

Abschlussbericht

Internationaler Strompreisvergleich

Einordnung und Handlungsempfehlungen zu Stromkosten
der österreichischen Industrie



Gutachten

Internationaler Strompreisvergleich

Einordnung und Handlungsempfehlungen zu Stromkosten
der österreichischen Industrie

Von

Sven Kreidelmeyer (Projektleitung)

Jana Breitenstein

Dr. Fabian Muralter

Im Auftrag von

Oesterreichs Energie

Abschlussdatum

April 2025

Das Unternehmen im Überblick

Prognos – wir geben Orientierung.

Die Prognos AG ist eines der ältesten Wirtschaftsforschungsunternehmen Europas. An der Universität Basel gegründet, forschen Prognos-Expertinnen und -Experten seit 1959 für verschiedenste Auftraggeber aus dem öffentlichen und privaten Sektor – politisch unabhängig, wissenschaftlich fundiert. Die bewährten Modelle der Prognos AG liefern die Basis für belastbare Prognosen und Szenarien. Mit über 200 Expertinnen und Experten ist das Unternehmen an zehn Standorten vertreten: Basel, Berlin, Bremen, Brüssel, Düsseldorf, Freiburg, Hamburg, München, Stuttgart und Wien. In Wien sitzt die Prognos Europe GmbH, unsere Tochtergesellschaft in Österreich. Die Projektteams arbeiten interdisziplinär, verbinden Theorie und Praxis, Wissenschaft, Wirtschaft und Politik.

Geschäftsführer

Christian Böllhoff

Präsident des Verwaltungsrates

Dr. Jan Giller

Handelsregisternummer

Berlin HRB 87447 B

Mehrwertsteuernummer / UID

DE 122787052

Rechtsform

Aktiengesellschaft nach schweizerischem Recht; Sitz der Gesellschaft: Basel-Stadt
Handelsregisternummer
CH-270.3.003.262-6

Gründungsjahr

1959

Arbeitsprachen

Deutsch, Englisch, Französisch

Hauptsitz der Prognos AG
in der Schweiz

Prognos AG

St. Alban-Vorstadt 24
4052 Basel

Weitere Standorte der
Prognos AG in Deutschland

Prognos AG

Goethestr. 85
10623 Berlin

Prognos AG

Domshof 21
28195 Bremen

Prognos AG

Werdener Straße 4
40227 Düsseldorf

Prognos AG

Heinrich-von-Stephan-Str. 17
79100 Freiburg

Prognos AG

c/o Mindspace | 2. Etage
Rödingsmarkt 9
20459 Hamburg

Prognos AG

Nymphenburger Str. 14
80335 München

Prognos AG

Eberhardstr. 12
70173 Stuttgart

Standort der Prognos AG
in Belgien

Prognos AG

Résidence Palace, Block C
Rue de la Loi 155
1040 Brüssel

Tochtergesellschaft
in Österreich

Prognos Europe GmbH

c/o e7 GmbH
Hasengasse 12/2
1100 Wien

info@prognos.com | www.prognos.com | www.linkedin.com/company/prognos-ag

Inhaltsverzeichnis

Abbildungsverzeichnis	VI
Zusammenfassung	VIII
1 Einleitung	1
2 Einführung: Strompreisbildung, Strompreiskomponenten	1
2.1 Strombeschaffungskosten – Strompreisbildung	1
2.2 Netzentgelte	2
2.3 Steuern, Abgaben und Umlagen	3
3 Internationaler Strompreisvergleich	3
3.1 Übersicht	4
3.2 USA im Fokus	9
3.3 China im Fokus	13
3.4 Europa im Fokus	16
3.4.1 Überblick: Strompreise in den europäischen Ländern	16
3.4.2 Strompreiskomponenten in Europa	19
3.5 Zwischenfazit Strompreisvergleich	22
4 Wettbewerbsfähigkeit der österreichischen Industrie	23
4.1 Vorgehen	23
4.2 Strom- und sonstige Energiekosten	24
4.3 Entwicklung der Stromkostenanteile	25
4.4 Stromkosten in den Branchen	26
4.5 Einordnung mit Personalkosten	27
4.6 Vergleich mit Deutschland	28
4.7 Zwischenfazit Wettbewerbsfähigkeit der österreichischen Industrie	29

5	Instrumente und Handlungsempfehlungen	30
5.1	Gaspreisdeckel	31
5.2	Zuschuss zu Netzentgelten	32
5.3	Steuersenkung	33
5.4	Brückenstrompreis	35
5.5	Strompreiskompensation wiedereinführen (SAG)	36
5.6	Exkurs: ARENH-Mechanismus	39
	Quellenverzeichnis	X
	Ihre Ansprechpartner bei Prognos	XII
	Impressum	XIII

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1: Schema zur Bildung des Börsenstrompreises anhand des Merit-Order-Prinzips	2
Abbildung 2: Industriestrompreise im Durchschnitt EU-Länder und weitere Länder im Vergleich für das Jahr 2024, in Euro ct./kWh	4
Abbildung 3: Industriestrompreise im Zeitverlauf in verschiedenen Ländergruppen Industriestrompreise 2015 – 2024, in Euro ct./kWh	5
Abbildung 4: Stromerzeugungskosten im Zeitverlauf in verschiedenen Ländergruppen Vereinfacht berechnete variable Stromerzeugungskosten 2015 – 2025, in Euro ct./kWh	6
Abbildung 5: Gas- und Kohlepreise für verschiedene Ländergruppen Preis 2015 bis 2025, in Euro ct./kWh	7
Abbildung 6: Internationaler Vergleich der durchschnittlichen Industriestrompreise Bandbreite der Preise, Jahr 2024 in ct./kWh	8
Abbildung 7: Stromerzeugung in den USA im Vergleich mit der EU-27 Stromerzeugung nach Energieträgern, 2024	9
Abbildung 8: Preise in den USA Durchschnittliche Industriestrompreise in den USA nach Staat für das Jahr 2024, in Euro ct./kWh	10
Abbildung 9: Stromerzeugung in Kalifornien im Vergleich zum USA-Durchschnitt Stromerzeugung in den USA und in Kalifornien nach Energieträger, 2024	11
Abbildung 10: Stromnetzregionen der USA	13
Abbildung 11: Stromerzeugung in China im Vergleich mit der EU-27 Stromerzeugung nach Energieträger, 2024	14
Abbildung 12: Preise in China Durchschnittliche Industriestrompreise in China nach Provinz in Euro ct./kWh, 2024	15
Abbildung 13: Europa im Fokus Durchschnittliche Industriestrompreise Europas nach Land im Jahr 2024, in Euro ct./kWh	16
Abbildung 14: Stromerzeugung in Österreich Stromerzeugung in Österreich nach Energieträger, 2024	17

Abbildung 15: Historische Industriestrompreise für mittleren und stromintensiven Abnahmefall Jahresverbrauch 0,5 bis 2 GWh in Halbjahresintervallen, in Euro ct./kWh	18
Abbildung 16: Industriestrompreiskomponenten für mittleren und stromintensiven Abnahmefall für ausgewählte EU-Länder für das Jahr 2023, in Euro ct./kWh	19
Abbildung 17: Industriestrompreise für einen mittleren und hohen Abnahmefall nach EU-Ländern für das Jahr 2024 (inkl. Österreichs Position in der EU), in Euro ct./kWh	20
Abbildung 18: Netzkosten mittlerer und stromintensiver Abnahmefall Österreichs Position in der EU-27 und EU-25	21
Abbildung 19: Energiebeschaffung und Spotmarktbezug beim mittleren und hohen Abnahmefall Vergleich Energiebeschaffung von Österreichs Industrie mit reinem Spotmarktbezug, in Euro ct./kWh	22
Abbildung 20: Industriestrompreise im Vergleich	24
Abbildung 21: Kostenanteile für Strom und sonstige Energie am Umsatz	25
Abbildung 22: Stromkostenanteile im Zeitverlauf	26
Abbildung 23: Stromkostenanteile und Bandbreiten in den Branchen	26
Abbildung 24: Personalkostenanteile und Bandbreiten in den Branchen	27
Abbildung 25: Einordnung der Strom- und Personalkostenanteile	28
Abbildung 26: Stromkostenanteile im Vergleich mit Deutschland	29

Zusammenfassung

Für Österreich und die EU generell sind die Industriestrompreise für große Industriebetriebe tiefer als für mittelgroße Betriebe. Größere Stromabnehmer bezahlen geringere Netzentgelte und sind teilweise auch von Steuern und Abgaben befreit. Die Preisentwicklungen am Spotmarkt schlagen sich bei größeren Stromabnehmern in der Regel schneller nieder als bei kleineren.

Die europäischen Preise liegen deutlich über denen der USA und Chinas. Bis 2020 lagen die Strompreise in der EU, den USA und China auf einem sehr ähnlichen Niveau, entwickelten sich in den Folgejahren aber deutlich auseinander. Die Stromsysteme in Europa, den USA und China sind jedoch nicht vergleichbar. Chinas Markt steht unter starkem staatlichen Einfluss. Die Stromversorgung in den USA ist wiederum deutlich unzuverlässiger.

Die Industriestrompreise in Österreich reihen sich im europäischen Mittelfeld ein: Die Österreichischen Industriestrompreise liegen auf dem Niveau seiner Nachbarländer. Die Preise in Skandinavien, Spanien und Frankreich liegen tiefer als in Österreich. In Deutschland, Polen und Tschechien zahlen Industriekunden im Schnitt mehr.

Das allgemeine Strompreisniveau kann langfristig durch eine Ausweitung des Angebots gesenkt werden. Hierfür ist vor allen Dingen der Ausbau von erneuerbaren Erzeugungskapazitäten notwendig, deren Erzeugungskosten nicht durch Erdgas oder CO₂-Preise bestimmt werden.

Die Stromkostenanteile am Umsatz liegen in der österreichischen Industrie im Mittel unter einem Prozent. Energieintensive Subbranchen weisen höhere Stromkostenanteile auf (v. a. in der Chemie- und Mineralindustrie mit bis zu 18 Prozent).

Die Personalkostenanteile (mit rund 10 bis 25 Prozent) am Umsatz haben in der Regel einen deutlich höheren Anteil am Umsatz als die Stromkosten. Für die Industrie insgesamt liegen die Personalkosten ca. um den Faktor 20 höher als die Stromkosten.

Durch die notwendige Transformation der Industrie inklusive umfassender Elektrifizierung ist ein Anstieg der Stromkosten(-anteile) in nahezu allen Branchen zu erwarten. In Abhängigkeit von der Entwicklung der Strompreise relativ zu fossilen Energieträgern steigen dadurch die Anteile der Stromkosten an den Energiekosten, während die Anteile fossiler Energieträger sinken. Niedrige Stromkosten und höhere Effizienz von strombasierten Technologien können Anreize für die Umsetzung von Elektrifizierungsmaßnahmen sein.

Insgesamt sind die Stromkosten heute nur vereinzelt von großer Bedeutung für die Wettbewerbsfähigkeit der österreichischen Industrie. In Zukunft werden sie aber v. a. für Grundstoffbranchen zentral für die Wettbewerbsfähigkeit und die erfolgreiche Transformation.

Die Strompreiskompensation bzw. die Wiedereinführung des Stromkosten-Ausgleichsgesetzes (SAG) schneidet in der Bewertung der Instrumente zur Verbesserung der Wettbewerbssituation am besten ab. Das Instrument ist treffsicher und adressiert jene Betriebe, in deren Produktion Stromkosten eine hohe Relevanz haben. Außerdem ist das Instrument einfach einzuführen und mit europäischem Recht vereinbar. Aufgrund der Treffsicherheit schneidet das Instrument auch beim notwendigen Mittelaufwand vergleichsweise gut ab.

1 Einleitung

Strompreise stellen einen wichtigen Inputfaktor für die österreichische und europäische Industrie dar und können die Wettbewerbsfähigkeit der hier ansässigen Industrieunternehmen stark beeinflussen. In den vergangenen Jahren kam es zu einem deutlichen Anstieg der Strompreise, ausgelöst durch die Veränderungen im Brennstoffangebot und der Versorgungsinfrastruktur im Zuge des russischen Angriffskrieges.

Um die Entwicklung der Energiepreise im internationalen Vergleich und ihre Auswirkungen auf die Konkurrenzfähigkeit der österreichischen Wirtschaft abschätzen zu können, präsentiert die vorliegende Studie eine Aufbereitung und Analyse aktueller und vergangener Industriestrompreise im internationalen Vergleich. In einem nächsten Schritt erfolgt eine Einordnung, inwieweit sich die Strompreise auf die Wettbewerbsfähigkeit der Industrieunternehmen auswirken. Im letzten Schritt wird untersucht, welche Instrumente geeignet sind, um die Wettbewerbssituation der österreichischen Unternehmen in Bezug auf die Stromkosten zu stärken.

2 Einführung: Strompreisbildung, Strompreiskomponenten

Die Strompreise, die vom Endkunden gezahlt werden, setzen sich aus unterschiedlichen Komponenten zusammen. Die wichtigsten dieser Komponenten sind:

- Strombeschaffungskosten
- Netzentgelte
- Steuern, Abgaben und Umlagen

Diese Komponenten können je nach Endkundenkategorie (großer Betrieb, kleiner Betrieb, Haushaltskunde etc.) sehr unterschiedlich ausfallen.

2.1 Strombeschaffungskosten – Strompreisbildung

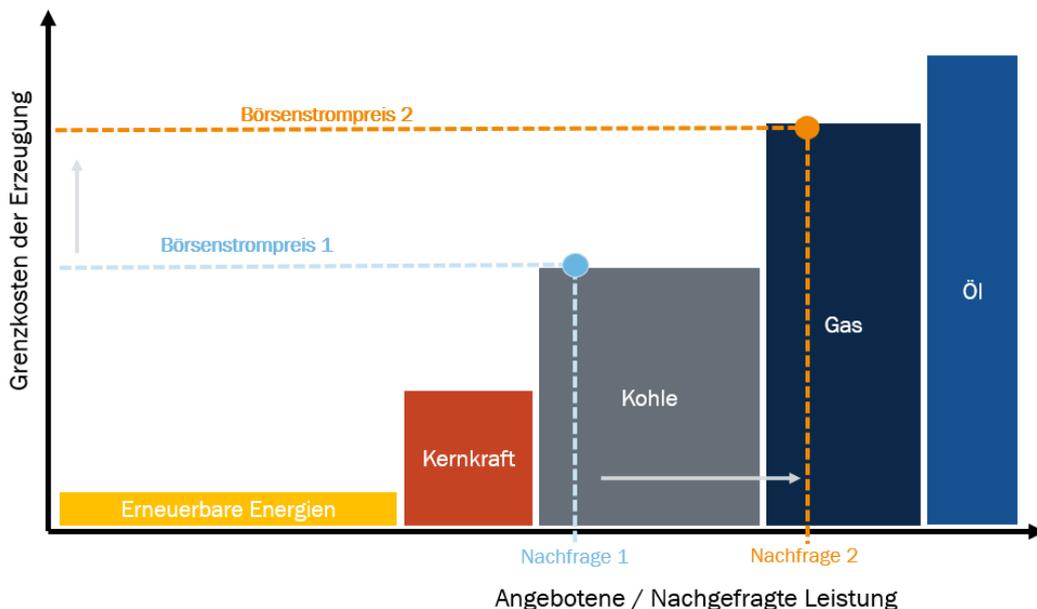
Die Strombeschaffungskosten stellen die reinen Energiekosten für den Endenergieträger Strom dar. Mit dieser Komponente sind daher alle Kosten gemeint, die bei der reinen Stromproduktion anfallen. Wie hoch die Strombeschaffungskosten ausfallen, wird in Österreich über den Strompreis am Großhandelsmarkt bestimmt. Der Strompreis am Großhandelsmarkt bildet sich für ganz Österreich einheitlich für jede Stunde an der Strombörse anhand von Angebot und Nachfrage.

