch für die **Planungssicherheit** der Wirtschaft, die bereits hohe Summen in die Transformation investiert hat. Das chronische Spannungsfeld Nahost, das nur wenige Jahre nach der Energiekrise 2022 durch den Irankrieg erneut für steigende Energiekosten und Wachstumsrisiken sorgt, verdeutlicht zudem die Chancen der Transformation in Form **energetischer Unabhängigkeit**.

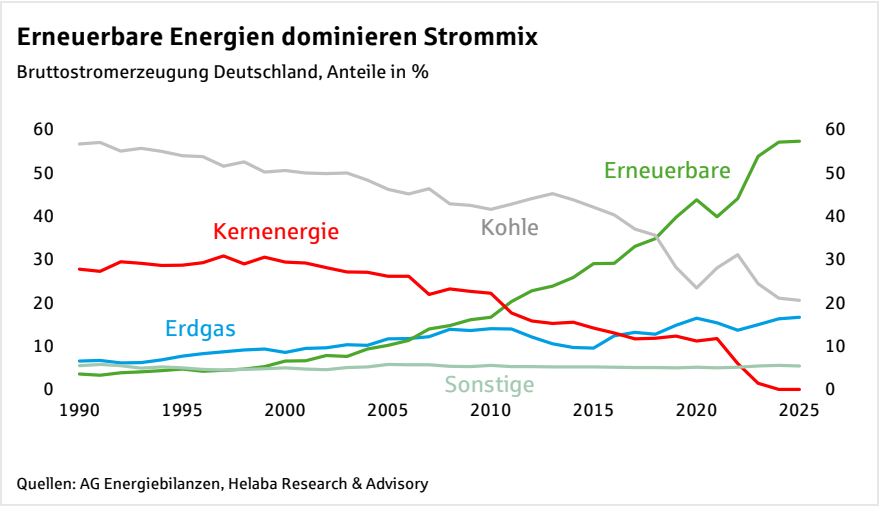
Leitbild der Energiewende und Schlüssel für die Energieunabhängigkeit ist eine umfangreiche **Verstromung** der Produktion, der Mobilität und des Heizens. Die erfolgreiche Dekarbonisierung der Industrie, des Verkehrs und des Gebäudesektors hängt somit von der zuverlässigen und günstigen Verfügbarkeit von Strom aus erneuerbaren Energien (EE) ab. Dies setzt einen tiefgreifenden Umbau der Energieinfrastruktur voraus.

Es stellt sich daher die Frage, wie der Stand der Energiewende gegenwärtig ist und in welcher Verfassung sich damit einhergehend die **Energiebranche**[2] befindet. Zudem ist das Thema für die Öffentliche Hand – gerade für die Kommunen – von großer Bedeutung.[3] Den Status quo, die wichtigsten Herausforderungen und die Auswirkungen auf die verschiedenen Marktteilnehmer wollen wir in dieser Studie beleuchten.

[1] Vgl. Umweltbundesamt (2025): Umweltbewusstsein in Deutschland 2024.
[2] Wir beschränken den Analyserahmen der Energiebranche auf die Elektrizitätsversorgung.
[3] Siehe hierzu unseren Fokus Wo steht der öffentliche Sektor in der nachhaltigen Transformation? vom 4. Dezember 2024.

Erneuerbare Energien dominieren zunehmend den Strommix

Der durchschnittliche Anteil erneuerbarer Energie (insbesondere aus Wind und Solar) an der Gesamtstromproduktion von ca. 1,25 TWh pro Tag in Deutschland konnte 2025 auf rund **58 % gesteigert werden** (vgl. Grafik). Weitere 22 % entfallen auf Braun- und Steinkohle und müssen bis zum beabsichtigten Kohleausstieg 2038 ersetzt werden. Weil eine Renaissance der Nuklearkraftwerke nach dem Atomausstieg derzeit politisch sowie seitens der Erzeuger ausgeschlossen und eine ausreichende Hochskalierung von Biomasse, Wasserkraft oder anderen Energieträgern unrealistisch ist, verbleiben neben dem weiteren Ausbau der erneuerbaren Energien nur Gaskraftwerke, die derzeit knapp 16 % zum Strommix beitragen.



Die Erzeugung von Strom aus Gas ist aber im Hinblick auf die Klimabilanz, die Abhängigkeit von ausländischen Zulieferern sowie die Kosten nur eine **suboptimale Lösung**. Die Stromgestehungskosten aus Erdgas bewegen sich in einer Spanne von knapp 11 bis 19 Cent je kWh.[4] Zum Vergleich liegen die Kosten bei Photovoltaik (PV) in einer Bandbreite von 4 bis 15 Cent je kWh, bei Windkraft von 4 bis 11 Cent je kWh.[5]

