FÜHRT DIE ENERGIEWENDE IN DEUTSCHLAND ZUM WIRTSCHAFTLICHEN DESASTER UND ABSTIEG?

Eine wirtschaftswissenschaftlich orientierte Untersuchung zu Stromkosten, Netzinfrastruktur, Industrie, Kaufkraft und Wettbewerbsfähigkeit

Abschlussfassung Autor: Peter Seibold
Datenstand: 8. November 2026

Untersuchungsgegenstand: Deutschland im europäischen und internationalen Vergleich

Kurzfassung (Executive Summary)

Diese Untersuchung prüft, ob die deutsche Energiewende in ihrer bisherigen Ausgestaltung zu einem dauerhaften Verlust an Wettbewerbsfähigkeit, industrieller Wertschöpfung und privater Kaufkraft führen kann. Das Ergebnis fällt differenziert, aber keineswegs beschwichtigend aus: Die Energiewende ist nicht zwangsläufig ein wirtschaftliches Desaster. Ihre gegenwärtige Umsetzung erzeugt jedoch erhebliche und teilweise vermeidbare Kosten- und Wettbewerbsrisiken. Werden Strompreise, Netzausbau, Systemstabilität und Investitionsbedingungen nicht deutlich verbessert, kann sie den Strukturwandel der deutschen Industrie beschleunigen und langfristige Wohlstandsverluste verstärken.

Die stärksten empirischen Warnsignale sind die hohen Endkundenstrompreise, die Kosten des Netzengpassmanagements und die überdurchschnittlichen Produktionsrückgänge energieintensiver Branchen. Im zweiten Halbjahr 2025 zahlten deutsche Haushalte im Durchschnitt 38,69 ct/kWh; der EU-Durchschnitt lag bei 28,96 ct/kWh. Für Nicht-Haushalte mit 500 bis 2.000 MWh Jahresverbrauch betrug der deutsche Preis 22,64 ct/kWh gegenüber 18,37 ct/kWh im EU-Mittel. Diese Verbrauchsklasse ist allerdings nicht mit den allergrößten Industrieverbrauchern gleichzusetzen.

Die Kosten des Netzengpassmanagements beliefen sich 2025 auf rund 3,08 Mrd. Euro. Die Europäische Kommission beziffert die deutschen Redispatch-Kosten der vergangenen Jahre auf Größenordnungen nahe 3 Mrd. Euro jährlich und bewertet einen Teil davon als vermeidbare Ineffizienz. Zugleich sind die Produktionsmengen energieintensiver Industriezweige zwischen Februar 2022 und März 2026 um 15,2 % gesunken, gegenüber 9,5 % in der Gesamtindustrie. Diese Parallelität ist wirtschaftspolitisch bedeutsam, beweist aber nicht, dass die Energiewende allein den Rückgang verursacht hat.

Eine seriöse Analyse muss weitere Ursachen berücksichtigen: den russischen Angriff auf die Ukraine und den Gaspreisschock, die schwache globale Industriekonjunktur, hohe Finanzierungskosten, strukturelle Standortnachteile, den technologischen Wandel, den Wettbewerb aus China und die Zollpolitik der USA. Auch die Gegenargumente sind substanziell: Wind- und Solarstrom haben niedrige Grenzkosten, können Brennstoffimporte senken und bei effizienter Systemintegration langfristig preisgünstige Energie liefern. Entscheidend ist daher nicht allein die Erzeugungstechnologie, sondern die Gesamtkosten des Stromsystems.

Die zentrale Schlussfolgerung lautet: Nicht die Klimaziele als solche sind der ökonomische Risikofaktor, sondern eine Umsetzung, die Versorgungssicherheit, Netze, Speicher, flexible Nachfrage, gesicherte Leistung und industrielle Wettbewerbsfähigkeit nicht rechtzeitig und kosteneffizient zusammenführt. Ein wirtschaftlicher Abstieg ist kein zwangsläufiges Ergebnis, aber ein plausibles Risikoszenario bei unverändertem Kurs und anhaltend hohen Standortkosten.

1. Forschungsfrage und Untersuchungsrahmen

Die Leitfrage lautet: Führt die Energiewende in Deutschland – insbesondere durch hohe Strompreise, Netzausbaukosten, Kosten für Systemstabilität und mögliche Versorgungsrisiken – zu einem wirtschaftlichen Desaster und einem relativen oder absoluten Abstieg des Standorts Deutschland?

Untersucht werden fünf Wirkungskanäle: (1) direkte Energiekosten von Haushalten und Unternehmen, (2) Netze und Systemkosten, (3) Versorgungssicherheit und Preisvolatilität, (4) Investitionen, Produktion und Beschäftigung in der Industrie sowie (5) Kaufkraft und privater Konsum. Die Analyse bezieht sich primär auf den Zeitraum 2021 bis 2026 und verwendet – soweit verfügbar – Daten bis zum 8. November 2026.

Der Begriff „wirtschaftlicher Abstieg“ wird nicht als politisches Schlagwort verwendet. Er bezeichnet hier einen längerfristigen Verlust an realer Wertschöpfung, Produktivität, Investitionsfähigkeit, industrieller

Substanz und verfügbarem Einkommen im Vergleich zu relevanten Wettbewerbsstandorten. Ein einzelnes Rezessionsjahr oder ein vorübergehend hoher Strompreis genügt dafür nicht.