Kraftwerke bieten ihre Erzeugungsleistung an der Börse zu den kurzfristigen Grenzkosten an. Mit Grenzkosten sind die kurzfristigen variablen Stromerzeugungskosten gemeint, d. h. jene Kosten, die beim Kraftwerksbetreiber anfallen, falls das Kraftwerk eine weitere Einheit (z. B. kWh) Strom bereitstellen würde. Bei thermischen Kraftwerken sind dies hauptsächlich Brennstoffkosten und

Kosten für Emissionshandelszertifikate. Erneuerbare Energien wie Wind und Photovoltaik haben Grenzkosten von ungefähr Null. Für Wasserkraftwerke fallen Kosten für den Pumpstrom oder Konzessionsentgelte für das zu nutzende Wasser an.

An der Börse wird aus diesen kurzfristigen Grenzkosten der verschiedenen Kraftwerke eine Angebotskurve gebildet, wobei die Reihung der Kraftwerke von günstig zu teuer erfolgt. So wird sichergestellt, dass in jeder Stunde stets die günstigsten Kraftwerke zum Zuge kommen. Der Strompreis bildet sich dort, wo die Angebotskurve die Nachfrage schneidet. Der Strompreis wird dann von jenem Kraftwerk bestimmt, welches gerade noch benötigt wird, um die Nachfrage zu decken. In vielen Ländern kommt in einer Vielzahl der Jahresstunden zur Deckung der Stromnachfrage als letztes Kraftwerk ein Gaskraftwerk zum Einsatz. Somit bestimmen in den Stunden dann die variablen Kosten des Gaskraftwerkes den Strompreis. Abbildung 1 zeigt hierzu exemplarisch, wie eine Erhöhung des Strombedarfes sich auf den Börsenstrompreis auswirkt. Um den vermehrten Bedarf zu decken, werden Gaskraftwerke benötigt, die höhere Grenzkosten haben. Durch den Unterschied in den Grenzkosten fällt der neue Börsenstrompreis höher aus als zuvor.

Abbildung 1: Schema zur Bildung des Börsenstrompreises anhand des Merit-Order-Prinzips



Quelle: eigene Darstellung Prognos

2.2 Netzentgelte

Netzentgelte sind diejenigen Kostenkomponenten, die zur Finanzierung des Stromnetzes dienen. Da es sich bei Stromnetzen um kapitalintensive Güter handelt, werden über Netzentgelte vor allen Dingen die getätigten Investitionen in die Netzinfrastruktur, wie Leitungen, Transformatoren und Umspannstationen, refinanziert. Außerdem sind in den Netzentgelten die Betriebskosten des

Netzes enthalten, also Personal- und Sachkosten, die für den direkten Betrieb der Stromnetze beim Netzbetreiber anfallen.

Die Höhe der Netzentgelte variiert in der Regel sehr stark zwischen unterschiedlichen Endverbrauchsgruppen. Stromintensive Industriekunden zahlen geringere Netzentgelte als Haushaltskunden. Dies liegt in Österreich vor allem daran, dass große Stromverbraucher wie stromintensive Industriekunden an einer höheren Netzebene angebunden sind. Für den Strombezug von der Erzeugung bis zum Kunden werden somit weniger Netzebenen benötigt, was sich in geringeren Netzkosten widerspiegelt. In anderen Ländern bestehen zudem noch regulatorische Ausnahmen, die zu geringeren Zahlungen von Netzentgelten durch stromintensive Industriekunden führen.

2.3 Steuern, Abgaben und Umlagen

Steuern, Abgaben und Umlagen sind ebenfalls Bestandteil der Strompreise für Endverbraucher. Unter Steuern fällt in Österreich die Elektrizitätsabgabe, die einen fixen Betrag von 1,5 ct./kWh auf den Strompreis ausmacht. Hinzu kommt für Haushaltskunden die Umsatzsteuer in Höhe von 20 Prozent auf den Nettostrompreis.

Abgaben und Umlagen werden in Österreich in Form der Gebrauchsabgabe und der Umlage zur Förderung der Erneuerbaren Energien erhoben. Mit der Gebrauchsabgabe werden vor allem Kommunen für die Nutzung des öffentlichen Grundes für die Stromleitungen entschädigt. Diese Komponenten variieren daher auch innerhalb Österreichs.

In anderen Ländern bestehen teilweise noch weitere Umlagen, die zur Refinanzierung unterschiedlichster Betreffnisse erhoben werden. So gibt es beispielsweise Umlagen zur Refinanzierung der Anbindung von Offshore-Windparks, zur Refinanzierung von Kernkraftanlagen oder um Entschädigungszahlungen für Katastrophen zu leisten.

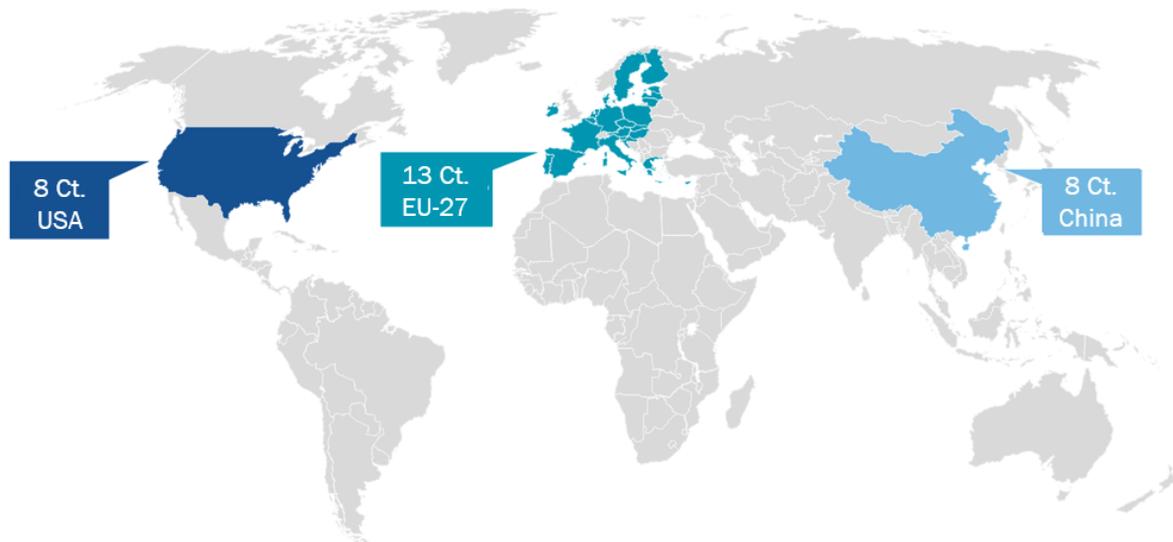
3 Internationaler Strompreisvergleich

In diesem Kapitel werden die Industriestrompreise in Österreich im internationalen Vergleich analysiert. Hierzu werden mittlere und stromintensive Abnahmefälle betrachtet und dabei die verschiedenen Strompreiskomponenten aufgeschlüsselt: Beschaffung, Netzentgelte, Stromsteuer und sonstige Umlagen. Der Fokus liegt dabei auf ausgewählten Ländern der EU-27. Ergänzend werden die Strommärkte von China und den USA vertieft dargestellt und deren Besonderheiten erläutert. Außerdem erfolgt eine Darstellung der Industriestrompreise der letzten zehn Jahre, um damit die Entwicklung der Strompreise und deren Abhängigkeit von verschiedenen Einflussfaktoren, wie zum Beispiel die Entwicklung der Gaspreise, einzuordnen.

3.1 Übersicht

Abbildung 2: Industriestrompreise im Durchschnitt

EU-Länder und weitere Länder im Vergleich für das Jahr 2024, in Euro ct./kWh



Quelle: Eurostat, EIA, CEIC, GOV.UK

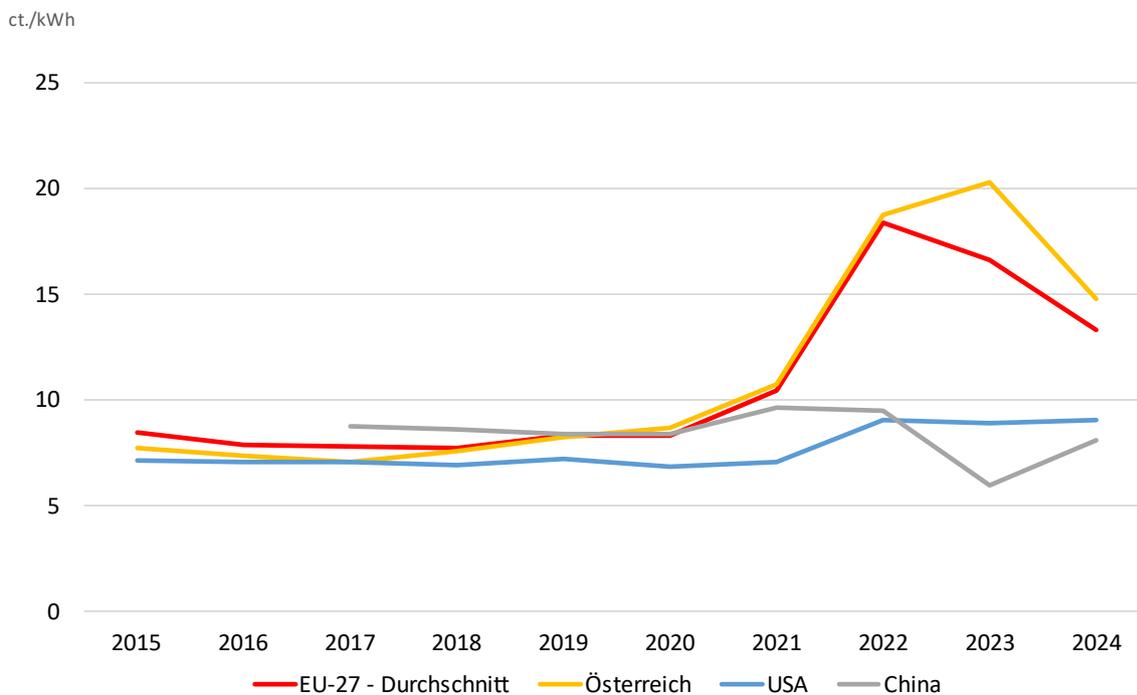
© eigene Darstellung Prognos

Abbildung 2 zeigt auf der Weltkarte die durchschnittlichen gewichteten Industriestrompreise für China, die USA und die EU-27. Im Zuge des massiven Gaspreisanstiegs im Jahr 2022 stiegen die Strompreise rapide an. Seither konnte sich die Situation auf den Märkten wieder leicht entspannen. Dennoch liegen die durchschnittlichen Industriestrompreise in der EU deutlich höher als bei den Wettbewerbern in anderen Wirtschaftsräumen.

Dieser Unterschied der Strompreise zwischen der EU auf der einen Seite und den USA sowie China auf der anderen Seite nahmen im Zeitverlauf zu. Abbildung 3 zeigt die durchschnittlichen Stromkosten der USA, Chinas, der EU-27 und Österreichs im Zeitverlauf der letzten 10 Jahre. Von 2015 bis 2021 befinden sich die Preise auf einem sehr ähnlichen Niveau. Ab 2022 blieb China auf einem ähnlichen preislichen Level wie in den Vorjahren. Während die USA mit 2022 nur einen kleinen Anstieg verzeichnete, schossen die Preise in Europa und somit auch in Österreich in die Höhe. Die Strompreise in Österreich liegen seit 2022 sogar über dem EU-Durchschnitt. Diese Dynamik lässt sich auf die stark gestiegenen Gaspreise zurückführen, die die Strompreise in der EU deutlich erhöhten.

Abbildung 3: Industriestrompreise im Zeitverlauf in verschiedenen Ländergruppen

Industriestrompreise 2015 – 2024, in Euro ct./kWh



Quelle: Eurostat, EIA, ClimateScope, CEIC

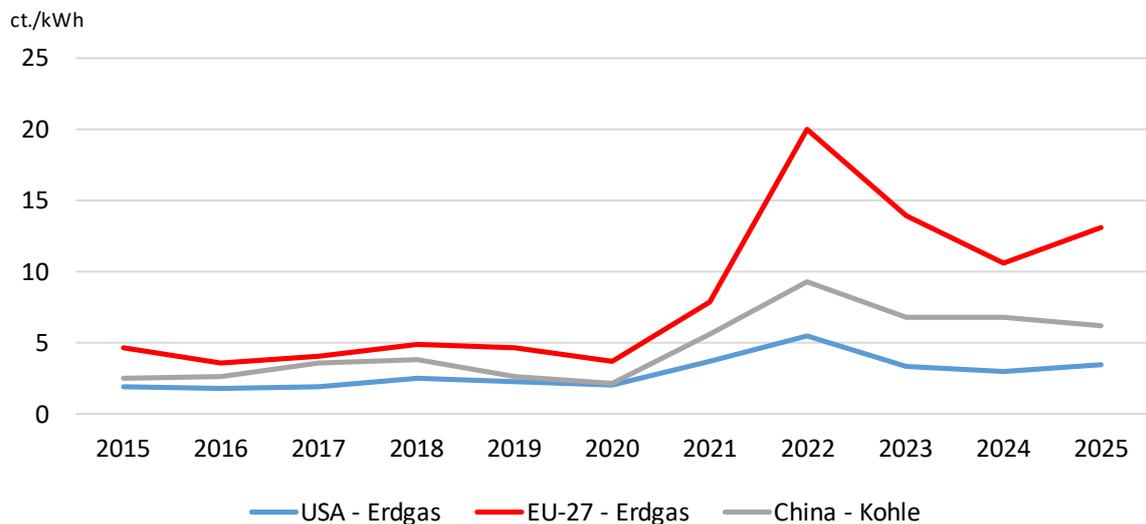
© eigene Darstellung Prognos

Der Zusammenhang zwischen den Gas- und Strompreisen liegt in den Stromerzeugungstechnologien und den Regeln für die Preisbildung an den Strommärkten begründet. In den USA sowie in Europa sind Strommärkte weitestgehend wettbewerblich organisiert. Demnach bestimmen hier die Grenzkosten der Stromerzeugung die Höhe der Strompreise an den Großhandelsmärkten. Im Falle der USA und der EU kommen in einer Vielzahl der Jahresstunden Gaskraftwerke als Grenzkraftwerke zum Einsatz. Diese Kraftwerke sind die Anlagen mit den höchsten variablen Erzeugungskosten, die gerade noch benötigt werden, um die Stromnachfrage zu decken. In den entsprechenden Stunden des Jahres, in denen diese Kraftwerke zum Einsatz kommen, bilden deren Grenzkosten den „Markträumungspreis“. D. h. alle Erzeuger, die in dieser Stunde am Markt bieten, erhalten diesen Preis. Damit sind die variablen Stromerzeugungskosten dieser Anlagen entscheidend für das (mittlere) Strompreisniveau an den Großhandelsmärkten. Im Gegensatz dazu sind in China Kohlekraftwerke die dominierende Stromerzeugungstechnologie, die mit entsprechend niedrigeren Grenzkosten die Preisbildung bestimmt.

