

Schneller elektrifizieren: Sichere und bezahlbare Energie aus Deutschland

AUTOR

Frederik Digulla
Lead Advisor

VERÖFFENTLICHUNG

September 2026





Stiftung
Klimaneutralität

Impressum

HERAUSGEBER

Stiftung Klimaneutralität, Unter den Linden 42, 10117 Berlin, www.stiftung-klima.de

AUTOR

Frederik Digulla, Lead Advisor
frederik.digulla@stiftung-klima.de

DATENSTAND

Preisangaben beruhen auf der BDEW-Strom- und Gaspreisanalyse August 2026 (Datenstand Januar bis Juli 2026, vorläufig, Haushalt 3.500 kWh Strom, Einfamilienhaus 20.000 kWh Gas, Neukundentarife) sowie auf Jahreswerten 2025 (Agora Energiewende 2026, BDEW). Die Großhandelspreise für Gas und Strom sind seit März 2026 infolge des Krieges im Nahen Osten gestiegen; Endkundenpreise folgen mit Verzögerung. Die Aussagen dieses Papiers stützen sich auf Jahresdurchschnitte und Preisverhältnisse, nicht auf Tagespreise. Marktdaten (Zulassungen, Absatz, installierte Leistung) mit Stand August 2026; EU-Dokumente Stand 17. Juli 2026 (Aktionsplan und Verordnungsentwurf), ergänzt um die Rede zur Lage der Union vom 16. September 2026 und die Roadmap der Bundesregierung vom 23. September 2026.

GESTALTUNG

Bei Gestaltung und Visualisierungen kam Künstliche Intelligenz (Claude, Anthropic) unterstützend zum Einsatz; Inhalte und Zahlen wurden vom Autor verantwortet. Hinweis gemäß Art. 50 der Verordnung (EU) 2024/1689.

ZITIERVORSCHLAG

Stiftung Klimaneutralität (09/2026): Schneller elektrifizieren. Sichere und bezahlbare Energie aus Deutschland. Berlin.

Inhalt

1	Warum Elektrifizierung: Sicherheit, Wertschöpfung, stabile Preise	1
2	Woran es hakt: der Endenergie-Irrtum und die Preisspirale	3
3	Was die EU-Kommission vorschlägt und was daraus für Deutschland folgt	4
4	Wo Deutschland steht	5
5	Empfehlungen	10

ABBILDUNGEN

Abbildung 1	Stromnachfrage bricht 2022 und 2023 ein	2
Abbildung 2	Die Preisspirale dreht sich in beide Richtungen	3
Abbildung 3	Strom- und Gaspreis für Haushalte im Vergleich	7
Abbildung 4	Der Netzanschluss als Engpass der Elektrifizierung	8
Abbildung 5	Struktur der industriellen Treibhausgasemissionen nach Wirtschaftszweigen	9
Abbildung 6	Steuern und Abgaben im Detail: Strom und Gas im Vergleich	10
Abbildung 7	Wirkung der Empfehlungen 1 und 2 auf Strompreis und Preisverhältnis	11

Warum Elektrifizierung: Sicherheit, Wertschöpfung, stabile Preise

Strom ist die einzige Energieform, mit der sich Deutschland und Europa selbst versorgen können. Öl, Gas und Kohle müssen größtenteils importiert werden. Dafür fließen im langjährigen Mittel rund 80 Mrd. Euro pro Jahr aus Deutschland ab, das sind rund 2,5 Prozent der Wirtschaftsleistung.¹ Die Summe ist nicht nur hoch, sondern schwankt stark, was Druck auf Wirtschaft und Haushalte macht: 2022, auf dem Höhepunkt der Gaskrise, lag die deutsche Rechnung für fossile Importe bei rund 135 Mrd. Euro.² Sie kann sich also kurzfristig verdoppeln oder halbieren, ohne dass deutsche Politik darauf Einfluss hat.

Ökonomisch verlässt das Geld unsere Wirtschaft: Ein Euro für Importgas erzeugt im Inland keine Wertschöpfung. Ein Euro für die Installation einer Wärmepumpe bleibt fast vollständig bei Handwerk und Herstellern im Land. Jede neue Wärmepumpe, jedes verkaufte E-Auto und jeder elektrifizierte Industrieprozess hält so zukünftig einen Teil des Geldes in Deutschland.

Wie unmittelbar das wirkt, zeigt eine einfache Rechnung: 100.000 zusätzliche Wärmepumpen ersetzen bei einem typischen Gasverbrauch von 20.000 kWh je Gebäude rund 2 TWh Erdgas im Jahr, das zu 95 Prozent importiert ist. 100.000 zusätzliche E-Autos ersetzen bei 13.000 Kilometern Jahresfahrleistung rund 75 Millionen Liter Benzin. Das sind 0,2 Prozent des heutigen deutschen Gasverbrauchs und 0,3 Prozent des Benzinabsatzes.³ Über die Lebensdauer der Geräte summiert sich der ökonomische Vorteil für Deutschland auf Milliardenbeträge.

Importierte Energie ist außerdem ein Sicherheitsrisiko. Die Versorgung hängt an wenigen Pipelines, Wasserwegen und Häfen. Dass diese Infrastrukturen angreifbar sind, hat die Sprengung der Nord-Stream-Pipeline 2022 gezeigt. Die Straße von Hormuz ist seit März 2026 weitgehend gesperrt und wir spüren die Auswirkungen auch in Deutschland. Im September 2026 bezifferte die Präsidentin der EU-Kommission die Mehrkosten der EU für fossile Importe seit Beginn des Konflikts auf 90 Mrd. Euro.⁴ Die Pflichtvorräte des Erdölbevorratungsverbands sind auf 90 Tage Nettoimporte ausgelegt.⁵ Und wenn wir kein Gas mehr bekommen, muss die Industrie nach kurzer Zeit herunterfahren: 2022 und 2023 haben Ammoniak-, Aluminium- und Glashersteller aufgrund der Energiekrise ihre Produktion gedrosselt.⁶ Strom aus heimischen Quellen lässt sich dagegen nicht abdrehen. Millionen dezentraler Anlagen sind schwerer zu zerstören und schneller zu reparieren als wenige zentrale Leitungen und Terminals.

Zudem werden fossile Preise an Weltmärkten bestimmt: Jede Krise schlägt sofort auf Heizkosten, Spritpreise und Lebenshaltungskosten in Deutschland durch. Im Jahr 2022 stieg die deutsche Inflation auf 6,9 Prozent (Statistisches Bundesamt).⁷ Angesichts des Iran-Krieges sind auch 2026 die Spritpreise stark gestiegen.

Wind- und Solarstrom haben dagegen stabile, über Jahrzehnte kalkulierbare Kosten: Wer einmal in eine Wind- oder Solaranlage investiert hat, muss kaum laufende Kosten berücksichtigen. Es bleiben nur noch Wartung und Betrieb. Preisschocks sind dadurch ausgeschlossen. Elektrische Anwendungen sind zudem deutlich effizienter: Eine Wärmepumpe macht aus einer Kilowattstunde Strom rund drei Kilowattstunden Wärme. Ein E-Auto nutzt rund 80 Prozent der Energie für die Vorwärtsbewegung, ein Verbrenner etwa 20 Prozent. Wir brauchen künftig also weniger Energie, um dasselbe zu tun.

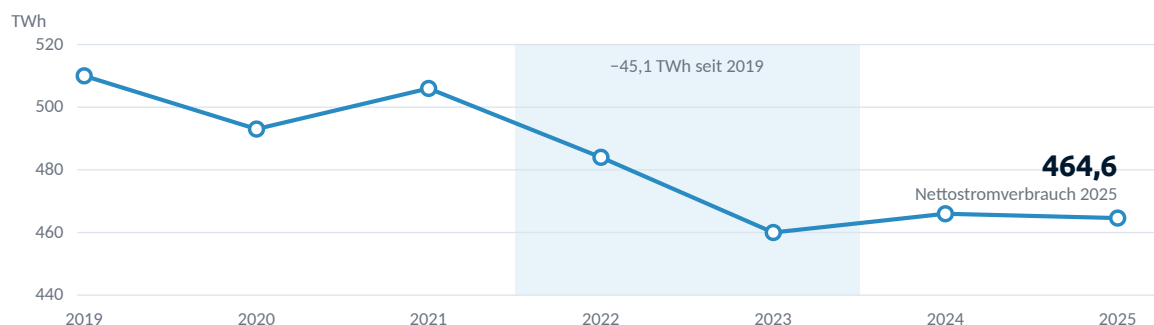
Hinzu kommt ein Effekt im Bundeshaushalt: Wenn mehr erneuerbarer Strom erzeugt als verbraucht wird, sinken die Preise an der Börse. Durch die im EEG garantierte Vergütung zahlt der Bund die Differenz. Das waren 2025 rund 16,5 Mrd. Euro; für 2026 rechnen die Übertragungsnetzbetreiber mit rund 14,6 Mrd. Euro.⁸ Mehr Stromverbrauch zur richtigen Zeit senkt also die Importrechnung und die Haushaltskosten zugleich.

Elektrifizierung ist damit Sicherheits-, Standort- und Preispolitik in einem. Trotzdem stagniert der deutsche Stromverbrauch entgegen dem weltweiten Trend, auch im ersten Halbjahr 2026 (plus 0,6 Prozent), und der Stromanteil am Energieverbrauch verharrt seit einem Jahrzehnt bei rund einem Fünftel.⁹

ABBILDUNG 1

Stromnachfrage bricht 2022 und 2023 ein

Nettostromverbrauch in Deutschland 2019 bis 2025, in TWh



Quelle: BDEW auf Basis AG Energiebilanzen und Destatis, Stand 28.07.2026, Wert 2025 vorläufig.

