2.1 Chance verlässliche Energieversorgung: das energiepolitische Dreieck

Deutschland hat hohe Energiepreise. Dies beeinträchtigt die Wettbewerbsfähigkeit, vor allem der energieintensiven Industrie, zumal Deutschland stark von fossilen Energieimporten abhängig ist. Die Beibehaltung dieser Abhängigkeit ist teuer und krisenanfällig. Sie belastet die volkswirtschaftliche Leistungsfähigkeit dauerhaft. Dieses Kapitel beschreibt, wie sich die Energiekosten in Deutschland senken lassen und gleichzeitig die Energieversorgung sichergestellt werden kann. Ein zügiger Ausbau erneuerbarer Energien, kombiniert mit Effizienzsteigerungen und Elektrifizierung, kann die Energieversorgung langfristig resilienter und kostengünstiger machen.

Für eine kurzfristige zusätzliche Entlastung bei den Strompreisen wird empfohlen, die Stromsteuer für Haushalte und gewerbliche Kleinverbraucher zu senken. Weiterhin sollten der Industriestrompreis, die Ausweitung der Strompreiskompensation sowie der Bundeszuschuss zu den Übertragungsnetzkosten längerfristig verankert werden. Ebenso sollten Energieeffizienzpotenziale systematisch erschlossen werden. Finanzielle Anreize und Förderprogramme sind hierfür von zentraler Bedeutung.

Der Ausbau erneuerbarer Energien sollte vorangetrieben und Anreize für einen marktdienlichen Anlagenbetrieb gesetzt werden. Die geplanten zusätzlichen EEG-Ausschreibungen für Windenergieanlagen an Land in Höhe von 12 GW sind zu begrüßen. Der Netzausbau – insbesondere der Verteilnetzausbau – muss durch Vereinfachungen der Genehmigungsverfahren und regulatorische Anreize weiter beschleunigt werden. Zudem sollte der Netzausbau effizienter gestaltet werden, etwa durch die Priorisierung von Freileitungen gegenüber Erdkabeln, die Überbauung von Netzanschlusspunkten und Anreize für den gemeinsamen Netzanschluss von Windkraft- und Solaranlagen mit Batteriespeichern.

Um ein flexibleres und netzdienlicheres Verhalten der ans Netz angeschlossenen Stromverbraucher und -einspeiser zu fördern, sollten Preissignale implementiert werden, die lokale und zeitliche Netzknappheiten verlässlich abbilden. Weiterhin ist ein erweiterter Instrumentenmix zur Finanzierung der Energieinfrastruktur erforderlich. Auch ein Ausbau von Reservekapazitäten und Flexibilisierungsoptionen für ein hohes Maß an Stromversorgungssicherheit ist notwendig.

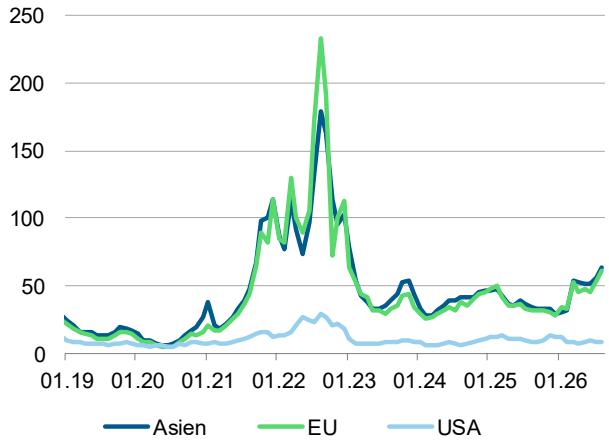
Deutschland sieht sich innerhalb von nur fünf Jahren bereits zum zweiten Mal infolge geopolitischer Konflikte mit einer akuten Preiskrise bei fossilen Energieträgern konfrontiert. Wie teuer die hohe Abhängigkeit von Erdöl, Erdgas und Kohle werden kann, zeigte bereits die Energiekrise im Zuge des russischen Angriffskriegs auf die Ukraine deutlich: Allein zwischen den Jahren 2022 und 2024 wurden staatliche Entlastungsmaßnahmen im Umfang von rund 187 Mrd. EUR beschlossen. Diese waren zu einem erheblichen Teil schuldenfinanziert.[1] Aufgrund der hohen Importabhängigkeit bei fossilen Energieträgern floss das Geld zudem zu großen Teilen ins Ausland ab.

Gas und Öl zuletzt wieder deutlich teurer

Für die Wettbewerbsfähigkeit Deutschlands sind vor allem die Preise im Vergleich zu anderen Weltregionen wichtig. In Europa und damit auch in Deutschland ist Erdgas derzeit besonders teuer: Das Preisniveau war im ersten Halbjahr 2026 mehr als viermal so hoch wie in den USA (Grafik 2.1.1).

Grafik 2.1.1: Hohe Gaspreise in Asien und der EU

EUR je MWh, monatliche Mittelwerte im Großhandel



Quelle: Macrobond.

Die Internationale Energieagentur geht in ihren Klimaszenarien davon aus, dass der Gaspreis in Europa auch 2035 und 2050 deutlich über dem Niveau der USA, aber unter dem von China und Japan liegen wird.[2] Vor diesem Hintergrund erscheinen in Deutschland auch langfristig im Vergleich zu den USA wettbewerbsfähige Gaspreise als wenig wahrscheinlich.

[1] Vgl. Kalkuhl, M. et al. (2026): Gezielt entlasten, fossile Abhängigkeit verringern. Kopernikus-Projekt Ariadne.

[2] Vgl. IEA (2025): World Energy Outlook 2025, Tabelle 2.3 [Zugriff 20.04.2026].

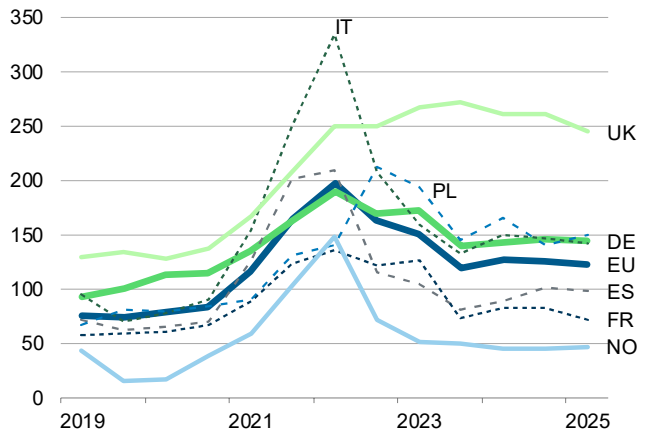
Bei Erdöl fallen die regionalen Unterschiede geringer aus. Allerdings schwankten die Preise zuletzt stark. Während die Rohölsorte Brent Anfang 2026 noch etwa 60 USD je Barrel kostete, lag der Preis Anfang April 2026 bei über 100 USD. Ende August 2026 waren es dann knapp 90 USD je Barrel.[3] Aufgrund der geringeren regionalen Preisdifferenzen und anderer Einsatzschwerpunkte hat der Ölpreis im Vergleich zum Gaspreis jedoch einen weniger starken Einfluss auf die lokale Wettbewerbsfähigkeit.