Trotzdem braucht es Gas für eine Stromerzeugung, die schnell einspringen kann, wenn Sonnen- und Windenergie während einer „Dunkelflaute" nicht im ausreichenden Maße zur Verfügung stehen. Perspektivisch können **Speicherungsmöglichkeiten** des aus erneuerbaren Energien erzeugten Stroms und bessere **Übertragungsmöglichkeiten** diesen **Bedarf spürbar verringern**. Die Gaskraftwerke werden nur an wenigen Tagen im Jahr unter wirtschaftlichen Bedingungen laufen. Der Bau und die Finanzierung dieser Reservekraftwerke werden deshalb nicht aus dem Markt heraus erfolgen, sondern sind Teil der Kraftwerkstrategie der Bundesregierung, die sich Anfang dieses Jahres mit der EU-Kommission auf eine Kapazität von insgesamt 12 GW geeinigt hat.[6]

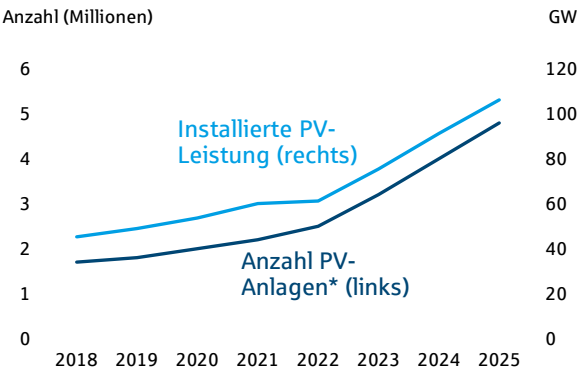
Ausbauziele sind ambitioniert und erfordern ein höheres Tempo

Der lange Weg bis zur Einigung auf die Kraftwerkstrategie zeigt, wie komplex Fragen der Energieinfrastruktur aus technischer, rechtlicher und finanzieller Sicht sein können. Dabei steht ein großer Teil der Aus- und Umbaubedarfe noch bevor. Schon die bisherigen Ausbauziele konnten nicht erreicht werden, sodass das **Tempo erhöht werden muss**. Bei der Windkraft wurden 2025 nur 3,9 GW statt der angestrebten 7,8 GW erreicht, bei Solar etwas mehr als 14 GW statt 18 GW. Doch es mehren sich die Zweifel, ob das jetzige Ausbautempo beibehalten werden kann. Denn neue Anlagen müssen auch an das Netz angeschlossen werden, und schon heute fehlen vielerorts die **Anschluss- und Transportkapazitäten**. Insbesondere wenn PV- und Windanlagen unter Volllast fahren, kann die erzeugte Strommenge zu groß sein, sodass Anlagen abgeschaltet werden müssen. Das Bundeswirtschaftsministerium plant daher ein Netzpaket, um die priorisierte Anschlusspflicht von EE-Anlagen aufzuweichen und die Entschädigung von Anlagenbetreibern bei kapazitätsbedingten Abschaltungen zu reduzieren. Die Kosten für das Netzengpassmanagement (Redispatch), die 2024 laut **Bundesnetzagentur** bei 2,7 Mrd. Euro lagen, könnten auf diesem Wege gesenkt werden. Aus Perspektive der **Netzstabilität** scheinen diese Maßnahmen nachvollziehbar, allerdings gibt es Befürchtungen, dass damit das Ausbautempo der erneuerbaren Energien nachhaltig verringert wird.

[4] Hier nur Gas- und Dampfkraftwerke, Gasturbinen lägen mit 15 bis 33 Cent je kWh deutlich höher.
[5] Die Bandbreiten ergeben sich aus der installierten Anlageform: große Freiflächenphotovoltaik-Anlagen produzieren tendenziell günstiger als kleine Dachanlagen, Onshore-Windkraftanlagen günstiger als Offshore-Anlagen. Vgl. Fraunhofer ISE (2024): **Stromgestehungskosten erneuerbarer Energien**.
[6] Vgl. Bundeswirtschaftsministerium (2026): **Grundsatzeinigung mit der Europäischen Kommission über Eckpunkte der Kraftwerksstrategie**.

Mit Erhöhung des EE-Anteils führt am beschleunigten **Ausbau der Stromleitungen** kein Weg vorbei.[7] Die Energiewende bedeutet, dass das bisherige Netz mit recht wenigen, großen Erzeugern auf viele kleinere, dezentrale Einspeiser umgestellt werden muss. Dynamik ist hier immerhin vorhanden: laut **Statistischem Bundesamt** waren Ende 2025 etwa 4,8 Millionen PV-Anlagen auf Dächern und Grundstücken mit einer Nennleistung von ca. 106.200 MW installiert – ein Leistungszuwachs von 11,8 % gegenüber dem Vorjahr.[8]

PV-Anlagenausbau nimmt zu



*Umfasst Anlagen, die öffentlich einspeisen und einen Stromzähler beinhalten.
Quellen: Statistisches Bundesamt, Macrobond, Helaba Research & Advisory