Woran es hakt: der Endenergie-Irrtum und die Preisspirale

Die Vorteile der Elektrifizierung sind klar ersichtlich, trotzdem stockt sie. Das hat zwei Gründe, die vor allen Einzelmaßnahmen benannt werden müssen: ein Missverständnis, das die Aufgabe übergroß erscheinen lässt und eine negative Preisdynamik, die sich selbst verstärkt.

Der Endenergie-Irrtum. Häufig wird darauf verwiesen, dass die Aufgabe der Elektrifizierung nicht zu schaffen ist, weil es unmöglich sei, Erneuerbare Energie und Leitungen im notwendigen Maße auszubauen. Wer aber den künftigen Strombedarf plant, darf den heutigen fossilen Verbrauch nicht eins zu eins in Strom übersetzen. Deutschland verbraucht rund 2.290 TWh Endenergie im Jahr, davon ist ein Fünftel Strom (AG Energiebilanzen, 2025).¹⁰ Weil Elektrifizierung mit einer höheren Effizienz einhergeht, schrumpft der Energiebedarf überschlägig auf rund ein Drittel der heutigen fossilen Endenergie. Das verändert die Dimension der Aufgabe grundlegend. Es sorgt auch dafür, dass Elektrifizierung den Anteil des Stroms am Endenergieverbrauch verzögert erhöht, weil sie gleichzeitig den Energiebedarf reduziert.

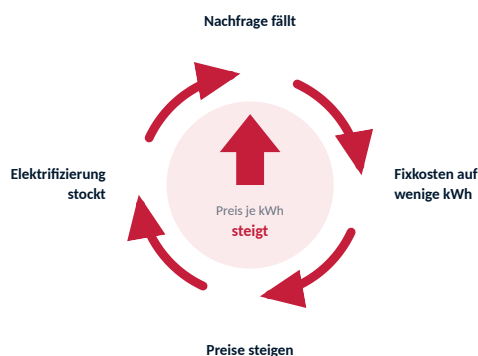
Die Preisspirale. Deutschland steckt aktuell wie viele andere Staaten in einer negativen Preis-Spirale. Während wir wollen, dass mehr Strom genutzt wird, steigen gleichzeitig die Preise dafür. Das hat folgenden Grund: Netze und Erzeugung werden für eine zukünftig höhere Nachfrage ausgebaut. Die Investitionskosten erhöhen die Strompreise, was einen Umstieg weniger attraktiv macht. Das bremst die Elektrifizierung. Die Stromnachfrage steigt dadurch langsamer als erwartet und die Fixkosten verteilen sich auf weniger Kilowattstunden. Die stagnierende Stromnachfrage bei gleichzeitig steigenden Netzkosten zeigt in Deutschland genau dieses Muster.¹¹ Dieselbe Spirale dreht sich aber auch andersherum: Weil der Strompreis zunehmend von Fixkosten bestimmt wird, die bereits bezahlt oder beschlossen sind, verteilt jede zusätzliche Kilowattstunde sie auf mehr Schultern und senkt die Stückkosten für alle. Sinkende Preise beschleunigen die Elektrifizierung. Mehr Verbrauch senkt die Preise weiter. Diese sich selbst verstärkende Dynamik muss jetzt ausgelöst werden.

Die Empfehlungen dieses Papiers zielen darauf, den Wechsel von der ersten in die zweite Richtung auszulösen. In dieselbe Richtung geht auch der von der EU-Kommission im Juli 2026 vorgelegte Plan.

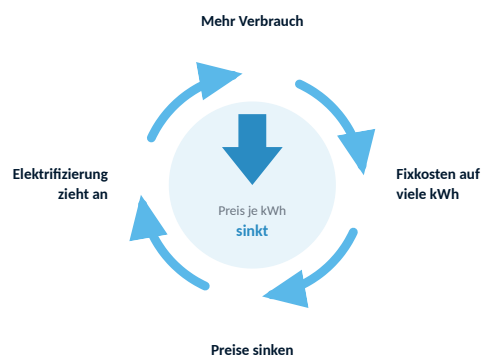
ABBILDUNG 2

Die Preisspirale dreht sich in beide Richtungen

Negative Spirale



Positive Spirale



Eigene Darstellung.

Was die EU-Kommission vorschlägt und was daraus für Deutschland folgt

Die EU-Kommission hat am 17. Juli 2026 einen Elektrifizierungs-Aktionsplan vorgelegt.¹² Bis zum Jahr 2040 sollen 46 Prozent des Endenergieverbrauchs durch Strom gedeckt werden. Heute sind es EU-weit 23 Prozent. Damit das gelingt, soll Strom für Haushalte höchstens zweieinhalbmals so teuer sein wie Gas, für die Industrie höchstens doppelt so teuer. Der Aktionsplan bündelt 15 Einzelmaßnahmen (Actions). Hier ist eine Auswahl der für die Elektrifizierung wichtigsten. Die Actions 5, 7 sowie 11 bis 15 betreffen speziellere Aspekte und sind hier nicht aufgeführt:

Action	Thema	Inhalt (Auswahl)
1	Elektrifizierungsziel	Der Anteil von Strom am gesamten Energieverbrauch, heute EU-weit 23 Prozent, soll bis 2040 auf 46 Prozent steigen.
2	Netzentgelte, Speicher, Digitalisierung	Ein Gesetzentwurf soll Netzentgelte so gestalten, dass sich netzschonender, flexibler Stromverbrauch für Kunden lohnt, und schreibt einen Mindestanteil intelligenter Stromzähler vor. Zusätzlich sollen bis 2030 europaweit 200 Gigawatt Speicherkapazität aller Technologien entstehen, von rund 55 Gigawatt im Jahr 2026, um Schwankungen bei Wind- und Solarstrom auszugleichen.
3	Steuerlücke zwischen Strom und Gas schließen	Strom soll künftig durch Steuern und Abgaben nicht stärker belastet werden als Gas. Gleichzeitig sollen die Subventionen für fossile Energieträger schrittweise auslaufen.
4	Erneuerbare, Netzausbau und grenzüberschreitende Zusammenarbeit	Alle Mitgliedstaaten sollen die bereits geltende Erneuerbaren-Richtlinie nun vollständig in nationales Recht umsetzen. Zusätzlich sollen langfristige, grenzüberschreitende Stromlieferverträge erleichtert werden, und Unternehmen sollen über eine Standortkarte erkennen können, wo Strom besonders günstig und verfügbar ist.
6	Mehrwertsteuer und Kaufanreize für Technologien der Elektrifizierung	Mitgliedstaaten sollen die im EU-Recht bereits mögliche Option nutzen, Wärmepumpen, Solaranlagen und Batteriespeicher beim Kauf niedriger zu besteuern als fossile Alternativen.
8	Verkehr	Einkommensschwache Haushalte sollen leichter Zugang zu vergünstigten E-Auto-Leasingverträgen erhalten. Firmenwagen sollen über Steueranreize schneller elektrifiziert werden, weil sie später den Gebrauchtwagenmarkt prägen. Bis 2040 sollen genügend Netzanschlüsse für öffentliches Lkw-Laden und Depot-Laden entstehen, um 40 Prozent batterieelektrischen Antrieb der EU-Lkw-Flotte zu ermöglichen.
9	Gebäude und Wärmepumpen	EU-weit sollen ab 2030 jährlich 4 Millionen Wärmepumpen installiert werden, 2025 waren es rund 2,4 Millionen. Die Kommission prüft zudem einen Marktmechanismus, der die Anschaffungskosten für Wärmepumpen senken soll, ähnlich der bestehenden Förderung für E-Autos.
10	Ladeinfrastruktur	Die bestehende Verordnung zum Ausbau von Ladesäulen wird überarbeitet und auf Lkw-Depots und Hafenanlagen ausgeweitet, damit auch der Schwerlastverkehr und die Schifffahrt elektrifiziert werden.

Zum Plan gehört der Entwurf einer Verordnung, über den Rat und Europäisches Parlament jetzt verhandeln.¹³ Wird er beschlossen, werden drei Kostenblöcke der Stromrechnung unmittelbar adressiert: Netzentgelte müssen künftig zeit-, leistungs- und standortabhängig gestaltet sein und flexiblen Verbrauch belohnen statt bestrafen. Bis Ende 2030 müssen mindestens 50 Prozent aller Kundinnen und Kunden ein intelligentes Messsystem haben, bis Ende 2033 mindestens 75 Prozent. Und Strom darf steuerlich nicht höher belastet werden als Erdgas, für energieintensive Unternehmen wird eine Absenkung bis auf null möglich. Deutschland sollte sich jetzt bereits darauf vorbereiten.

Mit dem Plan der EU-Kommission ergibt sich daraus ein strategischer Rahmen, den Deutschland ausfüllen sollte. Im Folgenden wird zunächst dargestellt, wo die Bundesrepublik steht. Darauf aufbauend werden Empfehlungen gemacht, um bei den von der Kommission gesetzten Zielen voranzukommen und die Kriterien der Verordnung zu erfüllen.

