

Energie, Klima, Umwelt | Energie

Internationaler Energiepreisvergleich für die Industrie

vbw

Studie

Stand: November 2025

Eine vbw Studie, erstellt von der FfE

Die bayerische Wirtschaft



Hinweis

Dieses Werk darf nur von den Mitgliedern der vbw – Vereinigung der Bayerischen Wirtschaft e. V. zum internen Gebrauch sowie zur Unterstützung der jeweiligen Verbandsmitglieder im entsprechend geschlossenen Kreis unter Angabe der Quelle vervielfältigt, verbreitet und zugänglich gemacht werden. Eine darüber hinausgehende Nutzung – insbesondere die Weitergabe an Nichtmitglieder oder das Einstellen im öffentlichen Bereich der Homepage – stellt einen Verstoß gegen urheberrechtliche Vorschriften dar.

Vorwort

Energiepreise als wesentlicher Standortfaktor

Wettbewerbsfähige Energiepreise sind eine Grundvoraussetzung für eine starke Industrie. Die vorliegende Studie der Forschungsstelle für Energiewirtschaft zeigt eindrucksvoll, dass Deutschland – und damit auch Bayern – im internationalen Vergleich weiterhin zu den Ländern mit den höchsten Strom- und Gaspreisen gehört.

Trotz erster Entlastungsschritte, etwa durch die Verstetigung der Stromsteuersenkung für das produzierende Gewerbe oder den Bundeszuschuss zu den Netzentgelten, bleibt die Belastung für Unternehmen überdurchschnittlich hoch. Bis auf Weiteres ist marktseitig nicht mit einer Trendumkehr zu rechnen. Besonders energieintensive Branchen spüren diesen Wettbewerbsdruck unmittelbar: die Produktion sinkt, Investitionen werden verschoben und zunehmend auch ins Ausland verlagert.

Die Analyse macht deutlich: Wenn Deutschland ein führender Industriestandort bleiben will, müssen Energiepreise verlässlich, planbar und international wettbewerbsfähig sein. Dazu braucht es eine weitergehende Entlastung der Wirtschaft, eine Reform der Netzentgelte und einen wirksamen Industriestrompreis, der energieintensiven Unternehmen echte Perspektiven bietet.

Nur mit einer wirtschaftlich tragfähigen Energiepolitik können Klimaschutz und Transformation gelingen. Wettbewerbsfähigkeit und Dekarbonisierung sind keine Gegensätze – sie bedingen einander.

Mit dieser Studie wollen wir faktenbasiert aufzeigen, wo Deutschland im internationalen Vergleich steht und welche politischen Weichenstellungen jetzt notwendig sind, um unseren Standort zu sichern und die industrielle Transformation erfolgreich zu gestalten.

Bertram Brossardt
6. November 2025

Inhalt

1	Zusammenfassung	1
2	Strompreise	2
2.1	Hintergrund	2
2.1.1	Dynamisierung von Strompreiskomponenten	4
2.1.2	Entlastungen und Kompensationen in der Industrie	5
2.2	Strompreise im europäischen Vergleich	7
2.2.1	Europa im Jahr 2024	7
2.2.2	Historische Entwicklung der Strompreise	11
2.2.3	Preisvolatilität am Day-Ahead Markt	12
2.3	Strompreise im internationalen Vergleich	14
2.3.1	Fokus: USA	16
2.3.2	Fokus: China	18
2.4	Ausblick Strom	20
2.4.1	Strompreisentwicklung in Europa bis 2050	20
2.4.2	Welche Strompreise werden außerhalb Europas erwartet?	24
3	Gaspreise	26
3.1	Hintergrund	26
3.2	Gaspreise im europäischen Vergleich	28
3.2.1	Europa im Jahr 2024	28
3.2.2	Historische Entwicklung der Gaspreise	30
3.3	Gaspreise im internationalen Vergleich	31
3.4	Ausblick Gas	32
3.4.1	Gaspreisentwicklung in Europa bis 2050	32
3.4.2	Welche Gaspreise werden außerhalb Europas erwartet?	35
	Literaturverzeichnis	38
	Abbildungsverzeichnis	43
	Ansprechpartner/Impressum	44

1 Zusammenfassung

Hohe Energiepreise bleiben ein zentraler Wettbewerbsnachteil für den Industriestandort Deutschland

Strom- und Gaspreise für Industriekunden bleiben in Deutschland auf international hohem Niveau – mit deutlichem Abstand zu den wichtigsten Wettbewerbern. Im Kontext anhaltender geopolitischer Spannungen und struktureller Unterschiede in der Energiepolitik stehen Unternehmen in Deutschland weiterhin unter erheblichem Kostendruck. Ohne grundlegende Veränderungen wird dieser wesentliche Wettbewerbsnachteil im globalen Standortvergleich bis auf Weiteres bestehen bleiben.

Im Strombereich liegt Deutschland mit durchschnittlich rund 14 ct/kWh im Jahr 2024 leicht über dem EU-27-Durchschnitt von 12 ct/kWh. Innerhalb Europas steht Deutschland damit im Mittelfeld, aber deutlich über Ländern mit günstigerer Erzeugungsstruktur oder regulierten Industrietarifen wie Frankreich, Spanien oder Norwegen. Im weltweiten Vergleich fällt die Diskrepanz noch stärker ins Gewicht: In den USA und in China zahlen Industrieunternehmen im Schnitt nur etwa 8 ct/kWh – also rund halb so viel wie in Deutschland. Nationale Preisbestandteile wie Netzentgelte, Steuern und Umlagen sind dabei in Deutschland vergleichsweise hoch. Zwar sorgen Entlastungsmaßnahmen wie die Stromsteuersenkung oder Zuschüsse zu den Netzentgelten für eine gewisse Dämpfung, strukturelle Kostentreiber bleiben aber bestehen.

Auch bei den Gaspreisen zeigt sich ein ähnliches Bild: Deutschland verzeichnet mit rund 6 ct/kWh im Jahr 2024 eines der höchsten Preisniveaus im internationalen Vergleich. In den USA und Kanada liegen die industriellen Gaspreise bei nur 1 bis 2 ct/kWh, in China bei rund 5 ct/kWh. Damit zahlen deutsche Unternehmen im internationalen Vergleich das Drei- bis Sechsfache der industriellen Gaspreise in den USA und Kanada. Gründe sind die anhaltende Importabhängigkeit Europas, teurere LNG-Lieferungen und nationale Abgaben. Zwar ist mittelfristig eine gewisse Annäherung an das asiatische Niveau denkbar, doch Länder mit eigener Förderung und günstiger Infrastruktur bleiben klar im Vorteil.

Die Studie verdeutlicht, dass Energiepreise weiterhin ein zentraler Standortfaktor sind und Deutschland im globalen Wettbewerb durch hohe Strom- und Gaspreise unter Druck steht. Ohne tiefgreifende Reformen bei Netzentgelten, Abgaben und Infrastruktur droht eine weitere Schwächung der industriellen Basis. Entscheidend ist eine energiepolitische Strategie, die Versorgungssicherheit, Klimaziele und internationale Wettbewerbsfähigkeit gleichermaßen in Einklang bringt.

2 Strompreise

Wettbewerbsfähigkeit in sich wandelnden Stromsystemen

Industriestrompreise (im Folgenden: Strompreise) sind ein zentraler Faktor bei der Standortwahl der Industrie, da hohe Preise Produktionskosten signifikant beeinflussen. Im Kontext eines zunehmend erneuerbaren Energiesystems und diverser Krisen befindet sich sowohl ihre Zusammensetzung als auch ihre Entwicklungsdynamik im Wandel.

2.1 Hintergrund

Strompreise setzen sich im Wesentlichen aus drei Komponenten zusammen:

- Energiebeschaffung und Vertrieb,
- Netzentgelte und
- Steuern, Abgaben und Umlagen.

Zur Komponente **Energiebeschaffung und Vertrieb** zählen die Kosten für die Stromerzeugung, die Beschaffung an der Strombörse, Vertriebsaufwendungen und die Gewinnmarge des Anbieters. Die Preisbildung ist hierbei stark abhängig von den jeweiligen Marktmechanismen, z.B. Grad der Liberalisierung, Angebot und Nachfrage, dem jeweiligen Erzeugungsmix sowie geopolitischen und wirtschaftlichen Rahmenbedingungen.

Netzentgelte sind Gebühren für die Nutzung der Stromnetze, die von den Netzbetreibern erhoben werden. Sie finanzieren den Betrieb, die Wartung und den Ausbau der Infrastruktur und variieren je nach Netzregion und Spannungsebene.

Steuern, Abgaben und Umlagen sind die staatlich regulierten Kostenbestandteile des Strompreises. Sie dienen beispielsweise der Förderung spezifischer Technologien, entschädigen Gemeinden für die Nutzung des öffentlichen Grunds durch Stromleitungen oder finanzieren Maßnahmen zur Sicherstellung der Netzstabilität und Versorgungssicherheit. Darüber hinaus können sie zur Umsetzung energie- und klimapolitischer Ziele beitragen, etwa durch Umlagen zur Förderung erneuerbarer Energien.

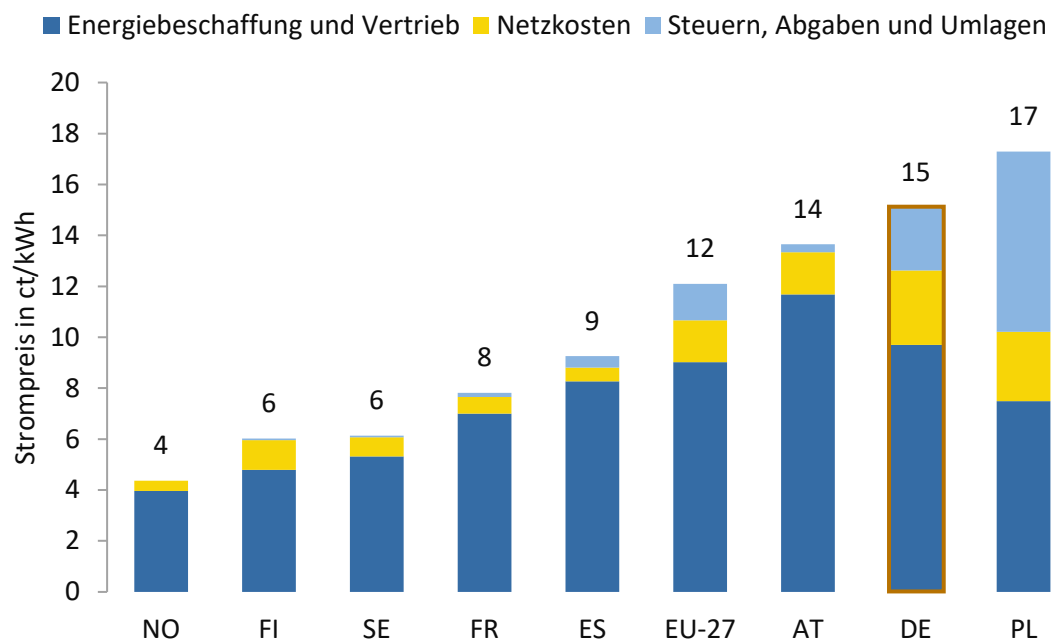
Das Zusammenspiel der drei Preisbestandteile bestimmt den Strompreis, den Endverbraucher zahlen. Auch wenn in der öffentlichen Debatte oft der Fokus auf den Entwicklungen der Großhandelspreise liegt, können insbesondere staatlich regulierte Umlagen sowie Netzentgelte den Endkundenpreis erheblich beeinflussen. Ihr Anteil am Gesamtstrompreis variiert dabei je nach Ausgestaltung deutlich zwischen den einzelnen Ländern. Um diese Diversität in der Strompreiszusammensetzung zu verdeutlichen, zeigt Abbildung 1 Strompreiskomponenten ausgewählter EU-Länder für Industriekunden mit hohem Stromverbrauch.

Strompreise

Für die Darstellung wurden die oberen zwei Abnahmefälle (70–150 GWh; > 150 GWh) der Eurostat-Berichterstattung für das Jahr 2024 ohne Berücksichtigung der Mehrwertsteuer gemittelt. Erstattungsfähige Steuern, Abgaben und Umlagen wurden nicht separat ausgewiesen oder herausgerechnet, weshalb tatsächliche Preise durch Rückerstattungen oder steuerliche Entlastungen in der Praxis geringer sein können als hier dargestellt. Preise der beiden Abnahmefälle exklusive erstattbare Steuern finden sich in Abschnitt 2.2.

Abbildung 1

Strompreiskomponenten ausgewählter EU-Länder der oberen zwei Abnahmefälle (70–150 GWh; > 150 GWh) im Jahr 2024



Quelle: Eurostat (2025a).

Die Unterschiede in den Strompreiskomponenten sind das Ergebnis nationaler energiepolitischer Strategien, infrastruktureller Gegebenheiten und regulatorischer Rahmenbedingungen. Unterschiede lassen sich etwa bei den Preisanteilen für „Energiebeschaffung und Vertrieb“ erkennen. Länder wie Norwegen oder Schweden profitieren dabei von einem hohen Anteil kostengünstiger Wasserkraft und einer zentralisierten Netzstruktur, was sich in niedrigen Energie- und Netzkosten niederschlägt. Deutschland hingegen verfolgt eine dezentrale Energiewende mit starkem Ausbau erneuerbarer Energien. Dies führt zwar zu tendenziell sinkenden Preisen in der Energiebeschaffung, hat aber gleichzeitig hohe Investitionen in die Netzinfrastuktur und damit steigende Netzentgelte zur Folge.

Strompreise

Zudem variiert die Ausgestaltung staatlicher Umlagen und Steuern erheblich: Während Deutschland zahlreiche Umlagen zur Finanzierung von z.B. Klimaschutzmaßnahmen und Netzstabilität erhebt, setzen andere Länder wie Frankreich stärker auf direkte Subventionen oder regulierte Endkundenpreise (z.B. ARENH-Mechanismus). Dies führt zu erheblichen Differenzen im Endkundenpreis, obwohl die reinen Energie- und Versorgungskosten teilweise ähnlich sind. Ein hoher Anteil von Steuern, Abgaben und Umlagen wird vor allem in Polen sichtbar. Hier fallen insbesondere hohe Umweltsteuern an, was auf den hohen Kohleanteil im Erzeugungsmix Polens und die damit verbundene CO₂-Steuer bzw. Zertifikatskosten im Rahmen des EU-ETS zurückzuführen ist.

Unterschiede zeigen sich auch in der Berechnungsgrundlage der Netzentgelte. EU-weit dominieren drei Berechnungsgrundlagen, die oft miteinander kombiniert werden: mengenbasierte Entgelte (EUR/MWh), leistungsbezogene Entgelte (EUR/MW) und pauschale Gebühren (EUR/Jahr). Zwar lassen sich gewisse Gemeinsamkeiten bei der Auswahl der Tarifbasis erkennen, doch zeigen sich zwischen den einzelnen Ländern teils erhebliche Abweichungen in der konkreten Ausgestaltung und Gewichtung der Entgeltkomponenten.[1]

In Deutschland bestehen Netzentgelte für Industriekunden aus einem Grund-, Leistungs- und Arbeitspreis und unterscheiden sich je nach Netzbetreiber in ihrer Höhe. Insbesondere der Leistungspreis, basierend auf der Jahresspitzenleistung, macht oft einen hohen Anteil der Netzentgelte aus. Netzentgelte in Belgien berechnen sich auf Basis einer Kombination aus jährlicher und monatlicher Spitzenlast, wodurch zeitlich differenziertere Preissignale zur Reduktion von Systemspitzen gesetzt werden. Spanien setzt in der Leistungspreiskomponente auf mehrere zeitliche Variationen, etwa nach Tageszeit oder Wochentag, um netzdienliches Verhalten zu fördern. In Norwegen wird eine der Netzentgeltkomponenten auf Basis marginaler Netzverluste berechnet, die je nach Netzknoten und Tageszeit variiert. Sie richtet sich nach den prognostizierten Netzflüssen und dem aktuellen Spotpreis, wodurch ein stark standort- und zeitabhängiges Preissignal entsteht.[1]

2.1.1 Dynamisierung von Strompreiskomponenten

Mit dem Ausbau volatiler erneuerbarer Energien wächst der Bedarf, Strompreise enger an Erzeugungsverfügbarkeit und Netzauslastung zu koppeln. Zum einen erfordert die volatile Einspeisung von Wind- und Solarstrom eine höhere Flexibilität beim Stromverbrauch. Gleichzeitig führt die zunehmende Dezentralisierung der Stromsysteme von einer zentralen Struktur mit wenigen großen Kraftwerken hin zu einem dezentralen System mit zahlreichen PV-Anlagen, Batteriespeichern und lokalen Erzeugungseinheiten zu einer komplexeren Netzbelastung. Um Angebot und Nachfrage besser zu synchronisieren, gewinnen dynamische Preisstrukturen zunehmend an Bedeutung. Dies zeigt sich etwa bei den Energie- und Beschaffungskosten in Form von dynamischen Stromtarifen. In vielen Ländern werden zudem Tarifmodelle in der Netzentgeltsystematik eingeführt, die Netzentgelte nach tatsächlicher Nutzung und Belastung staffeln. Ziel ist es, durch Preissignale ein netz- und systemdienliches Verbrauchsverhalten zu fördern, zusätzlichen Netzausbau zu reduzieren und die Integration erneuerbarer Energien effizienter zu gestalten.

Dynamisierungsgrade unterscheiden sich dabei in ihrer zeitlichen Granularität. Sogenannte Time-of-Use-Tarife stellen dabei eine einfachere Form dar, bei der der Strompreis in vordefinierten Zeitfenstern variiert und dadurch einen Anreiz für die zeitliche Verschiebung des Verbrauchs in Niedrigtarifphasen schafft. Time-of-Use-Tarife sind sowohl hinsichtlich Strompreisen als auch in Bezug auf Netzentgelte bereits in vielen Ländern (teilweise beschränkt auf gewisse Kundengruppen) etabliert. Komplexer sind hochdynamische Tarife, die z.B. aktuelle Spotmarktbedingungen oder die tatsächliche Netzauslastung in höherer zeitlicher Granularität (z.B. 15 Minuten) reflektieren. Letztere ermöglichen eine präzisere Steuerung des Verbrauchsverhaltens und setzen gezielte Anreize für eine netzdienliche Nutzung elektrischer Energie.