2. Methodik, Quellenkritik und Grenzen

Die Untersuchung ist eine empirisch-deskriptive und wirtschaftspolitische Analyse. Sie kombiniert amtliche Preis- und Produktionsstatistiken (Eurostat, Destatis), Angaben der Bundesnetzagentur und der Bundesregierung sowie Bewertungen der Internationalen Energieagentur (IEA), der Europäischen Kommission und der Europäischen Zentralbank (EZB). Die Quellen werden im Literaturverzeichnis mit Abruf- bzw. Veröffentlichungsstand dokumentiert.

Die Untersuchung ist keine kausale ökonometrische Studie. Insbesondere wird kein isolierter Prozentanteil des industriellen Produktionsrückgangs berechnet, der ausschließlich der Energiewende zugerechnet werden könnte. Dafür wäre ein belastbares kontrafaktisches Modell erforderlich: Wie hätten sich deutsche Branchen ohne die konkreten energiepolitischen Maßnahmen, aber unter denselben globalen Bedingungen entwickelt? Ein solcher Vergleich liegt mit den hier verwendeten Daten nicht vor.

Preisvergleiche sind nur bei gleicher Verbrauchsgruppe, Steuerbehandlung, Netzebene und Vertragsstruktur aussagekräftig. Deshalb werden Haushaltskunden, mittlere Nicht-Haushalte und sehr große industrielle Verbraucher nicht miteinander vermischt. Auch Börsenpreise sind nicht mit Endkundenpreisen gleichzusetzen. Endkundenpreise enthalten neben Beschaffungskosten unter anderem Netzentgelte, Steuern, Abgaben, Vertrieb und gegebenenfalls individuelle Entlastungen.

Die Studie unterscheidet konsequent zwischen beobachteten Daten, plausiblen Wirkungsmechanismen und Szenarien. Wo die Daten keine eindeutige Aussage zulassen, wird dies ausdrücklich kenntlich gemacht.

3. Strompreise: ein messbarer Standortnachteil

3.1 Haushalte

Nach Eurostat lag der durchschnittliche Strompreis für Haushalte in Deutschland im zweiten Halbjahr 2025 bei 38,69 ct/kWh. Der EU-Durchschnitt betrug 28,96 ct/kWh. Deutschland lag damit rund 34 % über dem EU-Mittel und unter den teuersten Mitgliedstaaten. Die Werte beziehen sich auf Haushalte mit einem typischen Jahresverbrauch von 2.500 bis 5.000 kWh und enthalten Steuern und Abgaben.

Vergleich H2 2025	**Strompreis inkl. Steuern/Abgaben**
Deutschland	38,69 ct/kWh
EU-Durchschnitt	28,96 ct/kWh
Differenz	9,73 ct/kWh bzw. rund 34 %

Bei einem Jahresverbrauch von 4.000 kWh entspricht die Differenz zum EU-Durchschnitt rechnerisch rund 389 Euro pro Jahr. Das ist eine Vergleichsrechnung, keine Aussage darüber, dass jeder Haushalt diesen Betrag tatsächlich einsparen könnte: Tarif, Wohnsituation, Verbrauch und nationale Preisbestandteile unterscheiden sich.

3.2 Unternehmen und Industrie

Für Nicht-Haushalte mit einem Jahresverbrauch zwischen 500 und 2.000 MWh weist Eurostat für Deutschland im zweiten Halbjahr 2025 22,64 ct/kWh aus. Der EU-Durchschnitt lag bei 18,37 ct/kWh. Deutschland gehörte damit zu den teuersten Ländern dieser Vergleichsgruppe. Frankreich verzeichnete im selben Halbjahr einen deutlichen Preisrückgang. Die Verbrauchsgruppe bildet jedoch nicht die gesamte Industrie ab: Sehr große Abnehmer können andere Netzzugänge, Vertragsmodelle, Steuerentlastungen und Ausnahmen nutzen.

Für die größten industriellen Abnehmer sind deshalb separate Verbrauchsklassen und tatsächliche Beschaffungskosten heranzuziehen. Destatis weist für Nicht-Haushalte ab 150.000 MWh im zweiten Halbjahr 2025 einen Durchschnittspreis von 13,07 ct/kWh ohne Mehrwertsteuer und bestimmte abzugsfähige Steuern aus; die Werte sind nicht direkt mit dem Eurostat-Endkundenpreis der 500–2.000-MWh-Gruppe vergleichbar. Die Differenz zeigt, warum pauschale Aussagen wie „die deutsche Industrie zahlt 22,64 Cent“ wissenschaftlich unzulässig wären.

Die IEA bewertet die deutschen Strompreise insgesamt als hoch und sieht darin ein Hindernis sowohl für die Bezahlbarkeit als auch für die Wettbewerbsfähigkeit und die Elektrifizierung. Sie weist zugleich darauf hin, dass deutsche Netzentgelte im internationalen Vergleich hoch sind und erhebliche weitere Netzinvestitionen anstehen. Für die Industrie ist daher nicht nur der Börsenstrompreis entscheidend, sondern der tatsächlich zu zahlende Gesamtpreis nach Steuern, Netzentgelten und Entlastungen.

3.3 Was die Preiszahlen beweisen – und was nicht

Die Daten belegen einen erheblichen Preisnachteil für deutsche Haushalte und viele Unternehmen. Sie beweisen nicht, dass die Energiewende allein dafür verantwortlich ist. Preisunterschiede entstehen auch durch nationale Steuern, Abgaben, Netzentgeltregulierung, Erzeugungsmix, Brennstoffimporte, Marktstruktur und staatliche Entlastungen. Die EZB zeigt für 2024, dass Energie- und Beschaffungskosten den größten Teil der Stromrechnung ausmachen; Netzkosten und Steuern tragen aber ebenfalls relevant zu den nationalen Unterschieden bei. Bei Haushalten lag der Netzanteil im Euroraum bei rund 27 %, bei energieintensiven Industrien bei rund 12 %.