Wo Deutschland steht

Die folgende Übersicht bewertet den deutschen Stand für die EU-Vorgaben zur Elektrifizierung: Grün heißt auf Kurs, Gelb heißt Handlungsbedarf, Rot heißt dringender Handlungsbedarf. Das Ergebnis: In vier von zehn Feldern besteht dringender Handlungsbedarf, in vieren Handlungsbedarf, nur zwei sind auf Kurs. Die deutschen Stärken liegen bei der Infrastruktur für das Laden und dem Ausbau der Erneuerbaren Erzeugung. Die Schwächen liegen bei der Abgabenlogik, den Strompreisen und beim Ausbau der Smart Meter.

EU-Ziel	Was das für Deutschland heißt	Wo Deutschland steht	Status
Strompreis: höchstens 2,5-mal so teuer wie Gas (Haushalte), 2-mal (Industrie), bis 2030.	Bei einem Gaspreis von rund 12 ct/kWh dürfte Strom höchstens rund 30 ct/kWh kosten. Strom kostete 2025 im Schnitt 39,3 ct/kWh, 2026 bisher 37,0 ct/kWh. ¹⁴	Das Verhältnis lag 2025 im Schnitt bei 3,3 (Agora Energiewende 2026), in den ersten sieben Monaten 2026 bei 3,1, weil Gas seit März 2026 teurer wurde. ¹⁵ Bei den Preisen für Industrie kommt es stark auf die Konstellation an, da viele Sonderregelungen existieren.	dringender Handlungsbedarf
Abgaben: Strom soll nicht höher besteuert werden als Gas.	Steuern, Abgaben und Umlagen auf Strom (12,6 ct/kWh bei Haushalten) müssten sich dem Gasniveau (3,6 ct/kWh) annähern.	Strom wird in Deutschland 3,5-fach höher mit Steuern, Abgaben und Umlagen belastet als Gas; bei der Energiesteuer allein ist es das 3,7-fache. ¹⁶	dringender Handlungsbedarf
Mehrwertsteuer senken: Wärmepumpen ermäßigt besteuern wie Solaranlagen und Speicher	Wärmepumpen beim Kauf niedriger besteuern als die fossile Alternative, wie bereits bei Photovoltaik und Speichern umgesetzt	Wärmepumpen liegen weiterhin bei 19 Prozent wie Gasheizungen; Photovoltaik und Speicher werden bereits seit 2023 mit 0 Prozent besteuert.	Handlungsbedarf

Fortsetzung der Tabelle auf der folgenden Seite

EU-Ziel	Was das für Deutschland heißt	Wo Deutschland steht	Status
Wärmepumpen: 4 Millionen neue Geräte pro Jahr, EU-weit bis 2030	Bei Fortschreibung des heutigen deutschen Anteils von rund 12,5 Prozent an den EU-Verkäufen entfielen auf Deutschland rund 500.000 Geräte pro Jahr; nach Bevölkerungsanteil wären es rund 740.000. ¹⁷	299.000 abgesetzte Heizungswärmepumpen 2025, 48 Prozent Marktanteil, erstmals vor den Gaskesseln (276.500). Im ersten Halbjahr 2026: 194.500 Geräte (plus 40 Prozent), 55 Prozent Marktanteil. ¹⁸	Handlungsbedarf
Stromspeicher: 200 GW Speicherkapazität aller Technologien EU-weit bis 2030 (2026: rund 55 GW)	Nach Bevölkerungsanteil entfielen rund 37 GW auf Deutschland, alle Speichertechnologien einschließlich Pumpspeicher.	Batteriespeicher insgesamt 18,5 GW und 31,5 GWh (Stand 30.06.2026, überwiegend Heimspeicher); Großspeicher ab Mittelspannung 3,6 GW und rund 6 GWh. 2025 gingen Netzanschlussbegehren über 573,5 GW ein, zugesagt wurden 54,2 GW. Der Engpass ist das Netz. ¹⁹	Handlungsbedarf
Intelligente Zähler und flexible Tarife: Mindestwerte für Zähler, gesteuertes Laden ab Mitte 2027 Standard	Mindestens 50 Prozent der rund 56,5 Millionen Messlokationen müssten bis Ende 2030 mit intelligenten Messsystemen ausgestattet sein, bis Ende 2033 mindestens 75 Prozent.	5,5 Prozent umgerüstet, 3,09 von 56,5 Millionen Messlokationen (BNetzA, Stichtag 31.12.2025). Die nationale Pflichteinbauquote von 20 Prozent hat Deutschland mit 23,3 Prozent erfüllt, liegt aber weit unter dem EU-Schnitt von rund 60 Prozent (2024). Die BNetzA hat seit März 2026 434 Aufsichtsverfahren gegen Messstellenbetreiber eingeleitet (Stand 31.08.2026). ²⁰	dringender Handlungsbedarf
Erneuerbarer Strom: 42,5 Prozent bis 2030 (EU-weiter Durchschnitt, alle Energieträger)	Deutschlands eigenes Ziel ist ambitionierter: 80 Prozent Ökostromanteil bis 2030 (EEG)	55,1 Prozent Ökostromanteil 2025, 57 bis 58 Prozent im ersten Halbjahr 2026. Ende August 2026: 129 GW Solar (60 Prozent des Ziels für 2030), 71 GW Wind an Land (62 Prozent), erst 11,0 GW auf See (37 Prozent). ²¹	auf Kurs
Erneuerbare Wärme: Anteil steigt jedes Jahr um 1,1 Prozentpunkte (ab 2026)	Wachstumstempo beim Anteil erneuerbarer Wärme deutlich erhöhen	2025 stieg der Anteil um 0,8 Prozentpunkte auf 19,0 Prozent, genau die bisherige Mindestvorgabe; ab 2026 verlangt die Erneuerbaren-Richtlinie 1,1 Prozentpunkte pro Jahr. Das seit 29. Juli 2026 geltende Gebäudemodernisierungsgesetz (GModG) hat den rechtlichen Rahmen geschwächt. ²²	dringender Handlungsbedarf
Ab 2035 nur noch Autos ohne CO₂-Ausstoß zulassen	Der Anteil der E-Autos an Neuzulassungen muss in neun Jahren von heute rund einem Viertel auf 100 Prozent steigen	19,1 Prozent E-Auto-Anteil an Neuzulassungen 2025; Januar bis August 2026: 26,2 Prozent, im August 2026 allein: 32,4 Prozent. ²³	Handlungsbedarf
Ladeleistung wächst mit dem E-Auto-Bestand mit; Schnelllader an Autobahnen	Ausbau im heutigen Tempo fortführen	Das verfügbare Angebot übersteigt die AFIR-Mindestziele um rund 200 Prozent; 99 Prozent des Autobahn-Kernetzes erfüllen die Schnelllader-Vorgabe. 212.000 öffentliche Ladepunkte mit 9,2 GW Leistung. ²⁴	auf Kurs

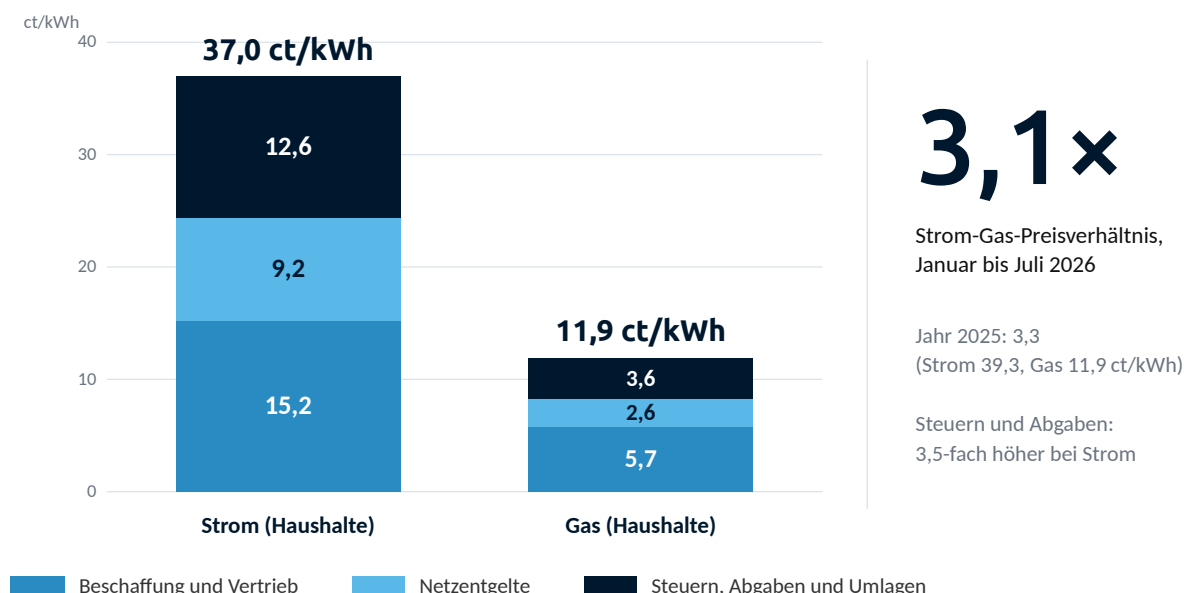
Die Auswertung zeigt, wo die Aufgaben für Deutschland liegen. Die Technologien für Elektrifizierung sind da, aber sie müssen genutzt werden. Dabei ist der Trend positiv. Wärmepumpen erreichten 2025 48 Prozent Marktanteil und waren damit erstmals die meistverkaufte Heiztechnologie, vor Gasheizungen (Bundesverband Wärmepumpe). E-Autos kamen 2025 auf knapp 20 Prozent der Neuzulassungen und liegen inzwischen auf Monatsbasis klar vor Benzinern, im August 2026 mit 32 gegen 17 Prozent (Kraftfahrt-Bundesamt). Bei Heimspeichern ist Deutschland europaweit führend. Die BEG-Förderung stützt den Hochlauf von Wärmepumpen, die Kaufprämie beschleunigt den E-Auto-Absatz.²⁵ Es hakt in Deutschland an drei anderen Stellen: Die Preise für Strom sind zu hoch und dynamische Preissignale kommen bei Verbrauchern und Industrie nicht an. Es gibt Engpässe beim Netzausbau. Und bei der industriellen Basis Deutschlands gibt es Bereiche, die schwerer zu elektrifizieren sind.