Zur Illustration wurden diese variablen Kosten der Stromerzeugung der letzten 10 Jahre in der EU, in den USA und in China auf Basis der tatsächlichen Brennstoffkosten modellhaft berechnet und in Abbildung 4 dargestellt. Zur Vereinfachung wurden für die Berechnung identische Gaskraftwerke in den USA und der EU angenommen, die einen einheitlichen elektrischen Wirkungsgrad von 0,5 aufweisen. Der Wirkungsgrad der Kohlekraftwerke in China wurde mit 0,3 angenommen. Neben den Brennstoffkosten für Gas bzw. Kohle wurden in den Kosten auch die Preise für Emissionshandelszertifikate berücksichtigt. In den USA wurde hierbei der Preis des Emissionshandelssystems in Kalifornien genutzt.

Abbildung 4: Stromerzeugungskosten im Zeitverlauf in verschiedenen Ländergruppen

Vereinfacht berechnete variable Stromerzeugungskosten 2015 – 2025, in Euro ct./kWh



Quelle: EIA, CEIC, BAFA

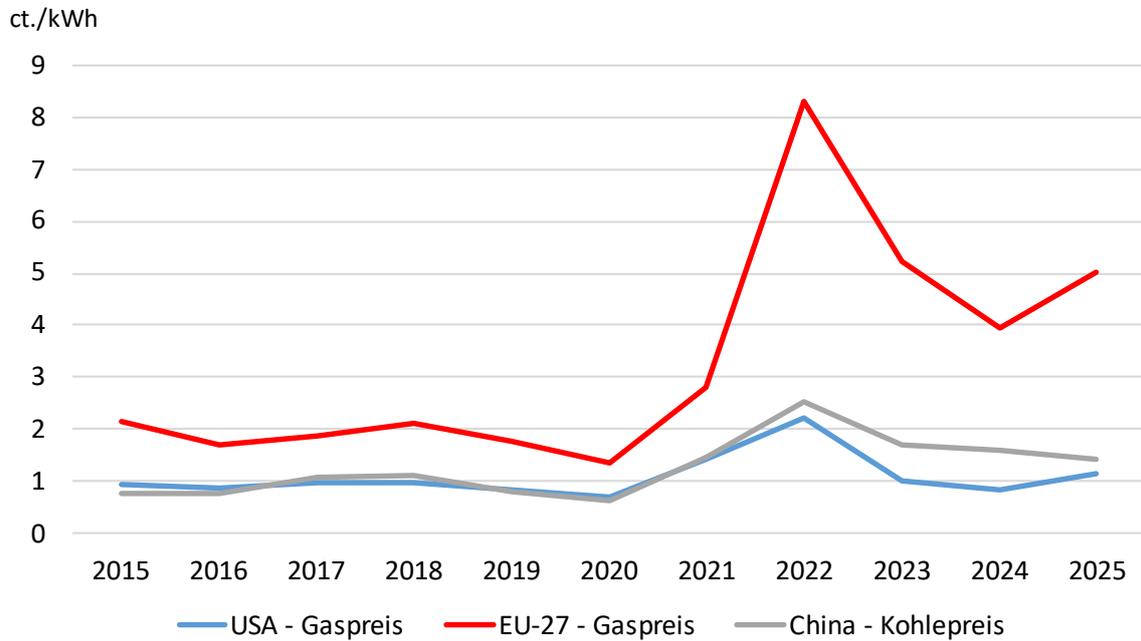
© eigene Darstellung Prognos

Anhand der Darstellung wird deutlich, dass die USA durchgehend tiefere Erzeugungskosten als die EU aufweisen. Dies liegt an den fundamental niedrigeren Gaspreisen in den USA, die aufgrund inländischer Förderung und der Unabhängigkeit von Gasimporten deutlich tiefer liegen. Vor 2021 waren die Gaspreise im Schnitt in Europa doppelt so hoch wie in den USA. Während der Energiekrise vervielfachte sich dieser Wert. Aktuell liegen die Gaspreise in Europa etwa viermal so hoch wie in den Vereinigten Staaten. Der Blick auf die Grafik zeigt, dass sich dies analog in den Stromerzeugungskosten niederschlägt, die in Europa deutlich höher liegen als in den USA. Sowohl in Europa als auch in den USA steigen die Industriestrompreise ab 2021 deutlich an, in der EU jedoch gemäß Abbildung 3 deutlich stärker als in den USA. Die Entwicklung der Gaspreise ist als Haupttreiber für diesen Zusammenhang auszumachen, weil Gaskraftwerke in einer Vielzahl der Stunden die Strompreise bestimmen. Ein weiterer nachgelagerter Faktor ist die unterschiedliche Bepreisung von Emissionen, die in der EU ebenfalls höher ist als in den USA.

Die Stromerzeugungskosten in China liegen durchgehend zwischen denjenigen in den USA und in Europa. Seit 2021 kam es auch bei den Stromerzeugungskosten von Kohlekraftwerken zu einem Anstieg, da im Zuge der weltweiten Energiepreissteigerungen nicht nur die Erdgas-, sondern auch die Kohlepreise anstiegen. Interessant hieran ist, dass sich diese Entwicklung so nicht in den in Abbildung 3 dargestellten Industriestrompreisen niedergeschlagen zu haben scheint. Hier gab es nach 2021 keinen Anstieg, sondern sogar einen leichten Rückgang. Dies deutet darauf hin, dass die Industriestrompreise in China nicht nach grenzkostenbasierter Marktlogik wie in Europa oder den USA gebildet werden. Die Industriestrompreise in China haben sich demnach von den Entwicklungen der Kohlepreise zunehmend entkoppelt.

Abbildung 5: Gas- und Kohlepreise für verschiedene Ländergruppen

Preis 2015 bis 2025, in Euro ct./kWh



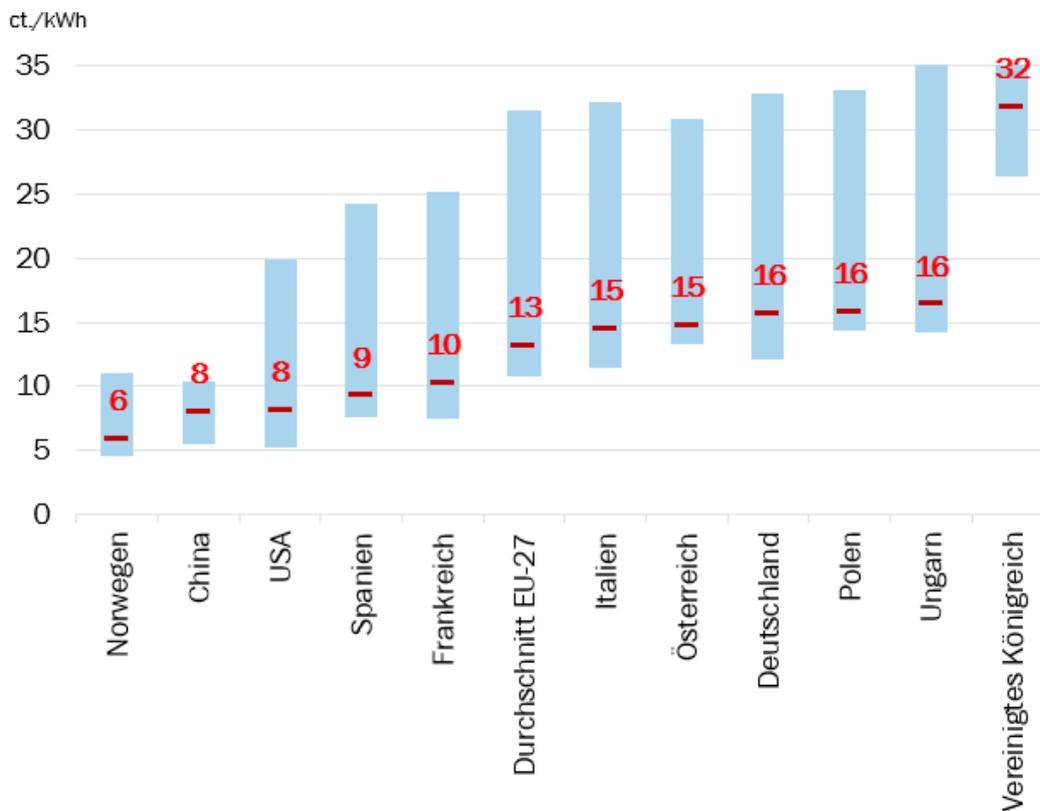
Quellen: EIA

© eigene Darstellung Prognos

Wie in Abbildung 2 gezeigt, liegt der Durchschnittspreis für Industriekunden in der EU bei rund 13 Euro ct./kWh. Dieser Durchschnittswert variiert innerhalb der unterschiedlichen europäischen Länder. Auch weisen Industriekunden mit geringerem Stromverbrauch in der Regel höhere Preise auf als Großverbraucher. Abbildung 6 zeigt die Bandbreiten und die gewichteten Durchschnittswerte ausgewählter EU-Länder sowie für die USA und China. Dabei sind die Durchschnittspreise der unterschiedlichen Länder jeweils durch die roten Linien innerhalb der Säulen gekennzeichnet. Die Auswahl der entsprechenden Länder erfolgte anhand wirtschaftlicher Größe bzw. wettbewerbliche Relevanz für Österreich.

Abbildung 6: Internationaler Vergleich der durchschnittlichen Industriestrompreise

Bandbreite der Preise, Jahr 2024 in ct./kWh



Quellen: Eurostat, EIA, CEIC, GOV.UK

© eigene Darstellung Prognos

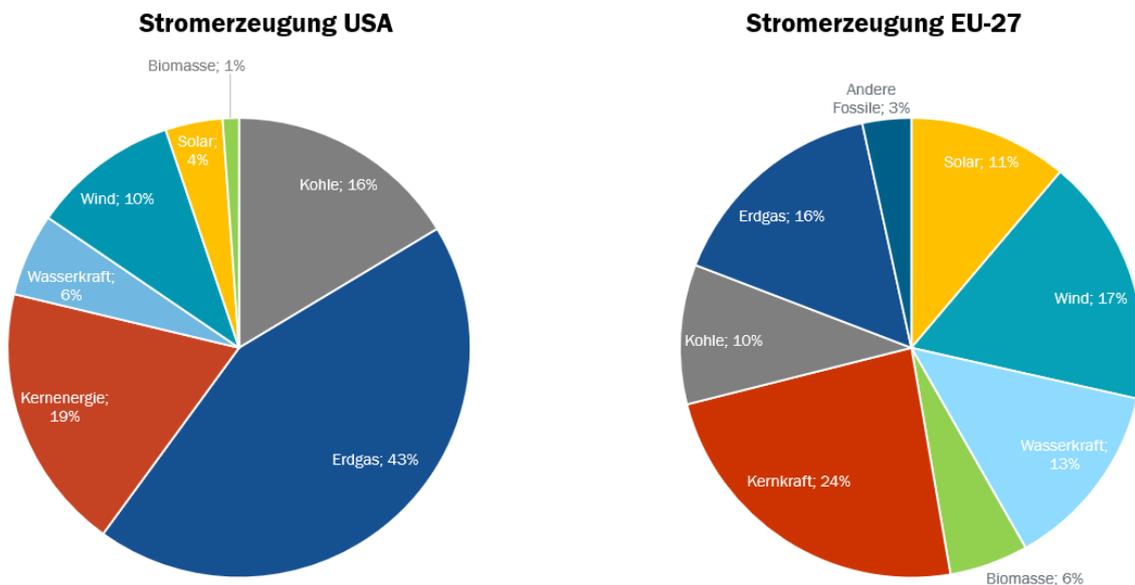
Norwegen weist die geringsten Durchschnittsstrompreise in diesem Ländervergleich für das Jahr 2024 auf. Der Grund hierfür liegt in den hohen Anteilen von Wasserkraft und Windenergie in Norwegen sowie der geografischen Lage. Die Stromerzeugung durch Erdgas spielt in Norwegen nur eine unbedeutende Rolle von rund 1 Prozent, weshalb der Anstieg der Gaspreise sich im norwegischen Strommarkt auch nicht wie in Mitteleuropa ausgewirkt hat. Hinzu kommt, dass Norwegen aufgrund seiner geografischen Lage nur begrenzte Stromübertragungskapazitäten in die Stromverbrauchszentren nach Mitteleuropa aufweist. Steigende Exportmengen, die potenziell das Strompreisniveau ansteigen lassen würden, sind daher nur eingeschränkt möglich.

Nach Norwegen weisen China und die USA die niedrigsten Strompreise auf. Die Bandbreite der Strompreise ist in China am geringsten. In den USA hingegen ist die Bandbreite zwischen den einzelnen Bundesstaaten groß. Staaten wie Kalifornien oder New England weisen Preise zwischen 15 bis 20 Euro ct./kWh auf, während in den Südstaaten sowie im mittleren Osten die Werte zwischen 5 bis 7 Euro ct./kWh liegen. Auf die Situation in den USA und China wird im nächsten Kapitel gesondert eingegangen. Auch die Industriestrompreise in Spanien und Frankreich liegen unter dem EU-Durchschnitt und sind damit relativ günstig. Im Vergleich dazu befinden sich die Industriestrompreise in Österreich im Mittelfeld.

Am höchsten liegen die Industriestrompreise im Vereinigten Königreich. Mit einem Anteil von über 25 Prozent Gaskraftwerken an der Stromerzeugung kommen im Strommarkt des Vereinigten Königreichs nahezu durchgängig Gaskraftwerke zur Deckung der Stromnachfrage zum Einsatz und bestimmen somit den Preis. Aufgrund der geografischen Insellage sind die Übertragungsnetzkapazitäten mit Kontinentaleuropa begrenzt. Günstige Importe aus Nachbarländern können nur in einem Umfang von rund 10 Prozent der Spitzenlast erfolgen (zum Vergleich: Der Anteil in Österreich liegt bei rund 100 Prozent).

3.2 USA im Fokus

Abbildung 7: Stromerzeugung in den USA im Vergleich mit der EU-27
 Stromerzeugung nach Energieträgern, 2024



Quellen: EIA, Reuters, Ember Energy

© eigene Darstellung Prognos

Die USA hatten im Jahr 2024 einen Stromverbrauch von gut 4.000 TWh und somit einen Pro-Kopf-Verbrauch von knapp 12.000 kWh, dies entspricht fast dem doppelten Pro-Kopf-Verbrauch von Österreich. Abbildung 7 zeigt die Stromerzeugung nach Energieträger für das Jahr 2024 im Vergleich zur EU. Wie zuvor in Abschnitt 2.1 erläutert, ist Gas ein entscheidender Energieträger zur Stromerzeugung in den USA. Rund 43 Prozent der Elektrizität im Land wurde 2024 durch Gas erzeugt, was erneut die große Abhängigkeit zwischen Gas- und Strompreisen verdeutlicht. Zugleich erhöhte sich die Erzeugung über Gas um rund 3 Prozent zum Vorjahr (50 TWh). Daneben haben Kernenergie und Kohle jeweils den zweit- und drittgrößten Anteil am Strommix 2024. Erneuerbare Energien machen zusammengenommen rund 21 Prozent an der Gesamterzeugung aus. Besondere Dynamik zeigt sich beim Zubau von Solar- und Windenergie. Die Erzeugung durch Solar stieg 2024 im Vergleich zum Vorjahr um 27 Prozent (64 TWh). Die Erzeugung von Windenergie nahm von 2023 zu 2024 um 8 Prozent (32 TWh) zu.