Nicht nur die Vielzahl neuer Einspeiser erzwingt eine Veränderung des bisherigen Stromnetzes. Den Netzausbau braucht es allein schon deshalb, da mehr Windenergie im Norden des Landes erzeugt wird, während viele industrielle Stromverbraucher im Süden sitzen. Derzeit umfasst das Höchstspannungsnetz in Deutschland eine Länge von über 35.000 km. Als Zielgröße im **Bundesbedarfsplangesetz** wird ein Bedarf an zusätzlichen „**Stromautobahnen**“ von 16.800 km genannt. Davon sind über 8.900 km bereits gebaut, derzeit im Bau oder genehmigt. Jedoch gestaltet sich der weitere Ausbau schwierig. Zum Teil scheuen die Übertragungsnetzbetreiber in Deutschland die hohen Kosten. Der Staat hat sich daher über die **KfW** mittlerweile an drei der vier Unternehmen beteiligt. Zum einen erhält der Bund über diesen Weg mehr Kontrolle über die **kritische Infrastruktur**, zum anderen stärkt der Bund die **Eigenkapitalbasis** der Übertragungsnetzbetreiber und somit deren Finanzierungskraft. Eine Kombination aus verstärkter Einbindung privaten Kapitals und staatlicher Beteiligung schlägt auch der Thinktank **Dezernat Zukunft** vor, dem zufolge hierdurch die Eigenkapitalkosten insgesamt gesenkt werden könnten.

Für die zeitweise auftretenden EE-Überkapazitäten braucht es zudem weit mehr **Speichermöglichkeiten**. Schätzungen des **Fraunhofer ISE** sehen bis 2030 einen Bedarf von über 100 GWh an Batteriespeichern, wovon bisher rund ein Viertel realisiert wurde. Danach dürfte der Speicherbedarf weiter deutlich steigen. Die Kosten hängen stark von der Preisentwicklung der Batterien ab, wobei der technische Fortschritt zu immer günstigeren Speichern führt. Derzeitige Schätzungen liegen in einem Rahmen von 30 bis 50 Mrd. Euro, könnten sich aber gesamtwirtschaftlich über verringerte Netzausbaubedarfe amortisieren. Zudem würden geringere Ausschläge den teuren Stromimport oder den Stromexport (teilweise zu Negativpreisen) in die europäischen Nachbarländer verringern. Dies wäre ein Beitrag zur **Stabilisierung des Europäischen Stromverbundes**, denn derzeit werden auch die Nachbarstaaten durch den Umbau im deutschen Stromnetz tangiert, was beispielsweise mit Frankreich, Polen oder **Schweden** zu Unstimmigkeiten führt.

Große Bandbreite der geschätzten Finanzierungsbedarfe

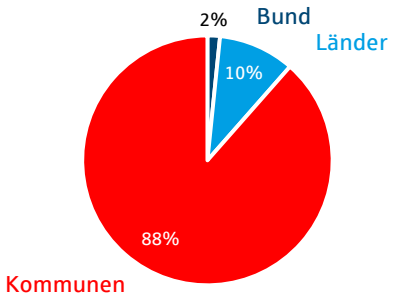
Mittlerweile gibt es eine breite Studienlage zu den Investitions- und Finanzierungsbedarfen für den Netzausbau, sodass auch die **Schätzungen der Kosten** eine große Bandbreite aufweisen. Eine der belastbarsten Quellen dürften die **Netzausbaupläne** sein, die größere Verteilnetzbetreiber der Bundesnetzagentur melden müssen. Betroffen sind jedoch nur Unternehmen, die mehr als 100.000 Kunden haben. Dies sind von den erfassten gut 860 Verteilnetzbetreibern gerade einmal 82. Für den „netzdimensionierenden Ausbau“ – was Neubau, Verstärkung und Optimierung beinhaltet – meldeten diese 2024 einen Investitionsbedarf von über 200 Mrd. Euro bis 2045.[9] Hinzu kommen Ersatzinvestitionen für die vorhandene Infrastruktur von ca. 30 Mrd. Euro.

[7] Um die deutschen Klimaziele zu erreichen, hat die Bundesregierung ein neues **Klimaschutzprogramm** beschlossen. Dieses sieht u.a. die Ausschreibung von 2.000 neuen Windrädern mit 12 GW vor, sodass in Deutschland bis 2030 insgesamt eine Leistung von 115 GW Strom aus Windkraft an Land produziert werden soll.
[8] Erfasst sind Anlagen, die in die öffentliche Versorgung einspeisen und über einen Stromzähler verfügen. Dadurch sind Balkonkraftwerke hier nicht berücksichtigt.
[9] Vgl. IMK (2024): **Ausbau der Stromnetze: Investitionsbedarfe**.

In leicht abweichenden Größenordnungen liegen die Schätzungen des **Bundesverbands der Energie- und Wasserwirtschaft (BDEW), des Verbands kommunaler Unternehmen (VKU) und Deloitte**, die bis zum Jahr 2030 einen Investitionsbedarf in die **Verteilnetze** von mehr als 60 Mrd. Euro und über 130 Mrd. Euro für die **Übertragungsnetze** sehen. Auf diesen Zahlen baut **PwC im Auftrag der KfW** auf und ermittelt wiederum ein Gesamtinvestitionsvolumen für die Stromnetze von ca. 250 Mrd. Euro bis 2045.