Dynamisierte Strompreiskomponenten bestehen demnach bereits in vielen Ländern. Die Tarifmethodologien für Netzentgelte befinden sich außerdem vielerorts im Wandel: Laut dem aktuellen Bericht der Agentur für die Zusammenarbeit der Energieregulierungsbehörden (ACER) haben zwei Drittel der EU-Mitgliedstaaten ihre Ansätze zur Tarifgestaltung für Netzentgelte kürzlich reformiert oder planen dies. Ziel ist es, die Tarife stärker kostenreflektierend und anreizkompatibel zu gestalten, um den Herausforderungen der Energiewende und steigenden Netzkosten gerecht zu werden. In der vorliegenden Studie werden für den Vergleich zwischen den Ländern Durchschnittspreise herangezogen. In der Realität können sich je nach Dynamisierungsgrad und Flexibilitätspotenzial des Betriebs erhebliche Abweichungen von den hier aufgezeigten Preisen ergeben.

Dynamisierte Strompreiskomponenten als Chance für die energieintensive Industrie

Dynamisierte Strompreiskomponenten eröffnen der energieintensiven Industrie neue Chancen, ihre Stromkosten aktiv zu reduzieren. Durch zeitvariable Netzentgelte und marktorientierte Energiepreise können Unternehmen Lasten in günstige Zeitfenster verschieben und so ihre Stromkosten signifikant senken. Gleichzeitig stärkt dies die Flexibilität im Stromsystem. Industrieflexibilität kann dabei in vielen Formen genutzt werden. Weitere Informationen finden Sie in der vbw/FfE-Studie *Energieflexibilitätsoptionen in der Industrie* und im vbw/FfE-Leitfaden *Stromspeicher für die Industrie*.

2.1.2 Entlastungen und Kompensationen in der Industrie

Angesichts weltweit gestiegener Strompreise infolge geopolitischer Krisen und steigenden Netzausbaubedarfen haben zahlreiche Regierungen gezielte Entlastungsmaßnahmen für energieintensive Industrien eingeführt. Diese reichen von Steuererleichterungen und direkten Zuschüssen über CO₂-Kostenkompensationen bis hin zu Preisdeckeln und staatlich regulierten Industrietarifen. Ziel ist es, die internationale Wettbewerbsfähigkeit zu sichern, Standortverlagerungen zu vermeiden und gleichzeitig die Transformation zu klimafreundlichen Produktionsprozessen zu unterstützen. Entlastungs- und Kompensationsmechanismen sind je nach Land stark individuell. Im Folgenden werden exemplarisch Entlastungs- und Kompensationsmechanismen aufgeführt.[2]

Strompreiskompensation und Industriestrompreis

Die Strompreiskompensation ist ein EU-beihilferechtlich geregeltes Instrument zur finanziellen Entlastung stromintensiver Industrieunternehmen. Sie soll die indirekten CO₂-Kosten, die durch den EU-Emissionshandel (EU ETS) entstehen und über den Strompreis weitergegeben werden, teilweise ausgleichen. Ziel ist es, die internationale Wettbewerbsfähigkeit zu erhalten und Carbon Leakage und damit die Verlagerung von Produktion in Länder mit geringeren Klimaschutzauflagen zu verhindern. Die Entscheidung über die Umsetzung der Strompreiskompensation in nationales Recht erfolgt auf Länderebene. Derzeit sehen 15 Länder (und damit die Mehrheit der Länder im EU-ETS) diese vor. Dazu zählen unter anderem Deutschland, Polen, Norwegen, Spanien, Italien, Frankreich, Österreich (geplant) und Großbritannien.[3]

Außerdem erlaubt die EU künftig direkte staatliche Subventionen zur Senkung von Industriestrompreisen, um energieintensive Unternehmen wettbewerbsfähig zu halten. Die Subventionen sind zeitlich begrenzt und an grüne Investitionen gekoppelt, rechtlich ermöglicht durch das neue „Clean Industrial State Aid Framework“ (CISAF), welcher die bisherigen Beihilfeleitlinien für Klima, Umwelt und Energie (KUEBL) ergänzt.

Netzentgeltentlastungen

Netzentgeltentlastungen werden für energieintensive Unternehmen in vielen Ländern angewandt, deren Wettbewerbsfähigkeit durch hohe Strompreise gefährdet ist. In Deutschland können energieintensive Unternehmen beispielsweise individuelle Netzentgelte nach § 19 StromNEV beantragen, wenn sie eine hohe Stromabnahme oder atypische Netznutzung aufweisen und bestimmte Kriterien erfüllen. Diese Entlastung kann bis zu 80 Prozent der Netzentgelte ausmachen. Ausnahmeregelungen und Preisnachlässe bestehen beispielsweise auch in Dänemark, Frankreich, Griechenland, Norwegen, Polen und der Slowakei.[1]

Befreiungen von Steuern, Abgaben und Umlagen

Energieintensive Unternehmen können in vielen EU-Staaten von bestimmten Steuern, Abgaben und Umlagen teilweise oder vollständig befreit werden. In Deutschland betrifft das z.B. die Stromsteuer (§ 9 StromStG), die KWKG- und Offshore-Netzumlagen (§ 29 EnFG). Die rechtliche Grundlage auf EU-Ebene bildet die Energiesteuerrichtlinie 2003/96/EG, die Mindeststeuersätze und Ausnahmeregelungen für bestimmte industrielle Nutzungen von Energieerzeugnissen und Strom festlegt.

Preisdeckel und staatliche Regulierungen

Auch staatlich regulierte Preisdeckel finden zur Stabilisierung von Strompreisen und Abfederung von Krisen in einigen Ländern Anwendung. Die konkrete Ausgestaltung variiert je nach nationaler Energiepolitik, Erzeugungsstruktur und wirtschaftlicher Lage. Ein Beispiel ist Frankreich, wo bislang das sogenannte ARENH-System galt: Der staatliche Energieversorger EDF musste Strom aus dem historischen Kernkraftpark zu einem festen Preis von 42 Euro/MWh an Wettbewerber abgeben. Dieses System läuft Ende 2025 aus und wird durch ein neues Modell ersetzt, das auf mittel- und langfristigen Verträgen sowie einer wirtschaftlichen Regulierung der Atomstrompreise basiert.

2.2 Strompreise im europäischen Vergleich

Die vorliegende Analyse stützt sich vor allem auf Daten des Statistischen Amtes der Europäischen Union (Eurostat). Die Erhebung und Übermittlung von Daten zu Strom- und Gaspreisen durch die Mitgliedstaaten via Eurostat erfolgt gemäß der EU-Verordnung 2016/1952 verpflichtend. Ziel der Verordnung ist die Bereitstellung harmonisierter, zuverlässiger und vergleichbarer Preisstatistiken für Haushalts- und Nicht-Haushaltskunden, um die Energiepolitik der EU zu unterstützen und die Markttransparenz zu erhöhen. Die Datenerhebung basiert auf statistischen Erhebungen, administrativen Quellen oder Schätzverfahren und folgt einem einheitlichen Rahmen. Um die Vergleichbarkeit zwischen den Ländern sicherzustellen, erfolgt die Berichterstattung zudem nach standardisierten Verbrauchskategorien (Verbrauchsbändern) und einheitlichen Definitionen von Preisbestandteilen wie Energie und Beschaffung, Netzkosten, Steuern und Abgaben.

Obwohl die Eurostat-Berichterstattung eine zentrale Datenbasis hinsichtlich transparenterer Preisstatistiken und -vergleiche darstellt, verbleiben Herausforderungen beim Vergleich von Europas Strompreisen, wie in Abschnitt 2.1 angedeutet, hinsichtlich unterschiedlichen Kostenstrukturen, regulatorischen Differenzierungen sowie Schwankungen der Währungskurse (z.B. hinsichtlich Bulgarien und Polen). Innerhalb der in dieser Studie dargestellten Lastfälle können die Preise zusätzlich erheblich variieren – abhängig von der tatsächlich zutreffenden Entlastung einzelner Komponenten. Die hier dargestellten Preise bieten daher eine Orientierung, können jedoch in einzelnen Fällen von den tatsächlichen Belastungen für die Industrie abweichen.

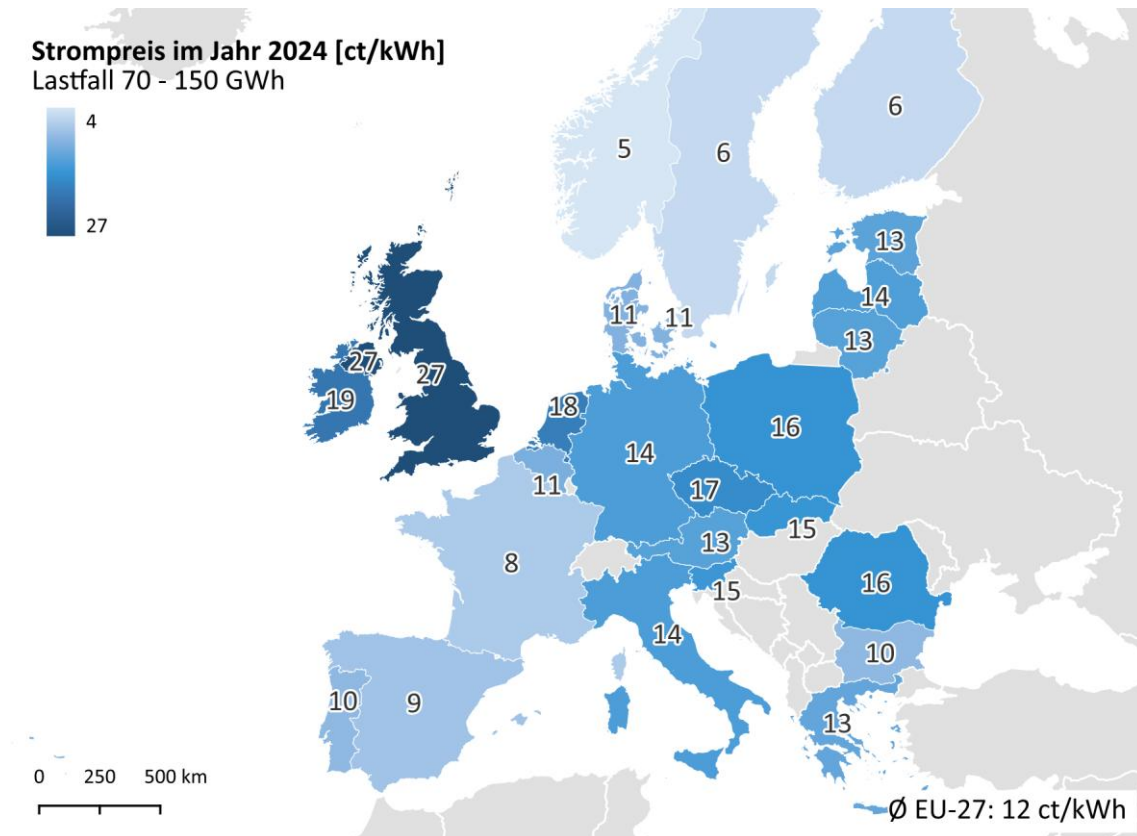
2.2.1 Europa im Jahr 2024

Abbildung 2 zeigt die durchschnittlichen Strompreise für industrielle Großverbraucher in Europa im Jahr 2024 für den Abnahmefall 70–150 GWh, dazu gehören zum Beispiel große energieintensive Unternehmen aus der Stahl-, Papier- oder Chemieindustrie. Die Daten berücksichtigen keine Mehrwertsteuer und erstattbare Steuern.

Im europäischen Vergleich lassen sich regionale Muster erkennen. Für den Lastfall 70–150 GWh lag der EU-27 Durchschnitt im Jahr 2024 bei etwa 12 ct/kWh. Insbesondere skandinavische Länder (Norwegen, Schweden, Finnland) weisen hierbei die niedrigsten Strompreise auf. Diese Länder profitieren von einem hohen Anteil erneuerbarer Energien, insbesondere Wasserkraft, sowie vergleichsweise geringen Abgaben und Umlagen. Beispielsweise liegt der Preis in Schweden und Finnland im Lastfall 70–150 GWh bei 6 ct/kWh, in Norwegen bei nur 5 ct/kWh.

Abbildung 2

Strompreise des Abnahmefalls 70–150 GWh in Europa im Jahr 2024



Quelle: Eurostat (2025b), GOV.UK (2025a).

Großbritannien verzeichnete 2024 mit etwa 27 ct/kWh die höchsten Strompreise für die energieintensive Industrie, gefolgt von Irland (19 ct/kWh). Beide Länder weisen einen hohen Gasanteil in ihrem Erzeugungsmix aus und sind aufgrund der Insellage nur begrenzt mit dem kontinentaleuropäischen Stromnetz verbunden. Die geringe Interkonnektivität reduziert die Importmöglichkeiten und verstärkt die Abhängigkeit vom eigenen, gasdominierten Erzeugungsmix. Diese strukturellen Faktoren führen zu höheren Strompreisen im Vergleich zu Ländern auf dem europäischen Festland.

Strompreise

In den Niederlanden, in Polen, Tschechien, Ungarn, Slowenien, der Slowakei und Rumänien traten 2024 ebenfalls Strompreise in einer Größenordnung von etwa 15 bis 18 ct/kWh auf. Große Industrienationen wie Deutschland, Italien, Frankreich und Spanien weisen insgesamt relativ unterschiedliche Industriestrompreisniveaus auf. Deutschland lag mit etwa 14 ct/kWh im Jahr 2024 leicht über dem EU-27 Durchschnitt. Ähnliche Preisbereiche von 13 bis 14 ct/kWh fanden sich 2024 für den Lastfall 70–150 GWh in Italien sowie den baltischen Staaten. Preise unterhalb des EU-Durchschnitts von 8 bis 10 ct/kWh traten 2024 in Frankreich, Spanien, Portugal sowie Bulgarien auf. Im Vergleich zu Deutschland fielen in diesen Ländern deutlich geringere staatliche Abgaben an. In Frankreich, Spanien und Portugal liegen zudem Kosten für Energiebeschaffung und Vertrieb unter dem deutschen Durchschnitt. Die drei Länder zeigen deutlich geringere Anteile fossiler Energieträger im Erzeugungsmix.

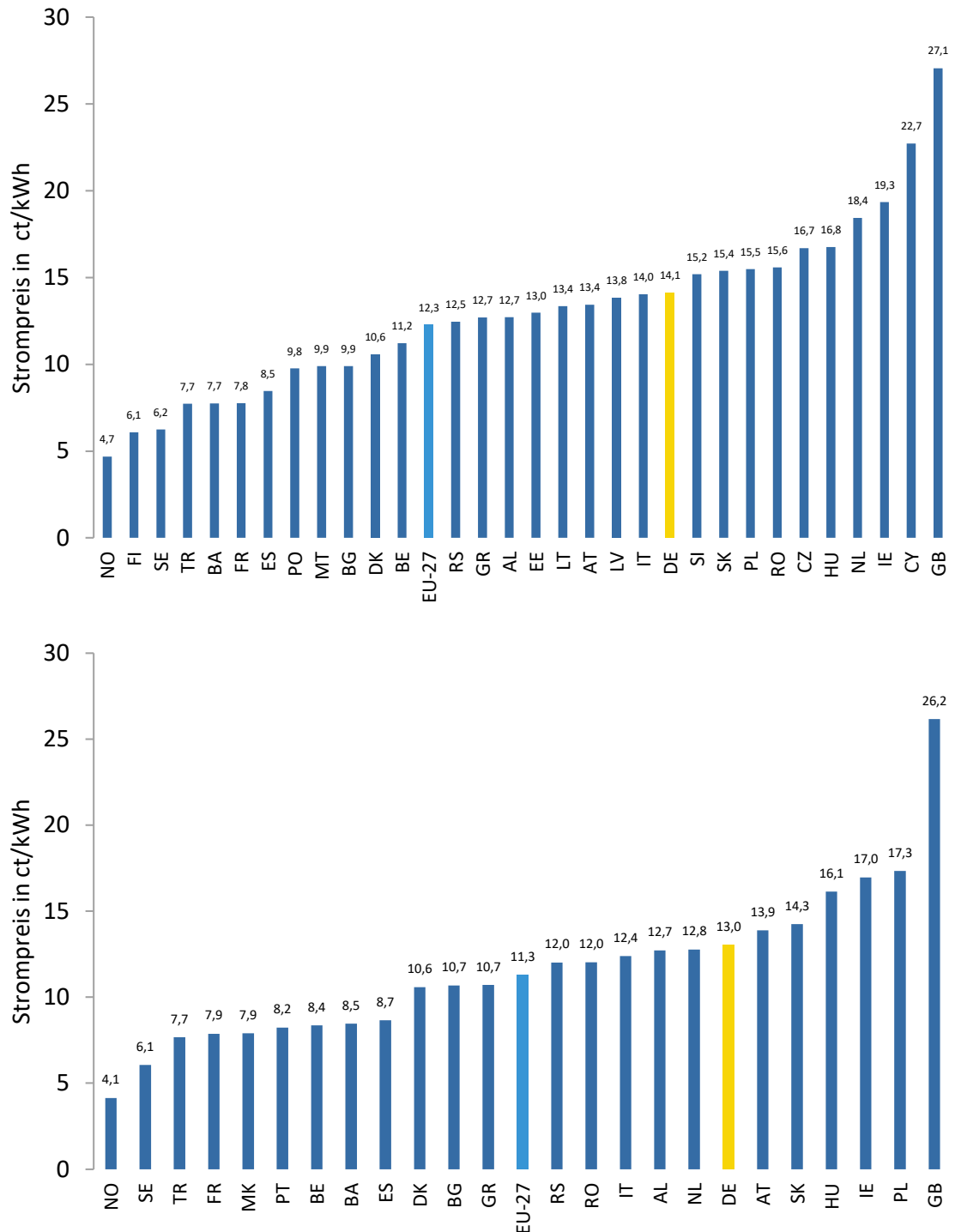
Abbildung 3 stellt den zuvor diskutierten Strompreisen im Lastfall 70–150 GWh zusätzlich Strompreise im Lastfall > 150 GWh gegenüber. Dieser Lastfall tritt nicht in allen betrachteten Ländern auf bzw. wird nicht von allen Ländern an Eurostat gemeldet. In den meisten Ländern, in denen Lastfälle > 150 GWh auftreten bzw. berichtet werden, sind die Strompreise im höheren Verbrauchsband niedriger, was auf gezielte Entlastungen der Großindustrie hindeutet. Hierbei sinkt der EU-Durchschnitt von 13 ct/kWh auf etwa 11 ct/kWh. Lediglich in zwei Ländern (Türkei, Dänemark) sind die Preise der Eurostat-Berichterstattung gleich, während sie in Polen, Österreich, Bulgarien, Spanien, Bosnien und Herzegowina sowie Frankreich höher sind.