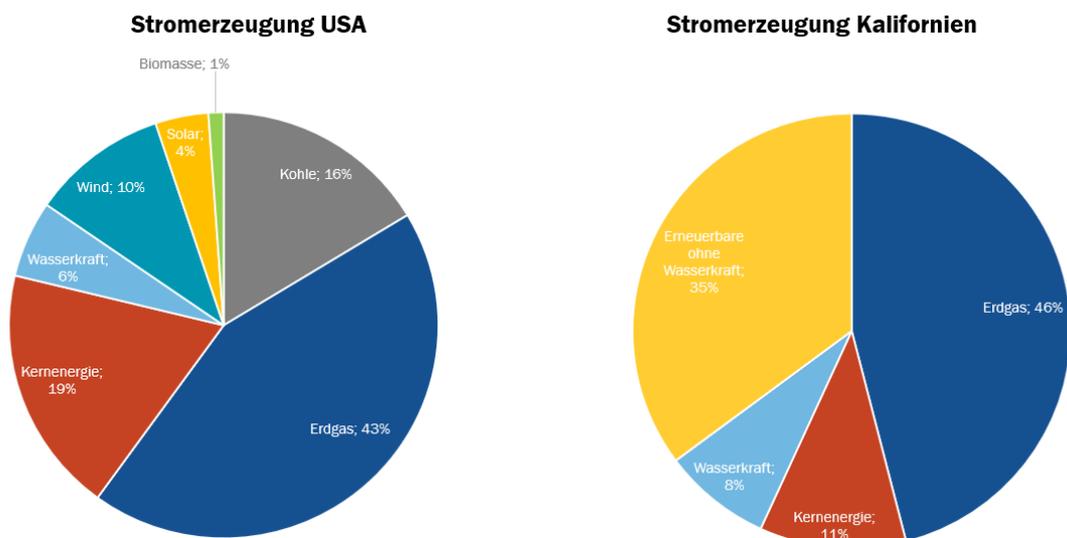
Stromerzeugung in Kalifornien zu den gesamten USA auszumachen, die die deutlichen Unterschiede bei den Strompreisen erklären könnten.

Der wesentliche Grund für die hohen Strompreise in Kalifornien liegt in der unterdimensionierten und veralteten Netzinfrastruktur. Die Ertüchtigung der veralteten Netzinfrastruktur sowie die Verlegung von Erdkabeln erfordert hohe Investitionen, die sich über die Netzentgelte im Strompreis niederschlagen.

Ähnlich wie in der Stromerzeugung für die gesamten USA (siehe Abbildung 9) entfällt fast die Hälfte des erzeugten Stromes auf die Gasverstromung. Damit bestimmen auch in Kalifornien Gaskraftwerke den Strompreis. Im Vergleich zu den gesamten USA liegt der Anteil erneuerbarer Energien in Kalifornien zwar höher. Diese dürften sich jedoch eher preisdämpfend auf die Stromerzeugungskosten auswirken. Kohle spielt keine Rolle mehr bei der Stromerzeugung.

Abbildung 9: Stromerzeugung in Kalifornien im Vergleich zum USA-Durchschnitt

Stromerzeugung in den USA und in Kalifornien nach Energieträger, 2024



Quellen: EIA, Ember Energy

© eigene Darstellung Prognos

Die Gaspreise lagen in Kalifornien aufgrund der geografischen Distanz zu den Förderstätten sowie aufgrund von Problemen mit der Pipelineversorgung höher als im US-Durchschnitt. Im Jahr 2023 lagen die Gaspreise für die Stromerzeugung in Kalifornien rund doppelt so hoch wie im gesamten US-Durchschnitt. 2024 verringerte sich dieser Unterschied auf etwa Faktor 1,4. Über den Wirkungsgrad bei der Gasverstromung schlägt sich dieser Preisunterschied mit Faktor 2 bis 3 im Strompreisniveau nieder. Da die Gaspreise in den USA jedoch 2023/2024 nur bei rund 1 ct./kWh lagen, lässt sich hieraus allenfalls eine geringe Preisdifferenz bei den Strompreisen von wenigen ct./kWh erklären.

Der Grund für die hohen Strompreise in Kalifornien hängt vielmehr insbesondere an einer mangelnden Stromversorgung sowie einer schlechten Netzinfrastruktur und daraus resultierenden zusätzlichen Kosten für die Verbraucher. Kalifornien ist aufgrund seiner geografischen Lage recht

anfällig für Naturkatastrophen, wie die Feuerkatastrophe im Dezember 2024 durch das Phänomen der Santa-Ana-Winde. Einerseits werden durch starke Winde oberirdische Stromleitungen beschädigt, die wiederum zu Stromunterbrechungen führen. Andererseits können die oberirdischen Stromleitungen auch erst Katastrophen wie Waldbrände auslösen, sofern diese nicht rechtzeitig abgeschaltet werden. In Kalifornien war dies in der Vergangenheit bereits oft der Fall, weshalb kalifornische Stromnetzbetreiber zu Entschädigungen verpflichtet werden. Hierfür erheben sie Sonderumlagen für z. B. ausgelöste Waldbrände und schlagen diese auf den Strompreis auf. Dieser Umstand führt nicht nur zu hohen Strompreisen, sondern schlägt sich auch in der Versorgungssicherheit nieder. 2019 waren 2,5 Millionen Personen bzw. 800 Tausend Anschlüsse über einen Zeitraum von über einen Monat immer wieder ohne Strom, um das Auslösen von Waldbränden zu verhindern.

Des Weiteren finanzieren kalifornische Stromkunden noch Schadenskosten einer Reihe weiterer Katastrophen, wie z. B. Entschädigungen in Folge von Gaspipelineexplosionen und deren Wiederaufbau über separate Umlagen auf den Strompreis.

Kalifornische Stromversorger haben in der Vergangenheit zudem oftmals Probleme, die steigende Stromnachfrage zu decken. So lag der Importanteil in Kalifornien in der Vergangenheit bei über 30 Prozent, was im Vergleich mit anderen Bundesstaaten den höchsten Wert darstellt. Immer wieder kam es in der Vergangenheit zu flächendeckenden Stromausfällen in Kalifornien. Zuletzt konnte im August 2020 während einer Hitzewelle die Stromnachfrage nicht mehr gedeckt werden. Infolgedessen wurden Verbraucher zwangsweise vom Übertragungsnetzbetreiber vom Netz genommen, um einen kompletten Blackout zu vermeiden.

Damit die Stromnachfrage weiter gedeckt werden kann, wurde das letzte in Kalifornien bestehende Kernkraftwerk am Netz gelassen. Zur Refinanzierung der Instandhaltung des Kraftwerkes wurde eine weitere Umlage für die Stromverbraucher eingeführt.

Für Standortentscheidungen von Betrieben spielt jedoch nicht nur die Höhe der Strompreise eine wichtige Rolle. Entscheidend ist im Betrieb auch die Versorgungssicherheit, also die Zuverlässigkeit der Stromlieferung. Diese wird durch den sogenannten SAIDI (System Average Interruption Duration Index) gemessen, der angibt, wie hoch die jährliche durchschnittliche Ausfallzeit pro Kunde in Minuten ist. Der SAIDI in den USA lag im Jahr 2023 beim vergleichsweise hohen Wert von 342 Minuten. In Österreich lag der SAIDI bspw. bei nur 32 Minuten, also weniger als einem Zehntel des Werts der USA.

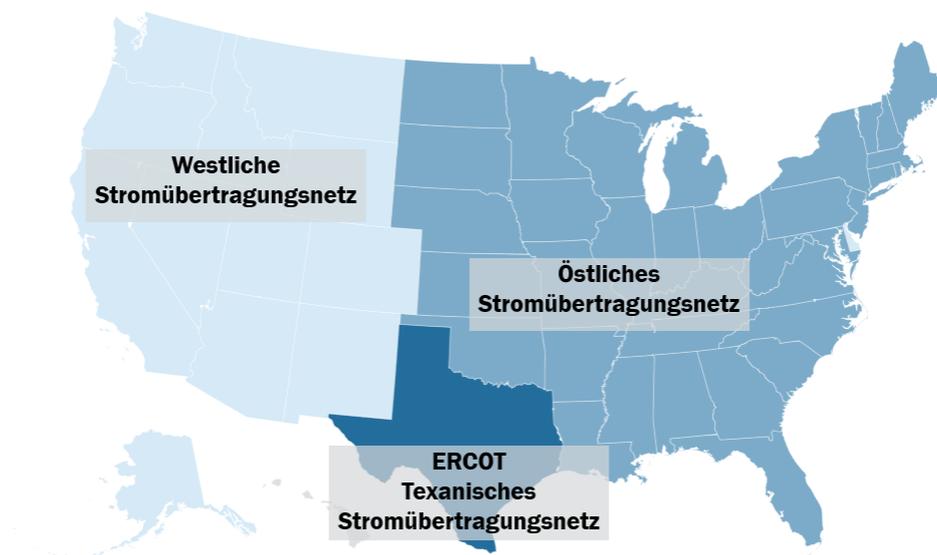
Der SAIDI schwankt im Vergleich der US-Bundestaaten sehr stark. So weist zum Beispiel South Dakota einen relativ geringen Wert mit 77 Minuten auf, während Michigan einen Wert von 1.094 Minuten im Jahr 2023 verbuchte. Kalifornien lag in der Nähe des US-Schnitts mit 346 Minuten und Texas wesentlich darüber mit 492.

Der Grund für diese hohen SAIDI-Werte in den USA liegt in der strukturell schlechteren Netzqualität im Vergleich mit Europa. So wurde in der Vergangenheit zu wenig in die Leitungsinfrastruktur investiert. Stromleitungen verlaufen in den USA viel häufiger als in Europa oberirdisch¹ um Kosten zu sparen. Gleichzeitig sind die USA häufiger von Naturkatastrophen betroffen als Europa, wodurch sich die hohen Stromausfälle auch erklären lassen. Oberirdische Stromleitungen wurden durch Hurricanes oder Tornados gekappt oder beschädigt, die Verlegung als Erdleitungen findet aber aus Kostengründen wenig Anwendung.

¹ <https://www.sueddeutsche.de/politik/raetsel-der-woche-warum-verlaufen-us-stromleitungen-ueber-der-erde-1.3649995>

Darüber hinaus besteht das Stromsystem in den USA (ohne Alaska und Hawaii) aus drei großen Verbundnetzen, die nicht miteinander synchronisiert sind. So operieren das westliche und östliche Verbundnetz unabhängig voneinander. Hinzu kommt ein weiteres kleineres Verbundnetz, das sich allein auf Texas beschränkt. Anders als in Europa führt diese Organisation des Netzes dazu, dass im Falle einer Unterdeckung der Stromnachfrage in z. B. Texas keine Versorgung durch Stromimporte aus anderen Bundesstaaten vorgenommen werden kann. In heißen Sommern tritt dieser Fall vermehrt aufgrund der hohen Stromverbräuche (und Leistungsspitzen) zur Klimatisierung auf.² Auch können nach Naturkatastrophen keine Stromimporte aus anderen Regionen der USA genutzt werden, um die Frequenz im Stromnetz wieder zu stabilisieren. In Europa besteht hingegen ein gesamteuropäisches Übertragungsnetz, in dem alle Länder Europas den Stromaustausch sicherstellen.

Abbildung 10: Stromnetzregionen der USA



Quelle: Handelsblatt

Der Vergleich der SAIDI-Werte zeigt, dass die Qualität der Stromversorgung in den USA deutlich schlechter als in Europa und Österreich ist. Für Industriebetriebe bedeutet dies, dass in den USA ein wesentlich höheres Risiko von Betriebsstörungen besteht. Für eine sichere Stromversorgung müssen Betriebe in den USA daher mit Mehrkosten zur Eigenversorgung rechnen, die im Notfall den Betrieb sicherstellt.

3.3 China im Fokus

Der Gesamtstromverbrauch in China lag 2024 bei 9.850 TWh, was einem Pro-Kopf-Verbrauch von 7.000 kWh entspricht. Damit liegt der Stromverbrauch pro Kopf in China ungefähr auf dem

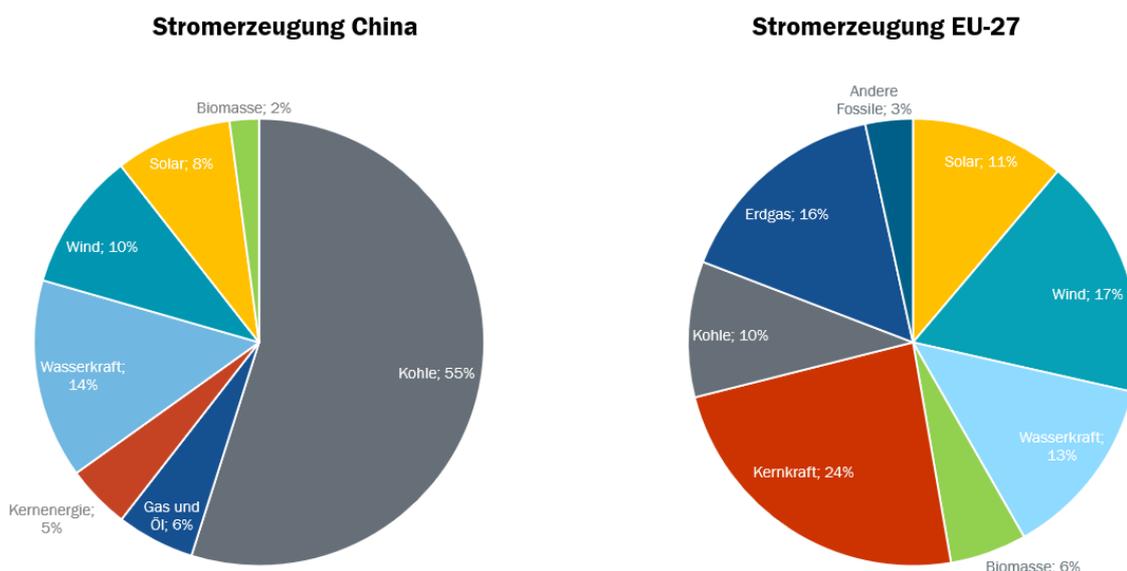
² <https://www.handelsblatt.com/unternehmen/energie/energiewende-warum-texas-immer-wieder-mit-dem-strom-chaos-kaempft/100052411.html>

Niveau von Österreich. Die Stromerzeugung in China ist stark geprägt von Kohle mit einem Anteil von 55 Prozent.