Öffentliche Unternehmen* häufig kommunal

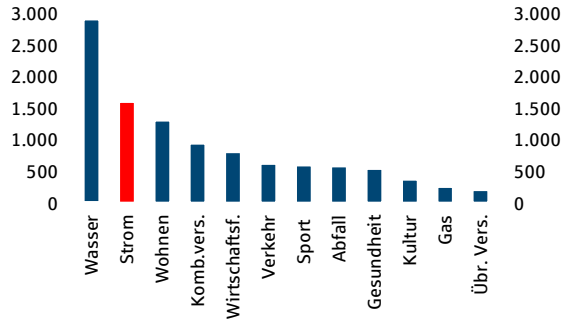
%-Anteile nach föderaler Ebene, 2023



*Öffentliche Fonds, Einrichtungen und Unternehmen (FEU).
Quellen: Statistisches Bundesamt, Helaba Research & Advisory

Energieversorger zweithäufigster Bereich

Anzahl öffentlicher Unternehmen nach Aufgabenbereich*, 2023



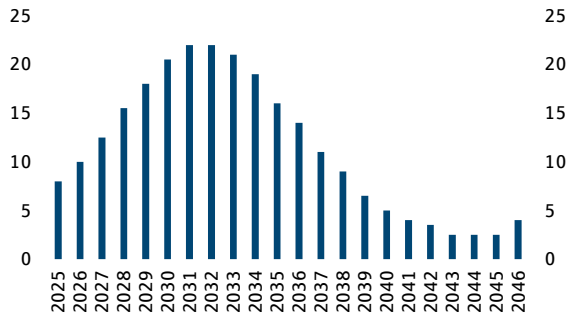
*ohne Sonstige.
Quellen: Statistisches Bundesamt, Helaba Research & Advisory

Ein Großteil der Gesamtinvestitionen im Energiesektor entfällt unserer Schätzung nach mit ca. 140–160 Mrd. Euro auf **kommunale Energieversorger**.[10] Neben dem Ausbau der überregionalen Übertragungsnetze müssen nämlich auch die **lokalen Verteilnetze** ertüchtigt werden. Durch die Vielzahl an neuen, kleinen Stromeinspeisern sowie eine insgesamt eher dezentrale Stromnetzgestaltung werden vor Ort erhebliche Umbaubedarfe ausgelöst. Das Gesamtnetz muss, damit es weiterhin funktioniert, mehr smarte Steuerung erhalten, was es zwar resilienter aufstellt, zugleich aber die Netze auch komplexer macht und mehr Abstimmung der beteiligten Akteure erfordert. Hierbei sind vor allem die örtlichen Versorger („Stadtwerke“) gefordert.

Die **Zahl der involvierten Energieversorgungsunternehmen** weist eine beachtliche Spreizung auf. So erfasst das Statistische Bundesamt in der Jahresabschlussstatistik für 2023 auf der gemeindlichen Ebene rund 2.900 Einheiten im Wirtschaftsabschnitt Energieversorgung. In der engeren Definition des öffentlichen Aufgabenbereichs Energieversorgung sind es noch fast 1.800 Fonds, Einrichtungen und Unternehmen (FEU).[11] Die Anzahl der Stromnetzbetreiber auf der kommunalen Ebene dürfte deutlich niedriger sein. Hier nennt der **VKU** eine Zahl von 1.000 kommunalen Energieversorgern, wovon rund 700 die Aufgaben eines Grundversorgers übernehmen, mit einer Länge des Stromleitungsnetzes von 858.000 km.

Investitionsbedarfe ändern sich im Zeitverlauf

Investitionsbedarfe Stromverteilnetze, Mrd. Euro



Quellen: PwC/KfW, Helaba Research & Advisory

Herausgestellt wird in fast allen Studien, dass die Investitionsbedarfe **auf der Zeitachse** nicht gleichverteilt sind, sondern ungefähr bis 2035 steigen, um danach abzufallen. So erreichen laut PwC die Investitionen in die Stromverteilnetze ihren Höchstwert im Jahr 2032 mit rd. 22 Mrd. Euro. Dies betrifft auch den Finanzierungsbedarf. PwC schätzt die **Eigenfinanzierungskraft** der Energieversorgungsunternehmen auf ca. 35 %. Das heißt im Umkehrschluss, dass 65 % der Investitionen entweder aus Fördermitteln oder über Fremdkapital finanziert werden müssen. Derzeit ist also eine der drängendsten Herausforderungen, wie die Energieversorger Investitionen stemmen können,

[10] Vgl. zeb (2024): Finanzierung der deutschen Energiewende.
[11] Nicht betrachtet sind hier FEU in der Kombinierten Versorgung oder solche, die unter den Sonstigen erfasst wurden.

die in dieser Größenordnung alles Bisherige übersteigen. Die Dena geht davon aus, dass die durchschnittlichen jährlichen Investitionen bis 2045 um 85 bis 123 % über denen des Jahres 2024 liegen.