Wirtschaftspolitisch folgt daraus: Eine Reform, die nur den Börsenpreis adressiert, reicht nicht. Ebenso wenig ist es ausreichend, nur Netzentgelte oder Steuern zu senken, wenn die zugrunde liegenden Systemkosten weiter steigen.

4. Netzausbau und Systemkosten

4.1 Erdkabel und Freileitungen

Der ursprüngliche Text hebt den politischen Vorrang unterirdischer Gleichstromtrassen hervor. Dieser Punkt ist wirtschaftlich relevant: Erdkabel sind bei großen Übertragungsprojekten regelmäßig deutlich teurer als Freileitungen. Die Bundesnetzagentur bezifferte das rechnerische Einsparpotenzial, wenn bei den betrachteten Projekten Freileitungen statt Erdkabeln eingesetzt würden, auf rund 35,3 Mrd. Euro. Diese Zahl ist als Szenariorechnung zu verstehen, nicht als bereits realisierbare oder garantierte Einsparung für sämtliche künftigen Netze.

Der Erdkabelvorrang wurde politisch auch mit Akzeptanz- und Genehmigungsfragen begründet. Eine wirtschaftswissenschaftliche Bewertung muss daher nicht nur Baukosten, sondern auch mögliche Verzögerungen, Entschädigungen, Flächenkonflikte, Eingriffe in Landschaft und Landwirtschaft sowie die gesellschaftliche Akzeptanz berücksichtigen. Eine billigere Leitung, die jahrelang nicht genehmigt wird, ist nicht automatisch die kostengünstigere Lösung.

Die sachgerechte Empfehlung lautet deshalb nicht „immer Freileitung“ oder „immer Erdkabel“, sondern eine projektbezogene Kosten-Nutzen-Prüfung mit transparenter Veröffentlichung der Mehrkosten und der Gründe für die gewählte Bauart.

4.2 Netzengpassmanagement und Redispatch

Wenn Stromerzeugung und Verbrauch räumlich auseinanderliegen und Leitungen überlastet sind, müssen Netzbetreiber Anlagen abregeln oder hochfahren. Diese Eingriffe sichern die Netzstabilität, verursachen aber Kosten. Nach Angaben der Bundesregierung beliefen sich die Gesamtkosten des Netzengpassmanagements 2024 auf rund 2,95 Mrd. Euro und 2025 auf rund 3,08 Mrd. Euro.

Kostenbestandteil 2025	**Betrag**
Ausgleich für abgeregelte erneuerbare Anlagen	435 Mio. €
Redispatch mit konventionellen Kraftwerken	1.180 Mio. €
Vorhaltung von Reservekraftwerken	955 Mio. €
Abruf von Reservekraftwerken	412 Mio. €
Countertrading, saldiert	96 Mio. €
Gesamt	3.078 Mio. € (rund 3,08 Mrd. €)

Diese Kosten dürfen nicht pauschal als Kosten der erneuerbaren Energien verbucht werden. Sie entstehen aus dem Zusammenwirken von Standortwahl der Erzeugung, Netzausbau, Nachfrage, Kraftwerkspark, Reservebedarf und Marktregeln. Die Europäische Kommission sieht die weiterhin hohen deutschen Redispatch-Kosten als Hinweis auf vermeidbare Ineffizienzen. Sie nennt für die vergangenen Jahre Größenordnungen nahe 3 Mrd. Euro jährlich und schätzt die durchschnittliche Belastung auf etwa 0,7 ct/kWh.

Der Befund ist gleichwohl ernst: Ein System, das erhebliche Mengen Strom nicht ohne zusätzliche Eingriffe transportieren kann, ist nicht effizient geplant oder noch nicht ausreichend ausgebaut. Der Netzausbau kann diese Kosten senken, verursacht aber seinerseits hohe Investitions- und Finanzierungskosten. Entscheidend ist die Gesamtrechnung über die Lebensdauer der Anlagen.

4.3 Umfang der künftigen Netzinvestitionen

Die IEA schätzte in ihrer Länderprüfung Deutschland 2025, dass mehr als 400 Mrd. Euro an neuen Netzkosten über Netzentgelte sozialisiert werden müssten. Diese Größenordnung ist eine Projektion der anstehenden Infrastrukturaufgaben und keine bereits entstandene Rechnung. Sie unterstreicht jedoch, dass die Netze nicht als nebensächlicher Kostenblock behandelt werden dürfen.

Die Finanzierung über Netzentgelte, Steuern oder staatliche Kredite verändert die Verteilung und den Zeitpunkt der Belastung, beseitigt die realwirtschaftlichen Kosten aber nicht. Werden Netzkosten aus dem Bundeshaushalt bezahlt, tragen Steuerzahler und gegebenenfalls künftige Haushalte die Finanzierung. Eine seriöse Debatte muss daher zwischen Kostenentstehung und Kostenverteilung unterscheiden.

5. Wer verdient am Umbau? Netzbetreiber und Energiekonzerne

Der Ausgangstext stellt die These auf, Netzbetreiber und Energiekonzerne erzielten immer höhere Gewinne, während Verbraucher die Kosten trügen. Diese These ist prüfenswert, muss aber präziser formuliert werden.