Deutschland liegt auch im höheren Abnahmefall mit etwa 13 ct/kWh erneut über dem EU-27 Durchschnitt. Ebenfalls wird deutlich, dass Industrieentlastungen für den höheren Lastfall in den Ländern unterschiedlich stark implementiert sind, wodurch sich die Preishierarchie teilweise ändert. So schneidet Deutschland im höheren Lastfall beispielsweise besser ab als Österreich, das im geringeren Band günstiger war. Auffällig ist auch, dass Polen, das im Abnahmefall 70–150 GWh noch im Mittelfeld lag, im höheren Lastfall nach Großbritannien das zweit teuerste Land darstellt. Gleichzeitig sinken die Preise in einigen Ländern deutlich: In den Niederlanden um etwa 5 ct/kWh und damit in etwa auf das deutsche Niveau. Währenddessen halten Länder wie Norwegen und Schweden ihre Spitzenpositionen durch ihr allgemein niedriges Strompreisniveau (4–6 ct/kWh).

Strompreise

Abbildung 3

Strompreise der oberen zwei Abnahmefälle 70–150 GWh (oben) und > 150 GWh (unten) in Europa im Jahr 2024



Quelle: Eurostat (2025b), GOV.UK(2025a).

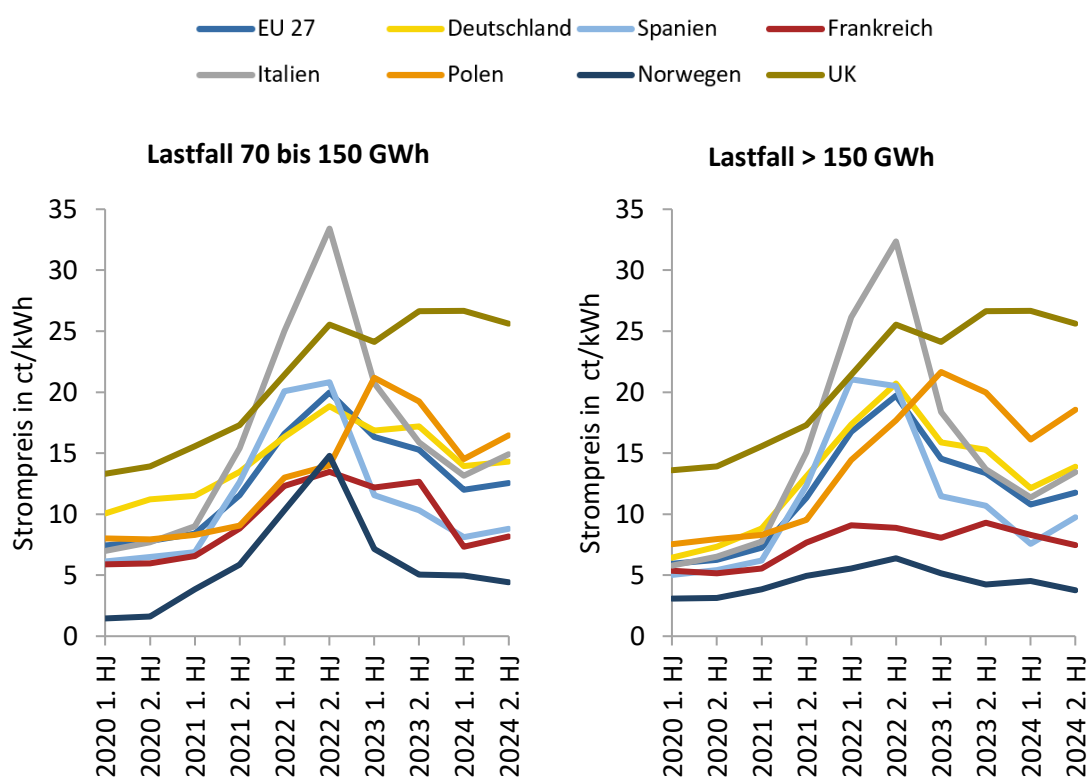
Strompreise

2.2.2 Historische Entwicklung der Strompreise

Abbildung 4 zeigt die Entwicklung der Strompreise für ausgewählte europäische Länder im Zeitraum von 2020 bis 2024, jeweils für die zwei industriellen Verbrauchsgruppen 70–150 GWh und > 150 GWh. Die Preise sind in Realpreisen dargestellt.

Abbildung 4

Strompreise der oberen zwei Abnahmefälle 70–150 GWh (links) und > 150 GWh (rechts) in Europa von 2020 bis 2024



Quelle: Eurostat (2025b), GOV.UK (2025a).

In beiden Lastfällen zeigt sich ein markanter Preisanstieg im Jahr 2022 aufgrund der Energiekrise. Die Preisunterschiede zwischen den Ländern bleiben in den meisten Fällen bestehen. Zwar sind alle betrachteten Länder von dieser Entwicklung betroffen, doch stechen insbesondere Italien, das den stärksten Anstieg verzeichnet, sowie Großbritannien, das sein ohnehin hohes Ausgangsniveau weiter ausbaut, deutlich hervor. In beiden Fällen liegen die Preise klar über dem EU-27-Durchschnitt. Ein wesentlicher Faktor hierfür ist der hohe Erdgasanteil im jeweiligen Stromerzeugungsmix, der die Preisentwicklung stark beeinflusst hat, insbesondere im Krisenjahr 2022.

Strompreise

In Polen zeigt sich im Vergleich zu den anderen Ländern ein verzögerter Preisanstieg im Jahr 2023, da Subventionen den Preisanstieg zunächst abfederten. Norwegen weist insbesondere in Relation zum Grundniveau der Vorjahre einen vergleichsweise hohen Preisanstieg im Lastfall 70–150 GWh auf, wobei Preise über das Niveau von Frankreich und Polen steigen. Grund für den hohen Preisanstieg könnte eine Kombination von meteorologisch bedingten Dunkelflauten in Mitteleuropa, einem erhöhten Stromexport über transnationale Netzinfrastrukturen sowie der strukturellen Preisweitergabe im europäischen Strommarkt gewesen sein.

Für den Lastfall > 150 GWh zeigt sich insgesamt ein ähnliches Muster, jedoch sind die Preise insgesamt etwas niedriger, was auf Entlastungsmaßnahmen für Großverbraucher schließen lässt. Insbesondere in Frankreich und Norwegen zeigt sich im Vergleich zum geringeren Lastfall eine deutlich geglättete Preisentwicklung. Dies lässt auf staatliche Eingriffe und Preisregulierungen schließen. Im Falle von Frankreich ist hierbei auf das ARENH-System zu verweisen, das bis Ende 2025 einen festen Bezugspreis für Strom aus dem staatlichen Kernkraftpark vorsieht, was sich indirekt auch auf energieintensive Verbraucher auswirkt.[1][4] Zudem beschloss die französische Regierung eine Beihilfe über direkte Zuschüsse im Jahr 2022 für energieintensive Unternehmen sowie eine erhebliche Reduktion der Stromverbrauchssteuer. In Norwegen wurden zur Entlastung unter anderem der energieintensiven Industrie die Netzentgelte auf null reduziert.[2]

Abbildung 4 zeigt zudem in den meisten der betrachteten Länder eine erhebliche Preiserholung nach der Krise, wobei das jeweilige Vorkrisenniveau nicht erreicht wird. Auffällig ist hingegen die Preisentwicklung nach der Krise in Großbritannien. Hier bleiben die Preise auf hohem Niveau und übertreffen nach einer geringfügigen Erholung im Jahr 2024 sogar das Krisenniveau selbst. Großbritannien hat einen hohen Gasanteil im Erzeugungsmix (etwa 49 Prozent im Jahr 2024 [5]), teure Gaskraftwerke sind daher oft preissetzend. Als weitere Ursachen werden hohe CO₂-Preise, Netz- und Systemkosten sowie begrenzte Entlastungsoptionen für energieintensive Industrien angeführt. In der zweiten Hälfte des Jahres 2024 kam es zudem in vielen Ländern zu erneuten Preisanstiegen.

2.2.3 Preisvolatilität am Day-Ahead Markt

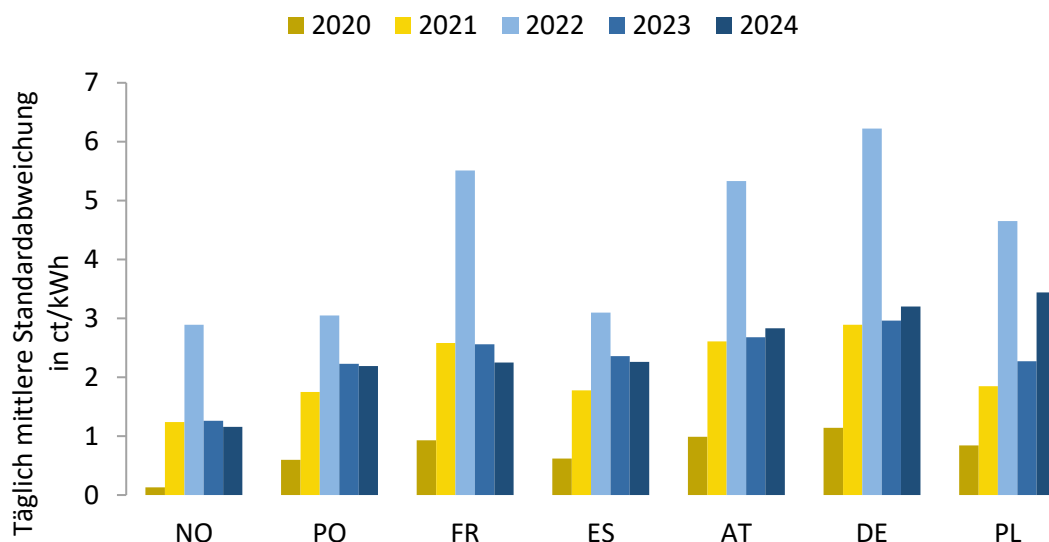
Im Kontext von Strompreisentwicklungen für energieintensive Industrien wird zunehmend auch die steigenden Preisvolatilitäten in der Energiebeschaffung durch den Ausbau erneuerbarer Energien diskutiert. Je nach Beschaffungskonzept wirken sich diese Volatilitäten unterschiedlich aus: Während bei spotmarktorientierten Modellen die Preisvolatilität direkt in die Kostenstruktur einfließt oder indirekt dynamische Strompreiskomponenten auch zur Preisoptimierung genutzt werden können, bieten Terminmärkte und feste Lieferverträge eine gewisse Absicherung gegenüber kurzfristigen Preisschwankungen. Allerdings können diese langfristigen Verträge bei stark veränderten Marktbedingungen zu höheren Durchschnittskosten führen, da sie weniger flexibel auf sinkende Preise reagieren und Risikopuffer enthalten können.

Strompreise

Ein Indikator für Preisvolatilitäten ist die täglich mittlere Standardabweichung. Diese wird durch den jährlichen Mittelwert der Standardabweichungen des Strompreises je Tag berechnet und reflektiert die durchschnittliche tägliche Preisvolatilität eines Jahres. Abbildung 5 zeigt die tägliche mittlere Standardabweichung ausgewählter EU-Länder von 2020 bis 2024. Im Vergleich zu 2020 zeigt sich ein starker Volatilitätsanstieg in allen betrachteten Ländern. Neben einem gesteigerten absoluten Preisniveau führte die Energiekrise ebenfalls zu einer stark erhöhten Preisvolatilität im Jahr 2022 mit anschließender Stabilisierung in den Folgejahren. Auch nach der Krise bleibt die Preisvolatilität in den Ländern hoch. In Österreich, Deutschland und insbesondere Polen kommt es 2024 zu einer erneuten Volatilitätszunahme. Insgesamt sind Länder mit hohen täglichen mittleren Standardabweichungen eher geprägt von volatilen erneuerbaren Energien, wie z.B. Deutschland, während Norwegen mit sehr viel Wasserkraft die geringste Volatilität aufweist.

Abbildung 5

Day-Ahead Preisvolatilität im Jahr 2024



Quelle: EPEX SPOT (2025).

Rekord Negativpreise in Deutschland im Jahr 2025

Starke Preisvolatilitäten bis hin zu Negativpreisen prägen die Preisentwicklung auf den deutschen Spotmärkten. 2024 wurden in Deutschland 459 Stunden mit Negativpreisen auf dem Day-Ahead Markt verzeichnet. Für das Jahr 2025 waren es bereits 523 Stunden mit Negativpreisen zum Stichtag 01.10.2025. Negativpreise entstehen, wenn ein hohes Stromangebot auf eine geringe Nachfrage stößt, und sind Indikatoren für ein inflexibles Stromsystem.

Insbesondere die untertägigen Spitzen in der PV-Erzeugung von Altanlagen, die aufgrund ihrer Förderregelungen nicht auf entsprechende Signale reagieren, wirken im deutschen Strommix als Treiber für Negativpreise. Auch in vielen anderen europäischen Ländern treten zunehmend Negativpreise auf.

2.3 Strompreise im internationalen Vergleich

Die Einordnung der Strompreise der Industrie in Deutschland und der EU im internationalen Vergleich ist essenziell, um deren Wettbewerbsfähigkeit zu bewerten und Standortentscheidungen nachzuvollziehen. Angesichts global stark divergierender Energiepreisniveaus liefert ein solcher Vergleich wichtige Hinweise auf potenzielle Standortnachteile und notwendige politische Gegenmaßnahmen.

Die im Kontext des europäischen Strompreisvergleichs diskutierte erschwerte Vergleichbarkeit zwischen den Ländern ist im internationalen Referenzrahmen noch stärker ausgeprägt. Hierbei unterscheiden sich sowohl die Berichtsformate und statistischen Erhebungsmethoden als auch die Zusammensetzung und Transparenz hinsichtlich der Strompreisbestandteile. Auch hinsichtlich der Abgrenzungen von Lastfällen bestehen global gesehen große Unterschiede bezüglich der Referenzeinheit (z.B. Energieverbrauch, Spannungsebene, Anschlussleistung). Dabei variiert die Berichterstattung über den Gesamtindustriesektor (z.B. USA, Kanada) bis hin zu differenzierteren Lastfällen.

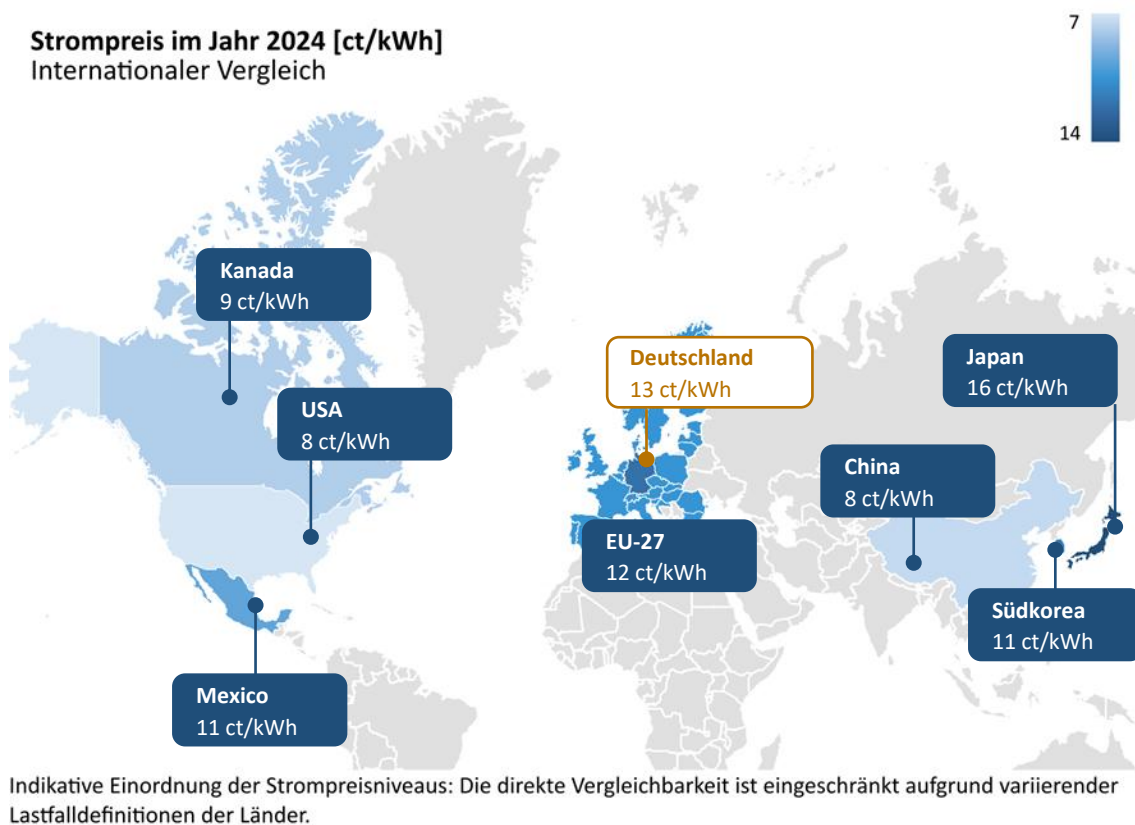
Die Diversität der verfügbaren Datenquellen lässt daher die direkte Vergleichbarkeit zwischen Ländern nur eingeschränkt zu. Die vorliegende Studie gibt daher keine absolute Preisbewertung, sondern stellt eine indikative Einordnung der Strompreisniveaus im internationalen Kontext bereit.

Abbildung 6 zeigt Strompreise im internationalen Vergleich für das Jahr 2024. Für Deutschland und EU-27 wurden die oberen zwei Lastfälle der Eurostat-Berichterstattung gemittelt. Diese inkludieren die Lastfälle 70–150 GWh sowie > 150 GWh.

Im internationalen Vergleich weisen Deutschland und die EU-27 ein überdurchschnittlich hohes Strompreisniveau für industrielle Verbraucher auf. Für eine bessere Vergleichbarkeit der Eurostat-Daten mit der variierenden Lastfallabgrenzung der Nicht-EU Länder sind EU-27 und Deutschland in Abbildung 7 differenziert für die Gesamtindustrie sowie für die oberen zwei Lastfälle der Eurostat-Berichterstattung in den Jahren 2023 und 2024 dargestellt. Dies hebt die Preisdiskrepanz im Vergleich zu den USA, China und Kanada weiter hervor, wo mit etwa 8 bis 9 ct/kWh die niedrigsten Strompreise im Jahr 2024 verzeichnet wurden. Im Vergleich zeigen die Gesamtindustrie in Deutschland und EU-27 mit 18 bzw. 20 ct/kWh ein mehr als doppelt so hohes Strompreisniveau. Strompreise in Mexiko und Südkorea lagen mit 11 bis 13 ct/kWh dazwischen.