Auch Strom ist (noch) nicht günstig

Im internationalen Vergleich ist auch Strom in Deutschland nicht günstig. Ein Haupttreiber ist der dauerhaft hohe Erdgaspreis, der über das Merit-Order-Prinzip oft den Börsenstrompreis bestimmt. Die Endkundenpreise setzen sich aus Beschaffungs- und Vertriebskosten, Marge, Netzentgelten sowie staatlichen Abgaben und Umlagen zusammen. Unterschiede in diesen Komponenten führen zu abweichenden Strompreisen für Haushalte und Unternehmen, insbesondere für die energieintensive Industrie. Für die Bewertung der Wettbewerbsfähigkeit sind vor allem die Industriestrompreise relevant. Denn Energie ist ein zentraler Kostenfaktor der Industrie und Wettbewerb spielt sich primär zwischen Unternehmen ab.

Grafik 2.1.2: Für die Industrie ist Strom in Deutschland teurer als im EU-Durchschnitt

Endkundenpreise Strom für Nichthaushaltskunden in EUR/MWh, halbjährlich, Verbrauch von 70 000 MWh bis 149 999 MWh



Anmerkung: DE Deutschland, ES Spanien, EU Europäische Union, FR Frankreich, IT Italien, NO Norwegen, PL Polen, UK Vereinigtes Königreich

Quelle: Eurostat, gov.uk.

Im EU-Vergleich liegen die deutschen Industriestrompreise über dem Durchschnitt (Grafik 2.1.2). Ursachen sind Unterschiede in Erzeugungsstrukturen, Netzentgelten sowie Steuern und Umlagen.[4] Länder mit hohen Anteilen erneuerbarer Energien verzeichnen tendenziell niedrige Strompreise. Allerdings sind die Voraussetzungen für erneuerbare Energien in diesen Ländern teilweise auch besser. In Norwegen sorgt etwa die Wasserkraft für dauerhaft günstigen Strom. In den USA und China zahlen Industrieunternehmen im Mittel nur rund die Hälfte der deutschen Stromkosten. Auch dort fallen nationale Preisbestandteile wie Netzentgelte, Steuern und Umlagen deutlich geringer aus. In den USA ist zudem Erdgas, das zur Verstromung eingesetzt wird, deutlich günstiger (Grafik 2.1.1). In China ist der Gasanteil am Strommix dagegen nur gering, der Kohleanteil jedoch hoch. Denn ein Großteil des Kohlebedarfs wird durch den Abbau im Inland gedeckt.

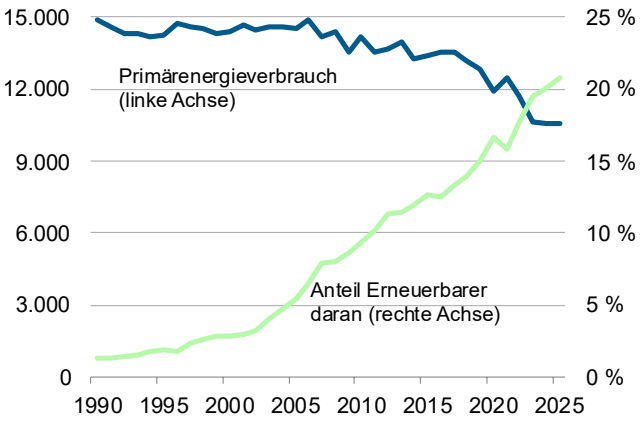
Die Elektrifizierung von Wärme, Verkehr und Industrie ist ein zentraler Baustein für die Dekarbonisierung und für eine geringere Abhängigkeit Deutschlands von fossilen Energieimporten. Mit dem steigenden Strombedarf gewinnt der Strommarkt weiter an Bedeutung. Die Struktur und Entwicklung der Strompreise sowie Empfehlungen zu ihrer Senkung bilden daher den Schwerpunkt dieses Kapitels.

Fossile Importabhängigkeit ist teuer und krisenanfällig

Die momentan hohen Kosten für den Import fossiler Energieträger sind Ausdruck einer strukturellen Verwundbarkeit Deutschlands. Noch immer basieren rund 80 % des deutschen Primärenergieverbrauchs auf fossilen Energieträgern (Grafik 2.1.3) und die Nettoimportquote bei Erdöl, Erdgas und Steinkohle liegt seit Jahren bei 95 % und mehr.

Grafik 2.1.3: Primärenergieverbrauch fällt, während Anteil der Erneuerbaren steigt

Primärenergieverbrauch in Petajoule in Deutschland (linke Achse)
Anteil erneuerbarer Energien an diesem Verbrauch (rechte Achse)



Anmerkung: Vorläufige Angaben für 2025

Quelle: AG Energiebilanzen.

[3] Stand 27.08.2026.

[4] Vgl. Vereinigung der Bayerischen Wirtschaft (2025): Internationaler Energiepreisvergleich für die Industrie, Forschungsstelle für Energiewirtschaft [Zugriff 22.04.2026].

Im Durchschnitt seit dem Jahr 2008 belief sich der Wert der fossilen Brennstoffimporte auf etwa 81 Mrd. EUR pro Jahr. Das entspricht rund 2,5 % des Bruttoinlandsprodukts oder fast 1.000 EUR je Einwohner.[5] Neben der hohen Kostenbelastung der Volkswirtschaft machen diese Importströme Deutschland politisch und wirtschaftlich anfällig für Preis- und Versorgungskrisen sowie geopolitische Einflussnahme.

Energieeffizienz, Elektrifizierung und Ausbau Erneuerbarer sind Hebel

Der wichtigste Hebel zur Verringerung der Risiken aufgrund der Importabhängigkeit ist die Kombination aus verbesserter Energieeffizienz, Elektrifizierung und dem Ausbau erneuerbarer Energien. Gleichzeitig wird damit der Weg zur Erreichung der Klimaschutzziele in Deutschland geebnet:

- Effizienzsteigerungen senken den Energiebedarf und damit direkt das notwendige Importvolumen fossiler Energieträger, ohne dass Nutzungs- oder Produktionsniveaus eingeschränkt werden müssen.

- Die Elektrifizierung von Energieanwendungen ermöglicht den verstärkten Einsatz inländisch erzeugten Stroms aus Wind- und Solaranlagen anstelle importierter fossiler Brennstoffe, etwa im Wärme- und Verkehrssektor. Dadurch wird zugleich die Energieeffizienz gesteigert, da bei elektrischen Anwendungen, wie Elektrofahrzeugen, weniger Energie als Abwärme verloren geht. Folglich geht der Primärenergiebedarf deutlich zurück.

- Der Ausbau erneuerbarer Energien stärkt die energiepolitische Souveränität Deutschlands und verbessert die Resilienz der Energieversorgung. Energieausgaben, die bislang in Form von Importen ins Ausland abgeflossen sind, verbleiben zu größeren Teilen im Inland und stärken die heimische Wertschöpfung.

Sobald Wind- und Solaranlagen installiert wurden, produzieren sie mindestens 20 Jahre Energie und sind beim Betrieb nicht vom laufenden Import von Brennstoffen abhängig. Gleichwohl sind auch bei klimafreundlichen Technologien Störungen von internationalen Lieferketten möglich, etwa in der Beschaffung notwendiger Technologiekomponenten oder mineralischer Rohstoffe. Dabei gibt es aber einen entscheidenden Unterschied: Bei fossil basierten Energiesystemen besteht eine permanente Abhängigkeit von kontinuierlichen Brennstoffimporten, sodass Unterbrechungen der Lieferketten unmittelbar zu Versorgungsengpässen und Preisschocks führen können. Erneuerbare Energiesysteme beruhen hingegen überwiegend auf einmaligen Investitionen in Kapitalgüter, wodurch Lieferkettenstörungen primär den Zubau neuer Kapazitäten verzögern, jedoch die laufende Energieerzeugung weitgehend unberührt lassen.