Übertragungs- und Verteilnetzbetreiber arbeiten in regulierten Monopolbereichen. Die Bundesnetzagentur bestimmt zulässige Erlöse und kalkulatorische Kapitalverzinsungen. Die Verzinsung wird auf die regulatorische Kapitalbasis angewandt und in die Erlösobergrenze einbezogen. Für die vierte Regulierungsperiode nennt die Bundesnetzagentur für bestimmte Bestandsanlagen nach 2006 einen Eigenkapitalzinssatz von 5,07 % vor Steuern; für Neuinvestitionen gelten gesonderte, jährlich angepasste Ansätze. Ab der fünften Regulierungsperiode ist ein WACC-Ansatz vorgesehen.

Daraus folgt nicht, dass Netzbetreibern risikofreie Gewinne in beliebiger Höhe garantiert werden. Regulierung soll effiziente Kosten einschließlich angemessener Kapitalverzinsung anerkennen, zugleich aber Monopolrenditen begrenzen. Ob die konkreten Anreize effizient sind, ist eine legitime ordnungspolitische Frage. Besonders wichtig ist, ob die Regulierung unnötig hohe Investitionen, überdimensionierte Projekte oder ineffiziente Finanzierungsstrukturen begünstigt.

Die im Ausgangstext genannte Vorstellung, je mehr gebaut werde, desto höher sei automatisch der Gewinn, ist zu pauschal. Die Erlöse hängen von der regulatorisch anerkannten Kapitalbasis, Effizienzvorgaben, Finanzierungskosten und regulatorischen Regeln ab. Eine belastbare Gewinnanalyse müsste für jeden Betreiber Eigenkapital, Fremdkapital, regulatorische Vermögensbasis, Ausschüttungen, tatsächliche Renditen und Vergleichsmaßstäbe offenlegen.

Auch bei Stromerzeugern sind Krisengewinne, langfristige Renditen und normale operative Gewinne auseinanderzuhalten. Hohe Gewinne während der Energiekrise 2022/23 können aus stark gestiegenen Marktpreisen und unterschiedlichen Erzeugungskosten resultieren. Daraus folgt nicht, dass sämtliche Gewinne durch die Energiewende verursacht wurden oder dass alle Energieunternehmen dauerhaft überhöhte Renditen erzielen.

Die wissenschaftlich tragfähige Schlussfolgerung lautet: Es gibt einen begründeten Prüfauftrag für die Rendite- und Investitionsanreize regulierter Netze. Der pauschale Vorwurf, Netzbetreiber erhielten risikolose Megagewinne auf Kosten der Verbraucher, ist mit den hier verfügbaren Daten allein jedoch nicht bewiesen.

6. Versorgungssicherheit, Dunkelflauten und Preisvolatilität

Wind- und Solarstrom sind wetterabhängig. In längeren Phasen mit wenig Wind und geringer Sonneneinstrahlung sinkt ihre Einspeisung gleichzeitig. Ein Stromsystem mit hohem Anteil fluktuierender Erzeugung benötigt deshalb ausreichende gesicherte Leistung, Speicher, flexible Nachfrage, europäische Verbundnetze und einen funktionsfähigen Markt für Ausgleichs- und Reserveleistungen.

Die Bundesnetzagentur meldete für 2025 einen durchschnittlichen Day-ahead-Großhandelspreis von 89,32 €/MWh, nach 78,51 €/MWh im Jahr 2024. Negative Preise traten in 573 von 8.760 Stunden auf; Preise über 300 €/MWh in 40 Stunden. Das zeigt beides: zeitweise Stromüberschüsse mit negativen Preisen und zeitweise erhebliche Knappheitspreise.

Während der Dunkelflaute im Dezember 2024 erreichte der Day-ahead-Preis für eine Stunde einen Spitzenwert von 936 €/MWh. Ein solcher Stundenpreis ist kein Jahresdurchschnitt und schlägt nicht bei jedem Haushaltskunden sofort durch. Er ist aber ein Hinweis auf die Kosten von Knappheit und auf die Bedeutung abgesicherter Leistung. Die Bundesnetzagentur und das Bundeskartellamt fanden bei ihrer Untersuchung keine Hinweise auf wettbewerbswidrige Marktmanipulation.

Dunkelflauten sind nicht automatisch ein Beleg für einen bevorstehenden Blackout. Sie sind ein planbares Systemrisiko, dessen Kosten davon abhängen, wie gut Kraftwerke, Speicher, Netze, Importe und Nachfrageflexibilität zusammenspielen. Umgekehrt wäre es ebenso falsch, die

Versorgungssicherheit allein mit dem Hinweis auf mögliche Importe als gelöst zu betrachten: Nachbarländer können bei europaweiten Wetterlagen gleichzeitig unter Knappheit leiden.

Ein belastbares Stromsystem braucht deshalb eine nachvollziehbare Planung der gesicherten Leistung. Der Ausbau von Gaskraftwerken kann als Übergangslösung dienen, verursacht aber Kapital-, Brennstoff- und CO_2-Kosten. Speicher können kurzfristige Schwankungen ausgleichen, ersetzen jedoch nicht ohne Weiteres die saisonale Absicherung mehrtägiger oder längerer Dunkelflauten. Technologie und Zeithorizont müssen daher zusammenpassen.