Preissignale. Strom ist in Deutschland 3,5-fach höher mit Steuern, Abgaben und Umlagen belastet als Gas. Die Stromsteuer wurde 2026 zwar gesenkt, allerdings nur für Industrie und Gewerbe. Die privaten Haushalte zahlen sie weiter in alter Höhe, und auch für 2027 ist keine Senkung vorgesehen.²⁶ Neben Steuern und Abgaben treiben die Systemkosten den Strompreis nach oben. Haushalte und Unternehmen zahlen sie in Form von Netzentgelten. Der deutsche Haushaltsstrompreis ist der zweithöchste in der EU (Eurostat, zweites Halbjahr 2025).²⁷ Das Strom-Gas-Preisverhältnis lag 2025 im Schnitt bei 3,3 (Agora Energiewende 2026), in den ersten sieben Monaten 2026 bei 3,1. Diese Zahl entscheidet über die Wirtschaftlichkeit von Elektrifizierung.

ABBILDUNG 3

Strom- und Gaspreis für Haushalte im Vergleich

Bestandteile von Strom- und Gaspreis für Haushalte, in ct/kWh, und ihr Verhältnis



Quelle: BDEW-Strompreisanalyse (21.08.2026) und BDEW-Gaspreisanalyse (24.08.2026), Datenstand Januar bis Juli 2026, vorläufig; Haushalt 3.500 kWh Strom, Einfamilienhaus 20.000 kWh Gas, Neukundentarife.

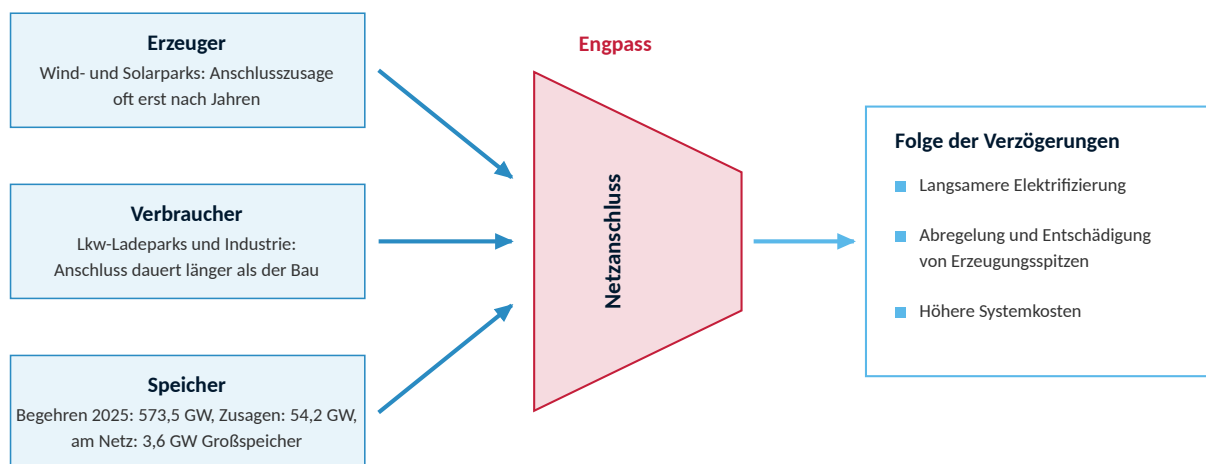
Die schwankende Erzeugung von Erneuerbaren führt dazu, dass Strom nicht immer gleich viel kostet. Stromsysteme, die von Erneuerbaren geprägt sind, müssen sich für niedrigere Preise der Erzeugung anpassen. Dafür sind dynamische Preissignale wichtig. Sie müssen bei Haushalten und Unternehmen ankommen. Voraussetzung dafür sind smarte Stromzähler, damit das Signal auch ankommt. Der Ausbau dieser intelligenten Stromzähler geht in Deutschland zu langsam voran. Auch deshalb ist Strom teurer als er sein müsste.

Engpässe im Netz. Auch fehlende Netzanschlüsse bremsen die Elektrifizierung. Neue Wind- und Solarparks erhalten ihre Anschlusszusagen oft erst nach Jahren, obwohl die Anlagen selbst schneller gebaut werden. Logistikunternehmen, die ihre Lkw-Flotten umstellen wollen, brauchen für Ladestationen leistungsstarke Anschlüsse, deren Bereitstellung länger dauert als der Bau des Ladeparks selbst. In der Industrie bremsen unsichere Anschlusszusagen ganze Elektrifizierungsentscheidungen. Am klarsten ist die Lücke bei Strom-Speichern: 2025 gingen bei Übertragungs- und Verteilnetzbetreibern Anschlussbegehren über 573,5 GW ein, zugesagt wurden 54,2 GW; Verteilnetzbetreiber nennen Wartezeiten von mindestens fünf Jahren.²⁸ Jede dieser Verzögerungen verlangsamt die Elektrifizierung und verteuert das System. Was nicht angeschlossen ist, kann weder neue Nachfrage bedienen noch Erzeugungsspitzen aufnehmen, die stattdessen abgeregelt und entschädigt werden müssen.

ABBILDUNG 4

Der Netzanschluss als Engpass der Elektrifizierung

Schematische Darstellung: Anschlussbegehren von Erzeugung, Verbrauch und Speichern treffen auf einen Engpass



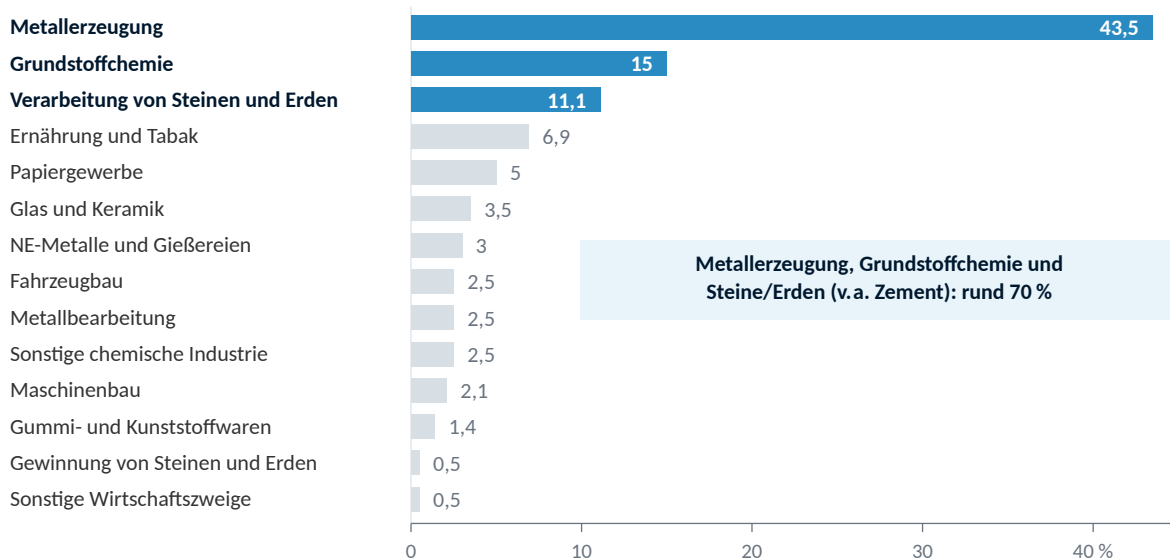
Quelle: Eigene Darstellung; Daten BNetzA/SMARD, 20.08.2026.

Industrie. Bei der Dekarbonisierung der Industrie liegen die Dinge komplexer, weil mehrere Belastungen zusammenkommen: rückläufige Produktion in exportorientierten Branchen, hohe Energiekosten infolge der fossilen Importabhängigkeit, das ungünstige Strom-Gas-Verhältnis und Unsicherheit bei Netzanschluss und CO₂-Preisfad. Anders als bei den privaten Haushalten, wo mit Wärmepumpe und E-Auto für die zentralen Anwendungen wettbewerbsfähige Technologien bereitstehen, gilt das in der Industrie nicht überall: Für Hochtemperaturverfahren wie Stahl-, Glas- oder Zementherstellung sind elektrische Lösungen noch nicht marktreif oder gegenüber Gas nicht konkurrenzfähig. Das sind die Bereiche mit den besonders hohen Emissionen.

ABBILDUNG 5

Struktur der industriellen Treibhausgasemissionen nach Wirtschaftszweigen

Anteil an den gesamten Industrieemissionen, Durchschnitt 2018 bis 2023, in Prozent



Quelle: Öko-Institut, Durchschnitt 2018–2023; Werte gerundet, „Sonstige Wirtschaftszweige“ als Differenz zu 100 Prozent.

In den Bereichen Metallerzeugung, Zementproduktion und Grundstoffchemie führt der Weg über Wasserstoff oder neue Verfahren, die Zeit für Skalierung brauchen. Es geht also nicht um direkte Elektrifizierung.