Abhängigkeiten auch bei grünen Schlüsseltechnologien

Dennoch stellt die starke Abhängigkeit Deutschlands und der EU beim Import vieler grüner Schlüsseltechnologien – insbesondere PV-Module und Batterien aus Asien – ein Risiko dar. Lieferkettenunterbrechungen infolge von Handelskonflikten oder geopolitischen Spannungen können den Fortschritt der Energiewende sowie die Wettbewerbsfähigkeit der europäischen Industrie erheblich gefährden. Aus Gründen der Resilienz ist es daher wichtig, Produktionskapazitäten für grüne Technologien in Europa zu erhalten und möglichst auszubauen. Dies könnte beispielsweise durch die konsequente Umsetzung des EU Net-Zero Industry Act (NZIA) unterstützt werden. Letzterer schreibt u. a. bei der öffentlichen Auftragsvergabe ausgewählter grüner Technologien sowie bei Ausschreibungen im Bereich der Förderung erneuerbarer Energien verbindlich Nachhaltigkeits- und Resilienzkriterien vor.

Ausbau Erneuerbarer dämpft Börsenstrompreis, Netzentgelte steigen durch Stromnetzausbau

Der Ausbau der erneuerbaren Energien wirkt auf die Börsenstrompreise preisdämpfend. Dies zeigt sich auch für Deutschland. Zuletzt korrelierte ein Anstieg der Stromerzeugung aus Erneuerbaren von +10 % mit einem Rückgang des Börsenstrompreises um etwa 6,5 %.[6] Der Mechanismus dahinter ist wie folgt: Der markträumende Börsenstrompreis bestimmt sich nach den Grenzkosten des teuersten Kraftwerks, das noch benötigt wird, um die Stromnachfrage zu decken (Merit-Order). Entsprechend wird der Börsenstrompreis aktuell häufig von teuren Erdgaskraftwerken gesetzt, deren variable Kosten sich durch gestiegene Brennstoffkosten und in geringem Maße auch durch CO_2-Preise erhöht haben. Ein Ausbau erneuerbarer Energien mit variablen Kosten nahe bei null sorgt dafür, dass diese teuren Kraftwerke immer öfter aus dem Markt gedrängt werden. Folglich ist mit dem weiteren Ausbau der erneuerbaren Energien, wie er in Deutschland geplant ist, eine Reduktion der durchschnittlichen Börsenstrompreise zu erwarten. Besonders die energieintensive Industrie würde von einem hohen Tempo beim Ausbau der erneuerbaren Energien profitieren, da

[5] Vgl. Rode, J. (2025): Jedes Jahr importiert Deutschland fossile Brennstoffe im Wert von Ø 81 Mrd. EUR, Volkswirtschaft Kompakt 251, KfW Research.

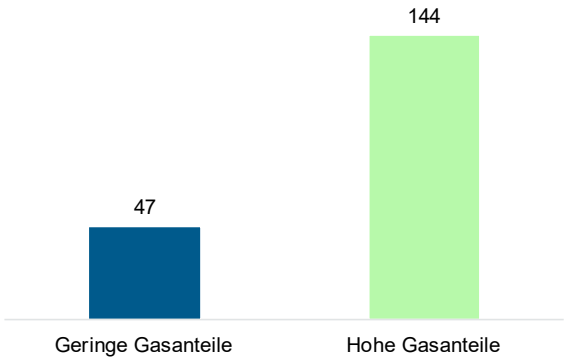
[6] Vgl. Brüggemann, A. und J. Rode (2025): Wie entwickeln sich die Energiepreise weiter? In: KfW Research (Hrsg.): Wettbewerb(sfähigkeit) neu denken: Deutschlands Industrie am Scheideweg, S. 61–66.

deren Endkundenstrompreis sehr stark vom Börsenstrompreis bestimmt wird.[7]

Wie stark ein hoher Anteil erneuerbarer Energien den Strompreis von der Entwicklung des Erdgaspreises entkoppeln kann, lässt sich anhand eines Vergleichs der Börsenstrompreise in Zeiten mit niedrigen und hohen, durch Gaskraftwerke gedeckten Anteilen am Stromverbrauch veranschaulichen (Grafik 2.1.4). An Tagen mit hohen Gasanteilen war der Börsenstrompreis in Deutschland im Jahr 2025 etwa dreimal so hoch wie an Tagen mit geringen Gasanteilen. Grund dafür ist, dass an Tagen mit geringem Gasanteil der Anteil erneuerbarer Energien besonders hoch ist. Diese können Strom aufgrund ihrer nahezu bei null liegenden variablen Kosten sehr günstig bereitstellen.

Grafik 2.1.4: Bei hohen Gasanteilen ist Strom teuer

Durchschnittlicher Börsenstrompreis in EUR/MWh in Deutschland der Tage im Jahr 2025



Anmerkung: Tage mit einem geringen von Gaskraftwerken gedeckten Anteil am Stromverbrauch liegen im untersten Dezil (Gasanteil kleiner gleich 6 % [gerundet]); Tage mit einem hohen von Gaskraftwerken gedeckten Anteil am Stromverbrauch im obersten Dezil (Gasanteil größer gleich 22 % [gerundet]).

Quelle: Bundesnetzagentur [Zugriff 12.01.2026], KfW Research.

Systemkosten für Strom steigen

Mit dem steigenden Anteil erneuerbarer Energien an der Stromerzeugung nehmen indes auch die Systemkosten für Strom zu. Grafik 2.1.5 verdeutlicht dies anhand der Entwicklung der Preisbestandteile am Endkundenstrompreis für Haushalte und Unternehmen. Während der Anteil der Erneuerbaren seit dem Jahr 2019 von rund 40 % auf etwa 57 % im Jahr 2025 gestiegen ist, erhöhten sich die Netzentgelte für Haushalte von rund 8 Eurocent auf 12 Eurocent pro kWh. Für Unternehmen stiegen die Netzkosten von 3,3 Eurocent auf 5,5 Eurocent pro kWh.[8]

Gleichzeitig sind die Steuern, Abgaben und Umlagen gesunken, vornehmlich dadurch, dass seit Juli 2022 die EEG-Förderkosten nicht mehr auf den Strompreis umgelegt, sondern vollständig aus dem Bundeshaushalt finanziert werden.[9] Deutlich gestiegen ist hingegen seit 2019 der Preisbestandteil „Beschaffung und Vertrieb“, vor allem infolge der höheren Erdgaspreise, die zu höheren Börsenstrompreisen geführt haben.

Die Investitionsbedarfe für Ausbau und Modernisierung der Stromnetze sind hoch. Perspektivisch werden die Netzkosten daher weiter steigen.[10] Getrieben wird diese Entwicklung nicht nur durch den Ausbau der erneuerbaren Energien, sondern auch durch die wachsende Stromnachfrage für Elektrofahrzeuge und Wärmepumpen, die Elektrifizierung der Prozesswärme in der Industrie sowie den Ausbau von Rechenzentren.

Der preisdämpfende Effekt des Ausbaus erneuerbarer Energien auf den Börsenstrompreis wird damit mindestens teilweise durch steigende Netzentgelte und sonstige Umlagen zur Integration der erneuerbaren Energien kompensiert. Entsprechend könnten die Endkundenstrompreise für viele Verbraucher auch längerfristig auf hohem Niveau bleiben. Dies würde insbesondere Stromabnehmer ohne Vergünstigungen bei Netzentgelten und Umlagen betreffen.