7. Erneuerbare Energien: niedrige Grenzkosten und Systemintegration

Ein wesentlicher Vorteil von Wind- und Solaranlagen besteht darin, dass nach der Errichtung keine laufenden Brennstoffkosten anfallen. Bei hoher Einspeisung können sie den Börsenpreis senken und teurere fossile Kraftwerke aus der Merit Order verdrängen. Dieser Effekt ist real und darf in einer kritischen Studie nicht unterschlagen werden.

Niedrige Grenzkosten sind jedoch nicht gleichbedeutend mit niedrigen Gesamtkosten des Stromsystems. Zu berücksichtigen sind Investitionskosten, Kapitalkosten, Netze, Speicher, Reserveleistung, Abregelung, Redispatch, Systemdienstleistungen und gegebenenfalls Förder- und Entschädigungszahlungen. Umgekehrt dürfen Systemkosten nicht vollständig den Erneuerbaren zugerechnet werden, wenn sie auch durch veraltete Netze, unzureichende Marktanreize oder politische Standortentscheidungen entstehen.

Die entscheidende ökonomische Kennzahl ist deshalb nicht allein der Erzeugungspreis einer Wind- oder Solaranlage, sondern der zusätzliche Systemwert des erzeugten Stroms zu dem Zeitpunkt und an dem Ort, an dem er verfügbar ist. Bei Überangebot sinkt sein Marktwert; bei Knappheit steigt der Wert gesicherter und flexibler Leistung.

8. Industrieproduktion und Gefahr der Deindustrialisierung

Destatis meldete im Mai 2026, dass die Produktion der energieintensiven Industriezweige zwischen Februar 2022 und März 2026 um 15,2 % zurückging. In der gesamten Industrie lag der Rückgang im gleichen Zeitraum bei 9,5 %. Die Beschäftigung in den energieintensiven Branchen sank um 6,3 % beziehungsweise 53.200 Personen.

Indikator, Feb. 2022 bis März 2026	Veränderung
Produktion energieintensive Industriezweige	−15,2 %
Produktion gesamte Industrie	−9,5 %
Beschäftigung energieintensive Industriezweige	−6,3 % / −53.200 Personen
Glas, Keramik, Steine und Erden	−25,0 %
Papierindustrie	−18,5 %
Chemische Industrie	−18,1 %
Metallerzeugung und -verarbeitung	−12,9 %
Mineralölverarbeitung	+24,6 %

Die Daten sind ein starkes Warnsignal. Besonders relevant ist, dass energieintensive Branchen stärker zurückgingen als die Industrie insgesamt. Die Entwicklung passt zur Hypothese, dass hohe Energiepreise die Produktion und Investitionsbereitschaft in diesen Branchen besonders belasten.

Sie beweist aber nicht, dass die Energiewende allein den Rückgang verursacht hat. Der betrachtete Zeitraum beginnt mit dem russischen Angriff auf die Ukraine und dem folgenden Gaspreisschock. Hinzu kommen schwache Nachfrage, globale Überkapazitäten, China-Konkurrenz, strukturelle Veränderungen in der Automobilindustrie, hohe Zinsen und Unsicherheit über die künftige Nachfrage. Auch die Mineralölverarbeitung zeigt, dass nicht alle energieintensiven Branchen gleich betroffen sind.

Der wirtschaftliche Mechanismus der schleichenden Abwanderung ist gleichwohl plausibel: Unternehmen verlagern häufig nicht sofort komplette Werke. Sie investieren zunächst weniger am Hochkostenstandort, modernisieren Anlagen nicht, verlagern einzelne Produktionsschritte und bauen Kapazitäten dort aus, wo Energie und Regulierung berechenbarer sind. Der Verlust neuer Investitionen kann langfristig gravierender sein als kurzfristige Produktionsschwankungen.

Für einen belastbaren Nachweis tatsächlicher Abwanderung wären Unternehmensdaten zu Standortinvestitionen, Kapazitätsschließungen, Neuanlagen im Ausland, Importanteilen und Wertschöpfungsketten erforderlich. Die Produktionsstatistik allein kann diese Kausalität nicht vollständig abbilden.

9. Kaufkraft, Reallöhne und privater Konsum

Hohe Energiepreise belasten Haushalte unmittelbar über Strom, Heizung und Mobilität. Indirekt erhöhen sie die Kosten von Unternehmen, die diese – abhängig von Wettbewerb und Nachfrage – teilweise auf Verbraucherpreise überwälzen. Damit können sie die reale Kaufkraft reduzieren und den privaten Konsum dämpfen.

Die Entwicklung der Reallöhne zeigt jedoch keinen durchgehend fallenden Trend. Destatis weist für 2025 einen Reallohnanstieg von 1,9 % aus; im zweiten Quartal 2026 lagen die Reallöhne 1,5 % über dem Vorjahresquartal. Die Reallöhne hatten in der Energie- und Inflationskrise zuvor deutliche Verluste erlitten. Eine Erholung des Reallohnindex bedeutet allerdings nicht, dass jeder Haushalt die kumulierten Preissteigerungen als ausgeglichen empfindet.

Energie ist nur ein Bestandteil des Haushaltsbudgets. Wohnkosten, Lebensmittel, Versicherungen, kommunale Gebühren, Steuern und Sozialabgaben beeinflussen das frei verfügbare Einkommen ebenfalls. Die Energiewende kann daher nicht als alleinige Erklärung für eine schwache Konsumneigung herangezogen werden. Umgekehrt wäre es falsch, die Belastung durch Energiepreise zu ignorieren, nur weil der durchschnittliche Reallohn wieder steigt.