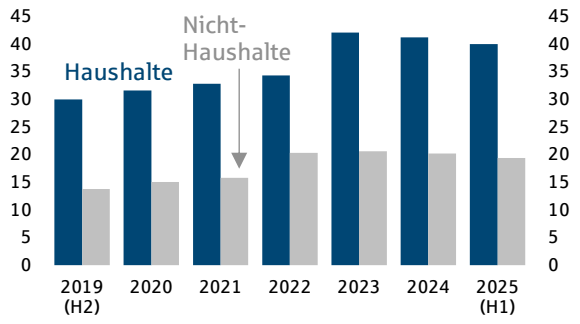
Zudem treffen diese Ausbaubedarfe auf einen ohnehin vorhandenen **Instandhaltungs- und Erneuerungsbedarf** der bestehenden Infrastruktur. Schon jetzt zeigen sich Engpässe bei Material und Personal sowie steigende Baupreise und komplexe Genehmigungsverfahren, die Investitionsvorhaben in die Länge ziehen und teurer machen als ursprünglich geplant. So geht Prognos in einer Studie für die DIHK davon aus, dass in rund 250 für den Ausbau von Solar, Wind und Wasserstoff wichtigen Berufen bis 2035 ca. **560.000 Mitarbeitende fehlen**. Selbst wenn sich die erforderlichen Arbeitskräfte finden ließen, dürften die Kosten des Ausbaus durch die Knappheit weiter steigen.

Infrastrukturausbau und höhere Gaspreise treiben Kosten

Derartige Kostensteigerungen lassen sich – schon aus sozialen und politischen Gründen – nicht ohne weiteres im bestehenden Finanzierungssystem auffangen. Der **Infrastrukturausbau** ist bereits heute ein **großer Kostenblock** beim Strompreis. Von den 39,8 Cent je kWh, die ein Privathaushalt 2025 im Durchschnitt für Strom zahlen musste, entfallen 32 % auf Steuern und Abgaben sowie 40,5 % auf die Stromerzeugung. Bei diesen Kosten spielen auch die höheren Gaspreise eine Rolle, die aufgrund der **Merit-Order-Preissetzung** einen starken Einfluss auf die Großhandelspreissetzung haben.[12] Auf die **Netzentgelte**, die für die Durchleitung des Stroms durch die Netze erhoben werden, entfallen 27,5 %. Davon werden die Kosten für den Ausbau, den Betrieb und die Instandhaltung des Stromnetzes bezahlt.[13]

Gestiegene Stromkosten*

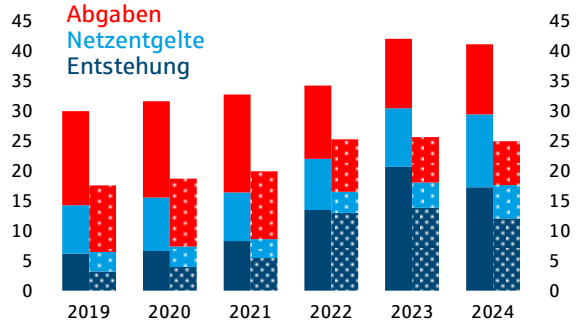
Cent pro Kilowattstunde



*Inkl. Steuern, Abgaben, Umlagen (Haushalte), ohne abz. Steuern (Nicht-HH).
Quellen: Destatis, Helaba Research & Advisory

Preisschub vor allem durch Entstehungskosten

Cent pro Kilowattstunde, Haushalte bzw. Nicht-Haushalte* (schraffiert)



*Kosten für Nicht-HH aufgrund abz. Steuern effektiv geringer als hier abgebildet.
Quellen: Destatis, Helaba Research & Advisory

Doch auch in den anderen Positionen können sich Kosten für die Transformation verstecken. So erhalten **stromintensive Unternehmen** eine Ermäßigung bei den Netzentgelten, die per Umlage finanziert wird und unter die Abgaben fällt. Auch die Anbindung von Offshore-Windparks wird über eine Netzumlage kofinanziert. Dies traf ebenso auf die EEG-Umlage zu, die zur Finanzierung des Ausbaus der erneuerbaren Energien diente und 2023 abgeschafft wurde. Um den Strompreis für Privathaushalte und Unternehmen nicht weiter zu erhöhen, diskutiert die Politik verschiedene **Entlastungsmaßnahmen** wie den „Industriestrompreis“.[14]

Finanzierungskraft der Energiebranche bereits eingeschränkt

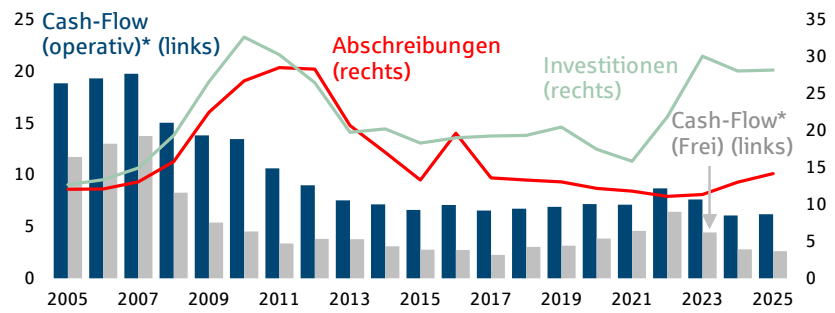
Damit die Branche möglichst viele Investitionen in die energetische Transformation aus eigener Kraft bewältigen kann, braucht sie eine ausreichende **Finanzierungskraft**.