Batteriespeicher und Flexibilisierung der Stromnachfrage sind Ansatzpunkte

Batteriespeicher werden zunehmend an Bedeutung gewinnen, weil sie eine tageszeitliche Glättung des Stromangebots ermöglichen. So kann der kostengünstig erzeugte Strom aus erneuerbaren Energien auch zu späteren Zeitpunkten verfügbar gemacht werden. Aufgrund der deutlichen Kostenrückgänge bei Batteriespeichern (vgl. Kapitel 2.2) kommen die Batteriespeicher ohne Förderung aus, sodass der Ausbau rein marktgetrieben erfolgt.[11] Bislang fehlen jedoch Anreize für einen netzdienlichen Betrieb der Stromspeicher.[12]

[7] Vgl. EPICO KlimaInnovation und Aurora Energy Research (2025): Zukunftssichere Maßnahmen für die Energiewende: 5 Thesen zum Energiewendemonitoring, Policy Brief.

[8] Teilweise wurden die Netzkosten durch Bundesmittel abgefedert. Einen solchen Bundeszuschuss gab es erstmals 2023 (rund 13 Mrd. EUR), als die Engpassmanagementkosten der Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) infolge stark gestiegener Erdgaspreise im Zuge der Energiekrise deutlich zunahmen. In den Jahren 2024 und 2025 erfolgte kein staatlicher Bundeszuschuss. Für das Jahr 2026 stellt der Bund erneut Mittel zur Verfügung und gewährt einen Zuschuss in Höhe von 6,5 Mrd. EUR. Vgl. BDEW (2025): Wie sich der Zuschuss zu den Netzentgelten auf Stromkunden auswirkt.

[9] Die Finanzierung erfolgt über den Klima- und Transformationsfonds.

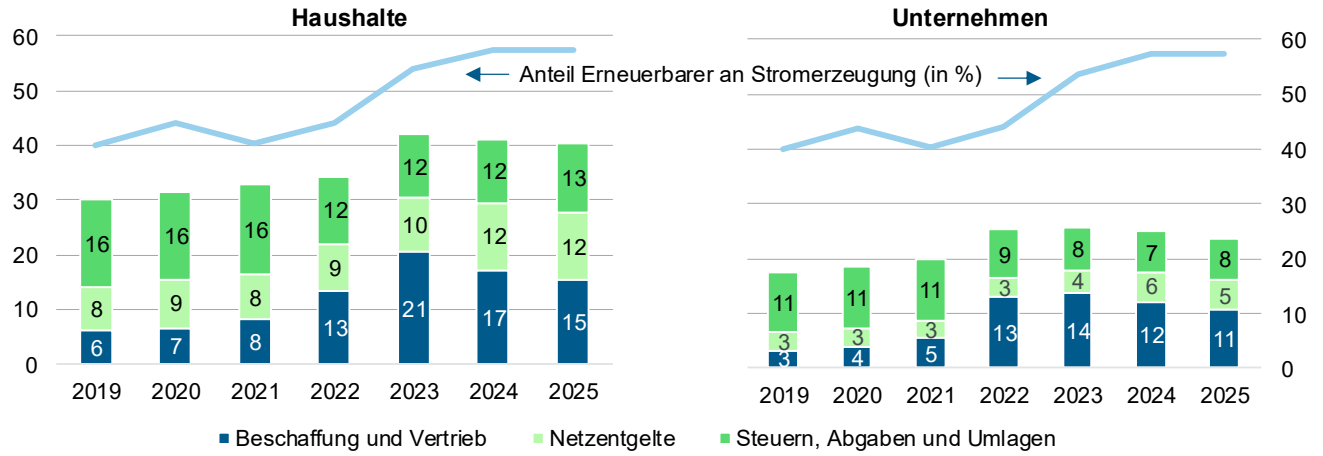
[10] Vgl. frontier economics / consentec (2024): Prognose und Analyse der Netzentgeltentwicklung Strom, Studie im Auftrag des BDEW.

[11] Vgl. Lohr, C. et al. (2025): Netzdienlichkeit von Großbatterien, Neon Neue Energieökonomik.

[12] Vgl. Monopolkommission (2025): Wettbewerb und Effizienz für ein zukunftsfähiges Energiesystem, 10. Sektorgutachten Energie.

Grafik 2.1.5: Während der Anteil Erneuerbarer Energien zulegt, steigen die Netzkosten

Gestapelte Balken: Preisbestandteile des Endkundenstrompreises für Haushalte (links) und Unternehmen (rechts) in Eurocent/kWh
Hellblaue Linie: Anteil erneuerbarer Energieträger an der Bruttostromerzeugung in Prozent, jeweils für Deutschland



Quelle: Statistisches Bundesamt, Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen (AGEB).

Abhilfe schaffen könnten hier die von der Bundesnetzagentur geplanten dynamischen Netzentgelte für Stromspeicher, die räumliche und zeitliche Netzengpässe preislich abbilden sollen.

Zudem können Preisanreize zur Flexibilisierung der Nachfrage den Stromverbrauch teilweise in Zeiten hoher Erneuerbaren-Erzeugung verlagern. Studien bestätigen das Potenzial: Vor allem Nutzer von Elektroautos reagieren empfindlich auf Preissignale und können ihre Ladevorgänge bei entsprechenden Anreizen in Zeiten mit geringem Stromverbrauch verschieben.[13]

Handlungsempfehlungen

Die Energiepolitik steht derzeit stark im Fokus der öffentlichen Debatte. Im September 2025 hat das Bundeswirtschaftsministerium einen 10-Punkte-Plan zur Neuausrichtung der Energiewende vorgelegt, dessen Ziel es ist, die Versorgungssicherheit und die Kostentragfähigkeit des Energiesystems für den Wirtschaftsstandort Deutschland stärker in den Mittelpunkt zu rücken. Darauf aufbauend wurden bereits politische Beschlüsse auf den Weg gebracht; zugleich befinden sich verschiedene Initiativen und Gesetzesentwürfe noch im politischen Abstimmungsprozess. Vor diesem Hintergrund greifen wir im Folgenden zentrale Aspekte auf und leiten Empfehlungen für die weitere Umsetzung ab. Dabei berücksichtigen wir sowohl kurzfristig wirkende Entlastungsmaßnahmen bei den Energiekosten als auch strukturelle Maßnahmen zur kosteneffizienteren Gestaltung der Energiewende im Stromsektor.

Kurzfristige Entlastungsmaßnahmen bei den Energiekosten durch Strompreissenkungen umsetzen!

Um die Abhängigkeit von fossilen Energieimporten langfristig zu verringern und die Dekarbonisierung weiter voranzutreiben, sollten kurzfristig geplante staatliche Entlastungsmaßnahmen bei den Energiekosten vorzugsweise an den Strompreisen ansetzen. Dadurch wird Strom im Vergleich zu fossilen Energieträgern günstiger, was stärkere Anreize für die Elektrifizierung schafft – etwa beim Wechsel von Gas- und Ölheizungen zu Wärmepumpen.[14]

☞ **Die Ausweitung der für das produzierende Gewerbe erfolgten Absenkung der Stromsteuer auf das europäische Mindestniveau für alle Stromverbraucher** würde zusätzlich Privathaushalte und gewerbliche Kleinverbraucher entlasten.

☞ **Mit Blick auf die stromintensive Industrie ist die rückwirkende Ausweitung der Strompreiskompensation für das Jahr 2025 von bislang 11 auf 31 Branchen zu begrüßen. Zugleich sollte zeitnah rechtliche Klarheit über die längerfristige Verankerung dieser Ausweitung über das Jahr 2025 hinaus geschaffen werden.** Dies trägt zur Planungssicherheit der Unternehmen bei. Die Strompreiskompensation dient dem Ausgleich der durch den europäischen

[13] Laut Bailey, M.R. et al. (2025): Show me the Money! A Field Experiment on Electric Vehicle Charge Timing, American Economic Journal: Economic Policy 17(2), S. 259–284 führt ein Rabatt von 23 % auf den Strompreis in Zeiten mit niedrigem Verbrauch in der Nacht zu einer Halbierung des Ladens in Zeiten mit hohem Verbrauch am Tag in Calgary, Kanada. Bernard, L. et al. (2025): The Impact of Dynamic Prices on Electric Vehicle Public Charging Demand: Evidence from a Nationwide Natural Field Experiment, NBER Working Paper 34600 bestätigen die Reaktion auf Preissignale beim öffentlichen Laden für Elektroautonutzer im Vereinigten Königreich.