Für eine vertiefte Kaufkraftanalyse müssten Haushalte nach Einkommensgruppen, Wohnform, Heizsystem, Pendelbedarf und Energieverbrauch betrachtet werden. Haushalte mit geringem Einkommen haben weniger Möglichkeiten, hohe Fixkosten durch Sparen oder Investitionen in Effizienz auszugleichen. Durchschnittswerte verdecken diese Verteilungswirkungen.

10. Gesamtwirtschaftliche Entwicklung und konkurrierende Erklärungen

Das reale deutsche Bruttoinlandsprodukt stieg 2022 um 1,8 %, sank 2023 um 0,9 % und 2024 um 0,5 %; 2025 legte es nach ersten Berechnungen um 0,2 % zu. Destatis führte das leichte Wachstum 2025 vor allem auf den privaten und staatlichen Konsum zurück. Exporte und Investitionen blieben schwach.

Diese Zahlen belegen eine ausgeprägte wirtschaftliche Schwächephase, aber keinen bereits eingetretenen gesamtwirtschaftlichen Zusammenbruch. Sie zeigen auch, warum eine monokausale Erklärung methodisch unzulässig wäre. Neben der Energiepolitik wirken Demografie, Produktivität, Investitionsstau, Bürokratie, Steuern, Fachkräfteangebot, Infrastruktur, internationale Handelspolitik und die Struktur des deutschen Exportmodells.

Die Energiewende ist in diesem Ursachenbündel ein wichtiger Standortfaktor, weil Energie für zahlreiche Branchen ein zentraler Input ist und weil sie erhebliche Investitionen und regulatorische Entscheidungen auslöst. Ihr Gewicht muss jedoch empirisch gegenüber anderen Faktoren abgegrenzt werden.

11. Internationale Wettbewerbsfähigkeit und Standortvergleich

Ein internationaler Preisvergleich ist nur dann aussagekräftig, wenn Steuerentlastungen, Netzzugang, Verbrauchsgröße, Vertragslaufzeiten und staatliche Subventionen berücksichtigt werden. Ein deutscher Mittelständler mit 1.000 MWh Jahresverbrauch ist nicht mit einem US-Großkonzern in einem Bundesstaat mit niedrigen Gas- und Strompreisen vergleichbar. Ebenso sind veröffentlichte Börsenpreise nicht identisch mit den effektiven Kosten eines Unternehmens.

Trotz dieser Einschränkungen ist die Richtung klar: Deutschland zählt bei Haushaltsstrom zu den teuersten EU-Ländern; auch viele Nicht-Haushalte liegen in hohen Preisklassen. Die IEA und die EZB sehen hohe Energiepreise als Wettbewerbsproblem und als Hindernis für die notwendige Elektrifizierung.

Der Standortnachteil wird besonders dann kritisch, wenn drei Bedingungen zusammentreffen: hohe Energiepreise, hohe Unsicherheit über die künftige Preisentwicklung und ein globaler Wettbewerber, der langfristig deutlich günstigere Energie oder staatliche Förderung anbieten kann. Für Investitionsentscheidungen ist nicht nur der aktuelle Preis wichtig, sondern die Erwartung über die nächsten zehn bis zwanzig Jahre.

12. Szenarien bis 2035

Die folgenden Szenarien sind keine statistischen Prognosen. Sie beschreiben plausible Entwicklungspfade unter unterschiedlichen politischen und wirtschaftlichen Bedingungen.

Szenario A: Kosteneffiziente Systemwende

Netze werden bedarfsgerecht und technologieoffen ausgebaut; unnötige Erdkabel-Mehrkosten werden vermieden, Speicher und flexible Nachfrage werden marktlich integriert, gesicherte Leistung wird rechtzeitig ausgeschrieben und die Stromsteuer- und Netzentgeltstruktur wird wettbewerbsfähiger. Die Systemkosten je gelieferter Kilowattstunde sinken, Investitionen in Deutschland werden wieder attraktiver. Klimaziele und industrielle Wertschöpfung können miteinander vereinbart werden.

Szenario B: Fortsetzung der Kosten- und Koordinationsprobleme

Der Ausbau fluktuierender Erzeugung schreitet schneller voran als Netze, Speicher und gesicherte Leistung. Redispatch und Reservebedarf bleiben hoch, Netzentgelte steigen, staatliche Zuschüsse kaschieren einen Teil der Kosten. Unternehmen verschieben Investitionen und verlagern energieintensive Prozessschritte. Die industrielle Basis schrumpft schrittweise; die Abhängigkeit von Importen fertiger Grundstoffe nimmt zu.

Szenario C: Externe Schocks und beschleunigter Strukturverlust

Ein neuer globaler Energiepreisschock, geopolitische Konflikte, Handelsbarrieren oder ein anhaltender Nachfragerückgang treffen auf eine bereits geschwächte industrielle Basis. Hohe Energie- und Finanzierungskosten verstärken die Krise. In diesem Szenario kann eine Abwärtsspirale aus Investitionsschwäche, Arbeitsplatzverlusten, sinkenden Steuereinnahmen und schwachem Konsum entstehen. Ein solcher Verlauf ist möglich, aber nicht als sichere Folge der Energiewende vorhersagbar.