Dementsprechend sollte der Kohlepreis einen maßgeblichen Einfluss auf die Strompreise in China haben. Jedoch scheinen sich in China die Industriestrompreise zunehmend von den Kohlepreisen zu entkoppeln, da Anstiege der variablen Kosten für Kohle in den Jahren 2021/2022 sich nicht in den Strompreisen niederschlagen (siehe Abbildung 3 und Abbildung 4). Diese Entkopplung lässt den Schluss zu, dass Industriestrompreise in China über zusätzliche Instrumente oder Mittel aus anderen Quellen gedämpft werden. Hinsichtlich der Datenverfügbarkeit und der Transparenz ist China jedoch nicht mit Europa und den USA vergleichbar. Aus diesem Grund ist es nicht eindeutig feststellbar, wie diese Entkopplung zustande kommt.

Abbildung 11: Stromerzeugung in China im Vergleich mit der EU-27

Stromerzeugung nach Energieträger, 2024



Quelle: CET

© eigene Darstellung Prognos

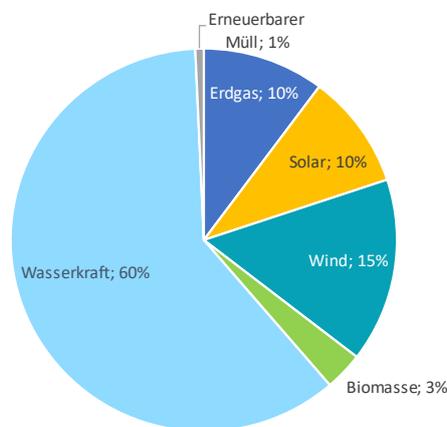
Ein weiterer Grund für die geringeren Preise in China sind die niedrigeren Preise für Emissionshandelszertifikate in China. So lag der Preis im Jahr 2024 bei rund 100 Yuan/Tonne (umgerechnet 13 Euro/Tonne). Im Vergleich lag er in der EU erheblich höher (65 Euro/Tonne im Jahr 2024). Dieser Preisunterschied trägt ebenfalls zur Diskrepanz der Industriestrompreise zwischen der EU und China bei.

Der durchschnittliche Industriestrompreis für China liegt bei umgerechnet rund 8 Euro ct./kWh (siehe Abbildung 12). Im Gegensatz zu den USA sowie den anderen europäischen Ländern weist China bei den Preisen jedoch die geringste Bandbreite innerhalb des Landes auf. Ein weiterer Kontrast, welcher sich im Vergleich mit den USA abzeichnet, sind die Standorte der Industrie. Während sich die stromintensive Industrie in den US-Staaten mit unterdurchschnittlichen Strompreisen befindet, gilt Gegenteiliges für China. Obwohl vor allem die westlichen Provinzen wie

Auf der Iberischen Halbinsel und in Frankreich liegen die Preise tiefer als im Rest von Kontinentaleuropa. Ein wesentlicher Grund hierfür liegt auch an dieser Stelle im geringen Anteil von Erdgas im Erzeugungsmix. In Frankreich lag der Stromerzeugungsanteil von Erdgas im Jahr 2024 bei drei Prozent. In Portugal machte Erdgas acht Prozent und in Spanien 17 Prozent am Erzeugungsmix im Jahr 2024 aus. Anders als in Österreich bestehen in Spanien jedoch vergleichsweise geringere Exportkapazitäten mit dem Ausland. Das niedrigere Preisniveau kann daher nur teilweise zu steigenden Exporten führen, die wiederum das Preisniveau anheben würden. In Frankreich besteht zudem ein spezieller Mechanismus (siehe Kapitel 5.5), der zu niedrigeren Preisen für die Industriekunden führt. Österreich liegt im Mittelfeld der europäischen Preise.

Abbildung 14: Stromerzeugung in Österreich

Stromerzeugung in Österreich nach Energieträger, 2024



Quelle: Energy Charts

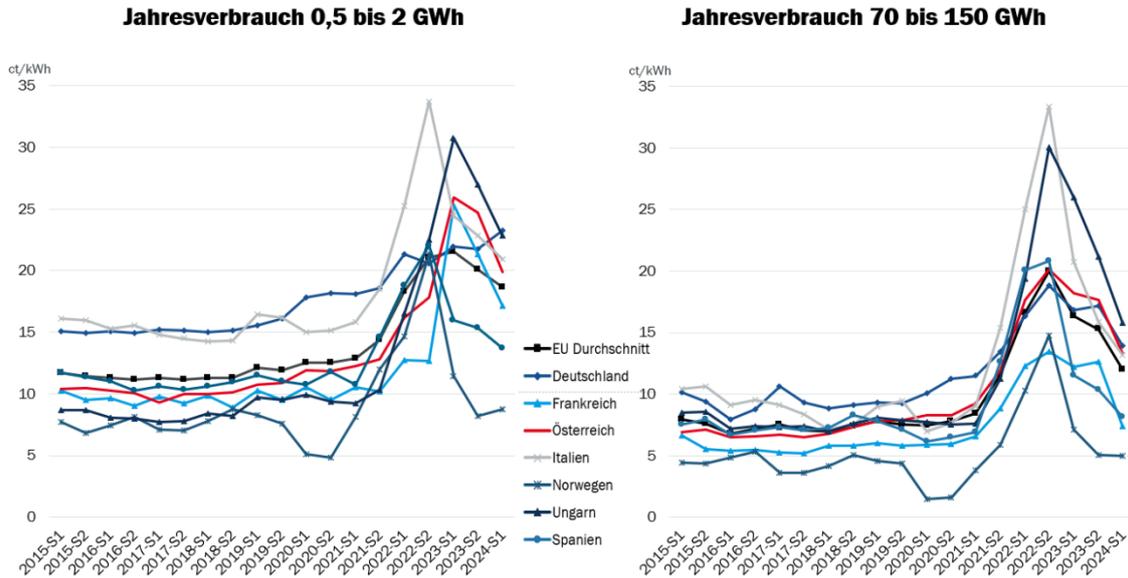
© eigene Darstellung Prognos

Im österreichischen Stromerzeugungsmix nach Energieträgern macht die Erdgasverstromung lediglich 10 Prozent aus, 60 Prozent der Elektrizität stammen aus Wasserkraftwerken (siehe Abbildung 14).

Während die skandinavischen Länder mit ebenfalls sehr hohen Anteilen an Wasserkraft sehr niedrige Preise aufweisen, liegen diese in Österreich signifikant höher. Ein wesentlicher Grund hierfür ist die tiefe Integration Österreichs in den europäischen Strommarkt. Österreich ist stark mit seinen Nachbarländern verflochten. Die Nachfrage aus dem Ausland führt dazu, dass in Österreich trotz hoher Wasserkraftanteile oftmals Gaskraftwerke den Preis bestimmen. Würde beispielsweise die Nachfrage in Österreich so niedrig liegen, dass nur Wasserkraftwerke und erneuerbare Energien den Preis bestimmen, hätte dies einen niedrigeren Strompreis in Österreich zur Folge. Sofern im Ausland die Preise höher lägen, würde so lange Strom aus Österreich importiert, bis sich die Preise im Ausland und Inland angeglichen haben (oder bis alternativ die Importkapazitäten erschöpft sind).

Dieser Fall gilt aber auch umgekehrt, sodass österreichische Kunden auch in Zeiten von hohen Windstromerzeugungen von günstigen Stromimporten aus z. B. Deutschland profitieren können.

Abbildung 15: Historische Industriestrompreise für mittleren und stromintensiven Abnahmefall
 Jahresverbrauch 0,5 bis 2 GWh in Halbjahresintervallen, in Euro ct./kWh



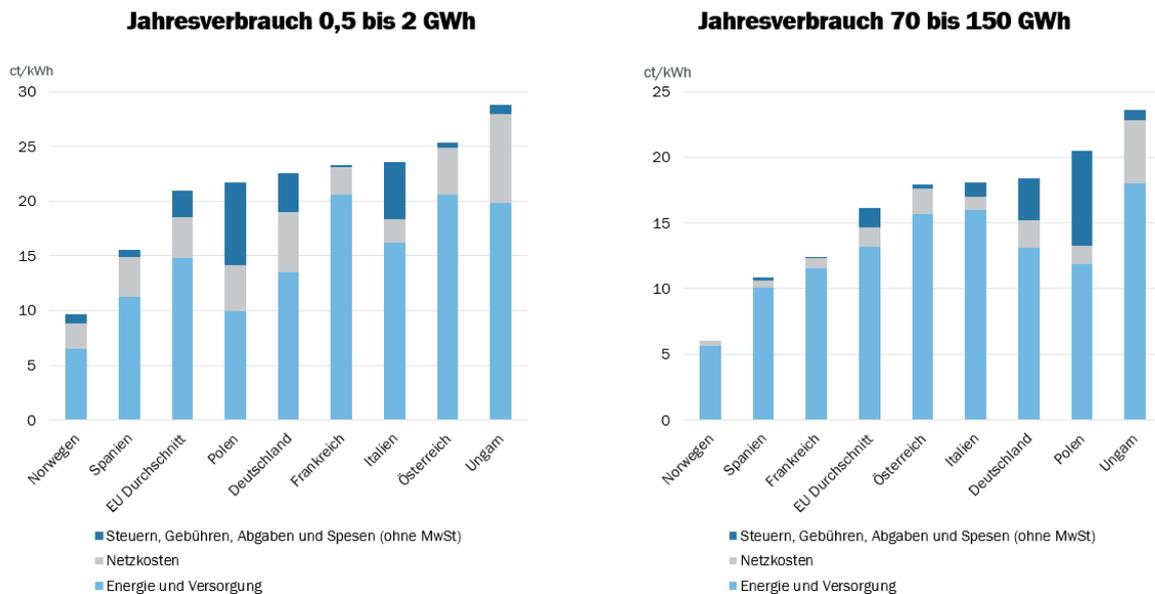
Quelle: Eurostat

© eigene Darstellung Prognos

Wie sich steigende Gaspreise in den letzten Jahren in der Strompreisentwicklung ausgewirkt haben, zeigt Abbildung 15 für einen mittleren Abnahmefall von 0,5 bis 2 GWh und für einen hohen Abnahmefall von 70 bis 150 GWh. Beide Grafiken zeigen die historischen Industriestrompreise des jeweiligen Abnahmefalls über die letzten 10 Jahre (in Halbjahresschritten). Bis zum Beginn von 2020 gehörten sowohl Italien als auch Deutschland zu den teuersten Ländern in beiden Abnahmefällen. Mit Anfang 2022 erfolgte in allen Ländern ein deutlicher Anstieg der Industriestrompreise, getrieben durch den Gaspreisanstieg. Der Höchststand wurde Ende 2022 erreicht, danach begannen die Preise allmählich wieder zu sinken. Österreich bewegt sich innerhalb dieser europäischen Preisentwicklung im Mittelfeld.

3.4.2 Strompreiskomponenten in Europa

Abbildung 16: Industriestrompreiskomponenten für mittleren und stromintensiven Abnahmefall für ausgewählte EU-Länder für das Jahr 2023, in Euro ct./kWh



Quelle: Eurostat

© eigene Darstellung Prognos

Abbildung 16 zeigt die Strompreiskomponenten bestehend aus Steuern und Abgaben, Netzentgelten, sowie Energie und Versorgung für einen mittleren und einen hohen Abnahmefall in verschiedenen EU-Ländern.

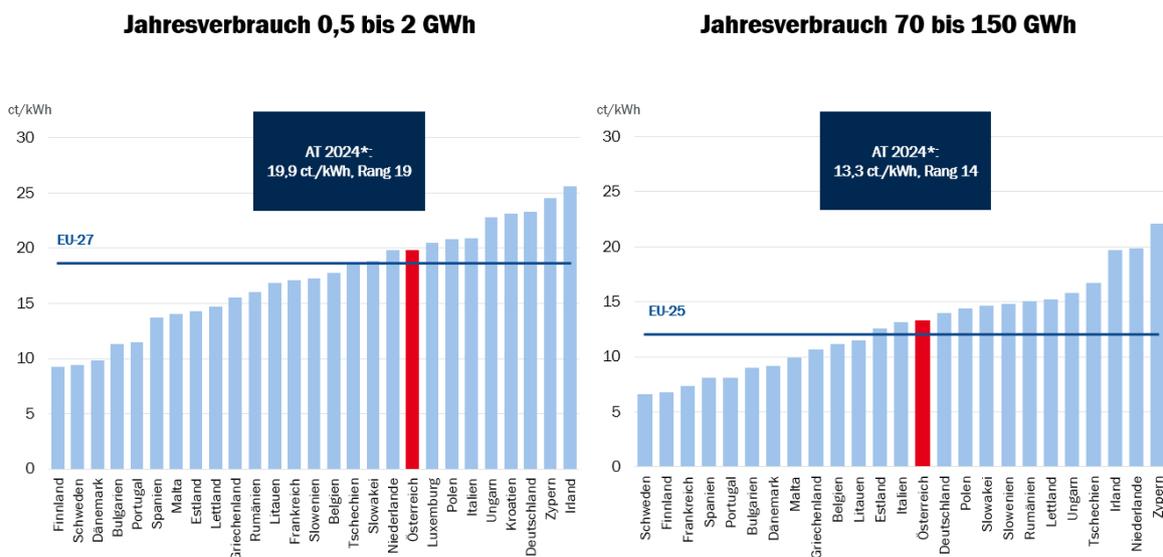
Ungarn sticht dabei mit hohen Netzentgelten heraus. Hier fallen hohe Investitionen für die Erneuerung und den Ausbau der veralteten Netzinfrastruktur an. Diese Investitionen für den Netzausbau werden in Form von Netzentgelten an die Kunden weitergegeben.

Polen fällt mit sehr hohen Steuern und Abgaben in beiden Abnahmefällen auf. Dahinter verbergen sich Abgaben für erneuerbare Energien und Kraft-Wärme-Anlagen und eine Umlage für den Kapazitätsmarkt. Unternehmen mit einem Verbrauch von mehr als 100 GWh/a müssen außerdem Grünstromzertifikate erwerben, um einen Bezug von grünem Strom nachzuweisen. Diese Posten erhöhen die Strompreise zusätzlich.

Die Bandbreite der Industriestrompreise in den verschiedenen Ländern zeigt Abbildung 17 für einen mittleren Abnahmefall (0,5 – 2 GWh Jahresverbrauch) und für einen hohen Abnahmefall (70 GWh bis 150 GWh Jahresverbrauch). Bei dem mittleren Abnahmefall sind Daten aller EU-27-Staaten verfügbar. Die skandinavischen Länder Norwegen, Finnland, Schweden und Dänemark verzeichnen in dieser Klasse die geringsten Strompreise, aus den bereits genannten Gründen der niedrigen Abhängigkeit dieser Länder vom Gaspreis sowie begrenzten Übertragungskapazitäten nach Mitteleuropa.

Österreich erreicht in diesem Vergleich mit 19,9 ct./kWh Rang 19 und reiht sich damit im Mittelfeld und um den EU-Durchschnitt von 18,7 ct./kWh ein. Da nicht alle Länder den hohen Abnahmefall aufweisen, umfasst Abbildung 17 nur 25 Länder. In diesem Fall weisen Schweden, Finnland und Frankreich die niedrigsten Industriestrompreise auf. Erneut befindet sich der österreichische Industriestrompreis mit 13,3 ct./kWh im Mittelfeld (Rang 14).