[12] Der Strommarktpreis wird von der Merit-Order bestimmt, d.h. der Reihenfolge der Kraftwerke beginnend mit den niedrigsten Grenzkosten, wobei das letzte Kraftwerk, das benötigt wird, um die Stromlast zu decken, den Preis für alle Anbieter setzt. Die Erzeugungskomponente des Strompreises wird also dann teuer, wenn kostenintensive Erzeuger wie Gas-Kraftwerke zum Zuge kommen.
[13] Um den Preisanstieg zu dämpfen subventioniert der Bund die Netzentgelte derzeit mit 6,5 Mrd. Euro.
[14] Vgl. Sparkassen-Finanzgruppe: Bundesregierung führt ab 2026 subventionierten Industriestrompreis ein.

Für die Finanzierungskraft betrachten wir **die operative Cash-Flow-Rate**, die die Fähigkeit zur Finanzierung großer Infrastrukturinvestitionen widerspiegelt. Die nebenstehende Grafik verdeutlicht, dass von diesem vorhandenen Potenzial bereits ein nennenswerter Anteil für Investitionen aufgebracht wird: die **freie Cash-Flow-Rate** – hier berechnet als operativer Cash-Flow abzüglich der Investitionen – betrug 2025 nur noch 2,6 % der Gesamtleistung der Branche. Weitere Investitionsmöglichkeiten aus eigener Kraft sind daher eng begrenzt.

Investitionskosten belasten Rendite und Cash-Flow

Elektrizitätsversorgung, % der Gesamtleistung (links) bzw. Mio. Euro (rechts)



*Wir nutzen näherungsweise den EBITDA für den operativen Cash-Flow und den EBITDA abzüglich der Investitionen für den Free-Cash-Flow. Für 2025 Schätzungen von Feri.
Quellen: Feri, Helaba Research & Advisory.

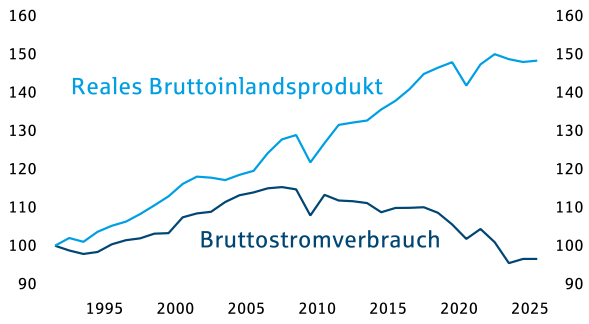
Beide Kennzahlen folgen langfristig den Bewegungen des Börsenstrompreises, da dieser die Deckungsbeiträge von Erzeugungsanlagen mitbestimmt (vgl. Grafik S. 7). In den 2010er Jahren war die Branche durch **rückläufige Großhandelspreise** belastet. Mehrere Faktoren wirkten gleichzeitig preisdämpfend: Der rasch wachsende Anteil erneuerbarer Energien mit niedrigen Grenzkosten drückte über den Merit-Order-Effekt die Marktpreise; dazu kam ab 2014 ein fallender Ölpreis. Gleichzeitig stagnierte bzw. sank der Bruttostromverbrauch, was die Auslastung konventioneller Kraftwerke minderte. In dieser Phase sank die Cash-Flow-Rate – ein Hinweis darauf, dass niedrigere Preise bei gleichbleibenden bis steigenden Fixkosten (für Personal, Netzbetrieb, Instandhaltung) die Liquidität der Branche beeinträchtigten.

Ab 2017 kam es zu einer **Erholung des Strompreises.** Die Cash-Flow-Rate stieg aber nur moderat, da auch die Kosten der Branche durch den Beginn des nennenswerten CO_2-Preiszuwachses stiegen. Eine deutliche Ausweitung der Cash-Flow-Rate gab es 2022 und 2023, als die Energiekrise infolge des Angriffskriegs Russlands gegen die Ukraine die Börsenstrompreise auf historische Höchststände trieb.

Das gegenwärtige, wieder **moderate Cash-Flow-Niveau** erklärt sich durch mehrere gegenläufige Kräfte. Zwar blieb das Preisniveau an den Strombörsen hoch, jedoch stiegen zugleich die Kosten der Erzeuger: Die CO_2-Zertifikatspreise erhöhten die variablen Kosten konventioneller Kraftwerke, während gestiegene Gas- und Kohlepreise die Produktionskosten verteuerten. Hinzu kamen Investitionen in Flexibilität, Netzintegration und Modernisierung, die über Abschreibungen und erhöhte Kapitalkosten auf die Gewinn- und Verlustrechnung wirkten. Die schwache industrielle Entwicklung in Deutschland dämpfte zudem die Stromnachfrage, wodurch die Auslastung – insbesondere im Grundlastsegment – unter Druck blieb und die Margen wieder schrumpften.