Im Bereich der Industrie gibt es zudem einen Konstruktionsfehler an einem der zentralen Instrumente: Der Industriestrompreis zielt auf Branchen mit Abwanderungsrisiko. Wer seine Gasprozesse auf Strom umstellen will, geht leer aus, weil er erst durch die Umstellung stromintensiv wird. Hinzu kommt, dass die Preisbegrenzung nur bis 2028 läuft und die durchschnittliche Entlastung ohnehin gering ausfällt: 2026 beträgt sie 3,7 Cent je Kilowattstunde auf höchstens die Hälfte des Verbrauchs, über den Gesamtverbrauch gerechnet rund 1,9 Cent. Für 2027 und 2028 hängt sie vom Terminmarktpreis ab. Netzentgelte und Abgaben bleiben unberührt. Das Programm ist mit 3,8 Mrd. Euro für drei Jahre ausgestattet und steht bis zu 9.500 Unternehmen offen.²⁹ Wer eine Elektrifizierungsinvestition mit zwanzig Jahren Laufzeit kalkuliert, kann sich nicht auf drei Jahre Preissicherheit stützen. Damit bietet das Instrument wenig Anreiz zur Elektrifizierung.

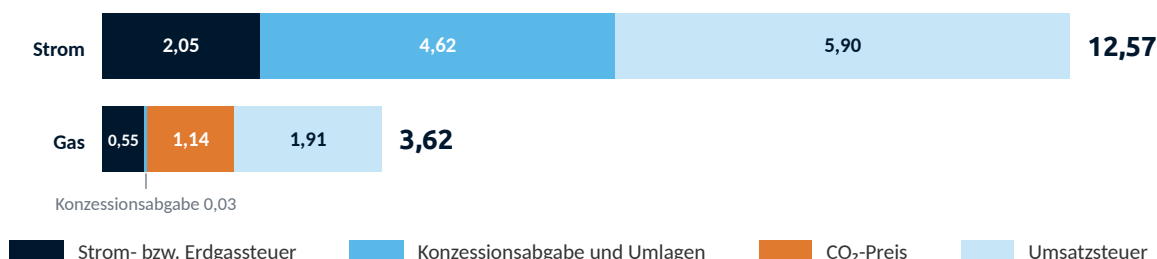
Empfehlungen

Die folgenden Empfehlungen setzen an den Hemmnissen der Elektrifizierung in Deutschland an: Strompreise, Preissignale, Netzanschlüsse, Systemkosten, Netzausbau, Bezahlbarkeit und Anreize für die Industrie. Dabei fokussieren sie auf sechs Bereiche: Abgaben und Steuern auf Strom senken, die Elektrifizierung der Industrie anreizen, Systemkosten reduzieren, Flexibilität und Preissignale verbessern, Elektrifizierung für Haushalte bezahlbar machen und Netzanschlüsse priorisieren und beschleunigen.

- 1 Stromsteuer für private Haushalte senken.** Die Stromsteuer sollte für private Haushalte auf das europäische Minimum gesenkt werden. Ein Teil der Kosten kann über eine Anhebung der Erdgassteuer von heute 0,55 auf 1 Cent pro Kilowattstunde gegenfinanziert werden. Die Stromsteuersenkung kostet bei rund 130 TWh Haushaltsstromverbrauch etwa 2,5 Mrd. Euro im Jahr. Die Gassteuer bringt bei rund 345 TWh Gasverbrauch von Haushalten und Gewerbe (Verbrauchsdaten: BDEW) rund 1,55 Mrd. Euro Einnahmen. Beim einzelnen Haushalt ist die Veränderung fast kostenneutral: Bei 3.500 kWh Stromverbrauch spart die Stromsteuersenkung rund 70 Euro im Jahr. Heizt derselbe Haushalt noch mit Gas und verbraucht dafür 20.000 kWh, kostet ihn die höhere Gassteuer rund 90 Euro.³⁰ Steueranpassungen sind das stärkere Investitionssignal als jede Förderung. Förderrichtlinien stehen unter Haushaltsvorbehalt und können kurzfristig gestrichen werden. Steuersätze brauchen dagegen ein Gesetzgebungsverfahren. Das sorgt für mehr Planungssicherheit in Bezug auf ihre Entlastungswirkung.

ABBILDUNG 6

Die Steuerlast kehrt das Preissignal um: auf einer Kilowattstunde Strom liegen rund 12,6 Cent Steuern und Abgaben, auf Gas rund 3,6 Cent

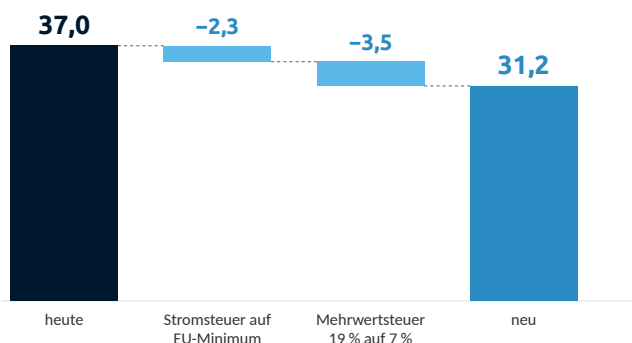


Für Haushalte, in ct/kWh, einschließlich Umsatzsteuer, Werte Januar bis Juli 2026. Strom: Stromsteuer 2,05, Konzessionsabgabe 1,67, Umlagen (§ 19 StromNEV 1,56, Offshore 0,94, KWKG rund 0,45), Umsatzsteuer 5,90. Gas: Erdgassteuer 0,55, Konzessionsabgabe rund 0,03, CO₂-Preis nach BEHG 1,14, Umsatzsteuer 1,91. Beim Strom weist die BDEW-Analyse keinen gesonderten CO₂-Preis aus. Quelle: BDEW-Strompreisanalyse August 2026, S. 12, und BDEW-Gaspreisanalyse August 2026, S. 10.

- 2 Ermäßigter Mehrwertsteuersatz für Strom.** Neben der Senkung der Stromsteuer sollte auch die Mehrwertsteuer bei Strom auf den ermäßigten Satz von 7 Prozent abgesenkt werden. In einer elektrifizierten Gesellschaft ist Strom die Grundlage für alles und sollte deshalb auch wie Basiskonsum besteuert werden. Zusammen mit der Senkung der Stromsteuer aus Empfehlung 1 macht das Haushaltsstrom um knapp 6 Cent pro Kilowattstunde günstiger. Gleichzeitig erhöht die vorgeschlagene Anhebung der Gassteuer die Kosten für eine Kilowattstunde Gas um 0,45 Cent. Beide Anpassungen zusammen senken das Strom-Gas-Verhältnis um rund 0,6 Punkte, das ist knapp ein Fünftel: von 3,3 im Jahr 2025 auf 2,7, mit den Preisen der ersten sieben Monate 2026 würde das Verhältnis sogar von 3,1 auf 2,5 sinken und damit dem EU-Ziel entsprechen.³¹

ABBILDUNG 7

Das Steuerpaket senkt Haushaltsstrom von 37,0 auf rund 31,2 ct/kWh und das Strom-Gas-Verhältnis auf 2,5



STROM-GAS-PREISVERHÄLTNIS

3,1 → 2,5

Haushalte, Preise Januar bis Juli 2026. Damit ist die Marke der EU-Kommission von 2,5 erreicht.

Mit den Jahreswerten 2025: 3,3 auf 2,7. Gas wird zugleich um 0,45 ct/kWh teurer.

Haushaltsstrompreis in ct/kWh. Eigene Berechnung nach Endnote 31: Nettopreis minus 1,95 ct/kWh Stromsteuer, dann 7 statt 19 Prozent Umsatzsteuer; Erdgassteuer 0,55 auf 1,00 ct/kWh netto. Die Zwischenschritte (-2,3 und -3,5 ct/kWh) und der Endwert 31,2 ct/kWh sind aus diesen Angaben abgeleitet; der Text nennt „knapp 6 Cent“ und das Verhältnis 2,5.

3 Der Industriestrompreis zum Elektrifizierungsanreiz umbauen. Der Industriestrompreis sollte über die bisherigen Branchen mit Abwanderungsrisiko hinaus für alle Unternehmen geöffnet werden, die ein konkretes Transformationsprojekt von fossilen Brennstoffen auf Strom vorlegen, und auf zehn bis zwanzig Jahre verlängert werden, passend zu den Amortisationszeiten der Investitionen. Statt eines automatischen Preisdeckels auf den Börsenstrompreis sollte die Förderung, ähnlich wie bei den Klimaschutzverträgen für Wasserstoff und CCS, über Ausschreibungen vergeben werden: Unternehmen bieten auf einen Differenzvertrag, der die Kostendifferenz zwischen ihrem projektbezogenen Strombezug und einem Gas-Referenzpreis ausgleicht, begrenzt auf die durch die Umstellung zusätzlich entstehende Verbrauchsmenge. So fließen die Mittel zu den günstigsten Transformationsprojekten. Zugleich bleibt das reale Preissignal am Strommarkt erhalten, weil nur die Differenz und nicht der Marktpreis selbst gedeckelt wird. Der bestehende Industriestrompreis läuft 2028 aus, die beschriebene Nachfolgelösung sollte rechtzeitig vorher starten, damit keine Förderlücke entsteht. Beihilferechtlich stützt sich der bestehende Industriestrompreis auf den befristeten EU-Beihilferahmen für den Clean Industrial Deal (CISAF); eine Nachfolgelösung mit längerer Laufzeit braucht eine eigene beihilferechtliche Grundlage.