Abbildung 6

Strompreise im internationalen Vergleich im Jahr 2024



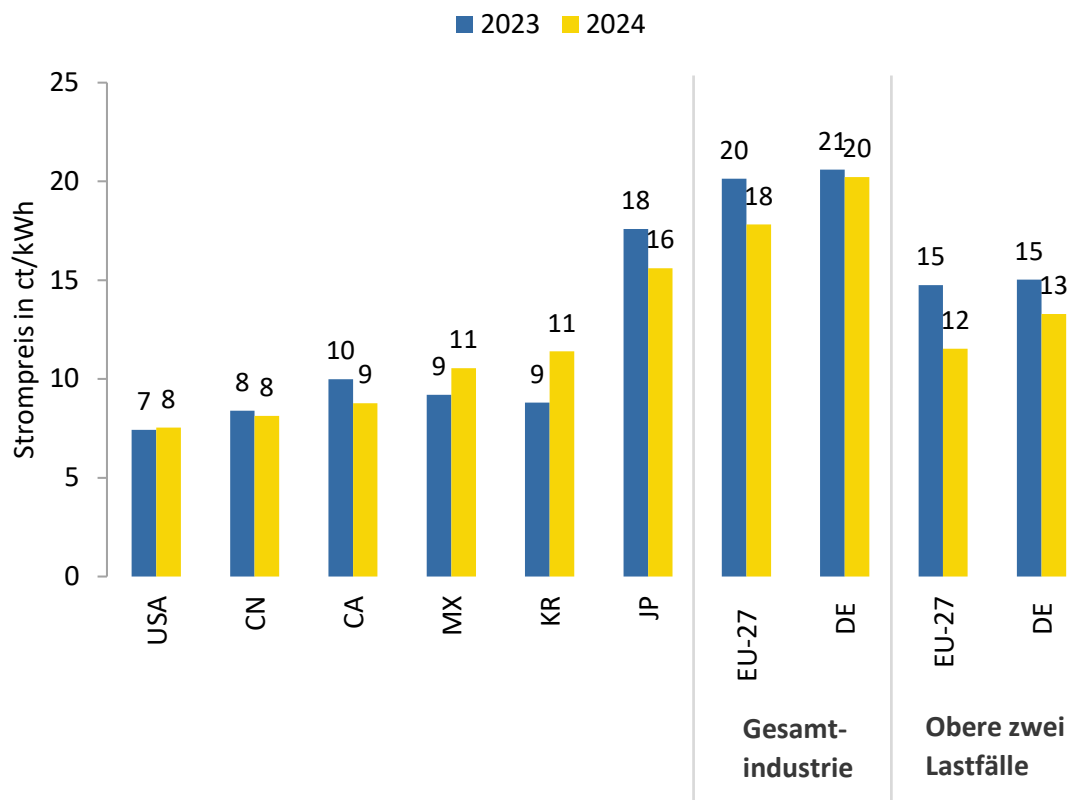
Quelle: Eurostat (2025b), EIA (2025a), Intratec (2025), China Briefing (2025); Kanada, Japan, Südkorea: GOV.UK(2025b)

Im Vergleich zum Jahr 2023 zeigt sich in Japan ein ähnliches Bild wie in der EU mit sinkenden Preisen im Jahr 2024. In Mexiko stiegen Strompreise für energieintensive Unternehmen im Vergleich zum Vorjahr um etwa 2 ct/kWh. Besonders starke Preisanstiege von etwa 4 ct/kWh waren 2024 in Südkorea zu verzeichnen. Industriestromtarife wurden mehrfach angehoben und übersteigen derzeit sogar Strompreise für Privatkunden. Hintergrund sind laut dem südkoreanischen Stromversorger KEPCO umfangreiche Investitionsbedarfe in den Netzausbau und die Modernisierung der Infrastruktur sowie die Bewältigung finanzieller Belastungen durch hohe Verluste seit 2021.[6]

Strompreise in den USA, China und Kanada veränderten sich im Vergleich zum Vorjahr hingegen nur geringfügig. Während USA, China und Kanada über erhebliche Rohstoffvorkommen verfügen, ist Europa stark von importierten Rohstoffen abhängig. Dies betrifft besonders Metalle und fossile Energieträger und damit essenzielle Rohstoffe für den Betrieb des Stromsystems. Geopolitische Spannungen und Handelskonflikte wirken sich daher oft stärker auf europäische Preise für die Energiebeschaffung aus.

Abbildung 7

Strompreise im internationalen Vergleich in den Jahren 2023 und 2024



Quelle: Eurostat (2025b), EIA (2025a), Intratec (2025), China Briefing (2025); Kanada, Japan, Südkorea: GOV.UK(2025b)

2.3.1 Fokus: USA

Im Jahr 2024 lag der durchschnittliche Industriestrompreis in den Vereinigten Staaten bei etwa 8 ct/kWh und damit deutlich unter dem deutschen und dem EU-27-Durchschnitt der Gesamtindustrie von etwa 20 bzw. 18 ct/kWh. Dieses geringere Preisniveau ist unter anderem auf die hohe Verfügbarkeit konventioneller Energieträger in vielen US-Bundesstaaten zurückzuführen. Subventionsprogramme wie der Inflation Reduction Act (IRA) in den USA vergrößern die Strompreisdifferenz zwischen Europa und den Vereinigten Staaten weiter. Durch umfangreiche Fördermaßnahmen für grüne Technologien und günstige Energiepreise für Industrieunternehmen entsteht dadurch zusätzlicher Wettbewerbsdruck auf europäische Strommärkte.

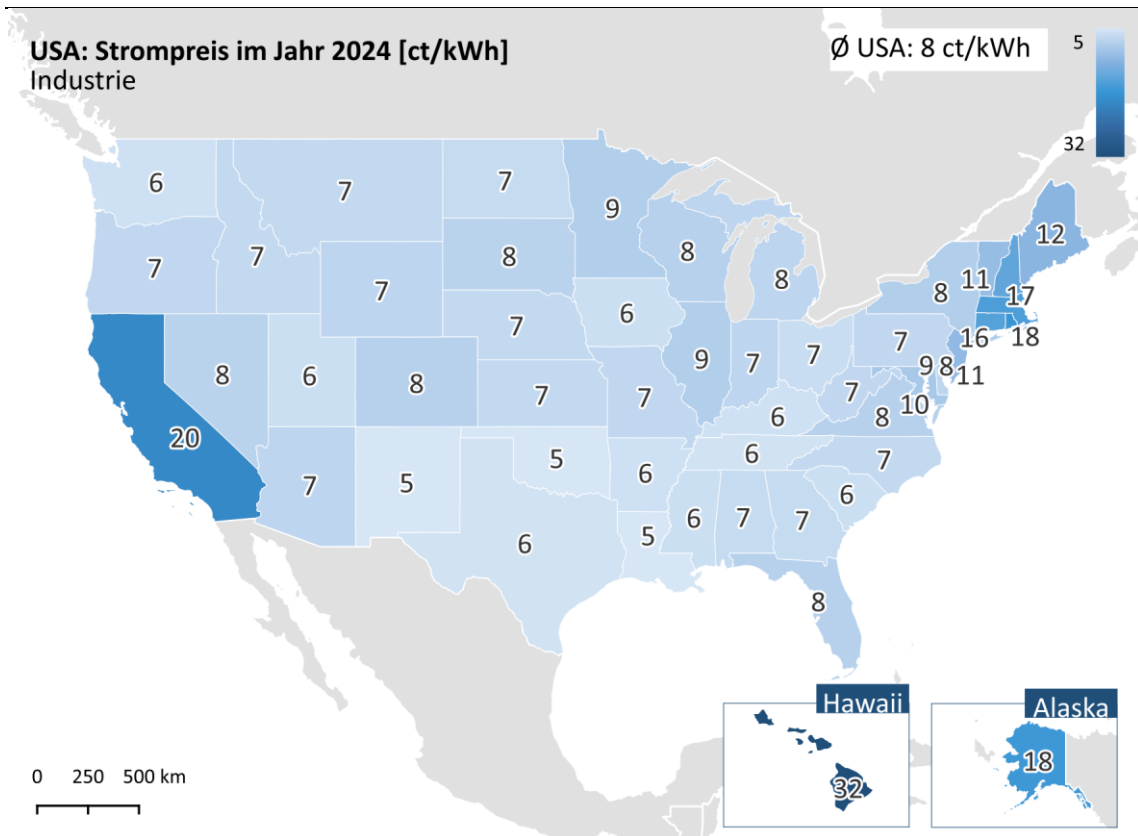
Innerhalb der USA zeigen sich erhebliche regionale Unterschiede: Während einige Staaten von günstigen Strompreisen profitieren, liegen andere teilweise sogar deutlich über dem EU-Durchschnitt. Besonders hohe Strompreise verzeichnen Bundesstaaten wie Hawaii (32

Strompreise

ct/kWh), Kalifornien (20 ct/kWh) und Alaska (18 ct/kWh). Auch an der nordöstlichen Ostküste, insbesondere im Gebiet der Übertragungsorganisation ISO New England (ISO-NE), treten überdurchschnittlich hohe Preise auf, etwa in Rhode Island (18 ct/kWh), Massachusetts (17 ct/kWh), Connecticut (16 ct/kWh) und New Hampshire (15 ct/kWh).

Abbildung 8

Strompreise in den US-Bundesstaaten im Jahr 2024



Quelle: EIA (2025b).

Die Ursachen für die hohen Preisdifferenzen sind vielfältig und regional unterschiedlich. In Kalifornien sind sie vor allem auf die unterdimensionierte und veraltete Netzinfrastruktur zurückzuführen. Die Ertüchtigung des Netzes sowie die Verlegung von Erdkabeln verursachen hohe Investitionen, die über die Netzentgelte auf die Strompreise umgelegt werden. In der Region ISO-NE, zu der unter anderem Rhode Island gehört, wirken mehrere Faktoren zusammen: Die Insolvenz und Übernahme des Versorgers Public Service of New Hampshire führte zu Tarifierhöhungen zur Kostendeckung. Hinzu kommen eine hohe Abhängigkeit von Erdgas und Importen aus Kanada sowie ein erheblicher Netzausbaubedarf. Diese strukturellen Herausforderungen treiben die Preise in den betroffenen Bundesstaaten deutlich über den nationalen Durchschnitt.

Rechenzentren als Stromkostentreiber in US-Bundesstaaten?

Im Jahr 2025 haben Rechenzentren, insbesondere für KI-Anwendungen, den Stromverbrauch in den USA massiv erhöht. Energieversorger reagierten mit Preisanträgen bei den Regulierungsbehörden für deutliche Preiserhöhungen, was sich zunehmend auch auf die industriellen Strompreise auswirkt. Der 24/7-Betrieb, der Einsatz stromintensiver Hochleistungsprozessoren und energieaufwendige Kühlung belasten die Netzinfrastruktur erheblich. Besonders betroffen sind Regionen mit hoher Rechenzentrumsdichte wie Virginia, Texas, Ohio und Illinois, wo sich die Nachfrage stark konzentriert. Weil die Stromnachfrage schneller wächst als das Angebot, rechnet PJM (der größte Stromnetzbetreiber der USA) im Sommer 2025 mit deutlich höheren Preisen. Besonders betroffen sind die von PJM versorgten Bundesstaaten, die weltweit die höchste Dichte an KI-Rechenzentren aufweisen.[7]

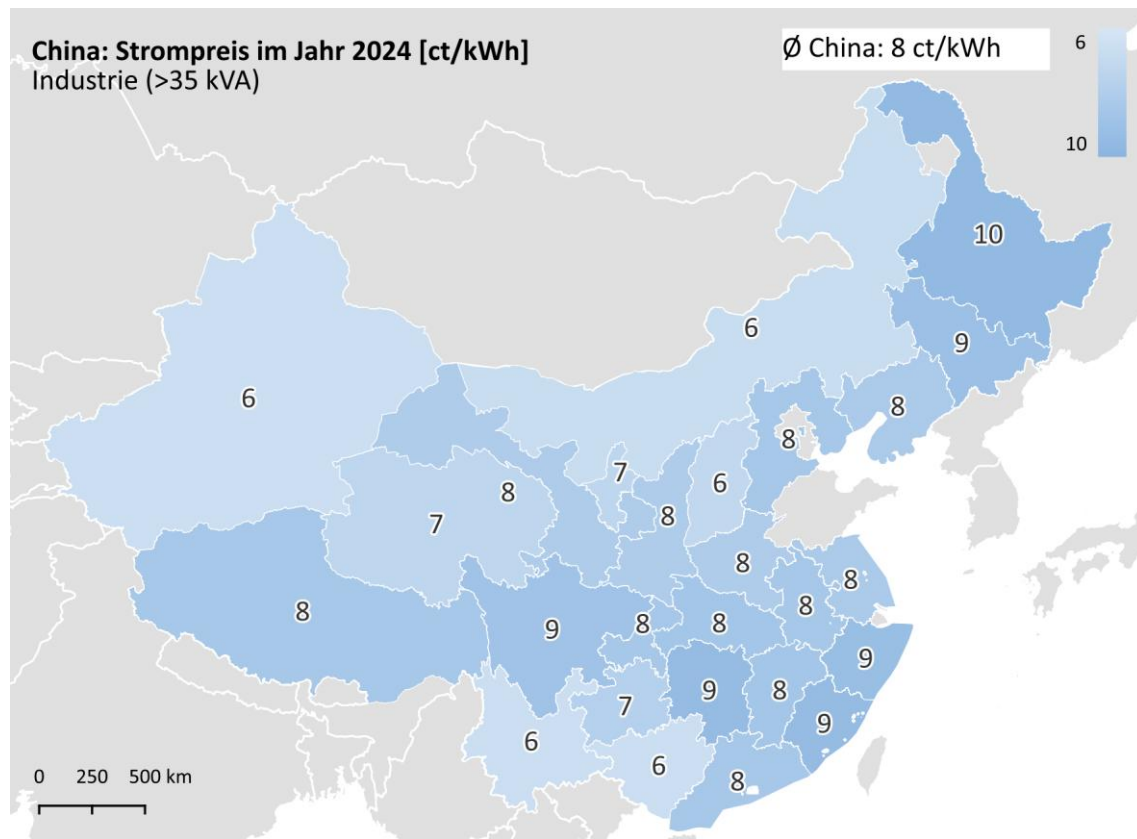
2.3.2 Fokus: China

Im Jahr 2024 lag der durchschnittliche Industriestrompreis in China bei rund 8 ct/kWh und damit ebenfalls deutlich unter dem EU-27-Durchschnitt. Im Gegensatz zu den USA zeigt sich in China eine deutlich homogenere Preisverteilung über die Provinzen hinweg. Die höchsten Preise finden sich an der Ostküste, insgesamt sind die regionalen Unterschiede jedoch vergleichsweise gering.

Das niedrige und stabile Preisniveau in China ist vor allem auf die hohe Verfügbarkeit konventioneller Energieträger, insbesondere Kohle, sowie auf geringe CO₂-Preise zurückzuführen. Außerdem war der chinesische Strommarkt lange Zeit stark reguliert, was bis heute in der Struktur und Preisbildung des chinesischen Strommarkts erkennbar ist: es zeigen sich noch Nachwirkungen in Form begrenzter Preisdynamik und regionaler Preisangleichung. Mit einer zunehmenden Liberalisierung und dem Ausbau erneuerbarer Energien könnte sich künftig eine stärkere regionale Diversifizierung der Strompreise entwickeln.

Abbildung 9

Strompreise in Chinas Provinzen im Jahr 2024



Quelle: CEIC (2025a).

Wird Chinas Strommarkt liberal?

Chinas Strommarkt war jahrzehntelang stark reguliert und geprägt durch feste Einspeisetarife, garantierte Abnahmen und staatlich kontrollierte Preise. Erste Liberalisierungsschritte begannen 2002 mit der Trennung von Erzeugung und Netzbetrieb, um Wettbewerb in der Stromerzeugung zu fördern. 2015 vertiefte das Reformpapier Nr. 9 die Marktöffnung durch Stromhandelsplattformen und die Liberalisierung des Stromvertriebs. Mit dem Reformdokument Nr. 136 (Februar 2025) könnte ein tiefgreifender Wandel beginnen: Ab Juni 2025 müssen neue Wind- und Solarprojekte ihren Strom marktbasiert verkaufen, bestehende Anlagen folgen schrittweise. Die Reform führt Spotmärkte, Contracts-for-Difference-Auktionen und Preisbildungsmechanismen ein – mit dem Ziel, Wettbewerb zu fördern, Subventionen zu senken und die Integration erneuerbarer Energien zu verbessern.[8][9][10]

2.4 Ausblick Strom

Während die historische Entwicklung der Strompreise wichtige Einblicke in vergangene Kostenstrukturen und Marktmechanismen liefert, rückt für die Industrie zunehmend die Frage in den Vordergrund, wie sich Strompreise in Zukunft entwickeln werden. Die fortlaufende Transformation der Energiesysteme ist geprägt durch den Ausbau erneuerbarer Energien, die Elektrifizierung industrieller Prozesse und die Einführung von CO₂-Bepreisung. Das verändert die Rahmenbedingungen grundlegend. Unternehmen müssen langfristige Preisentwicklungen antizipieren, um Investitionen strategisch auszurichten und ihre Wettbewerbsfähigkeit im internationalen Kontext zu sichern.

Eine Vorhersage zukünftiger Strompreise ist jedoch mit erheblichen Unsicherheiten verbunden. Volatile Brennstoffpreise und politische Eingriffe erschweren belastbare Vorhersagen. Gleichzeitig entstehen neue Preisbildungsmechanismen, etwa durch Netzentgeltformen, die Strompreisentwicklungen ebenso beeinflussen. Gerade weil die zukünftige Entwicklung der Strompreise durch vielfältige Einflussfaktoren nur eingeschränkt prognostizierbar ist, kommt systematisch entwickelten Preisprognosen eine zentrale Rolle zu – sie schaffen Orientierung in einem zunehmend komplexen Marktumfeld und machen Unsicherheiten analytisch zugänglich.

2.4.1 Strompreisentwicklung in Europa bis 2050

Zur Betrachtung der Strompreisentwicklung in Europa bis 2050 werden Industriestrompreise für die Referenzjahre 2030, 2035, 2040, 2045 und 2050 für die Fokusländer Deutschland, Frankreich, Italien, Spanien, Polen, Großbritannien und Norwegen prognostiziert. Hierfür werden modellierte Großhandelspreise aus dem FfE Energiesystemmodell ISAAR verwendet.[11] Im Modell werden unter anderem der konventionelle Kraftwerkspark, die Energieerzeugung aus erneuerbaren Energien in Abhängigkeit der jeweiligen Erzeugungspotenziale sowie Verbrauchslasten der Endenergiesektoren für 28¹ europäische Länder abgedeckt. Die Verbrauchslasten werden vorab in den Endenergiesektormodellen der Sektoren Industrie, Haushalte, GHD (Gewerbe, Handel, Dienstleistungen) und Verkehr berechnet. Die in Abbildung 10 hinterlegten Preise sind Realwerte mit Basisjahr 2024.