[14] Vgl. Letz, C. et al. (2025): Die Wärmepumpe etabliert sich in Europa – der Strompreis als Faktor, Fokus Volkswirtschaft 487, KfW Research.

Emissionshandel verursachten Mehrkosten beim Strombezug.

☞ **Darüber hinaus sollte auf europäischer Ebene darauf hingewirkt werden, dass die EU-Kommission den derzeit auf maximal drei Jahre (2026–2028) begrenzten zulässigen Förderzeitraum des Industriestrompreises verlängert.** Dies stärkt ebenfalls die Planungssicherheit für anstehende Investitionen in der energieintensiven Industrie. Beim Industriestrompreis ist eine Entlastung von 50 % des durchschnittlichen Großhandelsstrompreises (unter Beachtung der Preisuntergrenze von 5 Cent/kWh) für 50 % des jährlichen Stromverbrauchs strom- und handelsintensiver Unternehmen vorgesehen. Die geförderten Unternehmen müssen mindestens die Hälfte der erhaltenen Beihilfen in Investitionen lenken, die messbar zur Senkung der Stromsystemkosten beitragen, ohne den fossilen Brennstoffverbrauch zu erhöhen. Dies kann etwa durch Investitionen in erneuerbare Energien, Elektrifizierung oder Flexibilisierung der Stromnachfrage erfolgen.

☞ **Ferner sollte der Bundeszuschuss zu den Übertragungsnetzkosten über das Jahr 2026 hinaus gesetzlich verankert und für einen längeren Zeitraum gesichert werden,** um die Belastungen durch steigende Netzentgelte infolge des Stromnetzausbaus für Privathaushalte und Unternehmen zu begrenzen. Allein im Jahr 2026 beträgt der Zuschuss 6,5 Mrd. EUR. Für 2027 sind 5,5 Mrd. EUR eingeplant.

☞ **Daneben sollten weitere Möglichkeiten einer stärkeren staatlichen Beteiligung an den hohen Infrastrukturkosten für den Umbau des Stromsystems geprüft werden.** Netzentgelte gehören angesichts des erforderlichen Netzausbaus perspektivisch zu den größten Preistreibern für Strom. Dadurch entsteht eine hohe Kostenbelastung für die aktuellen Stromnutzer. Eine Option könnten weitere Eigenkapitalbeteiligungen des Bundes an Übertragungsnetzbetreibern sein, um Finanzierungskosten zu senken. Eine andere wäre die Refinanzierung des Netzausbaus über ein Amortisationskonto, um die Kosten zeitlich zu strecken (analog zur Finanzierung des Wasserstoffkernnetzes).

Energieeffizienzpotenziale systematisch erschließen!

Ein sparsamer und effizienter Energieeinsatz senkt unmittelbar die Energiekosten privater Haushalte und der Unternehmen. Gleichzeitig führt ein verminderter Energieverbrauch zu einem geringeren Ausbaubedarf der Energieerzeugungs- und Netzinfrastruktur. Besonders große Energieeinsparpotenziale bestehen im Gebäudebestand sowie in den Sektoren Industrie und Gewerbe. Das wirtschaftliche Potenzial für Endenergieeinsparungen wird allein in der Industrie auf etwa 40 % im Vergleich zum Referenzjahr 2023 geschätzt.[15] Die größten Potenziale finden sich dabei in den Bereichen Prozesswärme, Abwärmenutzung sowie in der Antriebstechnik (wie Pumpen, Ventilatoren und Motoren). Vielfältige Hemmnisse führen dazu, dass die Energieeffizienzpotenziale bisher nur unzureichend genutzt werden. Beispiele hierfür sind finanzielle Einschränkungen, die Erwartung sehr kurzer Amortisationszeiten, Informationsdefizite, fehlende Personalkapazitäten oder das Investor-Nutzer-Dilemma bei vermieteten Gebäuden.[16]

☞ **Vor diesem Hintergrund braucht es einen Mix aus verlässlicher staatlicher Rahmensetzung, Beratung und gezielten finanziellen Anreizen,** um Investitionen in Energieeffizienz voranzubringen. Förderprogramme wie die Bundesförderung für effiziente Gebäude (BEG) und die Bundesförderung für Energie- und Ressourceneffizienz in der Wirtschaft (EEW) leisten hierbei einen wesentlichen Beitrag. Eine nachhaltige und auskömmliche Mittelausstattung der einschlägigen Förderprogramme ist Voraussetzung dafür, dass energieeffiziente Maßnahmen kontinuierlich und in großem Umfang unterstützt werden können. Förderprogramme federn hohe Anfangsinvestitionen von Energieeffizienzinvestitionen ab, senken Finanzierungskosten und tragen zur Verkürzung von Amortisationszeiten bei (für weitere Maßnahmen zur Verbesserung der Energieeffizienz von Gebäuden siehe Kapitel 2.2).

☞ **Zudem sollte die Förderung der Elektrifizierung von Energieanwendungen in bestehenden oder neuen Förderprogrammen weiter ausgebaut werden.** Im Vergleich zu fossilen Alternativen ermöglicht die Elektrifizierung in der Regel, dieselben Dienstleistungen – etwa in den Bereichen Mobilität sowie Gebäude- und Prozesswärme – mit deutlich weniger Primär- und Endenergie bereitzustellen. Dadurch leistet die Elektrifizierung ebenfalls einen wichtigen Beitrag zur Senkung des Energieeinsatzes. Ein zusätzlicher Förderbedarf besteht insbesondere bei der Elektrifizierung der industriellen Prozesswärmebereitstellung.

Ausbau erneuerbarer Energien vorantreiben und Anreize für einen marktdienlicheren Anlagebetrieb setzen!

Ein zügiger weiterer Ausbau erneuerbarer Energien (EE) ist entscheidend für wettbewerbsfähige Strompreise.

[15] Vgl. Meyer, J. et al. (2025): Marktnahe und wirtschaftliche Energieeinsparpotentiale in der Industrie, Hochschule Niederrhein und SWK E^2.

[16] Vgl. ebda.

☞ **Daher ist der Beschluss der Bundesregierung, die im EEG 2023 festgelegten Ausbauziele für Windenergie an Land und Photovoltaik beizubehalten und im Zeitraum 2027 bis 2029 zusätzliche Ausschreibungen für Windkraftanlagen an Land in einem Umfang von insgesamt 12 GW durchzuführen,** zu begrüßen. Dies entspricht etwa 2.000 weiteren Windkraftanlagen. Der zusätzliche Windstrom wird helfen, die Gasabhängigkeit zu verringern und Preisspitzen am Strommarkt zu dämpfen, insbesondere in den Wintermonaten. Nach Einschätzung von Forschungsinstituten kann ein Plus von 12 GW Onshore-Wind bis 2030 den durchschnittlichen Börsenstrompreis um etwa 6 EUR je Megawattstunde senken.[17] Eine ausreichende Anzahl an geeigneten Windprojekten ist vorhanden: Die deutliche Beschleunigung der Genehmigungsverfahren in den letzten Jahren hat eine umfangreiche Pipeline genehmigter Projekte geschaffen, was sich auch in signifikanten Überzeichnungen bei den letzten Ausschreibungsrunden für Windenergie an Land zeigt. Die Sonderausschreibungen unterstützen darüber hinaus dabei, den Ausbaupfad für die Windkraft an Land wieder stärker an die im EEG definierten Zielwerte anzunähern.