4 Systemkosten senken, ohne den Ausbau zu bremsen. Die hohen Systemkosten machen Strom in Deutschland teurer. Sie müssen sinken, damit sich Elektrifizierung lohnt und der Umstieg attraktiv wird. Das sollte umgesetzt werden, ohne Tempo oder Kapazität beim Erneuerbaren-Ausbau zu opfern. Denn Geschwindigkeit sorgt ebenfalls für niedrigere Preise: Jede zusätzliche Stunde, in der die Erneuerbaren den gesamten deutschen Strombedarf decken, senkt die Großhandelspreise. Sechs Maßnahmen sind kurzfristig umsetzbar:

Maßnahme	Wirkung
Photovoltaik-Zubau in die Freifläche lenken; kleine Aufdachanlagen nicht mehr fördern	Senkt die Erzeugungskosten
Großbatteriespeicher zügig ans Netz bringen, wo bereits Netzanschlüsse vorhanden sind	Erhöht den Marktwert des erneuerbaren Stroms und senkt dadurch die Förderkosten
Bei Netzenspässen muss der Netzbetreiber einen Teil der Kosten der Abregelung selbst tragen, ohne ihn über die Netzentgelte weiterwälzen zu können.	Dadurch steigt der Anreiz, den Netzausbau schneller umzusetzen, dadurch sinken Kosten für Redispatch.
Netzanschlüsse überbauen: Wind- und Solaranlagen nicht auf ihre volle Erzeugungsspitze dimensionieren	Nutzt vorhandene Anschlusskapazität besser aus und vermeidet zusätzliche Netzinvestitionen
Freileitungen statt Erdkabel bei den neuen Gleichstromtrassen: Erdkabelvorrang nach § 3 BBPG aufheben	Senkt die Baukosten der Gleichstromtrassen
Geringere Netzkapazitäten beim Anschluss von Offshore-Windparks	Vermeidet Anbindungskapazität, die nur in wenigen Stunden des Jahres ausgelastet wäre

5 Finanzierung des Netzausbaus öffentlich absichern. Der Netzausbau sollte mit öffentlichem Eigenkapital unterlegt und über ein Amortisationskonto zeitlich gestreckt werden. Öffentliches Kapital ersetzt private Renditeerwartungen und spart so Milliarden an Netzkosten. Die staatliche Förderbank KfW hält seit Juli 2026 Anteile an drei der vier großen Übertragungsnetzbetreiber.³² Durch weitere Kapitalerhöhungen kann der öffentliche Anteil am Eigenkapital gesteigert werden. Die aus der Verzinsung erzielten Einnahmen können dann in die Reduktion der Netzentgelte fließen. Die Finanzierung der Verteilnetze kann durch den Bund mit Hilfe von Nachrangdarlehen und Bürgschaften verbessert werden.

6 Finanzierungskosten des Netzausbaus zeitlich strecken. Ein Amortisationskonto kann die Netzentgelte trotz steigender Investitionen konstant halten: Dafür deckt ein staatlich abgesicherter Fonds die jährliche Lücke, bis sich die Kosten auf mehr Kilowattstunden verteilen. Für das Wasserstoff-Kernnetz existiert diese Logik bereits. Der Bund stützt die Übertragungsnetzentgelte 2026 mit 6,5 Mrd. Euro und will 2027 bis 2029 jährlich 5,5 Mrd. Euro zahlen (Kabinettsbeschluss 2. September 2026); ein Amortisationskonto würde diese Jahresscheiben durch eine dauerhafte Regel ersetzen.³³ Ein Netz, das Jahrzehnte hält, sollen die bezahlen, die es nutzen, nicht diejenigen, die zufällig beim Bau leben.

7 Zeitliche Preissignale schaffen. Damit Strom optimal genutzt wird, braucht es Preissignale, die zeigen, wann Strom knapp ist, wo er knapp ist und ob das Netz an Grenzen kommt. Die zeitliche Knappheit bildet der Großhandelspreis ab. Damit das Signal bei allen Verbrauchern ankommt, ist der Ausbau von Smart Metern entscheidend. Das entlastet auch den Bundeshaushalt: Jede zusätzlich in Überschussstunden verbrauchte Kilowattstunde hebt die Börsenerlöse der EEG-Anlagen und senkt die Differenzkosten, die der Bund trägt.

-
- 8 Örtliche Preissignale schaffen.** Die regionale Knappheit kann durch Baukostenzuschüsse beim Netzan-schluss signalisiert werden. Das lenkt die Entscheidung über Standorte. Wer eine Fabrik, ein Rechenzen-trum oder einen Elektrolyseur dort anschließt, wo Strom im Überschuss erzeugt wird, zahlt nichts. Wer sich anschließt, wo weniger Stromproduktion vorhanden ist und zusätzliche Last weiteren Netzausbau auslöst, trägt einen Teil dieser Kosten. Für Erzeugungsanlagen kehrt sich diese Logik um, damit sie da entstehen, wo Strom knapp ist.
-
- 9 Knappe Netzkapazität bepreisen.** Netzausbau ist teuer. Das gilt umso mehr, wenn die maximale Kapazität von Netzen nur in wenigen Stunden des Jahres genutzt wird. Ein Preissignal für das Netz kann durch flexible Netzanschlussvereinbarungen vermittelt werden und dadurch Systemkosten sparen. Wer seine Anschlussleistung in bestimmten Zeiten reduziert, zahlt dauerhaft ein niedrigeres Netzentgelt und erhält seinen Anschluss früher.
-
- 10 Elektrifizierung für Haushalte bezahlbar machen.** Die Technologien zur Elektrifizierung zeichnen sich durch höhere Investitionen und geringere Betriebskosten aus. Für viele Haushalte mit geringen Einkom-men und ohne Rücklagen führt das zu einem Finanzierungsproblem. Auch die großen Förderprogramme erreichen diese Haushalte kaum. Sie benötigen Finanzierungsformen ohne eigene Anfangsinvestition. Das geht über Leasing, öffentliche Kredite oder Contracting-Modelle. Diese Modelle sollten gestärkt werden, um die Elektrifizierung in die Breite zu bringen. Ein direkterer Hebel ist die Mehrwertsteuer beim Kauf: Wärmepumpen sollten wie Photovoltaikanlagen und Batteriespeicher einen ermäßigten Satz erhalten, statt wie bisher mit 19 Prozent genauso besteuert zu werden wie die Gasheizung, die sie ersetzen sollen.
-
- 11 Vergabe von Netzanschlüssen priorisieren.** Die knappe Ressource Netzanschluss sollte nicht allein nach Antragseingang vergeben werden, sondern dort Vorrang erhalten, wo sie industrie- und klimapolitisch am meisten bewirkt. Die Priorisierungskriterien müssen objektiv und transparent ausgestaltet werden. Einen ersten Schritt gehen die Übertragungsnetzbetreiber seit 1. April 2026 mit dem Reifegradverfahren für Speicher und Großverbraucher ab 100 MW: Reifere Projekte, insbesondere für Großbatteriespeicher, er-halten den Vorzug und werden volks- und energiewirtschaftlich optimal zuerst umgesetzt. Die gesetzliche Verankerung (§ 17a EnWG) liegt mit dem Netzanschlusspaket der Bundesregierung vom 29. Juli 2026 im Bundestag.³⁴ Daran gilt es nun anzuknüpfen mit einer umfassenden politischen Priorisierungslogik.
-
- 12 Netzanschlüsse beschleunigen und Anschlusskapazitäten erhöhen.** Netzbetreiber auf allen Ebenen brau-chen konkrete Anreize zur Beschleunigung der Anschlüsse, zum Beispiel sanktionierte Fristen oder eine Berücksichtigung bei der Anreizregulierung. Der skalierte Ausbau der Stromnetze und der Anschlüsse er-fordert zudem eine industriepolitische Flankierung für die Hersteller von Transformatoren. Sie benötigen eine langfristige Nachfragesicherheit für Kapazitätserweiterungen und gesicherte Lieferketten, damit Eng-pässe in den Lieferketten aufgelöst werden können.
-