Betrachtet werden zwei konsistente soziopolitische Szenarien, die politische und wirtschaftliche Entwicklungen auf europäischer Ebene bis 2050 integrieren. In einem konservativen Szenario (Trendszenario) werden aktuelle Trends berücksichtigt und dabei die tatsächliche Umsetzungsgeschwindigkeit, regulatorische Reibungsverluste und sektorale Zielkonflikte abgebildet. Das zweite Szenario (Ambitionsszenario) berücksichtigt aktuelle politische Zielzahlen und legt damit einen ambitionierteren Pfad der Energiewende zu Grunde. Konkret unterscheidet sich das Ambitionsszenario u.a. über höhere CO₂-Preise und Ausbaquoten erneuerbarer Energien vom Trendszenario.

¹ Modelliert wurden die EU-27 Länder ohne Malta und Zypern inklusive Norwegen, Schweiz und Großbritannien.

Strompreise

Aus diesen Szenarien werden die durchschnittlichen Großhandelspreise für jedes Referenzjahr und Fokusland ermittelt. Daraus ergibt sich nach Addition von Vertriebskosten und Marge sowie Stromnebenkosten der betrachteten Lastfälle der geschätzte Industriestrompreis. Die mittleren im Basisjahr 2024 angefallenen Stromnebenkosten der oberen beiden Lastfälle (70-150 GWh, >150 GWh) – exklusive erstattungsfähige Steuern, Umlagen und Abgaben – werden kombiniert über die halbjährlich und jährlichen veröffentlichten Eurostat-Daten für alle Länder bis auf Großbritannien ermittelt und fortgeschrieben. Die Komponente Vertriebskosten und Marge wurde in Anlehnung an eine Veröffentlichung der BNetzA auf 5 Prozent des Industriestrompreises gesetzt.[12]

Für Großbritannien werden seit dem Brexit keine Strompreise an Eurostat berichtet, jedoch veröffentlicht GOV.UK Industriestrompreise abzüglich erstattbarer Steuern, Umlagen und Abgaben. Für die Ermittlung der Stromnebenkosten wird vereinfachend der durchschnittliche Day-Ahead-Preis in Großbritannien der betrachteten Jahre zuzüglich der 5 Prozent Vertriebsmarge vom GOV.UK Industriestrompreis abgezogen.[13] Diese werden wie bei den Restländern zu den FfE-Großhandelspreisprognosen addiert.

Unberücksichtigt in der Auswertung bleiben Strompreisreduktionen wie die Strompreiskompensation. Hierbei handelt es sich wie in Abschnitt 2.1.2 beschrieben um eine nachträglich durchgeführte Erstattung der indirekten CO₂-Kosten des Strombezugs der energieintensiven Industrie. In Abhängigkeit der länderspezifischen CO₂-Emissionsfaktoren wird z.B. in Deutschland für das Jahr 2024 eine durchschnittliche Preissenkung um 4,5 ct/kWh geschätzt. Im Vergleich dazu werden in Frankreich aufgrund des niedrigeren nationalen Emissionsfaktors nur 2,8 ct/kWh kompensiert.²

In Abbildung 10 (oben) werden die prognostizierten Strompreise für Industriekunden im Trendszenario dargestellt. Darin ist zu erkennen, dass das Strompreisniveau in allen Ländern bis auf Polen bis zum Jahr 2030 teils deutlich sinkt. Dieser Rückgang wird im Wesentlichen auf sinkende Gaspreise und relativ konstante CO₂-Preise zurückgeführt. In Polen ist hingegen ein kontinuierlicher Anstieg der Strompreise bis 2050 zu verzeichnen, wobei der größte Preisanstieg zwischen den Referenzjahren 2030 und 2035 auftritt, was auf den CO₂-Kosteneffekt und den zu diesem Zeitpunkt noch stark kohlehaltigen Erzeugungsmix zurückzuführen ist. Norwegens Strompreise verzeichnen eine gegenläufige Entwicklung, in der die Preise bis 2040 stets sinken und auf einem durchgängig niedrigen Niveau verbleiben. Der Grund dafür lässt sich auf die Unabhängigkeit der Stromversorgung von fossilen Brennstoffen zurückführen, wobei günstige Wasserkraftwerke den Großteil der Energie bereitstellen.

Die Strompreise in Deutschland, Italien, Spanien und Frankreich steigen in beiden Szenarien bis 2050 kontinuierlich an, was vor allem durch den steigenden CO₂-Preis und den starken Anstieg der Stromnachfrage begründet ist. Auch wenn der Anteil der Stromerzeugung durch Gaskraftwerke bis ins Jahr 2050 nur noch knapp 10 % des deutschen Strombedarfs ausmacht, sind sie damit weiter oft preissetzend für den Strompreis.

² Eigene Berechnung auf Basis von [14] und [15].

Strompreise

Betrieben werden sie mit konventionellem Erdgas und zu zahlenden CO₂-Preisen, mit konventionellem Erdgas in Verbindung mit CO₂-Abscheidung, oder mit staatlich subventioniertem Wasserstoff bzw. synthetischem Erdgas.

In Großbritannien ist in den Zwischenjahren von 2030 zu 2035 kein CO₂-Preiseffekt zu sehen, aufgrund von einem deutlichen Zubau von Wind-Offshore Kapazitäten und damit rückläufiger Erzeugung von Gaskraftwerken. Ab 2040 übersteigt der wachsende Strombedarf des Landes die Ausbaupotenziale erneuerbarer Energien. Zwar werden weiterhin Wind-Onshore und Wind-Offshore Kapazitäten ausgebaut, jedoch werden zur Deckung des Strombedarfs zusätzliche Gaskraftwerkskapazitäten benötigt, wodurch die Strompreise ansteigen. Die Strompreiskurve Großbritanniens ist geprägt durch hohe Stromnebenkosten im Basisjahr und ein dadurch überdurchschnittliches Niveau über den gesamten Betrachtungszeitraum. Zu diesen Stromnebenkosten hat Ofgem, die Regulierungsbehörde für Strom und Gas in Großbritannien, analysiert, dass diese Unterschiede auf höhere Erstattungen von Netzentgelten sowie geringere Steuern und Umlagen in europäischen Nachbarstaaten zurückzuführen sind.[16] Vor Berücksichtigung der jeweiligen Ermäßigungen befinden sich demnach Deutschland, Frankreich und Großbritannien auf einem ähnlichen Preisniveau. Allerdings führen insbesondere großzügigere Netzentgeltreduzierungen, wie das Bandlastprivileg in Deutschland oder vergleichbare Mechanismen in den anderen Staaten zu einer deutlichen Verringerung der real zu zahlenden Preise.³

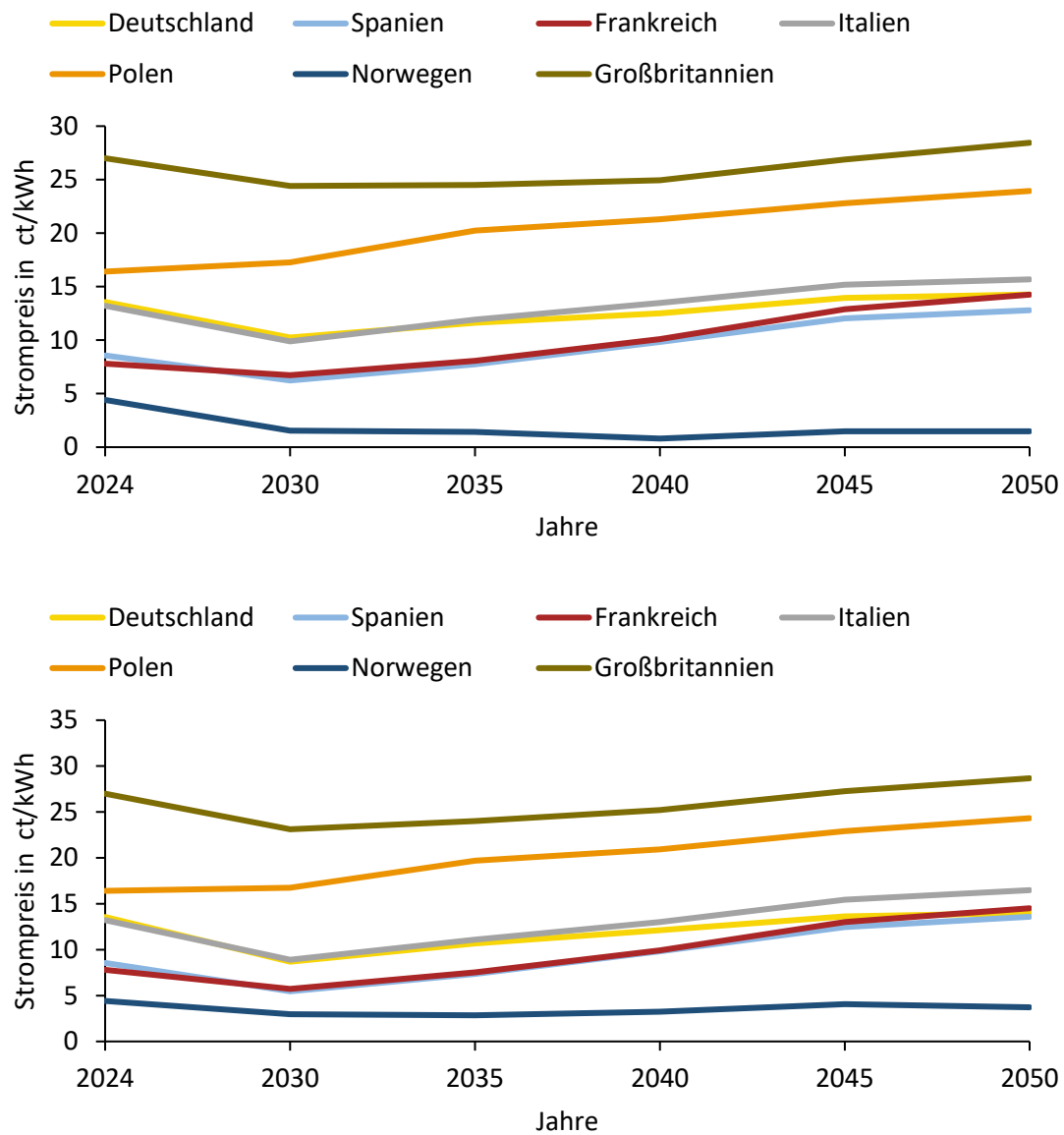
Die Strompreisprognose auf Basis des Ambitionsszenarios in Abbildung 10 unten weist eine ähnliche Entwicklung im Vergleich zum Trendszenario auf. Unterschiede bestehen im Wesentlichen in einem stärkeren CO₂-Preiseffekt ab 2030, was im Durchschnitt zu einer Preisdifferenz von 1 ct/kWh in allen Ländern mit fossiler Erzeugung führt. Ab 2040 gleichen sich die Preise zwischen den Szenarien erneut an und verbleiben auf einem vergleichbaren Niveau.

³ Die britische Regierung plant zur Stärkung der Wettbewerbsfähigkeit der heimischen Industrie im Jahr 2025 eine Reduktion der Netznutzungsentgelte für die energieintensiven Unternehmen. Aufgrund fehlender Daten wurde konnte diese Preisreduktion nicht berücksichtigt werden [17].

Strompreise

Abbildung 10

Projektion der Strompreise der Industrie im Trendszenario (oben) und im Ambitionsszenario (unten)



Quelle: Eigene Berechnung auf Basis von Eurostat (2025b), GOV.UK (2025a), SMARD(2025).

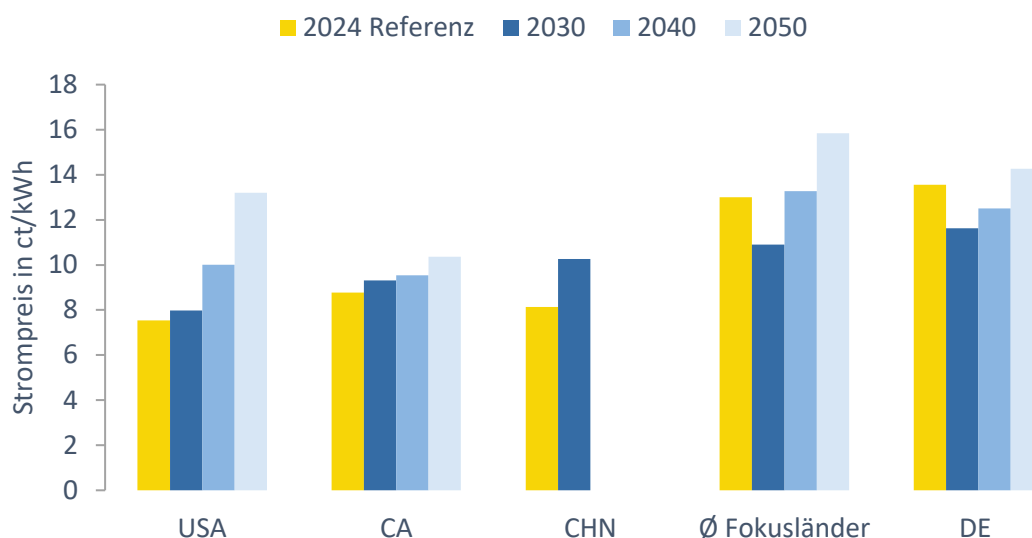
2.4.2 Welche Strompreise werden außerhalb Europas erwartet?

Industriestrompreisentwicklungen bis 2050 außerhalb Europas werden im Rahmen dieser Studie basierend auf länderspezifischen Prognosen für die USA, Kanada und China betrachtet. Abbildung 11 stellt Erwartungen der U.S. Energy Information Administration (EIA) hinsichtlich Entwicklungen in den USA, Prognosen des Canada Energy Regulator (CER) für kanadische Industriestrompreise, sowie Annahmen einer Studie über die Entwicklung in China gegenüber. Die Diversität der verwendeten Datenquellen lässt aufgrund verschiedener Studienannahmen die direkte Vergleichbarkeit zwischen Ländern nur eingeschränkt zu. Die vorliegende Studie gibt daher keine absolute Preisbewertung, sondern stellt eine indicative Einordnung erwarteter Strompreisentwicklungen im internationalen Kontext bereit.

Laut dem Annual Energy Outlook 2025 erwartet die EIA für Industriestrompreise in den USA einen deutlichen Anstieg bis 2050 im Referenzszenario. In diesem Szenario betrachtet die EIA die Entwicklung der Energiemärkte unter der Annahme unveränderter politischer Rahmenbedingungen und historischer Technologiepfade. Im Vergleich zum Niveau von 2024 zeichnet sich laut der Studie bis 2040 ein Anstieg von über 30 Prozent ab, der sich bis 2050 auf rund 75 Prozent erhöht. Damit nähern sich die durchschnittlichen Industriestrompreise in den USA zwar dem in Abschnitt 2.4.1 dargestellten deutschen Niveau an, bleiben jedoch trotz der deutlichen Steigerung weiterhin darunter – auch wenn der Vergleich aufgrund unterschiedlicher Verbrauchergruppen (Gesamtindustrie USA vs. deutsche Industrie in den oberen Lastfällen) die USA tendenziell ungünstiger erscheinen lässt.

Abbildung 11

Projektion der Strompreise im internationalen Vergleich



Quelle: EIA (2025c), CER (2023), Quie et al. (2024); Fokusländer, DE: Eigene Berechnung auf Basis von Eurostat (2025b), GOV.UK (2025a), SMARD(2025).

Strompreise

Begründet ist die Preisentwicklung laut EIA mit dem wachsenden Strombedarf infolge der Elektrifizierung und des Ausbaus von Rechenzentren, der hohe Investitionen in neue Erzeugungs-, Speicher- und Netzinfrastruktur erfordert.[18] Trotz sinkender Kosten für erneuerbare Energien führen diese Kapital- und Systemkosten langfristig zu leicht höheren Endkundenpreisen. Die EIA modelliert dies über ihr NEMS Electricity Market Module, das Erzeugungs-, Übertragungs- und Vertriebskosten zu sektoralen Endpreisen aggregiert.[19]

Deutlich moderatere Entwicklungstendenzen nimmt die kanadische Regulierungsbehörde Canada Energy Regulator (CER) in ihren für die Industriepreisentwicklung in Kanada an und geht in ihrem Bericht Canada Energy Future 2023 von einer Preissteigerung von etwa 18 Prozent bis 2050 aus (Szenario: Current Measures).

In China ist die öffentliche Datenlage zu Strompreisprognosen bislang begrenzt, sodass hier auf ein Szenario einer wissenschaftlichen Publikation zurückgegriffen wird. In dem Paper führen die Autoren eine Regressionsanalyse durch, um die zukünftige Entwicklung der Strompreise bis 2030 unter Einhaltung der nationalen Emissionsreduktionsziele abzuschätzen. Die Autoren erwarten, dass die Strompreise für die energieintensive Industrie voraussichtlich deutlich steigen werden, was vor allem auf Subventionsabbau, wirtschaftliches Wachstum und marktorientierte Reformen im Rahmen der Dekarbonisierungspolitik zurückgeführt wird.[20] Dies würde für das Jahr 2030 eine zunehmende Annäherung an das europäische Strompreisniveau bedeuten.

3 Gaspreise

Europas Wandel weg vom russischen Gas

Gaspreise sind ein wesentlicher Kostenfaktor für zahlreiche Industriebranchen, insbesondere in der Grundstoff- und Chemieindustrie. Je nach Anteil im Erzeugungsmix können Gaspreise auch Strompreise indirekt maßgeblich beeinflussen. Die Gaspreisentwicklung ist ein entscheidender Faktor für die internationale Wettbewerbsfähigkeit energieintensiver Unternehmen. Im Zuge geopolitischer Spannungen, veränderter Lieferstrukturen und wachsender Anforderungen an Klimaschutz und Versorgungssicherheit unterliegt der Gasmarkt tiefgreifenden Veränderungen.

3.1 Hintergrund

Gaspreise setzen sich (ähnlich wie Strompreise) im Wesentlichen aus den Komponenten Energiebeschaffung und Vertrieb, Netzkosten, sowie Steuern, Abgaben und Umlagen zusammen. Während sich die Struktur der Preisbestandteile ähnelt, ist die staatliche Belastung beim Gaspreis im Verhältnis zum Strompreis geringer, was sich oft auch in niedrigeren Endverbraucherpreisen widerspiegelt (Abbildung 12).