Abbildung 17: Industriestrompreise für einen mittleren und hohen Abnahmefall nach EU-Ländern
für das Jahr 2024 (inkl. Österreichs Position in der EU), in Euro ct./kWh



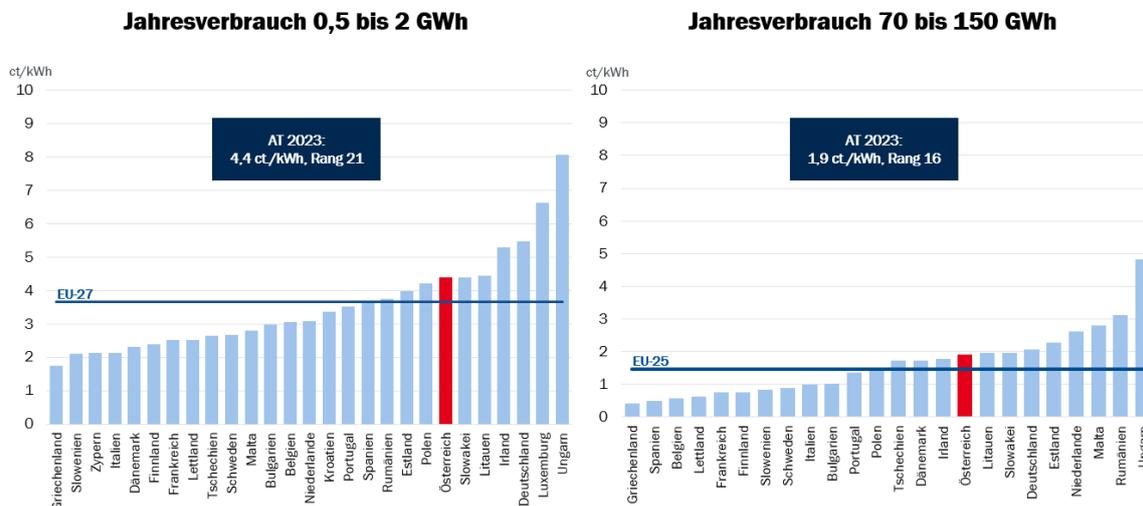
Quelle: Eurostat
* 1. Halbjahr 2024

© eigene Darstellung Prognos

Abbildung 18 stellt die Netzkosten für einen mittleren und einen stromintensiven Abnahmefall in den europäischen Ländern gegenüber. Da Stromkunden mit einem höheren Stromverbrauch in der Regel an einer höheren Netzebene angeschlossen sind als Stromkunden mit einem niedrigen Jahresverbrauch, werden dann auch geringere Netzkosten fällig. Hinzu kommen in einzelnen Ländern wie z. B. Deutschland Ausnahmen für Betriebe mit besonders gleichmäßigem Stromverbrauch.

Hierdurch liegen die Netzkosten im mittleren Abnahmefall deutlich höher als im hohen Abnahmefall. Mit 4,4 ct./kWh übersteigt Österreich den EU-27-Durchschnitt und belegte im Ländervergleich Rang 21 für einen Jahresverbrauch von 0,5 bis 2 GWh. Bei einem Jahresverbrauch zwischen 70 und 150 GWh lag der österreichische Netzkostenanteil bei geringeren 1,9 ct./kWh. In diesem Fall liegen die Netzkosten auf Rang 16 von den 25 Ländern.

Abbildung 18: Netzkosten mittlerer und stromintensiver Abnahmefall
 Österreichs Position in der EU-27 und EU-25



Quelle: Eurostat

© eigene Darstellung Prognos

Abbildung 19 bildet einen Vergleich zwischen dem Stromkostenbestandteil Energiebeschaffung aus den Statistikwerten von Eurostat und Strombezugskosten bei einer reinen Beschaffung über den Spotmarkt ab. Zur Ermittlung der Strombezugskosten am Spotmarkt wurden zwei unterschiedliche Strombezugsprofile genutzt, die dem Strombezug eines typischen Unternehmens des jeweiligen Abnahmefalls entsprechen. Für den mittleren Strombezugsfall wurde ein Strombezug nur werktags zwischen 8-18 Uhr unterstellt. Der stromintensive Abnahmefall bezieht hingegen deutlich gleichmäßiger Strom, wobei eine Revision im Dreiwochenrhythmus an den jeweiligen Wochenenden angenommen wurde.

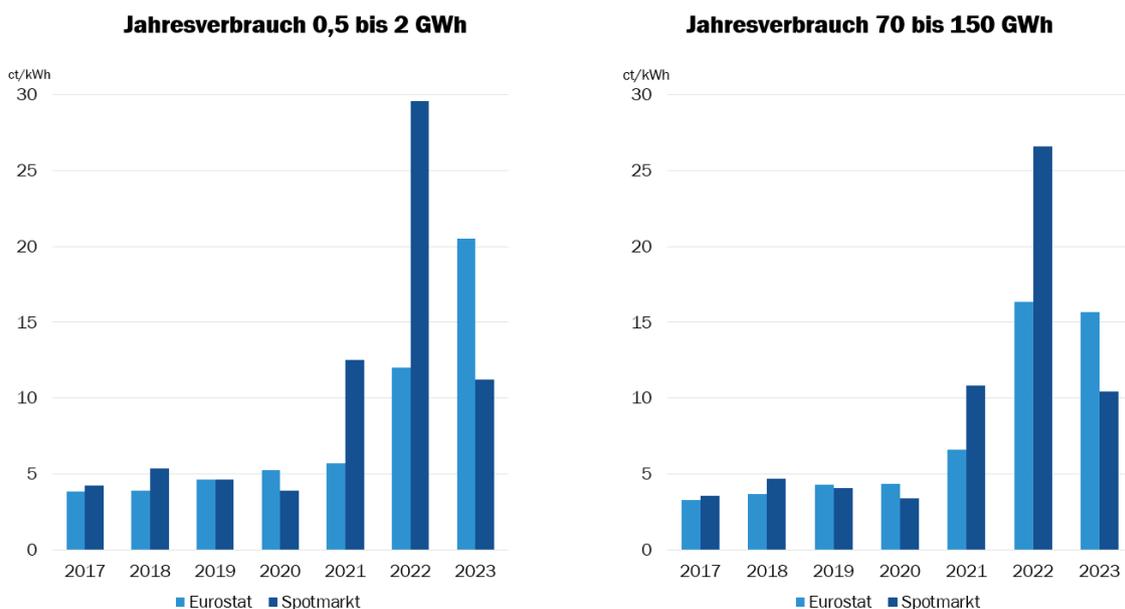
Die Beschaffungskosten bei einem reinen Spotmarktbezug lagen vor 2021 auf einem ähnlichen Niveau wie die von Eurostat ausgewiesenen Energiebeschaffungskosten. Der Anstieg durch die Gaspreise in den Jahren 2021 und 2022 schlug sich deutlicher in den Spotmarktpreisen nieder. Dies deutet auf einen signifikanten Anteil an Beschaffung über Terminkontrakte hin. Ab 2023 zeigt sich wiederum ein umgekehrtes Bild, das sich ebenfalls auf Terminbeschaffung zurückführen lässt. Die Beschaffungskosten reagieren verzögert auf den Rückgang im Jahr 2023 im Vergleich zu den Spotpreisen.

Mit diesem Vergleich wird deutlich, dass sich die Entwicklungen an den Strommärkten erst verzögert in den Strompreisen der Industriekunden mit mittleren Abnahmefällen niederschlagen. In den Beschaffungskosten der hohen Abnahmefälle ist die Entwicklung der Spotmärkte hingegen deutlich schneller bemerkbar. Dies lässt sich dadurch erklären, dass kleinere und mittlere Betriebe oftmals einen im Vorjahr fixierten jährlichen Strompreis von ihren Stromversorgern garantiert bekommen. Die Verträge von Kunden mit hoher Abnahme beinhalten im Gegenzug oftmals Klauseln, die auch die Entwicklung der Spotmärkte mitberücksichtigen oder Unternehmen dieser Größenordnung beschaffen den Strom sogar eigenständig am Spotmarkt.

Wie sich die Entwicklungen der Spotmärkte jeweils genau auf die Stromkosten der Verbraucher niederschlagen, hängt auch von der jeweiligen Beschaffungsstrategie der Stromkunden ab.

Stromkunden, die während der Spitze des Energiepreisanstieges stark Strom über Spotmärkte bezogen, mussten höhere Stromkosten zahlen als Stromkunden, die stark über Terminkontrakte Strom bezogen. Im Gegenzug können Kunden mit einem Strombezug am Spotmarkt aktuell stärker von den fallenden Strompreisen profitieren als Kunden, die über fixierte Terminkontrakte Strom beziehen.

Abbildung 19: Energiebeschaffung und Spotmarktbezug beim mittleren und hohen Abnahmefall
 Vergleich Energiebeschaffung von Österreichs Industrie mit reinem Spotmarktbezug, in Euro ct./kWh



Quellen: Eurostat, Entso-E

© eigene Darstellung Prognos

3.5 Zwischenfazit Strompreisvergleich

Aus dem Kapitel des Strompreisvergleichs lassen sich zusammenfassend folgende Tatsachen ableiten:

Die Industriestrompreise für Betriebe mit großer Abnahme liegen tiefer als diejenigen für Betriebe mit mittlerer Abnahme. Größere Stromabnehmer bezahlen geringere Netzentgelte und sind teilweise auch von Steuern und Abgaben befreit. Die Preisentwicklungen am Spotmarkt schlagen sich bei größeren Stromabnehmern schneller nieder als bei kleineren, dies hängt aber von der jeweiligen Beschaffungsstrategie ab.

Die europäischen Preise liegen deutlich über denen der USA und Chinas. Bis 2020 lagen die Strompreise in der EU-27, den USA und China auf einem sehr ähnlichen Niveau, entwickelten sich in den Folgejahren aber deutlich auseinander. Die Stromsysteme in Europa, den USA und China sind jedoch nicht vergleichbar. Chinas Markt steht stark unter staatlichem Einfluss. Die USA wiederum weist niedrigere Industriestrompreise als in Europa auf, die Stromversorgung ist jedoch deutlich unzuverlässiger.

Österreichs Industriestrompreise reihen sich im europäischen Mittelfeld ein: Die Österreichischen Industriestrompreise liegen auf dem Niveau seiner Nachbarländer. Die Preise in Skandinavien, Spanien und Frankreich liegen tiefer als in Österreich. In Deutschland, Polen und Tschechien liegen die Preise hingegen höher. Das Vereinigte Königreich weist mit Abstand die höchsten Industriestrompreise in Europa auf.

Das allgemeine Strompreisniveau kann langfristig durch eine Ausweitung des Angebots gesenkt werden. Hierfür ist vor allen Dingen der Ausbau von erneuerbaren Erzeugungskapazitäten notwendig, deren Erzeugungskosten nicht durch Erdgas oder CO₂-Preise bestimmt werden.

4 Wettbewerbsfähigkeit der österreichischen Industrie

Ziel dieser Analyse ist es, die Auswirkungen von (hohen) Industriestrompreisen auf die Wettbewerbsfähigkeit der stromintensiven Industrie in Österreich zu untersuchen.³

4.1 Vorgehen

Dafür werden die Stromkostenanteile an den Umsätzen der österreichischen Industrie insgesamt sowie für verschiedene Branchen ermittelt, verglichen und analysiert. Die Energiekostenanteile werden über die Leistungs- und Strukturstatistik herangezogen.⁴ Dies ist eine Gesamtstatistik, für die der Gesamtdatensatz bis zum Jahr 2022 verfügbar ist. Zusätzlich werden die Werte und Mengen des Gesamtenergieeinsatzes und des Fremd- und Eigenstromeinsatzes aus der Gütereinsatzstatistik verwendet, um den Anteil der Stromkosten an den Energiekosten zu ermitteln. Die Daten der Gütereinsatzstatistik beziehen sich auf Großbetriebe mit mehr als 20 Beschäftigten und sind bis zum Jahr 2023 verfügbar. Für eine Einordnung der Relevanz der Stromkosten für die Wettbewerbssituation werden die Personalkostenanteile ebenso über die Leistungs- und Strukturstatistik herangezogen.

Besonderes Augenmerk wird auf strom- und wettbewerbsintensive Industrien wie die Chemie-, Mineral- und Metallindustrie gelegt. Hier erfolgt ein vertiefter Blick auf die Branchenstruktur, den Transformationsdruck und ein Vergleich der Stromkostenanteile mit Deutschland. Dies ermöglicht eine Einordnung der Wettbewerbssituation der Branchen in Bezug auf Stromkosten.

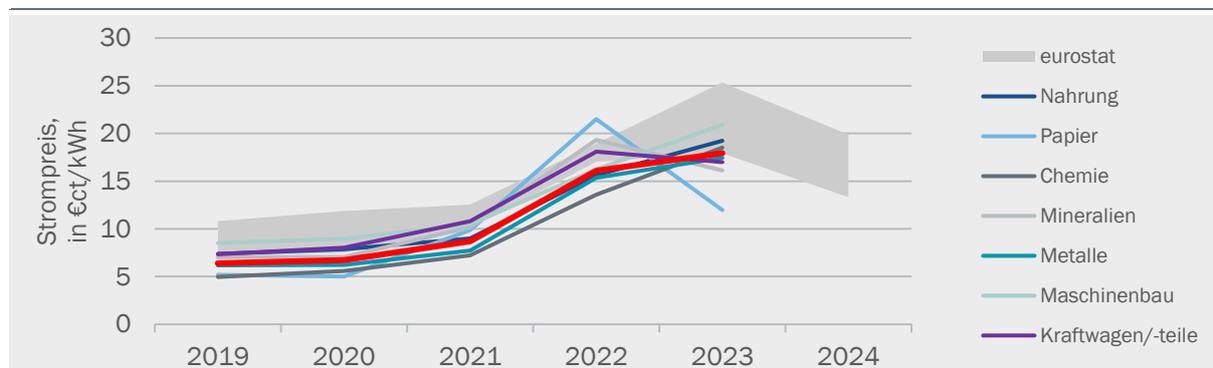
Aus der Gütereinsatzstatistik ergeben sich über Wert und Menge des Fremdstromeinsatzes Preise, die mit den Industriestrompreisen in Österreich von Eurostat (siehe Kapitel 3) verglichen werden können (Abbildung 20).

³ Als Industrie wird das Verarbeitende Gewerbe betrachtet, also nach Klassifikation der Wirtschaftstätigkeiten (ÖNACE) Abschnitt C. Zusätzlich zur Gesamtindustrie wird auf Branchen (ÖNACE 2-Steller) und Subbranchen (ÖNACE 4-Steller) abgestellt.

⁴ Die Leistungs- und Strukturdaten sind ab 2021 EU-weit harmonisiert, was zu konzeptionellen Änderungen geführt hat und die Vergleichbarkeit der Zeiträume einschränkt.