13. Wirtschaftspolitische Handlungsempfehlungen

1. Eine vollständige, jährlich aktualisierte Systemkostenrechnung veröffentlichen: Erzeugung, Netze, Speicher, Reservekraftwerke, Redispatch, Abregelung, Förderungen, Steuern und Entlastungen müssen getrennt und konsolidiert dargestellt werden.
2. Netzausbau nach Kosten-Nutzen-Kriterien planen. Bei jeder großen Trasse sind Freileitung, Erdkabel, alternative Korridore, dezentrale Erzeugung, Speicher und mögliche Nachfrageflexibilität transparent zu vergleichen.
3. Regulierung der Netzbetreiber regelmäßig auf Effizienz und Investitionsanreize prüfen. Zulässige Kapitalverzinsung, tatsächliche Renditen, Ausschüttungen und Effizienzfortschritte sollten nachvollziehbar veröffentlicht werden.
4. Gesicherte Leistung rechtzeitig und technologieoffen beschaffen. Versorgungssicherheit darf nicht auf ungesicherte Importe oder unrealistische Speicherannahmen gestützt werden.
5. Speicher, flexible Nachfrage und Smart Meter schneller integrieren. Marktpreise und Netzentgelte sollten Anreize setzen, Strom dort und dann zu nutzen, wo das System freie Kapazitäten hat.
6. Industrielle Stromkosten international wettbewerbsfähig gestalten, ohne dauerhafte pauschale Subventionen zu einem Ersatz für Strukturreformen zu machen. Entlastungen sollten zielgenau, transparent und zeitlich überprüfbar sein.
7. Planungs- und Genehmigungsverfahren vereinfachen, Zuständigkeiten bündeln und regulatorische Änderungen langfristig berechenbar machen.
8. Technologieoffenheit wahren. Klimaziele sollten über messbare Emissionsminderungen und Versorgungssicherheit verfolgt werden, nicht über eine starre Bevorzugung einzelner Technologien unabhängig von ihren Systemkosten.
9. Verteilungswirkungen auf Haushalte erfassen. Energie- und Wohnkosten müssen nach Einkommensgruppen analysiert werden, damit Entlastungen dort ankommen, wo die Belastung relativ zum Einkommen am größten ist.
10. Ein regelmäßiges Standortmonitoring einführen: industrielle Investitionen, Kapazitätsverlagerungen, Produktion, Beschäftigung, Stromkosten und Produktivität sollten jährlich mit Vergleichsländern ausgewertet werden.

14. Schlussfolgerung

Die Untersuchung bestätigt wesentliche Teile der wirtschaftlichen Kritik an der gegenwärtigen Ausgestaltung der Energiewende. Deutsche Haushalte zahlen im europäischen Vergleich sehr hohe Strompreise. Viele Unternehmen befinden sich ebenfalls in einer ungünstigen Preissituation. Die Kosten des Netzengpassmanagements liegen seit Jahren in einer Größenordnung von rund 3 Mrd. Euro jährlich. Die energieintensive Industrie hat seit Februar 2022 überdurchschnittlich stark an Produktion und Beschäftigung verloren. Die anstehenden Netzinvestitionen sind erheblich.

Damit ist die Sorge vor einer weiteren Schwächung des Industriestandorts ökonomisch begründet. Besonders kritisch ist die zeitliche Dimension: Investitionen, die heute nicht mehr in Deutschland erfolgen, fehlen morgen bei Produktivität, Beschäftigung, Zulieferern, Steuereinnahmen und technologischer Kompetenz. Die Erwartung, dass Strom irgendwann in ferner Zukunft billiger werden könnte, ist für Unternehmen kein ausreichender Ersatz für wettbewerbsfähige Preise und verlässliche Rahmenbedingungen in den nächsten Jahren.

Gleichzeitig lässt sich wissenschaftlich nicht belegen, dass die Energiewende allein die deutsche Wirtschaft in eine unausweichliche Abwärtsspirale führt. Die Produktionsrückgänge fallen in eine Periode außergewöhnlicher externer Schocks und struktureller Veränderungen. Auch die Erneuerbaren besitzen einen realen Kostenvorteil bei den laufenden Brennstoffkosten und können langfristig zur

Versorgungssicherheit und geringeren Importabhängigkeit beitragen – vorausgesetzt, Netze, Speicher, Reservekapazitäten und Marktregeln werden effizient entwickelt.

Die Antwort auf die Forschungsfrage lautet deshalb: **Die Energiewende führt nicht zwangsläufig zum wirtschaftlichen Desaster. Ihre bisherige Umsetzung birgt jedoch ein erhebliches Risiko für Wettbewerbsfähigkeit und Wohlstand, wenn hohe Strompreise, teure Infrastruktur, unzureichende Systemintegration und politische Unsicherheit fortbestehen.** Ein wirtschaftlicher Abstieg ist kein Naturgesetz, aber ein vermeidbares Risiko. Er lässt sich nur abwenden, wenn Klimaschutz konsequent mit Bezahlbarkeit, Versorgungssicherheit, Produktivität und industrieller Wertschöpfung verbunden wird.

Die entscheidende wirtschaftspolitische Messlatte muss daher lauten: Nicht die installierte Leistung oder der Anteil erneuerbarer Energien allein entscheiden über den Erfolg der Energiewende, sondern die Fähigkeit, jederzeit verlässlich verfügbare Energie zu international wettbewerbsfähigen Gesamtkosten bereitzustellen.