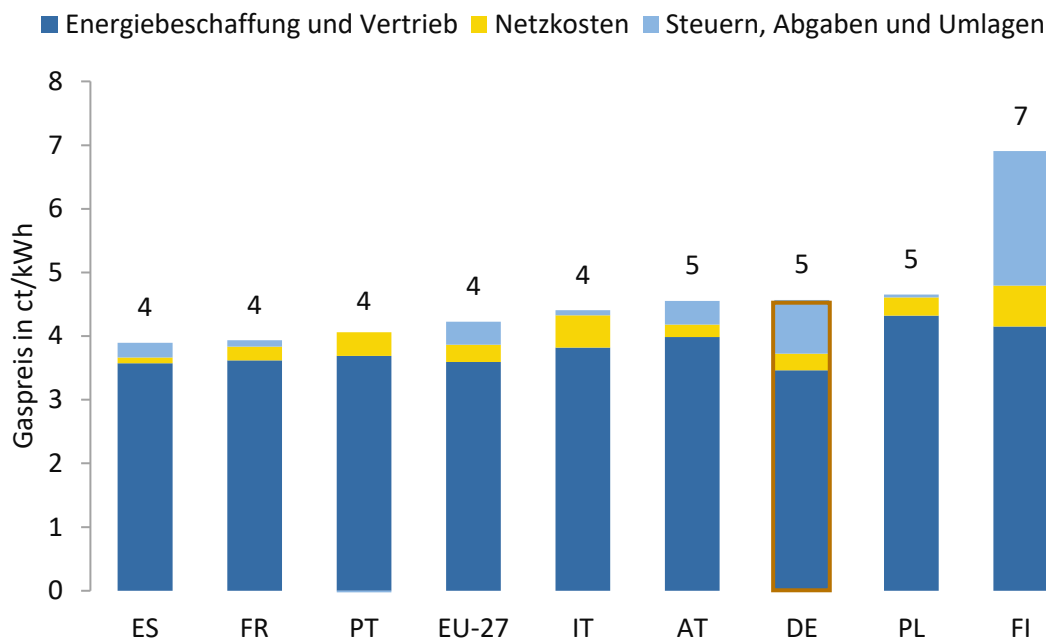
Für die Darstellung wurden die oberen zwei Abnahmefälle (1–4 Mio. GJ; > 4 Mio. GJ) der Eurostat-Berichterstattung für das Jahr 2024 ohne Berücksichtigung der Mehrwertsteuer gemittelt. Erstattungsfähige Steuern, Abgaben und Umlagen wurden nicht separat ausgewiesen oder herausgerechnet, weshalb tatsächliche Preise durch Rückerstattungen oder steuerliche Entlastungen in der Praxis geringer sein können als hier dargestellt (Preise der beiden Abnahmefälle exklusive erstattbare Steuern finden sich in Abschnitt 3.2.1.)

Unterschiede zwischen den Ländern bestehen ähnlich wie bei Strompreisen in der Ausgestaltung der Netzentgeltsystematik sowie bei den zu errichtenden Steuern, Abgaben und Umlagen. Preisunterschiede in der Energiebeschaffung sind in Europa im Vergleich zu Strompreisen aber deutlich weniger stark ausgeprägt. Während die Strompreise zusätzlich stark durch den jeweiligen Erzeugungsmix und regulatorische Rahmenbedingungen geprägt sind, sind die Preisunterschiede bei der Gasbeschaffung deutlich geringer, da Gas stärker über internationale Märkte gehandelt wird und daher globaleren Preisbildungsmechanismen unterliegt.

Gaspreise

Abbildung 12

Gaspreiskomponenten ausgewählter EU-Länder der oberen zwei Abnahmefälle (1–4 Mio. GJ; > 4 Mio. GJ) im Jahr 2024



Quelle: Eurostat (2025c).

Vergleichsweise hohe Steuern, Abgaben und Umlagen lassen beispielsweise in Finnland finden, wo laut Eurostat-Berichterstattung insbesondere Umweltsteuern (wie z.B. CO₂-Preise) relativ hoch ausfallen. Auch in Deutschland machen Steuern, Abgaben und Umlagen einen größeren Anteil aus als in einigen anderen europäischen Ländern. Dazu tragen in der Regel die Energiesteuer für Erdgas, die Gasspeicherumlage (entfällt ab 1. Januar 2026) sowie der CO₂-Preis bei.

Welche Rolle spielen Importe in Europas Gasversorgung?

Europa verfügt über eigene Erdgasvorkommen, ist jedoch insgesamt stark auf Importe angewiesen, um seinen Bedarf zu decken. Länder wie Norwegen, die Niederlande und in geringerem Umfang auch Deutschland fördern Erdgas, wobei Norwegen der wichtigste europäische Produzent ist. Trotz dieser Eigenproduktion ist die EU ein Nettoimporteur von Erdgas. Im Jahr 2024 stammten etwa 85 Prozent des in der EU verbrauchten Gases aus Importen, insbesondere aus Norwegen, den USA (LNG), Algerien, Katar und Aserbaidschan. Die Abhängigkeit von russischem Gas wurde seit 2021 deutlich reduziert, liegt aber 2024 noch bei etwa 19 Prozent der Gesamtimporte.[21][22]

3.2 Gaspreise im europäischen Vergleich

Herausforderungen beim Vergleich von Gaspreisen für Industrieunternehmen in Europa ergeben sich, ähnlich wie bei Strompreisen, aus unterschiedlichen nationalen Kostenstrukturen und regulatorischen Rahmenbedingungen. Die vorliegende Analyse basiert auf Daten von Eurostat, ergänzt durch Angaben von GOV.UK. Die Preise exkludieren Mehrwertsteuer sowie erstattbare Steuern.

3.2.1 Europa im Jahr 2024

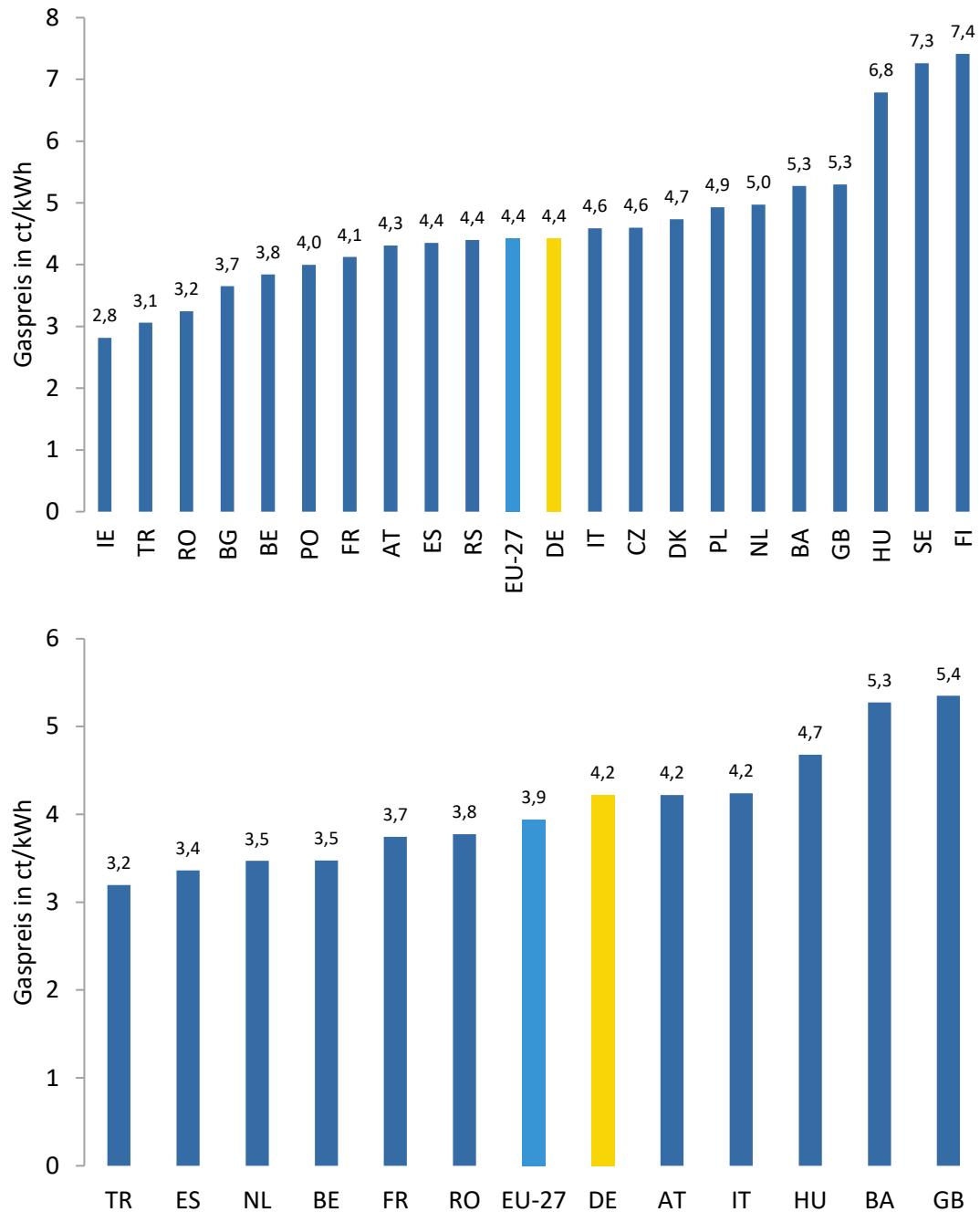
Abbildung 13 zeigt Gaspreise der Lastfälle 1 – 4 Mio. GJ und > 4 Mio. GJ im Jahr 2024. Für den Lastfall 1–4 Mio. GJ lag der EU-27-Durchschnitt im Jahr 2024 bei etwa 4 ct/kWh. In der Türkei und in Irland lagen die Preise im betrachteten Zeitraum bei etwa 3 ct/kWh. Deutschland lag mit etwa 4 ct/kWh im Jahr 2024 auf Höhe des EU-Durchschnitts. Höhere Preisniveaus von bis zu 7 ct/kWh zeigen sich in Finnland und Schweden, wobei die Gasmärkte dort von vergleichsweise geringerer Liquidität und einer allgemein niedrigen Nachfrage geprägt sind.

Im höheren Lastfall (> 4 Mio. GJ) zeigt sich ein ähnliches Muster, jedoch mit tendenziell niedrigeren Preisen in vielen Ländern. Die Türkei behält ihre Spitzenpositionen mit den niedrigsten Preisen auch im höheren Lastfall bei. Der EU-Durchschnitt und Preise in Deutschland sinken hier nur geringfügig. Auffällig ist, dass Ungarn, Spanien und die Niederlande im höheren Lastfall mit 5 ct/kWh, 3 ct/kWh und 4 ct/kWh deutlich niedrigere Preise aufweisen als im Lastfall 1–4 Mio. GJ (7 ct/kWh, 4 ct/kWh und 5 ct/kWh). Dies deutet auf eine stärkere Entlastung der energieintensiven Industrie hin.

Gaspreise

Abbildung 13

Gaspreise der oberen zwei Abnahmefälle 1–4 Mio. GJ (oben) und
> 4 Mio. GJ (unten) in Europa im Jahr 2024



Quelle: Eurostat (2025d), GOV.UK (2025a).

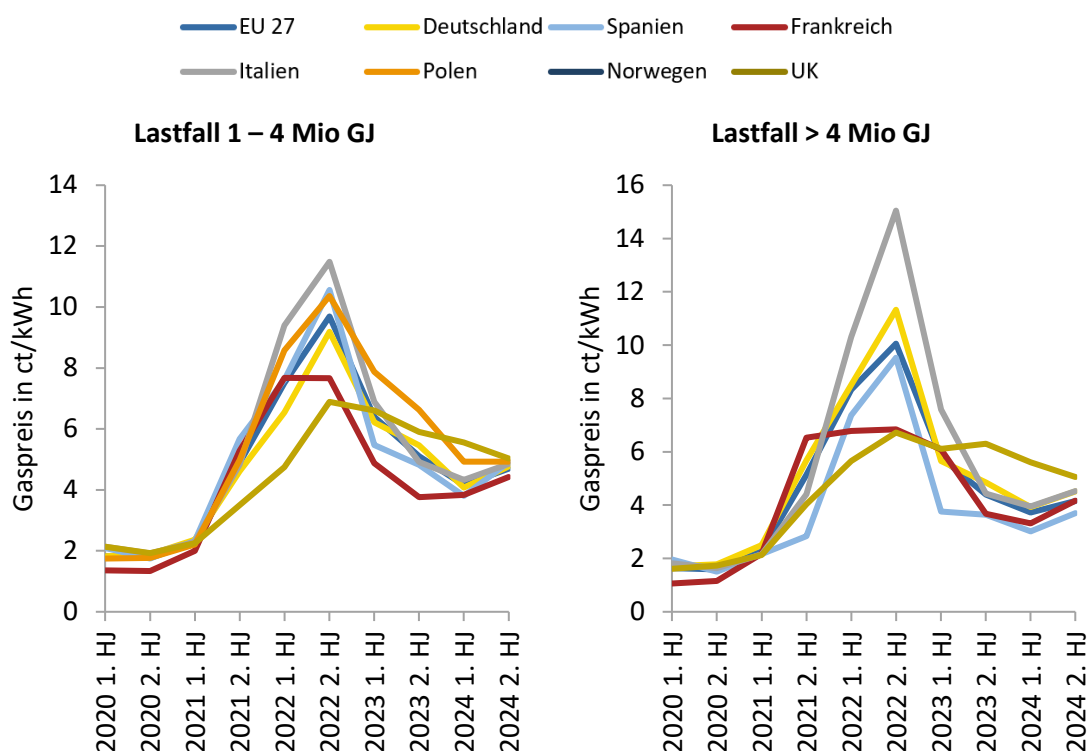
Gaspreise

3.2.2 Historische Entwicklung der Gaspreise

Abbildung 14 veranschaulicht die Entwicklung der Gaspreise in ct/kWh für ausgewählte europäische Länder im Zeitraum von 2020 bis 2024, jeweils für die zwei industriellen Lastfälle 1–4 Mio. GJ und > 4 Mio. GJ. Die Daten basieren ebenfalls auf der Eurostat-Berichterstattung, ergänzt durch Angaben von GOV.UK. Die Preise sind in Realpreisen dargestellt.

Abbildung 14

Gaspreise der oberen zwei Abnahmefälle 1–4 Mio. GJ (links) und > 4 Mio. GJ (rechts) in Europa von 2020 bis 2024



Quelle: Eurostat (2025d), GOV.UK (2025a).

In beiden Lastfällen zeigt sich ausgehend von einem einheitlicheren Preisniveau im Jahr 2020 ein deutlicher Preisanstieg ab dem zweiten Halbjahr 2021. Die Gaspreise im 2. HJ 2022 liegen je nach Land beim bis zu 8-fachen Wert gegenüber den Preisen von 2020. Ab 2023 ist eine Preissentension zu erkennen, in deren Rahmen sich die Preise auf dem doppelten Wert gegenüber dem Vorkrisenniveau stabilisieren. Dieser Rückgang lässt sich auf den Aufbau strategischer Gasreserven, den Rückgang des Verbrauchs durch Einsparmaßnahmen und Substitution, den Ausbau von LNG-Infrastruktur und neuen Lieferverträgen (z.B. mit den USA, Katar) sowie Marktberuhigung durch politische Maßnahmen wie Preisbremsen und Entlastungspakete zurückführen.

Gaspreise

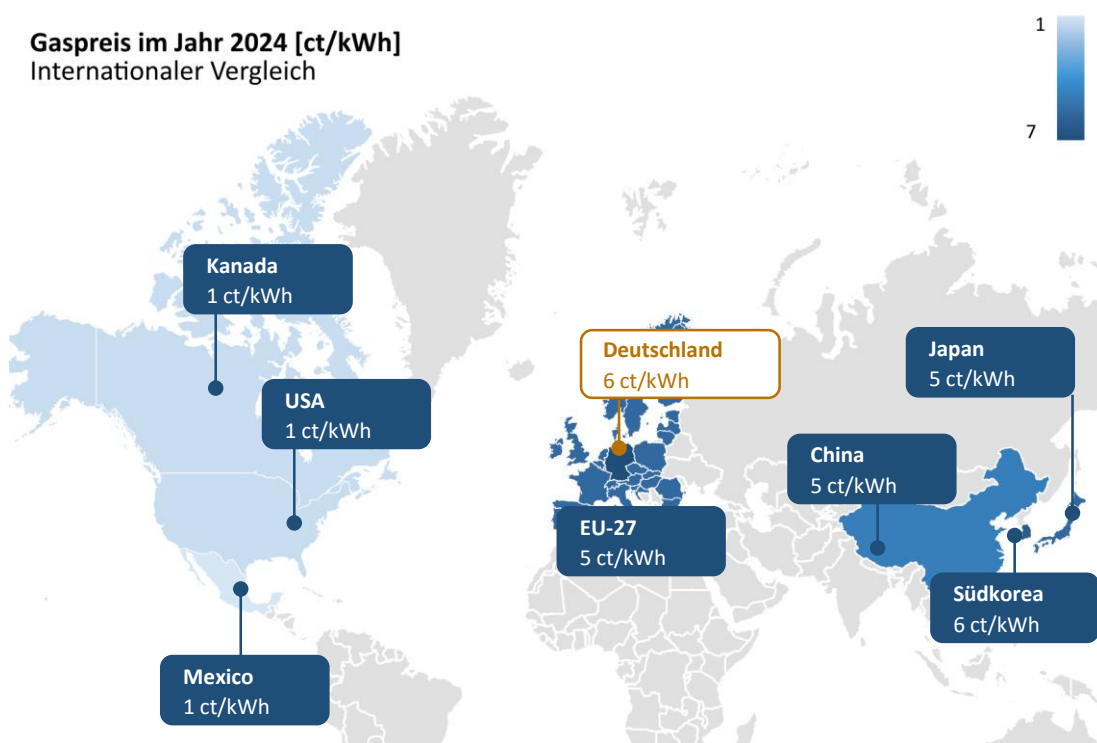
Auch wenn sich die Energiepreiskrise durch diese Maßnahmen stabilisieren ließ, liegt weiterhin ein erhöhtes Preisniveau vor. Gründe dafür sind u.a. die teureren Importpreise für LNG gegenüber russischem Pipelinegas. Im Ländervergleich zeigt sich für Italien und Deutschland ein besonders starker Preisausschlag im Jahr 2022 für den Lastfall > 4 Mio. GJ, was auf eine hohe vorherige Importabhängigkeit von russischem Gas hindeutet. Die Preise in Großbritannien zeigen einen niedrigen Maximalwert im Jahr 2022 und einen schwächeren Rückgang der Preise nach der Energiekrise im Vergleich zu den EU-Ländern.