Abbildung 20: Industriestrompreise im Vergleich

Strompreise im Jahresverlauf, in Euro ct./kWh



Quellen: Eurostat (Abnahmefälle >0,5 GWh), Statistik Austria (Industrie gesamt, ausgewählte Branchen)

© Prognos (2025)

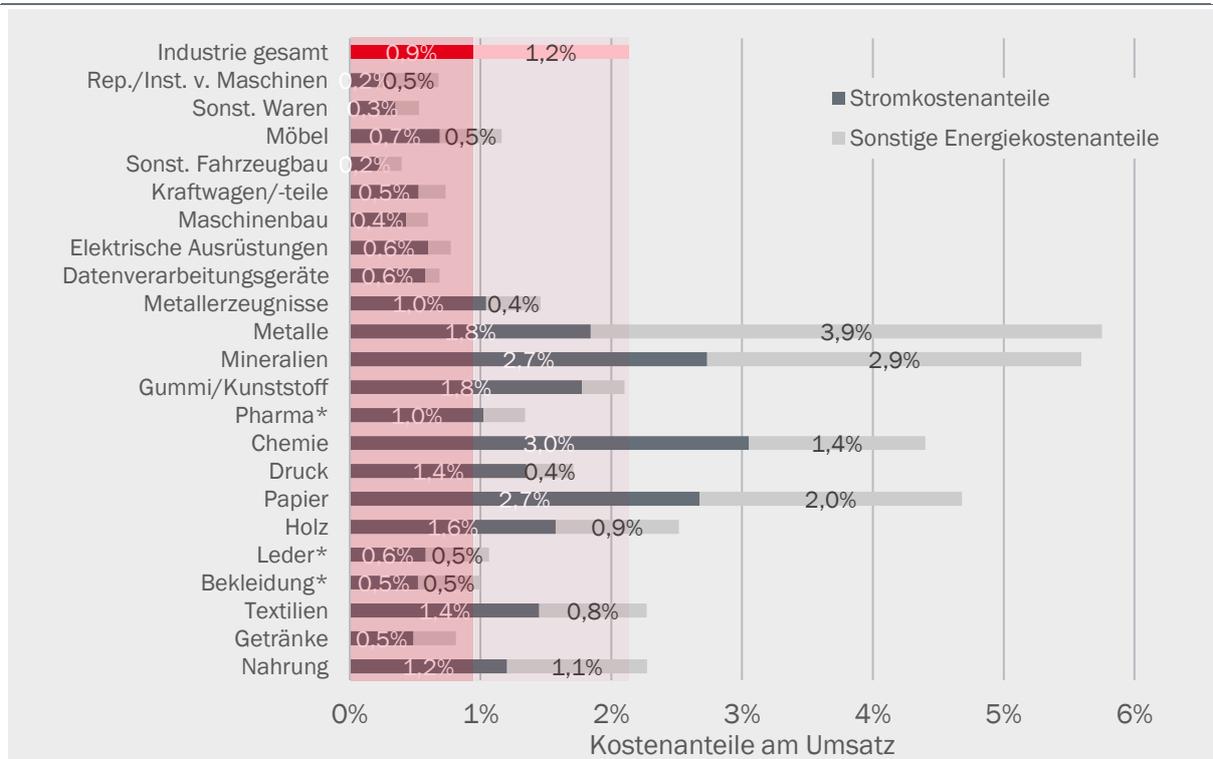
Die Strompreise von Eurostat für Abnahmefälle >0,5 GWh liegen in der Regel etwas über jenen, die sich aus der Gütereinsatzstatistik ergeben. Dies ist u. a. der Tatsache geschuldet, dass es sich bei den Eurostat-Daten um eine Gesamtstatistik handelt, und der Gütereinsatz bei Betrieben mit mehr als 20 Beschäftigten erhoben wird. Die zeitliche Entwicklung ist ähnlich, mit einem steilen Anstieg im Jahr 2022. 2023 blieben die Preise hoch, für 2024 sollte sich auch im Gütereinsatz ein Rückgang der Strompreise abzeichnen. Neben den Gesamtzahlen für die Industrie liegen die Gütereinsatzdaten auf Branchenebene (ÖNACE 2-Steller) vor. Dementsprechend bilden sie eine gute Grundlage für den Zweck der Abgrenzung der Stromkosten ggü. den gesamten Energiekosten für die österreichische Industrie.

4.2 Strom- und sonstige Energiekosten

Die Energiekosten (Strom und sonstige, d. h. unter anderem Erdgas-, Flüssigtreibstoff- und Kohlebezug, ggf. auch Biomasse und Abfall) belaufen sich für die österreichische Industrie insgesamt im Mittel der Jahre 2019 bis 2022 auf rund 2 Prozent des Umsatzes (siehe Abbildung 21). Dies entspricht 2019 bis 2021 einem Wert von 4 bis 5 Mrd. Euro, 2022 stiegen die Kosten krisenbedingt auf rund 8 Mrd. Euro. Die Stromkosten machen insgesamt gute 40 Prozent dieser gesamten Energiekosten aus.

Abbildung 21: Kostenanteile für Strom und sonstige Energie am Umsatz

im Mittel 2019-2022 für die österreichische Industrie gesamt und für alle 2-Steller (Branchen), in % am Umsatz



Quelle: Statistik Austria, sonstige Energiekostenanteile >0,3% beschriftet

* aufgrund unvollständiger Statistik teils aus verfügbaren Jahren und Trends errechnet

© Prognos (2025)

Für die betrachteten Branchen (ÖNACE 2-Steller) belaufen sich die Energiekosten auf 0,4 bis 5,8 Prozent des Umsatzes. Die Stromkosten machen in der Regel knapp die Hälfte der gesamten Energiekosten aus. Der Anteil der Stromkosten am Umsatz liegt im gewichteten Mittel für die Industrie gesamt bei unter einem Prozent, für die betrachteten Branchen bei 0,2 bis maximal rund 3 Prozent (am höchsten in der Chemieindustrie). Bei energieintensiven Industrien überwiegen oft noch die sonstigen Energiekosten, wobei v. a. die Chemie- und Papierindustrie bereits Ausnahmen darstellen. Die perspektivische Elektrifizierung wird in fast allen Branchen (Metalle, Glas, Chemie, Papier usw.) zu einer Erhöhung der Stromkosten(-anteile) führen.

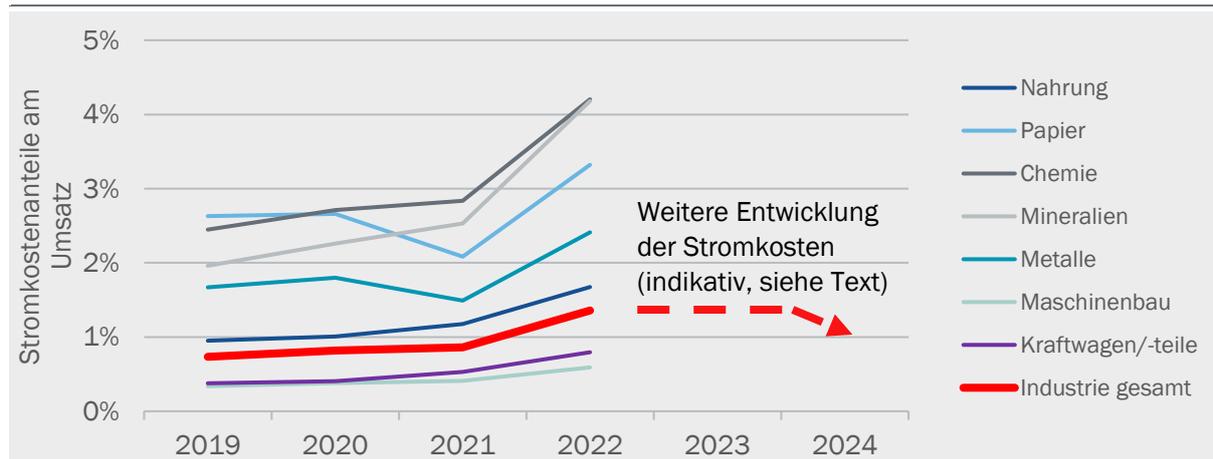
4.3 Entwicklung der Stromkostenanteile

Zwischen 2019 und 2022 bewegten sich die Stromkostenanteile am Umsatz für die Industrie insgesamt in einem Bereich von 0,7 bis 1,4 Prozent (Abbildung 22). Für die betrachteten Branchen (ÖNACE 2-Steller) variierten die Stromkostenanteile zwischen 0,2 und 4,2 Prozent. Im Jahr 2022 verzeichneten die Stromkosten(-anteile) einen markanten Anstieg. Vor diesem deutlichen Anstieg waren die Stromkostenanteile relativ stabil und bewegten sich zwischen 0,2 und 2,8 Prozent, für die Industrie gesamt lagen sie bei rund 0,8 Prozent. Im Vergleich zum Jahr 2019 haben sich die Stromkosten für die Industrie bis 2022 fast verdoppelt. Besonders signifikante Anstiege von über 100 Prozent wurden in Branchen wie Gummi/Kunststoff, Mineralien und Kraftwagen verzeichnet (bei Kraftwagen von einem besonders niedrigen Niveau ausgehend). Die Stromkosten waren im Jahr 2023 weiterhin hoch, mit 2024 sind sie wieder rückläufig (siehe Kapitel 3). Die

perspektivische Elektrifizierung führt innerhalb der Industrie zu höheren Stromkostenanteilen an den gesamten Energiekosten. Dem stehen in der Regel Effizienzgewinne sowie das Ausphasen der fossilen Energieträger mit ihren Kosten(anteilen) entgegen, wodurch finanzielle Belastungen gemildert werden können.

Abbildung 22: Stromkostenanteile im Zeitverlauf

2019-2022 für die österreichische Industrie gesamt und für ausgewählte Branchen, in % am Umsatz



Quelle: Statistik Austria

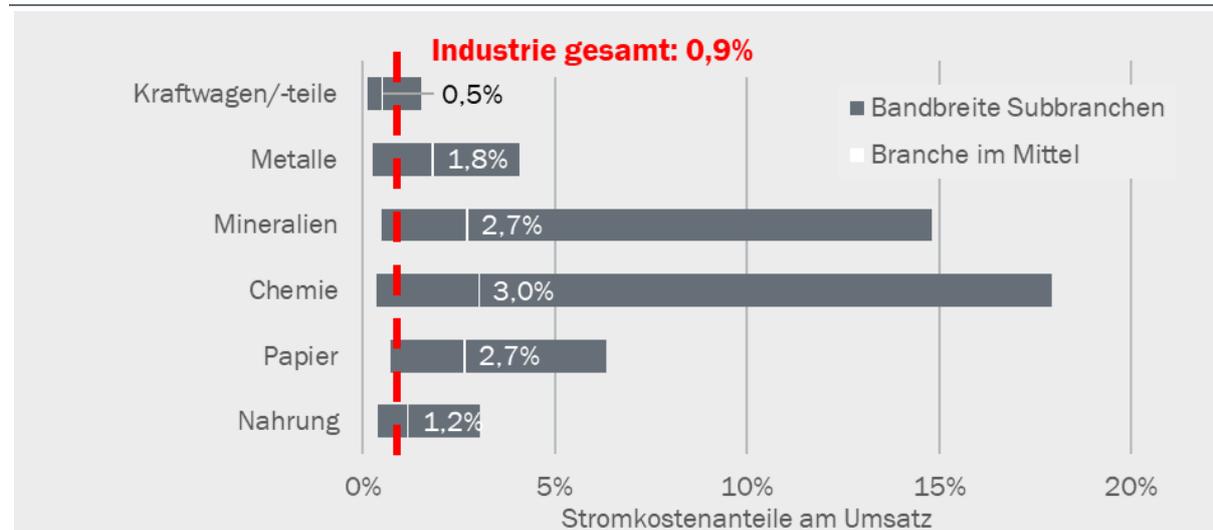
© Prognos (2025)

4.4 Stromkosten in den Branchen

Die Energie- und Stromkosten(-anteile) unterscheiden sich auf Branchenebene mitunter stark, u. a. je nach Produkt, Technologie und Prozess. Abbildung 21 zeigt dies auf Branchenebene. In den Subbranchen (ÖNACE 4-Steller) ist diese Varianz noch ausgeprägter.

Abbildung 23: Stromkostenanteile und Bandbreiten in den Branchen

im Zeitraum 2019-2022 für ausgewählte Branchen und die entsprechenden Subbranchen, in % am Umsatz



Quelle: Statistik Austria, durch Geheimhaltungen Statistik teils unvollständig

© Prognos (2025)

Mit einem Maximum von etwa 28 Prozent liegen die Energiekostenanteile in einzelnen Subbranchen deutlich über den Durchschnittswerten der entsprechenden Branchen. Die Stromkostenanteile variieren dabei von 0,1 bis zu knapp 18 Prozent, bei einem industriellen Mittel von 0,9 Prozent (Abbildung 23). Die Bandbreite ist besonders groß in Branchen wie der Chemie (v. a. Grundstoffe) und bei Mineralien, in denen auch die höchsten Anteile verzeichnet werden. Dabei ist es wichtig zu betonen, dass Branchen bzw. Subbranchen (selbst auf der detaillierten 4-Steller-Ebene) nicht mit der Unternehmensebene gleichzusetzen sind. Außerdem ist die Statistik auf 4-Steller-Ebene von Geheimhaltungen betroffen. Das bedeutet, dass für einzelne Subbranchen oder Unternehmen abweichende, teilweise auch noch höhere Stromkostenanteile möglich sind.

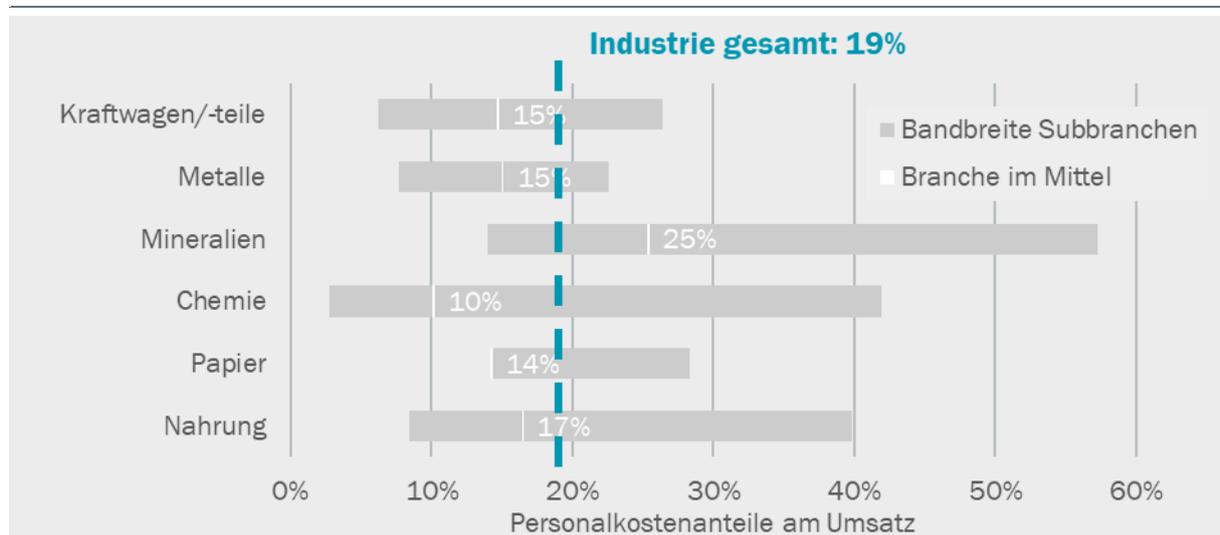
4.5 Einordnung mit Personalkosten

Um diese Kostenbelastungen durch Energie- und Stromkosten einzuordnen, werden auch die Personalkostenanteile der österreichischen Industrie dargestellt (Abbildung 24).