☞ **Eine temporär stärkere Ausrichtung des PV-Ausbaus auf Freiflächen** bietet sich als zusätzlicher, kosteneffizienter Ansatz zur Beschleunigung des Ersatzes fossiler Kraftwerke an. Freiflächen-PV zählt neben Windenergie an Land zu den kostengünstigsten Formen der Stromerzeugung[18] und kann zur Strompreisentlastung beitragen. Der Gesetzesentwurf der Bundesregierung zur EEG-Novelle 2027 sieht bereits eine strukturelle Verschiebung des Ausschreibungsvolumens im PV-Segment zugunsten von Freiflächenanlagen vor. Demnach soll die jährliche Ausschreibungsmenge im Zeitraum 2027 bis 2032 für PV-Freiflächenanlagen deutlich erhöht (von derzeit 9.900 MW auf künftig 14.000 MW) und gleichzeitig die Menge für große PV-Dachanlagen abgesenkt werden (von aktuell 2.300 MW auf künftig 1.500 MW). In der mittleren Frist sollte allerdings das große, bislang ungenutzte Potenzial von Dachflächen für PV nicht unberücksichtigt bleiben. Bereits heute zeichnen sich bei PV-Freiflächenanlagen Nutzungskonflikte um verfügbare Flächen ab. Insbesondere besteht eine Flächenkonkurrenz mit der Landwirtschaft – sowohl in der Nahrungsmittelproduktion als auch beim Anbau von Energiepflanzen für Biogas- und Biomasseanlagen – sowie mit den Belangen des Naturschutzes und der Siedlungsentwicklung.

☞ **Die anstehende EEG-Novelle muss eng mit den geplanten Maßnahmen zur Synchronisierung des EE-Anlagenzubaus mit dem Netzausbau sowie dem laufenden Prozess zur Neugestaltung der Netzentgeltsystematik durch die Bundesnetzagentur koordiniert werden**. Investitionen in erneuerbare Energien werden von privaten Akteuren nur dann getätigt, wenn die Aussicht auf Refinanzierung besteht und die Möglichkeit zur Gewinnerzielung gegeben ist. Zudem muss der Netzzugang der EE-Anlagen gewährleistet sein. Diese Voraussetzungen sind zentral für die Erreichbarkeit der EEG-Ausbauziele. Neben der EEG-Vergütung haben netzbezogene Regelungen ebenfalls erhebliche Auswirkungen auf die Wirtschaftlichkeit und Realisierbarkeit von Investitionen in erneuerbare Energien.

☞ **Da die beihilferechtliche Genehmigung des EEG bereits zum 31.12.2026 endet, sollte das parlamentarische Verfahren für die EEG-Novelle 2027 schnellstmöglich abgeschlossen werden.** Nach EU-rechtlichen Vorgaben muss künftig im EEG-Fördermechanismus für neue EE-Anlagen eine Abschöpfung von Übererlösen in Phasen hoher Strompreise („Clawback“) integriert werden. Der vorliegende Gesetzesentwurf der Bundesregierung zur EEG-Novelle 2027 setzt auf dem bestehenden System auf, indem die produktionsabhängige Förderung in Form der Marktprämie im Grundsatz beibehalten wird.[19] Allerdings müssen Betreiber erneuerbarer Anlagen zukünftig einen Refinanzierungsbetrag an den Netzbetreiber abführen, sobald der Jahresmarktwert des vermarkteten Stroms den anzulegenden Wert (in der Regel das Gebot in den EEG-Ausschreibungen) übersteigt. Von dieser Regelung sollen zukünftig alle Anlagen ab einer installierten Leistung von 100 kW erfasst werden (ausgenommen sind Biomasseanlagen).

☞ **Perspektivisch sollte die Einführung eines produktionsunabhängigen Vergütungssystems im EEG geprüft werden.** Dabei bemisst sich die Förderung nicht wie bisher an der tatsächlich erzeugten Strommenge, sondern an der installierten Leistung der EE-Erzeugungsanlage bzw. an der Stromproduktion einer definierten Referenzanlage. Bei entsprechender Ausgestaltung ist der EE-Anlagenbetreiber vollständig den Preissignalen des Strommarkts

[17] Vgl. BMUKN (2026): BMUKN-Hintergrund zum Klimaschutzprogramm 2026.

[18] Vgl. Fraunhofer ISE (2024): Stromgestehungskosten Erneuerbare Energien.

[19] Nach den derzeitigen Regelungen des Erneuerbare-Energien-Gesetzes (EEG) erhalten Betreiber von größeren Erneuerbare-Energien-Anlagen, die ihren Strom direkt vermarkten, als Förderung eine gleitende Marktprämie. Diese gleicht die Differenz zwischen dem an der Börse erzielbaren Wert für die Vermarktung von erneuerbaren Energien – dem durchschnittlichen Jahresmarktwert der jeweiligen Technologie – und dem wettbewerblich ermittelten Gebotswert in der Ausschreibung – dem anzulegenden Wert – aus. Je höher der Vermarktungswert von erneuerbaren Energien im Stromhandel der Börse ist, desto geringer fällt die spezifische gleitende Marktprämie der Anlage aus. Ist der Marktwert höher als der anzulegende Wert, wird die Marktprämie auf null gesetzt, der Betreiber behält die hohen Markterlöse.

ausgesetzt. Dadurch würden systemdienliche Anreize gestärkt, bei der Anlagenauslegung wie auch im Betrieb nicht nur die erzeugte Strommenge, sondern auch den Marktwert des Stroms zu berücksichtigen. Höhere Marktwerte und damit Erlöse könnten etwa durch die Kombination einer PV-Freiflächenanlage mit einem großen Batteriespeicher oder durch den Einsatz schwachwindoptimierter Windkraftanlagen erzielt werden. Die konkrete Ausgestaltung solcher kapazitätsbezogener Fördermodelle ist allerdings komplex und die Umsetzung bedarf einer längeren Vorlaufzeit im Markt.

Netzausbau beschleunigen und effizienter gestalten!

Der Ausbau der erneuerbaren Energien bewegt sich weitgehend im Rahmen der EEG-Zielvorgaben und die Elektrifizierung von Wärme und Mobilität gewinnt langsam an Dynamik. Der Stromnetzausbau hält jedoch nicht Schritt. Das gilt insbesondere für die Verteilnetze. Verzögerungen beim Netzausbau werden zunehmend zum Flaschenhals der Energiewende, ebenso für die Digitalisierung mit Blick auf den wachsenden Anschlussbedarf stromintensiver Rechenzentren. Zugleich führen steigende Investitionen in den Netzausbau und Netzengpassmanagementkosten, etwa für Redispatch, zu höheren Netzentgelten. Ein Treiber der hohen Redispatch-Kosten ist das aktuelle Strommarktdesign: Deutschland verfügt über einen einheitlichen Börsenstrompreis. Regionale Netzengpässe werden nicht im Stromhandel abgebildet. Es gibt folglich auf Seiten der Akteure keine marktlichen Anreize auf lokale Stromüberschüsse oder -knappheiten zu reagieren. In der Konsequenz führt dies beispielsweise dazu, dass bei einem Stromnetzengpass im Norden günstige Windenergie gegen Entschädigung abgeregelt werden muss, während südlich des Engpasses teurere Gas- und Kohlekraftwerke vergütet hochgefahren werden, um die dortige Stromnachfrage zu bedienen.