Quellen und Anmerkungen

- 1 KfW Research, Volkswirtschaft Kompakt Nr. 251, „Jedes Jahr importiert Deutschland fossile Brennstoffe im Wert von 81 Mrd. EUR“, 24.04.2025, auf Basis Destatis-Außenhandelsstatistik und AG Energiebilanzen; Durchschnitt 2008 bis 2024, Nettoimporte, 2,5 Prozent des BIP. Bestätigend für 2024: Bundesregierung (2026): Deutschlands Roadmap für die schrittweise Abkehr von fossilen Brennstoffen, Berlin, September 2026, hg. vom BMUKN, Kabinettsbeschluss 23.09.2026, bundesumweltministerium.de/DL3530, abgerufen 24.09.2026, zum Abrufzeitpunkt nur in englischer Fassung verfügbar (im Folgenden „Roadmap“), Kap. 3: Nettoimporte fossiler Brennstoffe 2024 rund 76 Mrd. Euro, davon Öl gut 51, Gas rund 19, Kohle knapp 5 Mrd. Euro.
- 2 AG Energiebilanzen, Jahresbericht „Energieverbrauch in Deutschland im Jahr 2024“, Tabelle 3 (Quelle Destatis), Außenhandelssaldo Energieträger 2022 (Nettoimporte Kohle, Erdöl, Gas): rund 135 Mrd. Euro; 2025: 66,8 Mrd. Euro (Jahresbericht 2025, Stand 28.05.2026). Die KfW-Reihe (Fn. 1) weist für 2022 in anderer Abgrenzung 146 Mrd. Euro aus; dieses Papier verwendet für Jahreswerte die AGEB/Destatis-Reihe.
- 3 Erdgasverbrauch 2025: 864 TWh (Bundesnetzagentur, Rückblick Gasversorgung 2025, 12.01.2026); $2,0/864 = 0,23$ Prozent. Ottokraftstoffabsatz 2025: 17,88 Mio. t (BAFA, MineralölINFO Dezember 2025, 15.07.2026), rund 23,8 Mrd. Liter bei 0,75 kg/l. Annahme Neuwagenverbrauch 5,8 l/100 km: $100.000 \times 13.000 \text{ km} \times 5,8 \text{ l/100 km} = 75 \text{ Mio. Liter} = 0,32$ Prozent. Mit dem Bestandsdurchschnitt von 7,8 l/100 km (Destatis, UGR, Stand 03.07.2026) wären es rund 100 Mio. Liter oder 0,4 Prozent. Importanteil Erdgas 2025: 95 Prozent (Mineralöle 98, Steinkohle 100 Prozent), Roadmap (Fn. 1), Abb. 2 „Importanteile der deutschen Energieversorgung in % vom Gesamtverbrauch, 2025“, nach AG Energiebilanzen 2026; der Fließtext in Kap. 3 der Roadmap nennt dieselben Werte für 2024.
- 4 Europäische Kommission, „Questions and answers on the Electrification Action Plan“, QANDA/26/1597, 17.07.2026: „more than an additional € 50 billion in fossil fuel imports“. Ursula von der Leyen, Rede zur Lage der Union, 16.09.2026: „an additional €90 billion“. Die 50 Mrd. Euro der Kommission gibt auch die Roadmap wieder (Fn. 1, Kap. 2); beide Angaben haben unterschiedliche Stichtage (17.07. und 16.09.2026).
- 5 Erdölbevorratungsverband, „Mineralölpflichtbevorratung“, Stand März 2026: Vorräte für 90 Tage Nettoimporte nach ErdölBeVG, Bestand 31.12.2025 19,7 Mio. t Rohöläquivalent. Das ist eine Mindestpflicht nach EU- und IEA-Recht; die Gesamtbestände in Deutschland liegen regelmäßig höher.
- 6 Destatis, PM 432, 10.11.2023: Erdgasverbrauch der Industrie 2022 minus 17,3 Prozent, Produktion energieintensiver Zweige minus 7,1 Prozent. SKW Piesteritz (Drosselung ab Oktober 2021, Abschaltung 2022), BASF Ludwigshafen (Ammoniakanlagen 2022 zeitweise heruntergefahren, Handelsblatt 23.02.2023), Trimet und ArcelorMittal (dpa-AFX 29.09.2022), Glasproduktion 2023 minus 13,1 Prozent (Bundesverband Glasindustrie).
- 7 Destatis, WISTA 4/2023, „Analysen zur Revision 2023 in der Verbraucherpreisstatistik“, 15.08.2023: Inflationsrate 2022 auf Basis 2020 = 6,9 Prozent (vor Revision 7,9 Prozent).
- 8 EEG-Konto 2025 (netztransparenz.de, Jahresübersicht): Bundeszahlungen 16,5 Mrd. Euro, Kontostand 31.12.2025 plus 1,54 Mrd. Euro. Übertragungsnetzbetreiber, „Ermittlung des EEG-Finanzierungsbedarfs 2026 nach § 4 EnFG“, 24.10.2025: Finanzierungsbedarf 14,57 Mrd. Euro.
- 9 BDEW/ZSW, PM 01.07.2026: Bruttostromverbrauch erstes Halbjahr 2026 262,4 TWh (plus 0,6 Prozent). Stromanteil am Endenergieverbrauch 2015 bis 2025: 19,9 bis 20,6 Prozent (AG Energiebilanzen, Auswertungstabellen zur Energiebilanz 1990 bis 2025, Tabelle 6.1, Datenstand Mai 2026).
- 10 AG Energiebilanzen, Auswertungstabellen zur Energiebilanz 1990 bis 2025, Tabelle 6.1, Datenstand Mai 2026 (veröffentlicht 06.07.2026): Endenergieverbrauch 2025 8.252 PJ (2.292 TWh, vorläufig), davon Strom 1.656 PJ (460 TWh, 20,1 Prozent); 2024: 8.141 PJ, Strom 1.668 PJ (20,5 Prozent). Bestätigend für 2024: Roadmap (Fn. 1), Abb. 1, rund 20 Prozent (nach AG Energiebilanzen 2025).
- 11 BDEW-Strompreisanalyse August 2026, 21.08.2026: Netzentgelte Haushalte 9,2 ct/kWh, minus 1,7 ct/kWh gegenüber 2025 wegen des Zuschusses zu den Übertragungsnetzentgelten. Zuschuss 2026: 6,5 Mrd. Euro (§ 24c EnWG, BT-Drs. 21/1863).
- 12 Europäische Kommission, COM(2026) 595 final, „Electrification Action Plan“, 17.07.2026. EU-Elektrifizierungsrate 23 Prozent nach IEA (Fn. 6 der Mitteilung); Preisverhältnis 2,5 und 2 als KPI zu Action 3; 200 GW Speicherkapazität (Action 2, alle Technologien, von rund 55 GW 2026); 4 Mio. Wärmepumpen gegenüber 2,4 Mio. 2025 (Action 9); Lkw-KPI (Action 8).
- 13 Europäische Kommission, COM(2026) 600, Vorschlag für eine Verordnung zu Netzentgelten, intelligenten Messsystemen und Steuerparität Strom/Gas, CELEX 52026PC0600.