3.3 Gaspreise im internationalen Vergleich

Auch bei den Gaspreisen ergeben sich durch die variierende Berichterstattung der Länder Herausforderungen hinsichtlich der Vergleichbarkeit. Während in der Eurostat-Berichterstattung nach verschiedenen Lastfällen differenziert berichtet wird, wird auf globaler Ebene bei Industriegaspreisen oft nicht zwischen Lastfällen unterschieden, sondern die Gesamtindustrie betrachtet. Aus diesem Grund wird für eine erhöhte Vergleichbarkeit für den internationalen Gaspreisvergleich hinsichtlich der Eurostat-Daten (EU-27 und Deutschland) ebenfalls der gesamte Industriesektor über alle Lastfälle hinweg betrachtet.

Abbildung 15

Gaspreise im internationalen Vergleich im Jahr 2024



Quelle: Eurostat (2025d), EIA (2025d), Intratec (2025), CEIC(2025b); Energieinformationszentrum Japan (2025), Kanada, Südkorea: GOV.UK(2025c)

Gaspreise

Im internationalen Vergleich verzeichnen die Vereinigten Staaten, Kanada und Mexiko mit durchschnittlichen Gaspreisen im Bereich von 1 bis 2 ct/kWh die niedrigsten Werte. Demgegenüber liegen die höchsten Preise in Deutschland mit 6 ct/kWh. Die EU-27 bewegen sich im mittleren Preissegment auf einem Niveau von rund 5 ct/kWh, das in etwa dem Level Südkoreas und Japans entspricht. Aus diesen Zahlen wird ein deutlicher Wettbewerbsvorteil Nordamerikas ersichtlich. Im Vergleich zu Deutschland liegen die Preise hier bei nur rund einem Fünftel.

3.4 Ausblick Gas

Die tiefgreifenden Veränderungen im globalen Energiemarkt im Kontext der Dekarbonisierung betreffen ebenfalls die zukünftige Entwicklung globaler Gasmärkte. Grundlegende Veränderungen der Rahmenbedingungen ergeben sich durch den Rückgang russischer Gasimporte in vielen Ländern, den Ausbau von LNG-Infrastrukturen und die Entwicklung der CO₂-Bepreisung. Unternehmen stehen vor der Herausforderung, künftige Preisentwicklungen frühzeitig zu antizipieren, um Investitionen strategisch zu planen und ihre Wettbewerbsfähigkeit langfristig zu sichern.

Die Prognose zukünftiger Gaspreise ist jedoch mit erheblichen Unsicherheiten behaftet. Globale Nachfrageverschiebungen, politische Eingriffe sowie die Kopplung von Gas- und Strommärkten bestimmen die Entwicklungen maßgeblich. Gleichzeitig haben etwa die stärkere Integration von Wasserstoff und Biogas Einfluss auf die Gaspreisentwicklung. Gerade weil die zukünftige Entwicklung der Gaspreise durch vielfältige und teils volatile Einflussfaktoren geprägt ist, kommt systematisch entwickelten Preisprognosen eine zentrale Rolle zu.

3.4.1 Gaspreisentwicklung in Europa bis 2050

Die Projektion der Gaspreise basieren für das Jahr 2030 auf den Jahres-Futures von ICE TTF Natural Gas.[23] Mittel- bis langfristig werden die Prognosen für europäische Gaspreise des World Energy Outlook (WEO) 2024 der internationalen Energieagentur (IEA) verwendet.[24] Dabei wird für das Trendszenario für die Jahre 2040 und 2050 das Szenario *Stated Policies* (STEPS) angesetzt, während für das Ambitionsszenario der Pfad *Net Zero Emissions* (NZE) angenommen wird. In dieser Studie wird für das Stützjahr 2035 zwischen den ICE TTF Jahres-Futures 2030 und dem Preis im WEO 2040 sowie zwischen den Stützjahren des WEO linear interpoliert. Die mittleren Gasnebenkosten werden basierend auf Eurostat-Daten für die Lastfälle 1–4 Mio. GJ und > 4 Mio. GJ bestimmt und konstant fortgeschrieben. Die CO₂-Preise werden ergänzend auf Basis des WEO anhand der Szenarien *STEPS* (Trendszenario) und *NZE* (Ambitionsszenario) einheitlich für die betrachteten Länder festgesetzt. Es werden Realpreise mit dem Basisjahr 2024 berechnet.

Gaspreise

Die Preisverläufe der Industriegaspreise in beiden Szenarien weisen im Referenzjahr 2030 gegenläufige Preisentwicklungen im Großhandels- und CO₂-Preis auf. Zum einen sinkt der Großhandelspreis deutlich auf 2,6 ct/kWh. Hauptursache hierfür ist der erhebliche Ausbau der globalen LNG-Kapazitäten, insbesondere in den USA und Katar, der zu einem starken Anstieg des Angebots führt. Gleichzeitig bleibt das weltweite Nachfragewachstum hinter dem Angebotszuwachs zurück, sodass ein strukturelles Überangebot entsteht, das die Großhandelspreise für Erdgas deutlich senkt.[24] Im selben Zeitraum erhöht ein moderater Anstieg der europäischen CO₂-Preise die Gasbeschaffungskosten.

Die Gaspreisentwicklung der meisten Fokusländer zwischen 2024 und 2030 ist leicht steigend. Der Anstieg des CO₂-Preises fällt hier stärker ins Gewicht als der sinkende Großhandelspreis. In Polen war der Großhandelspreis im Basisjahr 2024 deutlich über dem der anderen europäischen Fokusländer. Bis 2030 wird hier von einer stärkeren Kopplung der europäischen Großhandelspreise ausgegangen, wodurch sich für Polen sogar ein leichter Rückgang des Gaspreises bis 2030 einstellt.

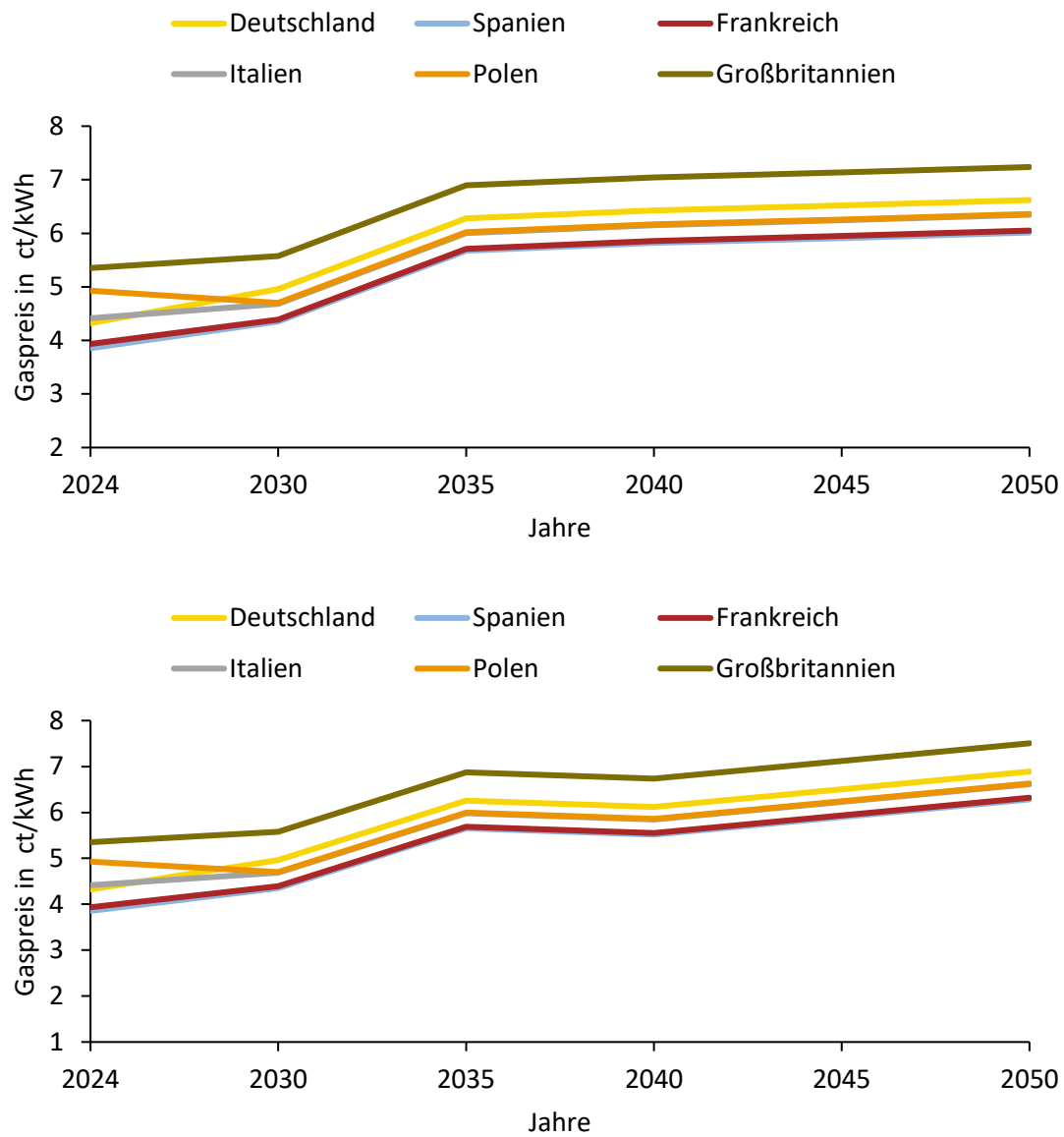
In den Folgejahren bis 2050 wird in allen europäischen Fokusländern von leicht steigenden Gaspreisen ausgegangen. Hintergrund sind die steigenden CO₂-Kosten. In den Referenzjahren ab 2030 beruhen die Preisunterschiede in den Ländern primär auf unterschiedlichen Gasnebenkosten. Das höchste Preisniveau hält dabei Großbritannien, gefolgt von Deutschland, Italien, Polen, sowie Spanien und Frankreich mit den niedrigsten Gasnebenkosten.

Im Szenarienvergleich verlaufen die Preiskurven im Trend- und Ambitionsszenario bis 2030 aufgrund ähnlicher Großhandels- und CO₂-Preise identisch. Erst ab 2030 entwickeln sich diese Preiskomponenten unterschiedlich in den Szenarien. Während im Trendszenario der Großhandelspreis auf dem 2030 Niveau verbleibt und der CO₂-Preis moderat ansteigt, sinkt der Großhandelspreis im Ambitionsszenario deutlich. In diesem Szenario sorgt die schneller fortlaufende Elektrifizierung für rückläufige Nachfrage, wodurch der Angebotsüberschuss zu sinkenden Preisen führt, die auch nicht durch einen stärkeren Anstieg bei den CO₂-Preisen ausgeglichen werden. Erst ab 2040, wenn die Großhandelspreise sich auf einem Niveau von 1,4 ct/kWh stabilisieren, steigt der Gaspreis im Ambitionsszenario durch den kontinuierlich steigenden CO₂-Preis erneut an. Bis 2050 übersteigen die Gaspreise im Ambitionsszenario die Preise im Trendszenario geringfügig.

Gaspreise

Abbildung 16

Projektion der Gaspreise der Industrie im Trendszenario (oben) und im Ambitionsszenario (unten)



Quelle: Eigene Darstellung FfE, basierend auf Eurostat (2025d), GOV.UK (2025a).

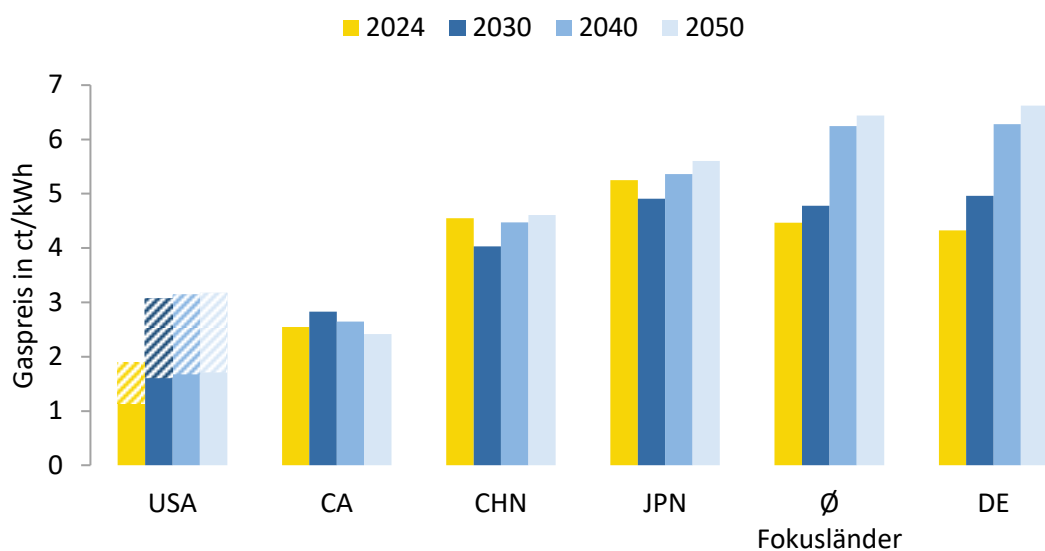
3.4.2 Welche Gaspreise werden außerhalb Europas erwartet?

Die Betrachtung der Entwicklungen von außereuropäischen Gaspreisen ermöglicht eine fundiertere Einordnung zukünftiger industrieller Energiekosten in Deutschland und Europa. Sie liefert zudem eine wichtige Grundlage zur Bewertung der internationalen Wettbewerbsfähigkeit europäischer Volkswirtschaften im globalen Kontext.

Für die in Abbildung 17 dargestellten internationalen Gaspreisentwicklungen für die Stützjahre 2030, 2040 und 2050 wurden Daten des WEO 2024 der IEA sowie der Bericht Canada's Energy Future (CEF) 2023 des Canada Energy Regulators (CER) verwendet.[24][26] Für den internationalen Vergleich wurde jeweils ein Szenario betrachtet, das die gegenwärtige energiepolitische Ausgangslage beschreibt. Im WEO wurde demnach das *STEPS* Szenario verwendet bzw. im Bericht CEF das Szenario *Current Measures*. WEO-Daten beziehen sich auf Entwicklungen von Großhandelspreisen, daher wurde zur Ableitung von Industriepreisen die Differenz der Großhandelspreise zu den Industriegaspreisen des Jahres 2024 fortgeschrieben. Analog zum europäischen Vergleich wurden CO₂-Preisentwicklungen auf die Industriegaspreise ergänzt.⁴ Da es in den USA derzeit kein staatliche CO₂-Bepreisungssystem gibt, wurden Werte des Bundesstaat Kalifornien verwendet (schraffiert).

Abbildung 17

Projektion der Gaspreise im internationalen Vergleich



Quelle: IEA (2024), CEF (2023), CarbonPulse (2025); Fokusländer, DE: Eigene Darstellung FfE, basierend auf Eurostat (2025d), GOV.UK (2025a),

⁴China und Japan basierend auf WEO (Japan mit CO₂-Preisannahmen des WEO für Korea approximiert). Für die USA besteht kein nationales CO₂-Preissystem, weshalb CO₂-Preisprognosen des Systems in Kalifornien genutzt wurden [29]. In den Prognosen für Kanada sind bereits CO₂-Preisentwicklungen enthalten, im Basisjahr 2024 wurde der CO₂-Preis ergänzt [30].

Gaspreise

Die in Abbildung 17 dargestellten Werte für Deutschland und die Fokusländer beziehen sich auf den Durchschnitt der beiden höchsten Abnahmefälle 1–4 Mio. GJ und > 4 Mio. GJ (Siehe Abschnitt 3.4.1).

Auf globaler Ebene wird laut IEA eine Verlagerung des weltweiten Gashandels weiter in Richtung LNG erwartet. Die große Zahl neuer LNG-Verflüssigungsanlagen, die bis 2030 in Betrieb genommen werden, führt laut WEO zu einer Versorgungskapazität, die die weltweite LNG-Nachfrage übersteigt. Großhandelspreise in LNG-Importländern wie China, Europa, Japan und Südkorea fallen laut Erwartungen der IEA auf ein Niveau, das deutlich unter dem von 2024 liegt, da das rasche Wachstum der erneuerbaren Energien und die Elektrifizierung das Potenzial für eine robuste Nachfragereaktion auf das reichliche LNG-Angebot begrenzen. Nach 2030 steigen die Großhandelspreise in den meisten Ländern wieder geringfügig an, da der Überhang an LNG abgebaut wird. Eine zentrale Rolle spielt der Anstieg der CO₂-Preise, der in vielen Ländern preisstärkend wirkt und teils den preissenkenden Effekt des LNG-Überschuss kompensiert. Vergleichsweise hohe CO₂-Preise wirken in der EU und Kanada, während in China und Japan trotz steigender Tendenzen auf geringem Niveau verbleibt.

Bezüglich der Entwicklung der Gasproduktion ergibt sich im WEO folgendes Bild: Bis 2035 wird die weltweite Gasproduktion laut STEPS-Szenario um netto 200 Mrd. m³ steigen, vor allem durch Zuwächse in den USA, dem Nahen Osten und Argentinien. Die USA bleiben der größte Gasproduzent weltweit, bei einem Produktionshöhepunkt um das Jahr 2030 herum. Der Nahe Osten, angeführt von Katar, Saudi-Arabien und Iran, verzeichnet den stärksten Zuwachs und steigert seinen Anteil an der globalen Produktion bis 2050 auf fast 30 Prozent. Russland hingegen kann seine Produktion laut WEO nicht nachhaltig erholen – insbesondere durch Sanktionen und den Verlust des europäischen Absatzmarkts.

Im STEPS-Szenario wächst die weltweite LNG-Nachfrage zwischen 2023 und 2035 um durchschnittlich über 2,5 % pro Jahr, wobei das Wachstum vor allem von Schwellenländern wie China und Indien getragen wird. In etablierten Märkten wie der EU, Japan und Südkorea hingegen sinkt die Nachfrage infolge von Elektrifizierung, erneuerbaren Energien und strukturellen Veränderungen.