15. Offene Forschungsfragen für eine noch tiefere Prüfung

- Wie hoch sind die Vollkosten des deutschen Stromsystems je gelieferter MWh, wenn Netze, Speicher, Reserveleistung, Redispatch, Abregelung und Kapitalkosten vollständig einbezogen werden?
- Wie haben sich die tatsächlichen effektiven Stromkosten ausgewählter energieintensiver Unternehmen nach Entlastungen entwickelt, und wie unterscheiden sie sich von vergleichbaren Standorten in Frankreich, den USA und China?
- Welcher Anteil des Produktionsrückgangs in energieintensiven Branchen lässt sich statistisch auf Energiepreise, welcher auf Nachfrage, Exportwettbewerb, Technologie- und Strukturwandel zurückführen?
- Wie hoch sind die tatsächlichen Renditen der Netzbetreiber auf vergleichbarer Kapitalbasis, und wie unterscheiden sie sich von den regulatorisch anerkannten Kapitalkosten?
- Welche Netzausbauprojekte haben den höchsten volkswirtschaftlichen Nutzen pro investiertem Euro, und welche Mehrkosten entstehen durch Erdkabelvorrang, Verzögerungen oder unzureichende Koordination?
- Wie wirken Energie- und kommunale Abgaben zusammen auf die Kaufkraft unterschiedlicher Einkommensgruppen?

Literatur- und Quellenverzeichnis

11. [1] Eurostat (08.05.2026): Non-household electricity prices in 2nd half of 2025. Verbrauchsgruppe 500–2.000 MWh/Jahr. https://ec.europa.eu/eurostat/web/products-eurostat-news/w/ddn-20260508-2
12. [2] Eurostat (05.05.2026): Household electricity prices in the second half of 2025. Datensatz nrg_pc_204. https://ec.europa.eu/eurostat/web/products-eurostat-news/w/ddn-20260505-1
13. [3] Destatis (15.05.2026): Energieintensive Industriezweige mit Produktionsrückgang um 15,2 % von Februar 2022 bis März 2026. https://www.destatis.de/DE/Presse/Pressemitteilungen/2026/05/PD26_N032_42.html
14. [4] Deutscher Bundestag (07.09.2026): Kosten für das Netzengpassmanagement 2024 und 2025, hib 689/2026. https://www.bundestag.de/presse/hib/kurzmeldungen-1210750
15. [5] Europäische Kommission (2026): Country Report – Germany, veröffentlicht am 03.06.2026. https://economy-finance.ec.europa.eu/economic-surveillance-eu-member-states/country-pages-including-country-reports/germany/country-report-germany_en
16. [6] International Energy Agency (2025): Germany 2025 – Energy Policy Review. https://www.iea.org/reports/germany-2025
17. [7] European Central Bank (2026): Drivers of electricity prices across households and energy-intensive industries and their importance for the EU's decarbonisation objectives, Economic Bulletin 1/2026. https://www.ecb.europa.eu/press/economic-bulletin/focus/2026/html/ecb.ebbox202601_02~a552b71378.en.html

18. [8] Bundesnetzagentur (05.01.2026): Bundesnetzagentur veröffentlicht Daten zum Strommarkt 2025. https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Pressemitteilungen/DE/2026/20260105_Smard.html
19. [9] Bundesnetzagentur (21.01.2026): Regulatory Factsheet – Return on Equity, Cost of Debt and WACC. https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Beschlusskammern/GBK/Kosten_ErloesReg/Regulatory_Fact_Sheets/Downloads/Regulatory_Factsheets_WACC.pdf
20. [10] Destatis (15.01.2026): Gross domestic product up 0.2% in 2025. https://www.destatis.de/EN/Press/2026/01/PE26_017_811.html
21. [11] Destatis (27.02.2026 / 27.08.2026): Reallöhne und Nominallöhne – Jahreswert 2025 und 2. Quartal 2026. https://www.destatis.de/DE/Themen/Arbeit/Verdienste/Realloehne-Nominalloehne/_inhalt.html
22. [12] Bundesnetzagentur / Bundeskartellamt (21.10.2025): Untersuchung der Preisspitzen während der Dunkelflaute im Dezember 2024. https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Pressemitteilungen/DE/2025/20251021_Preisspitzen.html
23. [13] Tagesschau (03.06.2024): Warum der Stromnetzausbau so teuer ist – Einsparpotenzial durch Freileitungen laut Bundesnetzagentur. https://www.tagesschau.de/wirtschaft/energie/stromtrasse-erdkabel-kosten-100.html
24. [14] Destatis (06.03.2026): Stromerzeugung aus Photovoltaik und Erdgas erreicht im Jahr 2025 neue Höchstwerte. https://www.destatis.de/DE/Presse/Pressemitteilungen/2026/03/PD26_073_43312.html
25. [15] Destatis (März 2026): Strompreise für Nicht-Haushalte im 2. Halbjahr 2025; Genesis-Tabelle 61243-0005. https://genesis.destatis.de/datenbank/online/table/61243-0005

Hinweis zur wissenschaftlichen Verwendung

Diese Arbeit ist eine quellenbasierte wirtschaftspolitische Untersuchung und keine begutachtete empirische Fachpublikation. Sie ist so aufgebaut, dass ihre Aussagen anhand der angegebenen Primärquellen nachvollzogen und kritisiert werden können. Für eine Einreichung als wissenschaftlicher Aufsatz wären zusätzlich ein explizites ökonometrisches Identifikationsdesign, vollständige Datensätze, Sensitivitätsanalysen und eine formale Begutachtung erforderlich. Die Arbeit erhebt daher nicht den Anspruch, eine peer-reviewte Studie zu ersetzen; sie bietet eine überprüfbare Grundlage für eine fachliche Diskussion.