Bruttostromverbrauch vor erneuter Trendwende?

Index: 1991 = 100



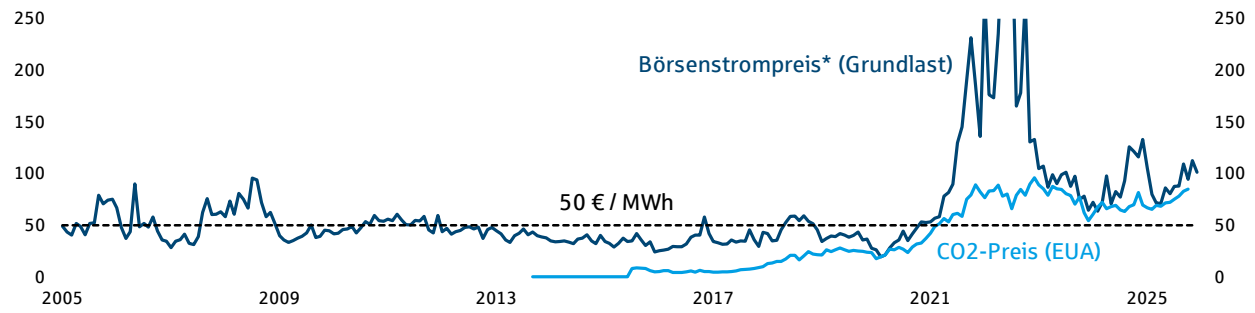
Quellen: Macrobond, Helaba Research & Advisory

Mit Blick nach vorn wird die Rentabilität der Branche in absehbarer Zukunft von **zwei übergeordneten Entwicklungen** bestimmt: Einerseits dürfte der weitere Ausbau erneuerbarer Energien – bei gleichzeitig sinkenden Technologie- und Finanzierungskosten – die **Grenzkosten der Stromerzeugung langfristig senken**. Dies spricht perspektivisch für niedrigere Großhandelspreise und tendenziell geringere Erzeugungsmargen. Gleichzeitig dürfte die zunehmende Elektrifizierung von Industrie, Gebäuden und Mobilität die **Stromnachfrage beleben** und den

Börsenstrompreisen – zumindest phasenweise – Auftrieb geben. Für die Verbraucher wird der Endpreis aufgrund der Umlegung der Transformationskosten seitens der Energiebranche jedoch erhöht bleiben.

Börsenstrompreis steigt wieder

Euro pro Megawattstunde



*Gehandelt an der EEX. Für eine bessere Übersichtlichkeit sind die enormen Preisausschläge 2022 abgeschnitten.
Quellen: Macrobond, Helaba Research & Advisory

Ob die Branche die Transformation finanzieren kann, hängt folglich nicht nur von den Marktpreisen, sondern ebenso von dem Regulierungsrahmen, Refinanzierungsbedingungen und der Fähigkeit zur effizienten Umsetzung ihrer Investitionsprogramme ab.

Verschiedene Finanzierungswege stehen zur Verfügung

Die Möglichkeiten der **Finanzierung aus eigener Kraft** sind begrenzt, denn diese müsste direkt aus dem Cash-Flow und damit den Preisen bezahlt und folglich dem Kunden in Rechnung gestellt werden. Als Alternative verbleibt eine zusätzliche **Zuführung der jeweiligen Eigentümer**, die das Eigenkapital der Energieversorger erhöht. Doch die Bereitschaft und die Fähigkeit der Eigentümer dazu scheinen begrenzt. Insbesondere im Hinblick auf die **angespannte Finanzlage der Kommunen** und die eingeschränkte Finanzierungskraft der kommunalen Energieversorger werden alternative Finanzierungswege benötigt.

Um die Investitionen in die Strominfrastruktur zu finanzieren und die finanzielle Belastung auf der Zeitachse zu entzerren, sind daher verschiedene Fremdkapital-Lösungen in der Diskussion. Neben der **Fremdkapitalfinanzierung** über Bankkredite oder den Kapitalmarkt stehen auch mezzanine Kapitalfinanzierungen sowie „Off-Balance-Sheet-Lösungen“ wie Projektfinanzierungen zur Verfügung.[15] Welche Lösung benötigt und vorteilhaft wäre, hängt von der jeweiligen Ausgangslage der sehr unterschiedlichen Energieversorgungsunternehmen ab. Im ganzen Bündel an Maßnahmen erscheint die **Eigenkapitalzuführung** an die Netzbetreiber als zentraler Baustein. Dies würde deren Bonität und damit die Möglichkeiten der Fremdfinanzierung verbessern.[16]