Um Netzengpässe zu beheben und Netzkosten im Rahmen zu halten, empfehlen wir ein Maßnahmenpaket, das den Netzausbau beschleunigt, die Effizienz des bestehenden Stromnetzes steigert, Preissignale zur Netzbelastung einführt und die Digitalisierung der Stromnetze konsequent vorantreibt.

☞ **Um den Netzausbau, insbesondere auf Ebene der Verteilnetze, zu beschleunigen, müssen Planungs- und Genehmigungsverfahren entbürokratisiert werden. Gleichzeitig müssen regulatorische Rahmenbedingungen zusätzliche wirtschaftliche Anreize schaffen, damit Netzbetreiber kapazitätsbeschränkte Netzabschnitte mit hoher Priorität ausbauen** und so die größten Engpässe zügig beseitigen. Ein möglicher Ansatz hierfür wäre der von der Bundesnetzagentur geplante Einbezug von Netzengpassmanagementkosten in den Effizienzvergleich der Verteilnetzbetreiber. Bislang können die Kosten für das Netzengpassmanagement vollständig auf die Netzentgelte umgewälzt werden. Um Netzengpassgebiete frühzeitig zu identifizieren, ist zudem mehr Transparenz erforderlich. Oft mangelt es an aussagekräftigen Messdaten und Kennzahlen zur Bewertung der Auslastung der Verteilnetze. Dem ließe sich mit einem verpflichtenden, digitalen Netzmonitoring der Verteilnetzbetreiber begegnen, um Engpässe frühzeitig zu erkennen – etwa durch die Ausstattung von Ortsnetzstationen mit Sensorik.

Die Bundesregierung hat in ihrem im Juli 2026 vorgelegten Reformpaket angekündigt, bis Ende des Jahres ein Verteilnetzpaket auf den Weg zu bringen, um den Netzausbau schneller voranzutreiben.

☞ **Die verstärkte Nutzung von Freileitungen statt Erdkabeln beim Übertragungsnetzausbau** – wie von der Bundesregierung bereits vorgesehen – kann Kosten beim Stromnetzausbau deutlich senken.

☞ **Bestehende Netzinfrastruktur sollte durch Überbauung von Netzverknüpfungspunkten effizienter genutzt werden**. Durch Anpassung der Regulatorik sind entsprechende Anreize zu setzen. Hierbei wird bewusst mehr Erzeugungsleistung installiert, als der bestehende Anschluss eigentlich zulässt. Ein klassischer Anwendungsfall wäre beispielsweise das Pooling von Wind- und Solaranlagen, die unterschiedliche Einspeiseprofile aufweisen. Eine Schlüsselrolle können hier auch Batteriespeicher in Kombination mit EE-Anlagen einnehmen: Der Batteriespeicher nimmt Strom auf, der bei hoher EE-Stromerzeugung nicht ins Netz eingespeist werden kann, und gibt ihn später wieder ab, sobald Netzkapazitäten frei sind.

☞ **Preissignale, die lokale und zeitliche Netzknappheiten verlässlich abbilden, reizen ein flexibleres und netzdienlicheres Verhalten der ans Netz angeschlossenen Akteure an**. Dadurch lassen sich Netzausbau- und Redispatch-Kosten reduzieren. Für die Umsetzung gibt es bereits zahlreiche Vorschläge aus unterschiedlichen Fachkreisen. Im Idealfall könnten nodale Preise oder Strompreiszonen entsprechende Anreize über lokale Marktpreise schaffen. Diese Vorschläge stoßen jedoch auf politische Widerstände, zumal die Umsetzung komplex ist und lange Vorlaufzeiten braucht. Bei Beibehaltung einer einheitlichen Gebotszone bedarf es eines Mixes von Einzelinstrumenten. Diskutiert werden u. a. flexible Netzanschlussvereinbarungen zwischen Netzbetreibern und Betreibern von EE-Anlagen sowie Stromspeichern, regional differenzierte Baukostenzuschüsse für neue Einspeiser zur Beteiligung an den Stromnetzausbaukosten, die regionale Steuerung des EE-Ausbaus über das Ausschreibungsdesign oder die Einführung zeitlich und

regional differenzierter Stromnetzentgelte sowohl für Stromverbraucher als auch Einspeiser.

Der Beschluss des Bundeskabinetts im Juli 2026 zur Synchronisierung des EE-Anlagenzubaus mit dem Stromnetzausbau sieht für neue PV- und Windkraftanlagen eine pauschale Begrenzung der maximalen Wirkungsleistungseinspeisung am Netzverknüpfungspunkt vor. Zudem sind in kapazitätslimitierten Netzgebieten entschädigungslose Anteile bei der Abregelung vorgesehen (bis max. 20 % des Jahresstromertrags bzw. 18 % in Windvorranggebieten). Die kumulativen Auswirkungen der bereits beschlossenen sowie der von der Bundesnetzagentur noch geplanten Instrumente auf die Wirtschaftlichkeit von EE-Anlagen müssen sorgfältig geprüft und fortlaufend gemonitort werden, damit der Ausbau der erneuerbaren Energien weiterhin verlässlich gewährleistet ist.

☞ **Das Vorantreiben der Digitalisierung im Verteilnetz, vor allem durch den Smart-Meter-Rollout, ist eine zentrale Voraussetzung**, um die beschriebenen Effizienz- und Flexibilitätspotenziale zu heben. Zur Beschleunigung des Rollouts der Smart Meter sollte einerseits der Sanktionsdruck auf die Messstellenbetreiber erhöht werden, die die gesetzlich vorgegebenen Ausbauziele nicht einhalten (z. B. durch die konsequente Durchsetzung von Vertragsstrafen). Andererseits sollten finanzielle Anreize geschaffen werden, um die Übererfüllung der Rollout-Ziele bei den Messstellenbetreibern zu fördern. Zur Effizienzsteigerung und Beschleunigung des Smart-Meter-Ausbaus empfiehlt es sich zudem, den Zählerwechsel nicht nur dezentral bei einzelnen Stromabnehmern vorzunehmen, sondern gebündelt in größeren Einheiten wie ganzen Straßenabschnitten zu organisieren. Dieses Vorgehen ermöglicht Synergieeffekte bei Planung und Installation sowie Kosteneinsparungen.

Die Bundesregierung hat in ihrem Anfang Juli vorgelegten Reformpaket angekündigt, weitere Maßnahmen zur Beschleunigung des Smart-Meter-Rollouts zu ergreifen. Die konkreten Ausgestaltungen stehen noch aus. Zudem sollen Stromkunden, die nicht von der Smart-Meter-Pflicht erfasst sind, künftig freiwillig einen „Smart Meter Light“ nutzen können. Dabei handelt es sich um kostengünstigere, vereinfachte Zähler, die ausschließlich Verbrauchsdaten übermitteln. Dies ist zu begrüßen, da so auch Haushalte mit geringerem Stromverbrauch Zugang zu dynamischen Stromtarifen erhalten und mehr Transparenz über ihren Stromverbrauch gewinnen.

Instrumentenmix zur Finanzierung der Energieinfrastruktur erweitern!

Für den Umbau der Strom- und Wärmeversorgung sind in der Energiewirtschaft umfangreiche Investitionen erforderlich. Die jährlichen Investitionsbedarfe liegen deutlich über dem bisherigen Niveau der getätigten Investitionen (Grafik 2.1.6). Dies stellt die Energieversorger vor erhebliche finanzielle Herausforderungen.