In den USA wird laut WEO ein steigender Erdgasgroßhandelspreis bis 2030 erwartet, da die wachsende Exportnachfrage und hohe Investitionskosten ein Preisniveau erfordern, das die heimische Versorgung sichert und die USA als verlässlichen LNG-Lieferanten positioniert – trotz globalem Überangebot. Die USA befinden sich in einem strukturellen Wandel ihres Gasmarkts. Während der Schiefergasboom über Jahre hinweg zu niedrigen Preisen führte, steigen die Förderkosten inzwischen leicht, unter anderem durch Investitionszurückhaltung und strengere Umweltauflagen unter der Biden-Administration. Gleichzeitig bindet der wachsende LNG-Export nach Asien und Europa zunehmend inländische Kapazitäten, was regional preistreibend wirkt. Eine Rückkehr zu einer fossilen Expansionspolitik unter Donald Trump mit angekündigten Lockerungen von Umweltvorschriften und verstärkter Förderung könnte dabei kurzfristig zu niedrigeren Förderkosten führen und damit niedrigere Gaspreise implizieren als im WEO 2024 aufgezeigt und in dieser Studie angenommen. Dies birgt langfristig klimapolitische Risiken.[27]

Gaspreise

Trotz der erwarteten Preisanstiege geht die IEA davon aus, dass das Preisniveau in Nordamerika weiterhin deutlich unter dem in Europa sowie den ausgewählten Vergleichsländern verbleiben wird und der damit verbundene Wettbewerbsvorteil bestehen bleiben wird. Steigende Preistendenzen im Vergleich zum Status quo lassen sich auch in anderen Teilen Nordamerikas erkennen. Einen moderaten Preisanstieg bis 2030 erwartet CER in Kanada.

China entwickelt sich zunehmend zum weltweit wichtigsten Wachstumsmarkt für Erdgasimporte. Laut dem STEPS-Szenario wird das Land bis 2035 rund 80 Milliarden Kubikmeter mehr Gas importieren als heute – etwa 60 Prozent davon als LNG. Bereits Mitte 2024 baut China rund 40 Prozent der globalen neuen LNG-Regasifizierungskapazitäten und ist damit der zentrale Treiber der globalen LNG-Nachfrage. Liberalisierungstendenzen ähnlich wie im Strommarkt (Abschnitt 2.3.2) lassen sich derzeit auch auf dem chinesischen Gasmarkt erkennen. Etwa durch die PetroChina Pipeline-Reform (2019) und die Einführung der Shanghai Petroleum and Natural Gas Exchange entwickelt sich allmählich ein Spotmarkt für Erdgas. Diese Reformen zielen auf mehr Wettbewerb und transparente Preisbildung ab. Langfristig könnte sich dadurch die Preiselastizität erhöhen, sofern Marktteilnehmer flexibler auf Angebot und Nachfrage reagieren können.

Wie entwickeln sich Netzkosten für Gasnetze voraussichtlich?

Mit dem fortschreitenden Rückgang der Gasnachfrage infolge der Dekarbonisierung steigt der Druck vielerorts auf die bestehenden Gasnetze. Studien zeigen, dass sinkende Absatzmengen zu deutlich höheren Netzentgelten pro Kunde führen, da die Fixkosten der Infrastruktur auf immer weniger Verbraucher verteilt werden. Dieser Effekt kann sich selbst verstärken und die Gaspreise für verbleibende Nutzer erheblich verteuern.[28] In der vorliegenden Studie wurden Gasnebenkosten bis 2050 vereinfachend als konstant angenommen. In der Realität ist jedoch davon auszugehen, dass die Netzentgelte infolge der sinkenden Auslastung und steigenden Umrüstungs- und Rückbaukosten deutlich steigen werden.

Literaturverzeichnis

Textquellen

- [1] **ACER (2025):**
Electricity Network Tariff Practices in Europe 2025. Ljubljana: Agency for the Cooperation of Energy Regulators (ACER-Report 2025, S. 63), <https://www.acer.europa.eu/sites/default/files/documents/Publications/2025-ACER-Electricity-Network-Tariff-Practices.pdf>
- [2] **EconStor / Leibniz Informationszentrum Wirtschaft (2025):**
Industrial electricity prices in Europe – Empirical evidence and policy implications, <https://www.econstor.eu/bitstream/10419/296485/1/1890368210.pdf>
- [3] **Selektiv (2025):**
Morning in Brief, 10. Juni 2025 – Selektiv. Wien: Selektiv, <https://www.selektiv.at/morning-in-brief/morning-in-brief-10-juni-2025/>
- [4] **Bundestag, Wissenschaftlicher Dienst (2023):**
WD 5 – 018/23: Industriestrompreise in Deutschland und der EU. Berlin: Deutscher Bundestag, <https://www.bundestag.de/resource/blob/944556/58296c96bb1b929d67e50b8c4d5bd952/WD-5-018-23-pdf-data.pdf>
- [5] **Energy-Charts / Fraunhofer ISE (2025):**
Kreisdiagramme zur Stromerzeugung (UK, 2024). Freiburg: Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme, https://www.energy-charts.info/charts/energy_pie/chart.htm?l=de&c=UK&interval=year&year=2024
- [6] **The Korea Times (2024):**
KEPCO hikes industrial electricity rates, keeps residential fees steady. Seoul: The Korea Times, <https://www.koreatimes.co.kr/business/companies/20241023/kepco-hikes-industrial-electricity-rates-keeps-residential-fees-steady>
- [7] **IEEFA (2025):**
Projected data center growth spurs PJM capacity prices by factor of 10. Cleveland: Institute for Energy Economics and Financial Analysis, <https://ieefa.org/resources/projected-data-center-growth-spurs-pjm-capacity-prices-factor-10>
- [8] **pv magazine International (2025):**
China's new pricing policy. Berlin: pv magazine group, <https://www.pv-magazine.com/2025/06/12/chinas-new-pricing-policy/>
- [9] **Energie Klima Schutz (2024):**
Liberalisierung und Digitalisierung des chinesischen elektrischen Energiesektors. Stuttgart: Energie Klima Schutz, <https://www.energie-klimaschutz.de/liberalisierung-und-digitalisierung-des-chinesischen-elektrischen-energiesektors/>
- [10] **Klimareporter° (2024):**
Auch Vermarktlichung gehört zu Chinas Strategien für Erneuerbare. Berlin: Klimareporter°, <https://www.klimareporter.de/international/auch-vermarktlichung-gehoert-zu-chinas-strategien-fuer-erneuerbare>

- [11] **FFE München (2024):**
 ISAaR – Integriertes Simulationsmodell zur Anlageneinsatz- und ausbauplanung mit Regionalisierung. München: Forschungsgesellschaft für Energiewirtschaft e. V.,
<https://www.ffe.de/tools/isaar/>
- [12] **SMARD (2025):**
 Handbuch Energiedaten Kompakt – Ergänzung, 11. Februar 2025. Interne Dokumentation,
<https://www.smard.de/home/benutzerhandbuch>
- [13] **Ember (2025):**
 European Wholesale Electricity Price Data. London: Ember Climate, <https://ember-energy.org/data/european-wholesale-electricity-price-data/>
- [14] **DEHSt (2023):**
 Auswertungsbericht zur Strompreiskompensation 2023. Berlin: Deutsche Emissionshandelsstelle (DEHSt), https://www.dehst.de/SharedDocs/downloads/DE/spk/Auswertungsbericht_2023.pdf
- [15] **Umwelt-Online (2021):**
 Leitlinien für bestimmte Beihilfemaßnahmen im Zusammenhang mit dem System für den Handel mit Treibhausgasemissionszertifikaten nach 2021, https://www.umwelt-online.de/regelwerk/cgi-bin/suchausgabe.cgi?pfad=/eu/20a/20a_c317_04_leitl.htm&such=Grundsatz%20904
- [16] **Ofgem (2021):**
 Research into GB electricity prices for Energy Intensive Industries. London: Ofgem,
<https://www.ofgem.gov.uk/sites/default/files/2021-07/Final%20report-%20Research%20into%20GB%20electricity%20prices%20for%20EnergyIntensive%20Industries.pdf>
- [17] **UK Government (2023):**
 Energy Security Bill Factsheet: Network Charging Compensation Scheme for Energy Intensive Industries (added 9 May 2023). London: GOV.UK, <https://www.gov.uk/government/publications/energy-security-bill-factsheets/energy-security-bill-factsheet-network-charging-compensation-scheme-for-energy-intensive-industries>
- [18] **U.S. Energy Information Administration (EIA) (2025):**
 Electricity use for commercial computing could surpass space cooling, ventilation. In: Today in Energy, 25. Juni 2025. Washington, D.C.: U.S. Department of Energy,
<https://www.eia.gov/todayinenergy/detail.php?id=65564>. [eia.gov]
- [19] **U.S. Energy Information Administration (EIA) (2025):**
 Assumptions to the Annual Energy Outlook 2025: Electricity Market Module. Washington, D.C.: U.S. Department of Energy, https://www.eia.gov/outlooks/aeo/assumptions/pdf/EMM_Assumptions.pdf. [eia.gov]
- [20] **Qiu, Yue; Zhou, Suyang; Gu, Wei; Zhang, Xiao-Ping (2024):**
 Analysis of China's Electricity Price and Electricity Burden of Basic Industries under the Carbon Peak Target before 2030. In: CSEE Journal of Power and Energy Systems, Vol. 10, No. 2, März 2024, S. 481–495. Beijing: Chinese Society for Electrical Engineering,
<https://www.csee.org.cn/pic/u/cms/www/202502/08112548u6wy.pdf>

- [21] **Consilium (2025):**
Where does the EU's gas come from? Brüssel: Rat der Europäischen Union, <https://www.consilium.europa.eu/en/infographics/where-does-the-eu-s-gas-come-from/>
- [22] **Eurostat (2025):** Natural gas supply statistics – Statistics Explained. Luxemburg: Amt für Statistik der Europäischen Union, https://ec.europa.eu/eurostat/statistics-explained/index.php?title=Natural_gas_supply_statistics
- [23] **ICE (2025):** Dutch TTF Natural Gas Futures – ICE Endex. Atlanta: Intercontinental Exchange, Inc., <https://www.ice.com/products/27996665/Dutch-TTF-Natural-Gas-Futures/data?marketId=6058601>
- [24] **IEA (2024):** World Energy Outlook 2024 – Free Dataset. Paris: International Energy Agency, <https://www.iea.org/data-and-statistics/data-product/world-energy-outlook-2024-free-dataset#data-files>
- [25] **IEA (2025):** Gas 2025 - Analysis and forecasts to 2030. Paris: International Energy Agency, <https://iea.blob.core.windows.net/assets/db3d568d-b985-4cc2-bb1a-119517f118ac/Gas2025.pdf>
- [26] **Canada Energy Regulator (CER) (2023):** Canada's Energy Future – Long-term Outlook and Scenarios. Calgary: Government of Canada, <https://www.cer-rec.gc.ca/en/data-analysis/canada-energy-future/>
- [27] **U.S. Department of Energy (2024):**
Energy, Economic, and Environmental Assessment of U.S. LNG Exports – Summary Report. Washington, D.C.: Office of Fossil Energy and Carbon Management, https://www.energy.gov/sites/default/files/2024-12/LNGUpdate_SummaryReport_Dec2024_230pm.pdf
- [28] **Bergmann, Tobias & Westphal, Marten (2025):**
Abschätzung von Gasnetzkipppunkten mit Hilfe des selbstverstärkenden Effekts von Gasnetzentgeltsteigerungen im Zuge von Gasabsatzrückgängen. Zeitschrift für Energiewirtschaft, Band 49, S. 44–58, <https://link.springer.com/article/10.1007/s12398-025-1329-1>
- [29] **Carbon Pulse (2025):**
Market extension expected to drive CCA prices to nearly \$90. <https://carbonpulse.com/437499/>
- [30] **Environment and Climate Change Canada (2025):**
Putting a price on carbon pollution. Ottawa: Government of Canada, <https://www.canada.ca/en/environment-climate-change/services/climate-change/pricing-pollution-how-it-will-work/putting-price-on-carbon-pollution.html> [Zugriff am: 4. November 2025]

Grafikquellen

Eurostat (2025a):

Electricity prices components for non-household consumers – annual data (from 2007 onwards).

Luxemburg: Eurostat (Datensatz NRG_PC_205_C), https://ec.europa.eu/eurostat/databrowser/view/NRG_PC_205_C_custom_18398895/default/table

Eurostat (2025b):

Electricity prices for household consumers – bi-annual data (nrg_pc_205). Luxemburg: Amt für Statistik der Europäischen Union, https://ec.europa.eu/eurostat/databrowser/view/nrg_pc_205/default/table

Eurostat (2025c):

Gas prices components for non-household consumers – bi-annual data (nrg_pc_203_c). Luxemburg: Amt für Statistik der Europäischen Union, https://ec.europa.eu/eurostat/databrowser/view/nrg_pc_203_c/default/table

Eurostat (2025d):

Gas prices for non-household consumers – bi-annual data (nrg_pc_203). Luxemburg: Amt für Statistik der Europäischen Union, https://ec.europa.eu/eurostat/databrowser/view/nrg_pc_202/default/table

GOV.UK (2025a):

Gas and electricity prices in the non-domestic sector. London: GOV.UK, <https://www.gov.uk/government/statistical-data-sets/gas-and-electricity-prices-in-the-non-domestic-sector>

EPEX SPOT (2025):

Market Data. Paris: European Power Exchange, <https://www.epexspot.com/en/market-data>

GOV.UK (2025b):

Industrial electricity prices in the IEA (QEP 5.3.1). London: Department for Energy Security and Net Zero (DESNZ), <https://www.gov.uk/government/statistical-data-sets/international-industrial-energy-prices>

GOV.UK (2025c):

Industrial gas prices in the IEA (QEP 5.7.1). London: Department for Energy Security and Net Zero (DESNZ), <https://www.gov.uk/government/statistical-data-sets/international-industrial-energy-prices>

U.S. Energy Information Administration (EIA) (2025a):

Electric Power Monthly – Average Retail Price of Electricity to Industrial Customers (US), https://www.eia.gov/electricity/monthly/epm_table_grapher.php?t=epmt_5_03

U.S. Energy Information Administration (EIA) (2025b):

Electricity Data Browser – Average Price of Electricity to Ultimate Customers by End-Use Sector. Washington, D.C.: U.S. Department of Energy, <https://www.eia.gov/electricity/data/browser/#/topic/7>

U.S. Energy Information Administration (EIA) (2025c):

Annual Energy Outlook 2025 – Interactive Data Browser. Washington, D.C.: U.S. Department of Energy, <https://www.eia.gov/outlooks/aeo/data/browser/#/?id=3-AEO2025>

U.S. Energy Information Administration (EIA) (2025d):

Natural Gas Prices for Industrial Consumers – Annual Data (Dollars per Thousand Cubic Feet). Washington, D.C.: U.S. Department of Energy,

https://www.eia.gov/dnav/ng/NG_PRI_SUM_A_EPG0_PIN_DMCF_A.htm

Intratec (2025):

MEX ADV: Advanced Gas & Energy Price Report, <https://cdn.intratec.us/nt/docs/iep/previews/IN-TRATEC-IEP-2503-MEX-ADV.pdf>

China Briefing (2025):

China's industrial power rates: Category, electricity usage, region classification, <https://www.china-briefing.com/news/chinas-industrial-power-rates-category-electricity-usage-region-classification/>

CEIC (2025a):

China: Electricity Price – 36 City Monthly Average Transaction Price,

<https://www.ceicdata.com/en/china/electricity-price-36-city>

CEIC (2025b):

China: Price Monitoring Center NDRC – 36 City Monthly Average Transaction Price (Natural Gas for Industry), <https://www.ceicdata.com/en/china/price-monitoring-center-ndrc-36-city-monthly-avg-transaction-price-production-material/cn-usage-price-36-city-avg-natural-gas-natural-gas-for-industry>

Energieinformationszentrum Japan (2025):

Trends in average gas unit price, https://pps-net.org/gas_unit

IEA (2024):

World Energy Outlook 2024 – Free Dataset. Paris: International Energy Agency,

<https://www.iea.org/data-and-statistics/data-product/world-energy-outlook-2024-free-dataset#data-files>

SMARD (2025):

Handbuch Energiedaten Kompakt – Ergänzung, 11. Februar 2025. Interne Dokumentation,

<https://www.smard.de/home/benutzerhandbuch>

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1	Strompreiskomponenten ausgewählter EU-Länder der oberen zwei Abnahmefälle (70–150 GWh; > 150 GWh) im Jahr 2024
Abbildung 2	Strompreise des Abnahmefalls 70–150 GWh in Europa im Jahr 2024
Abbildung 3	Strompreise der oberen zwei Abnahmefälle 70–150 GWh (oben) und > 150 GWh (unten) in Europa im Jahr 2024
Abbildung 4	Strompreise der oberen zwei Abnahmefälle 70–150 GWh (links) und > 150 GWh (rechts) in Europa von 2020 bis 2024
Abbildung 5	Day-Ahead Preisvolatilität im Jahr 2024
Abbildung 6	Strompreise im internationalen Vergleich im Jahr 2024
Abbildung 7	Strompreise im internationalen Vergleich in den Jahren 2023 und 2024
Abbildung 8	Strompreise in den US-Bundesstaaten im Jahr 2024
Abbildung 9	Strompreise in Chinas Provinzen im Jahr 2024
Abbildung 10	Projektion der Strompreise der Industrie im Trendszenario (oben) und im Ambitionsszenario (unten)
Abbildung 11	Projektion der Strompreise im internationalen Vergleich
Abbildung 12	Gaspreiskomponenten ausgewählter EU-Länder der oberen zwei Abnahmefälle (1–4 Mio. GJ; > 4 Mio. GJ) im Jahr 2024
Abbildung 13	Gaspreise der oberen zwei Abnahmefälle 1–4 Mio. GJ (oben) und > 4 Mio. GJ (unten) in Europa im Jahr 2024
Abbildung 14	Gaspreise der oberen zwei Abnahmefälle 1–4 Mio. GJ (links) und > 4 Mio. GJ (rechts) in Europa von 2020 bis 2024
Abbildung 15	Gaspreise im internationalen Vergleich im Jahr 2024
Abbildung 16	Projektion der Gaspreise der Industrie im Trendszenario (oben) und im Ambitionsszenario (unten)
Abbildung 17	Projektion der Gaspreise im internationalen Vergleich

Ansprechpartner/Impressum

Dr. Markus Fisch

Abteilung Wirtschaftspolitik

Telefon 089-551 78-246
markus.fisch@vbw-bayern.de

Impressum

Alle Angaben dieser Publikation beziehen sich ohne jede Diskriminierungsabsicht grundsätzlich auf alle Geschlechter.

Herausgeber

vbw

Vereinigung der Bayerischen
Wirtschaft e. V.

Max-Joseph-Straße 5
80333 München

www.vbw-bayern.de

© vbw November 2025

Weitere Beteiligte

FfE

Forschungsgesellschaft für Ener-
giewirtschaft mbH

Nora Amer Mahgoub
Kirstin Ganz
Alexander Heyder
Leon Spanagel
Dr.-Ing. Timo Kern