Ganz ohne **öffentliche Förderung** dürfte die Fremdkapitalfinanzierung jedoch nicht funktionieren. Zu groß sind die Unsicherheit und damit die Risiken sowie die Renditevorstellungen der Investoren.[17] Der öffentlichen Hand kommt daher die Rolle zu, in Vorleistung zu gehen und privaten Investoren den Einstieg zu erleichtern. In der Debatte sind Ideen, einen **staatlichen „Energiewende-Fonds“** aufzulegen, über den öffentliche Mittel mit privatem Kapital kombiniert und Energieunternehmen in Form von stillen Einlagen, Genussrechten oder Unternehmensbeteiligungen bereitgestellt werden. Erste Beispiele gibt es: Das Land Hessen stellt über den **HessenFonds** 1 Mrd. Euro für zinsverbilligte Kredite der WIBank oder für Beteiligungen zur Verfügung. Speziell für Stadtwerke bzw. kommunale Energieversorger will das **Land Hessen** aus einem **EnergieFonds** ein verbürgtes Nachrangdarlehen anbieten, das als mezzanines Finanzierungsinstrument Eigenkapitalcharakter hat.

[15] Vgl. Agora Energiewende (2025): **Investitionen in eine zukunftsfähige Daseinsvorsorge**.
[16] Vgl. Dezernat Zukunft (2025): **Kapitalbedarfe und Finanzierung von Energieverteilnetzen**.
[17] Vgl. BDEW, VKU und Deloitte (2023): **Kapital für die Energiewende**.

Die **Stärkung der Kreditwürdigkeit** kann auch direkt über die Eigentümer erfolgen. Beispielsweise können in Niedersachsen Kommunen dank ihrer hervorragenden Bonität günstig Kredite aufnehmen und diese als sog. „Konzernkredite“ (im Rahmen des Beihilferechts) an kommunale Unternehmen weiterleiten. Voraussetzung für eine derartige Lösung ist jedoch, dass die Kommunen selbst überhaupt weitere Kredite aufnehmen können bzw. wollen.[18] Auch die Banken müssen wirtschaftlich und regulatorisch in der Lage sein, die zusätzliche Kreditnachfrage zu bedienen. Hieran knüpfen weitere Reformvorschläge an, im Rahmen einer **grünen Regulatorik** die Kreditvergabe oder die Refinanzierung (z.B. mittels Verbriefung) für transformative Vorhaben zu begünstigen.[19]

Fazit: Erfolg der Energiewende erfordert mehr Tempo, Kapital und Entschlossenheit

Die **Transformation der Energiebranche ist im vollen Gange**. Angesichts einer großen Bandbreite an Schätzungen über die erforderlichen Um- und Ausbauten der Infrastruktur und die schwer zu quantifizierbaren, damit einhergehenden Investitions- und Finanzierungsbedarfe ist eine Bewertung nur begrenzt möglich. Entscheidend ist vor diesem Hintergrund eine möglichst hohe **Planungssicherheit** für alle involvierten Akteure.

Klar ist, dass sich das **Investitionsniveau weiter steigern** muss und die **Finanzierungsbedarfe der Branche zunehmen** werden. Manche der lokalen Energieversorger und Verteilnetzbetreiber wird dies an die **Grenzen der finanziellen Leistungsfähigkeit** führen. Dies gilt auch für solche Unternehmen, hinter denen die öffentliche Hand in Gestalt der Kommunen steht. Hier erschwert die angespannte Lage der öffentlichen Kassen eine effektive Unterstützung.

Ohne **zusätzliches Fremdkapital** wird die Transformation nicht zu stemmen sein. Doch ohne unterstützende Strukturen und **Beteiligung des Staates** werden private Kapitalgeber kaum bereit sein, in die öffentliche Infrastruktur zu investieren. Es bleibt daher ein erheblicher Reformbedarf, dem sich die Politik stellen muss. Zumindest mangelt es nicht an Vorschlägen, wie diese Reformen aussehen könnten.



Hier können Sie sich für unsere Newsletter anmelden:
https://news.helaba.de/research/

Herausgeber und Redaktion

Helaba Research & Advisory

Redaktion:
Dr. Stefan Mitropoulos

Verantwortlich:
Dr. Gertrud Rosa Traud
Chefvolkswirtin/
Head of Research & Advisory

Neue Mainzer Str. 52-58
60311 Frankfurt am Main
T +49 69 / 91 32 – 20 24

Internet: **www.helaba.com**

Disclaimer

Die Publikation ist mit größter Sorgfalt bearbeitet worden. Sie enthält jedoch lediglich unverbindliche Analysen und Prognosen zu den gegenwärtigen und zukünftigen Marktverhältnissen. Die Angaben beruhen auf Quellen, die wir für zuverlässig halten, für deren Richtigkeit, Vollständigkeit oder Aktualität wir aber keine Gewähr übernehmen können. Sämtliche in dieser Publikation getroffenen Angaben dienen der Information. Sie dürfen nicht als Angebot oder Empfehlung für Anlageentscheidungen verstanden werden.

[18] Siehe hierzu unseren Fokus **Können Kommunen die Transformation kreditfinanzieren** vom 25. September 2025.
[19] Vgl. BDEW, VKU und Deloitte (2023): **Kapital für die Energiewende**.