- 14** BDEW-Strompreisanalyse August 2026 (Herbst 2026), 21.08.2026, Datenstand 08/2026, Haushalt 3.500 kWh, Grundpreis anteilig, Neukundentarife (S. 9 und 13): Jahreswert 2025 39,3 ct/kWh (Beschaffung und Vertrieb 15,71, Netzentgelte 10,94, Steuern, Abgaben und Umlagen 12,64); 2026 bisher 37,0 ct/kWh (15,17 / 9,24 / 12,57). BDEW-Gaspreisanalyse August 2026, 24.08.2026, Einfamilienhaus 20.000 kWh (S. 8 und 11): Jahreswert 2025 11,94 ct/kWh (5,87 / 2,33 / 3,75); 2026 bisher 11,93 ct/kWh (5,74 / 2,57 / 3,62). $2,5 \times 11,93 = 29,8$ ct/kWh.
- 15** Agora Energiewende, „Die Energiewende in Deutschland: Stand der Dinge 2025“, 07.01.2026, Kap. 5.2: Verhältnis 2025 3,3 zu 1. Auf BDEW-Jahreswerten (Fn. 14): $39,3/11,94 = 3,3$. 2026 bisher: $37,0/11,93 = 3,1$ (eigene Rechnung).
- 16** BDEW-Strompreisanalyse August 2026, S. 12: Steuern, Abgaben und Umlagen Strom 2026 12,57 ct/kWh (Umsatzsteuer 5,90, Stromsteuer 2,05, Konzessionsabgabe 1,67, Umlage § 19 StromNEV 1,56, Offshore-Netzumlage 0,94, KWKG-Umlage rund 0,45). BDEW-Gaspreisanalyse August 2026, S. 10: Gas Einfamilienhaus 2026 3,62 ct/kWh (Umsatzsteuer 1,91, CO₂-Preis nach BEHG 1,14, Erdgassteuer 0,55, Konzessionsabgabe rund 0,03). $12,57/3,62 = 3,5$. Energiesteuer allein: Stromsteuer 2,05 gegen Erdgassteuer 0,55 ct/kWh = 3,7.
- 17** $299.000/2,4 \text{ Mio.} = 12,5 \text{ Prozent} \times 4 \text{ Mio.} = 498.000$. Bevölkerungsanteil: 83,6 von 450,4 Mio. = 18,6 Prozent (Eurostat, 11.07.2025) $\times 4 \text{ Mio.} = 742.000$.
- 18** Bundesverband Wärmepumpe, PM 27.01.2026: 299.000 Heizungswärmepumpen 2025 (plus 55 Prozent). BDH, „Absatz Heizungen 2025“, 31.01.2026: Gesamtmarkt 627.000, Gas 276.500; $299/627 = 47,7 \text{ Prozent}$. BDH, PM 11.08.2026: erstes Halbjahr 2026 Wärmepumpen 194.500, Gesamtmarkt 352.000 (55,3 Prozent), Gas 134.000. Zahlen sind Herstellerabsatz im Inland. Gegenprüfung: KfW-Heizungsförderung 2025 rund 288.000 bewilligte Wärmepumpen-Anträge (BMW/KfW, Januar 2026). Bestätigend: Roadmap (Fn. 1), Kap. 5.3, rund 300.000 Wärmepumpen 2025, 48 Prozent Marktanteil, plus rund 55 Prozent gegenüber 2024.
- 19** Marktstammdatenregister, Auswertung IWR, 17.07.2026: Batteriespeicher 18.483 MW und 31.485 MWh zum 30.06.2026. Bundesnetzagentur/SMART, „Stand der Batteriespeicheranfragen 2025/2026“, 20.08.2026: 1.292 Speicher ab Mittelspannung mit 3,6 GW und rund 6 GWh am Netz; Netzanschlussbegehren 2025 bei Übertragungs- und Verteilnetzbetreibern 573,5 GW und 1.583 GWh, Zusagen 54,2 GW; Mehrfachanfragen für dasselbe Vorhaben sind enthalten. Gegenprüfung Battery-Charts (ISEA/RWTH Aachen, MaStR-Auswertung, abgerufen 18.09.2026): Heimspeicher 23,3 GWh, Gewerbespeicher 1,8 GWh, Großspeicher 7,6 GWh, zusammen 32,6 GWh. Bevölkerungsanteil $18,6 \text{ Prozent} \times 200 \text{ GW} = 37 \text{ GW}$.
- 20** Bundesnetzagentur, Rollout-Statistik intelligente Messsysteme, 27.03.2026: 3.094.346 intelligente Messsysteme bei 56.464.984 Messlokalationen (5,5 Prozent); 23,3 Prozent der Pflichteinbautfälle. Bundesregierung, Antwort auf Kleine Anfrage, BT-Drs. 21/7996 (September 2026): 434 Aufsichtsverfahren seit 27.03.2026, 108 eingestellt, noch kein Zwangsgeld festgesetzt. EU-Schnitt rund 60 Prozent Ende 2024 (ACER, zitiert bei der Europäischen Kommission).
- 21** Umweltbundesamt/AGEE-Stat, 05.03.2026: Anteil erneuerbarer Energien am Bruttostromverbrauch 2025 55,1 Prozent (2024: 54,4 Prozent), vorläufig. Erstes Halbjahr 2026: rund 57 Prozent (UBA, PM 19/2026, 15.07.2026) bzw. 58,0 Prozent (BDEW/ZSW, 01.07.2026). Bundesnetzagentur, EE-Statistik Marktstammdatenregister, Datenstand 14.09.2026 (bis August 2026): Photovoltaik 129,3 GW, Wind an Land 70,8 GW, Wind auf See 11,0 GW. Ziele 2030: 215 GW und 115 GW (§ 4 EEG), 30 GW (WindSeeG). Ende 2025: 117 / 68,1 / 9,5 GW (BNetzA, PM 08.01.2026). Bestätigend: Roadmap (Fn. 1), Kap. 5.1, rund 55 Prozent bzw. 290 TWh 2025.
- 22** Umweltbundesamt/AGEE-Stat, 05.03.2026: Anteil erneuerbarer Energien am Endenergieverbrauch Wärme und Kälte 2025 19,0 Prozent (2024: 18,2 Prozent). Richtlinie (EU) 2023/2413 (RED III), Art. 23 Abs. 1: verbindliche Mindeststeigerung 0,8 Prozentpunkte pro Jahr im Durchschnitt 2021 bis 2025, 1,1 Prozentpunkte 2026 bis 2030 (1,3 bei Anrechnung von Abwärme). Gebäudemodernisierungsgesetz: Bundestag und Bundesrat 10.07.2026, BGBl. 2026 Nr. 226 vom 28.07.2026, in Kraft 29.07.2026.
- 23** Kraftfahrt-Bundesamt, PM 01/2026 (06.01.2026): 545.142 batterieelektrische Pkw 2025, 19,1 Prozent. Januar bis August 2026: 26,2 Prozent (Roadmap, Fn. 1, Abb. 8, nach KBA 2026; dort auch 19,1 Prozent für 2025). KBA, PM 35/2026 (03.09.2026): August 2026 68.930 von 212.563 = 32,4 Prozent, Benzin 16,7 Prozent.
- 24** Roadmap (Fn. 1), Kap. 5.2: Angebot übersteigt die AFIR-Mindestziele um rund 200 Prozent. Autobahn-Kernnetz: Transport & Environment, „Ladeinfrastruktur wächst in fast allen EU-Ländern schneller als der Absatz von E-Autos“, 21.07.2026 (TEN-T-Kernnetz Juni 2026). Bundesnetzagentur, Ladesäulenregister, Stand 01.08.2026: 156.399 Normal- und 55.665 Schnellladepunkte, 9,22 GW.
- 25** Bundesregierung, „E-Auto-Förderung“, 20.05.2026: 3.000 bis 6.000 Euro für batterieelektrische Neuwagen, Einkommensgrenze 80.000 Euro zu versteuerndes Haushaltseinkommen, rückwirkend für Erstzulassungen ab 01.01.2026, 3 Mrd. Euro aus dem Klima- und Transformationsfonds. Die Roadmap (Fn. 1) nennt rund 2,8 Mrd. Euro bis 2029.

- 26** Bundestag, 13.11.2025 (BT-Drs. 21/1866, 21/2469): Stromsteuer für produzierendes Gewerbe sowie Land- und Forstwirtschaft dauerhaft auf 0,05 ct/kWh; Haushalte weiter 2,05 ct/kWh. Regierungsentwurf Bundeshaushalt 2027 (Juli 2026): keine Senkung für Haushalte.
- 27** Eurostat, Strompreise für Haushalte, zweites Halbjahr 2025, 05.05.2026: Deutschland 38,7 ct/kWh, EU-Durchschnitt 29,0 ct/kWh; nur Irland höher.
- 28** Bundesnetzagentur/SMARD, 20.08.2026 (siehe Fn. 19). Wartezeiten: Angaben von Bayernwerk Netz und Mitnetz Strom, Juli 2025 („mindestens fünf Jahre“).
- 29** BAFA, Industriestrompreis, Stand Mai 2026: Referenzpreis 2026 87,44 Euro/MWh, Preisuntergrenze 50 Euro/MWh, Differenzpreis 3,744 ct/kWh auf höchstens 50 Prozent des Verbrauchs je Produktionsstätte, rechnerisch 1,87 ct/kWh über den Gesamtverbrauch. Europäische Kommission, Beihilfegenehmigung 16.04.2026: 3,8 Mrd. Euro, Laufzeit 01.01.2026 bis 31.12.2028. BMW, Factsheet „Der Industriestrompreis“, 16.04.2026: 91 Teilsektoren, bis zu rund 9.500 Unternehmen. Für 2027 und 2028 wird der Referenzpreis jeweils aus dem Terminmarkt des Vorjahres bestimmt.
- 30** Nettowerte. Stromsteuer 2,05 ct/kWh auf das EU-Minimum von 0,1 ct/kWh: $130 \text{ TWh} \times 1,95 \text{ ct} = 2,5 \text{ Mrd. Euro}$; $3.500 \text{ kWh} \times 1,95 \text{ ct} = 68 \text{ Euro}$ (brutto 81 Euro). Erdgassteuer 0,55 auf 1,00 ct/kWh: $345 \text{ TWh} \times 0,45 \text{ ct} = 1,55 \text{ Mrd. Euro}$; $20.000 \text{ kWh} \times 0,45 \text{ ct} = 90 \text{ Euro}$ (brutto 107 Euro).
- 31** Rechnung: Strom netto minus 1,95 ct/kWh Stromsteuer, dann 7 statt 19 Prozent Umsatzsteuer; Gas netto plus 0,45 ct/kWh, 19 Prozent Umsatzsteuer. Mit BDEW-Jahreswerten 2025 (39,3/11,94 ct): 3,29 auf 2,66. Mit BDEW-Werten Januar bis Juli 2026 (37,0/11,93 ct): 3,10 auf 2,50. Die Wirkung beträgt in allen geprüften Konstellationen 0,60 bis 0,65 Punkte.
- 32** KfW, 03.02.2026: Erwerb von 25,1 Prozent an TenneT Germany im Auftrag des Bundes, Vollzug 03.07.2026 (TenneT, PM 03.07.2026); bestehende Beteiligungen 50Hertz 20 Prozent, TransnetBW 24,95 Prozent. Amprion ohne Bundesbeteiligung.
- 33** § 24c EnWG (Zuschuss 2026: 6,5 Mrd. Euro, BT-Drs. 21/1863). BMW, Entwurf eines Gesetzes zur Änderung des EnWG zur Gewährung eines Zuschusses zu den Übertragungsnetzkosten für die Jahre 2027 bis 2029, Kabinettsbeschluss 02.09.2026: 5,525 Mrd. Euro pro Jahr aus dem Klima- und Transformationsfonds.
- 34** Übertragungsnetzbetreiber, „Reifegradverfahren für Netzanschlüsse an das Übertragungsnetz“, Konzeptpapier 05.02.2026 (netztransparenz.de), Start 01.04.2026, für Speicher und Großverbraucher ab 100 MW. Bundesregierung, Netzanschlusspaket, Kabinettsbeschluss 29.07.2026: § 17a EnWG-E (Priorisierung mit Genehmigungsvorbehalt der Bundesnetzagentur), § 17b, § 17f.



Stiftung
Klimaneutralität

Strom ist die **einzige Energieform**, mit der sich Deutschland und Europa selbst versorgen können.

Elektrifizierung ist damit Sicherheits-, Standort- und Preispolitik in einem.

HERAUSGEBER

Stiftung Klimaneutralität
Unter den Linden 42 · 10117 Berlin
Telefon (030) 62939 4639
www.stiftung-klima.de

AUTOR

Frederik Digulla, Lead Advisor
frederik.digulla@stiftung-klima.de

VERÖFFENTLICHUNG

Gutachten, September 2026

ZITIERVORSCHLAG

Stiftung Klimaneutralität (09/2026):
Schneller elektrifizieren. Sichere und
bezahlbare Energie aus Deutschland.
Berlin.