Der Investitionsbedarf allein für Stromverteilnetze und netzgebundene Wärmeversorgung wird bis zum Jahr 2045 auf 535 Mrd. EUR geschätzt.[20] Rund zwei Drittel dieser Investitionen müssen bereits in den nächsten 10 Jahren getätigt werden. Daraus ergibt sich ein hoher Fremd- und Eigenkapitalbedarf bei den Energieversorgungsunternehmen: In diesem Zeitraum werden zusätzlich rund 218 Mrd. EUR Fremdkapital und 40 Mrd. EUR Eigenkapital benötigt. Die klassische Kreditfinanzierung über regionale oder auf die Energiewirtschaft spezialisierte Banken stößt dabei in Bezug auf Adresslimite zunehmend an ihre Grenzen. Die notwendigen Eigenkapitalzuführungen dürften gerade typische Stadtwerke vor erhebliche Probleme stellen, da sich die Kommunen als Hauptanteilseigner ohnehin vielfältigen finanziellen Herausforderungen gegenübersehen (siehe hierzu auch das Kapitel 1.2 zur kommunalen Finanzlage).

Vor diesem Hintergrund empfehlen wir, zeitnah einen **erweiterten Instrumentenmix** zu **entwickeln**, um den Finanzierungsherausforderungen im Zuge der Modernisierung der Energieinfrastruktur Rechnung zu tragen:

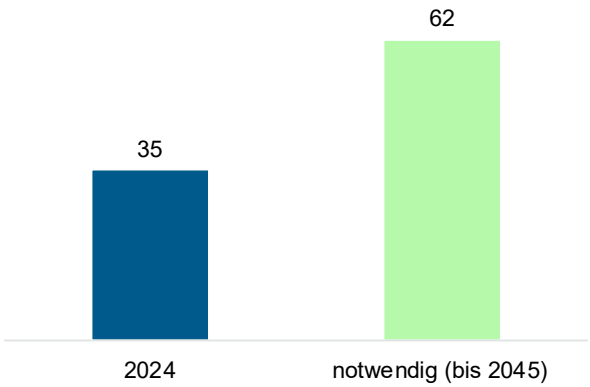
☞ **Schuldscheindarlehen könnten von größeren Energieversorgern** verstärkt genutzt werden.

☞ **Geeignete Förderprogramme**, etwa durch konsortiale Ko-Finanzierungen von Förderinstituten oder die staatliche Übernahme eines Teils des Kreditausfallrisikos, wären ebenfalls eine Möglichkeit zur Erweiterung der Kreditfinanzierung.

[20] Vgl. PwC (2025): Wie lässt sich die Energie- und Wärmewende finanzieren? Finanzierungsbedarf aus Sicht der Energieversorgungsunternehmen, KfW Bankengruppe.

Grafik 2.1.6: Energieinfrastrukturinvestitionen müssten fast verdoppelt werden

In Mrd. EUR pro Jahr



Anmerkung: „Notwendig (bis 2045)“ umfasst Fernwärme, Stromübertragungsnetz, Stromverteilnetz, Erzeugung erneuerbare und konventionell, Speicher; insgesamt notwendig bis 2045: 1,3 Bio. EUR.

Quelle: Statistisches Bundesamt, PwC.

☞ **Die Verbriefung von Krediten** und die Weiterverteilung des Risikos an Dritt-Investoren könnten Hausbanken entlasten und Kapazitäten für Neukredite schaffen.

☞ **In allen Bundesländern sollte die rechtliche Voraussetzung geschaffen werden, dass Kommunen Kredite aufnehmen können, um Mittel zur Eigenkapitalstärkung in ihre Stadtwerke einzubringen** und rentierliche Investitionen umzusetzen.

☞ **Mezzanine-Kapitalinstrumente** unter Beteiligung von Förderinstituten könnten ebenfalls einen Ansatz bieten, um die Eigenkapitalbasis insbesondere kommunaler Energieversorger zu stärken. Diese Finanzierungsform zeichnet sich dadurch aus, dass sie gegenüber herkömmlichem Fremdkapital nachrangig ist, jedoch ohne Mitbestimmungsrechte gewährt wird.

☞ **Kapitalverwaltungsgesellschaften könnten zudem zusätzliche Mittel privater Investoren bündeln** und als Nachrangkapital zur Finanzierung einer breiten Anzahl von Energieversorgern einsetzen.

☞ **Der geplante Ausbau der Energieinfrastruktursäule des Deutschlandfonds bietet ein Vehikel**, die Kreditaufnahme von Stromverteil- und Wärmenetzbetreibern abzusichern und die Eigenkapitalbasis von Energieversorgern durch Mezzanine-Finanzierungen zu stärken.

Durch Ausbau von Reservekapazitäten und Flexibilitätsoptionen Versorgungssicherheit gewährleisten!

Mit dem wachsenden Anteil fluktuierender erneuerbarer Stromerzeugung steigt der Bedarf an Reservekraftwerken und weiteren Flexibilitätsoptionen, die die Stromversorgung auch in Dunkelflauten gewährleisten.[21] Gleichzeitig erfordert der schrittweise Kohleausstieg den Ersatz der bislang von Kohlekraft bereitgestellten Kapazitäts- und Systemdienstleistungen. Hierfür ist ein koordiniertes Zusammenspiel verschiedener Optionen erforderlich – von wasserstofffähigen Gaskraftwerken und Großbatteriespeichern über Verbrauchsflexibilität durch regelbare Lasten. Es besteht weitgehend Einigkeit darüber, dass Energy-Only-Märkte allein keine ausreichenden Anreize für den Ausbau entsprechender Reservekapazitäten setzen.

☞ **Deshalb ist die Verabschiedung des Strom-Versorgungssicherheits- und Kapazitätengesetzes (StromVKG) zu begrüßen.** Demnach sollen bereits in diesem Jahr rund 10 GW an neuer steuerbarer Leistung ausgeschrieben werden. Die erfolgreichen Bieter erhalten eine jährliche Vergütung für die Vorhaltung und die Bereitstellung der vereinbarten Erzeugungsleistung über einen Verpflichtungszeitraum von 15 Jahren. Das schafft Planungs- und Investitionssicherheit für die Investoren. Die erste Ausschreibungsrunde findet im September dieses Jahres statt. Die Kriterien für die Ausschreibungen im Jahr 2026 lassen erwarten, dass vornehmlich wasserstofffähige Gaskraftwerke zum Zuge kommen.

☞ **Die geplanten Kapazitätsausschreibungen in den Jahren 2027 und 2029 sowie der zum Start im Jahr 2032 vorgesehene Kapazitätsmarkt sollten technologieneutral ausgestaltet werden,** um Wettbewerb sowie Innovations- und Kostensenkungspotenziale bestmöglich zu nutzen. Bei technologieoffener Gestaltung der Ausschreibungen könnten Teile der benötigten Reservekapazitäten beispielsweise durch Batteriespeicher oder regelbare Lasten bereitgestellt werden, sofern diese die erforderliche flexible Leistung kostengünstiger anbieten können als Gaskraftwerke.

☞ **Darüber hinaus sollte der europäische Stromhandel weiter vorangetrieben werden**, um wetter- und jahreszeitlich bedingte Schwankungen von Wind- und Solarstrom grenzüberschreitend auszugleichen und von niedrigeren Erzeugungskosten in Nachbarländern zu profitieren. Dafür ist der Ausbau der Grenzkuppelstellen (Interkonnektoren) erforderlich, wobei die Finanzierung auf europäischer Ebene geklärt werden muss.

[21] Vgl. Rode, J. und D. Römer (2026): Wind- und Solarstrom ergänzen sich, Fokus Volkswirtschaft 530, KfW Research.