Der Personalkostenanteil am Umsatz liegt für die österreichische Industrie insgesamt bei rund 19 Prozent. In den Branchen zeigen die Personalkostenanteile eine erhebliche Variabilität, auf Branchenebene zwischen 8 und 32 Prozent, auf Subbranchenebene sogar zwischen 3 und 57 Prozent. Besonders große Bandbreiten sind auch hier innerhalb der Chemie- und Mineralindustrie zu beobachten, wobei die niedrigsten Anteile in Teilen der Grundstoffchemie zu finden sind. Wiederrum ist wichtig zu betonen, dass einzelne Subbranchen oder Unternehmen abweichende Personalkostenanteile aufweisen können.

Abbildung 24: Personalkostenanteile und Bandbreiten in den Branchen

im Zeitraum 2019-2022 für ausgewählte Branchen und die entsprechenden Subbranchen, in % am Umsatz



Quelle: Statistik Austria, durch Geheimhaltungen Statistik teils unvollständig

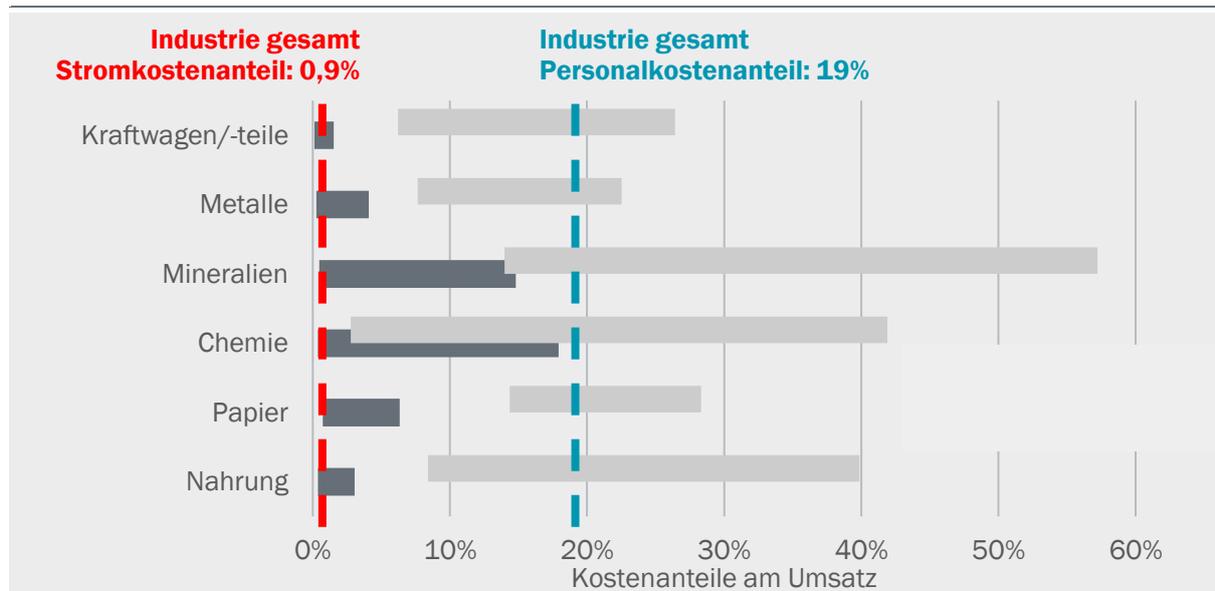
© Prognos (2025)

Die Personalkosten nehmen im Vergleich mit den Stromkosten in der österreichischen Industrie im Allgemeinen eine deutlich größere Bedeutung ein (Abbildung 25). Für die gesamte Industrie sind die Personalkosten um ca. Faktor 20 höher als die Stromkosten. Wenige Ausnahmen bestehen in bestimmten Bereichen der Chemieindustrie (Grundstoffchemie) und in geringerem Maße

auch in der Mineralienbranche. Hier kann die Relevanz der Stromkosten aufgrund hoch automatisierter und energieintensiver Prozesse ähnlich hoch oder sogar höher sein als die der Personalkosten.

Abbildung 25: Einordnung der Strom- und Personalkostenanteile

im Zeitraum 2019-2022 für ausgewählte Branchen und die entsprechenden Subbranchen, in % am Umsatz



Quelle: Statistik Austria, durch Geheimhaltungen Statistik teils unvollständig

© Prognos (2025)

Auch die Entwicklung der Kostenanteile zeigt Unterschiede: Die Stromkosten sind v. a. 2022 stark angestiegen, im Jahr 2023 noch auf einem hohen Niveau, ab 2024 aber wieder deutlich rückläufig. Mit der perspektivischen Elektrifizierung kann sich die Relevanz der Stromkosten allerdings erhöhen. Die Personalkostenanteile sind im Gegensatz zu den Stromkostenanteilen in den Jahren 2021 und 2022 gesunken (auch infolge der Stromkosten), wobei für die Zeit danach wieder ein Anstieg vermutet wird. Die Einkommen sind in den Jahren 2023 und 2024 stärker gestiegen als in den Vorjahren – eine Entwicklung, die parallel zu den Steigerungen der Verbraucherpreise verläuft. 2023 ist die Anzahl der Beschäftigten in der Industrie insgesamt leicht gestiegen, während der Umsatz leicht gesunken ist. Diese Trends unterstreichen die dynamischen Veränderungen im Wirtschaftsgeschehen und die Notwendigkeit, die Entwicklungen kontinuierlich und differenziert zu beobachten. Sie zeigen aber auch die unterschiedlich gelagerte Relevanz verschiedener Kostenanteile im Kontext aktueller und zu erwartender Entwicklungen.⁵

4.6 Vergleich mit Deutschland

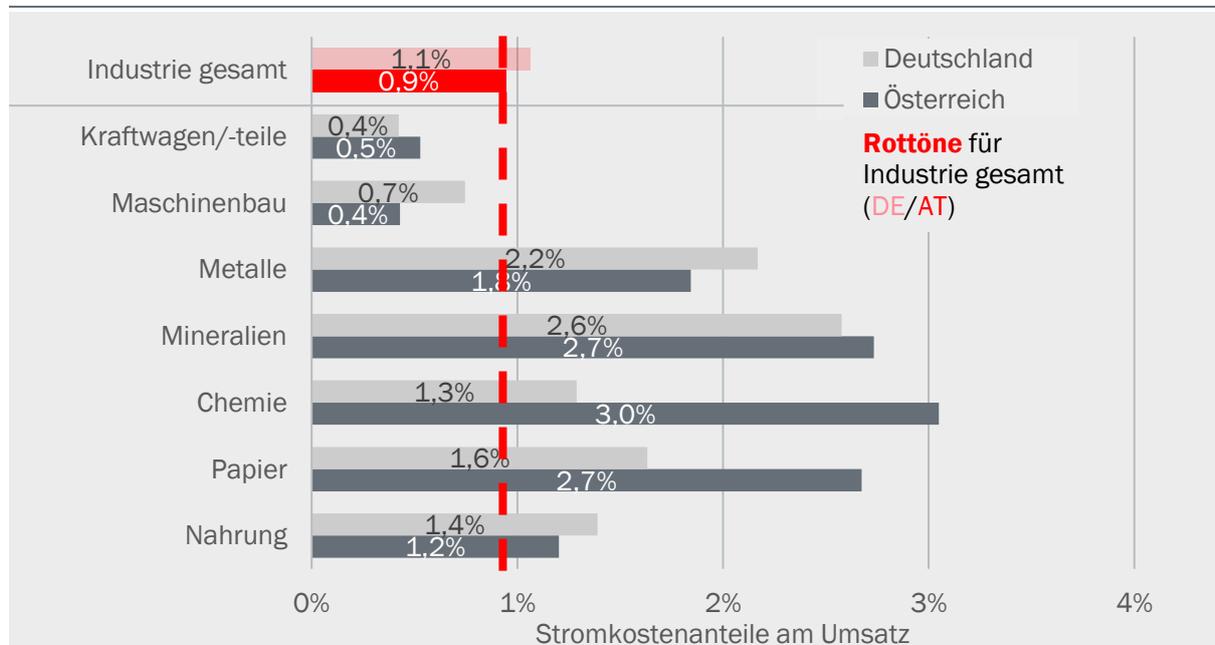
Zur Einordnung der Relevanz der Stromkostenanteile für die (innereuropäische) Wettbewerbssituation wird ein Vergleich mit Deutschland angestellt. Mit Ländern außerhalb der EU soll v. a. der

⁵ Einkommen, Beschäftigte und Umsatz u. a. gemäß Eurostat: Arbeitskostenstatistik, Rechnungshof: Allgemeiner Einkommensbericht, vorläufige Leistungs- und Strukturdaten für 2023

Grenzausgleichsmechanismus (CBAM) für die Herstellung von fairem Wettbewerb in Bezug auf die Energiewende und die Transformation der Industrie sorgen.

Abbildung 26: Stromkostenanteile im Vergleich mit Deutschland

im Mittel 2019-2022 für die Industrie gesamt und ausgewählte Branchen, in % am Umsatz



Quelle: Statistik Austria, Statistisches Bundesamt Deutschland

Hinweis: Für Deutschland sind keine zur Gütereinsatzstatistik für Energieträger vergleichbare Daten verfügbar, wodurch die Stromkostenanteile über Energieträgereinsatz und Energieträgerpreise abgeschätzt wurden. © Prognos (2025)

In Österreich sind die Stromkostenanteile am Umsatz in der Industrie in der Regel ähnlich oder etwas geringer als in Deutschland. Dies hängt mit den Strompreisen zusammen (siehe Abschnitt 3.4.1). Prominente Ausnahmen bilden bestimmte Industriezweige. Insbesondere in der Chemie- und Papierindustrie zeigen sich in Österreich im Mittel höhere Stromkostenanteile am Umsatz. Dies kann u. a. auf Unterschiede in der Branchenstruktur zurückgeführt werden, beispielsweise auf die weniger ausgeprägte Produktion organischer Grundchemikalien in Österreich im Vergleich zu Deutschland. Die Chemieindustrie in Österreich ist dahingegen geprägt von der Primärkunststoffherzeugung. Auch eine unterschiedliche Integration der Standorte (inkl. Eigenstromerzeugung) kann eine Rolle spielen. Bei Metallen sind die Stromkostenanteile in Österreich etwas geringer, was auf strukturelle Unterschiede hinweist. In Österreich ist die Metallbranche v. a. geprägt von der Eisen-/Stahl- und Aluminiumproduktion. Außerdem sind Elektroöfen in Österreich unterrepräsentiert, was sich jedoch in Zukunft mit dem (geplanten) Übergang zur Direktreduktion und einer Zunahme der Sekundärproduktion ändern könnte.

4.7 Zwischenfazit Wettbewerbsfähigkeit der österreichischen Industrie

Die Stromkostenanteile am Umsatz liegen im Mittel unter einem Prozent, mit gewissen Ausnahmen in energieintensiven Subbranchen (v. a. in der Chemie- und Mineralindustrie mit bis zu 18 Prozent).

Die Personalkostenanteile (mit rund 10 bis 25 Prozent am Umsatz) haben in der Regel eine deutlich größere Relevanz am Umsatz als die Stromkosten. Für die Gesamtindustrie liegen die Personalkosten um ca. Faktor 20 höher als die Stromkosten.

Durch die perspektivische Transformation der Industrie inklusive umfassender Elektrifizierung ist eine zunehmende Relevanz der Stromkosten(-anteile) in nahezu allen Branchen zu erwarten. In Abhängigkeit von der Strompreisentwicklung relativ zu fossilen Energieträgern steigen dadurch die Anteile der Stromkosten an den Energiekosten. Niedrige Stromkosten, höhere Effizienz von strombasierten Technologien sowie geringere Abhängigkeit vom Bezug fossiler Brennstoffe können Anreize für Elektrifizierungsmaßnahmen sein.

Insgesamt sind die Stromkosten heute nur vereinzelt von großer Bedeutung für die Wettbewerbsfähigkeit der österreichischen Industrie. In Zukunft werden sie aber v. a. für Grundstoffbranchen zentral für die Wettbewerbsfähigkeit und die erfolgreiche Transformation der österreichischen Industrie.

5 Instrumente und Handlungsempfehlungen

Wie im vorherigen Kapitel gezeigt, stechen bei der Höhe der Stromkosten einzelne Branchen heraus, für deren Wettbewerbsfähigkeit die Strompreise eine Rolle spielen.

In diesem Kapitel erfolgt eine Diskussion möglicher Instrumente, die zu einer Reduktion der Strompreise insbesondere für Industriekunden führen. Die Einführung eines Instrumentes sollte aus Effizienzgründen möglichst treffsicher sein. Vor dem Hintergrund der Ergebnisse in vorherigen Kapiteln sollte ein Instrument daher zielgenau die Strompreise jener Betriebe senken, die besonders strom- und wettbewerbsintensiv sind.

Die Einordnung der Kosten derartiger Instrumente kann über Informationen zu Stromkosten(-anteilen) aus Kapitel 4 erfolgen. Verschiedene Ansätze verdeutlichen die finanzielle Dimension entsprechender Senkungen. Zum Beispiel würde es rund 2 Milliarden Euro pro Jahr kosten, die Stromkosten für ein Krisenjahr wie 2022 für die gesamte Industrie auf das Vorkrisenniveau (2019 bis 2021) zu senken. Eine Senkung der Stromkosten um 3 ct./kWh für die Gesamtindustrie entspricht Kosten von etwa 700 Millionen Euro pro Jahr, während es für ausgewählte energieintensive Branchen (bspw. Papier, Chemie, Mineralien und Metalle) rund 300 Millionen Euro pro Jahr wären. Bei einem noch präziseren Zuschnitt der Begünstigten könnten die Kosten sogar noch deutlich günstiger ausfallen. Eine statistische Senkung der Stromkosten auf maximal 3 Prozent des Umsatzes für alle Subbranchen (ÖNACE 4-Steller) würde in einem Krisenjahr wie 2022 maximal 900 Millionen Euro kosten, während es in Jahren wie 2019 knapp 190 Millionen Euro wären. Bei Fokus auf Subbranchen, bei denen die Personalkosten in einer ähnlichen Höhe wie die Energiekosten liegen, kostet die statistische Senkung der Stromkosten auf max. 3 Prozent des Umsatzes in einem Krisenjahr wie 2022 etwas über 100 Millionen Euro und in Jahren wie 2019 nahezu null. Relevante Stromkostensenkungen für die österreichische Industrie liegen also in Größenordnungen von bis zu wenigen hundert Millionen Euro. Auch die Kosteneinschätzung der Instrumente baut teilweise auf derartigen Berechnungen auf.

Dabei kann eine Senkung der Stromkosten einen Beitrag zur Transformation leisten, da Strom im Vergleich zu anderen fossilen Energieträgern günstiger wird. Eine solch verlässliche Kostenstruktur in Bezug auf Strom bietet der Industrie Planungssicherheit.

Anschließend erfolgt eine Darstellung der einzelnen Instrumente anhand von Steckbriefen. Jedes Instrument wird in seinen grundlegenden Mechanismen dargestellt, hinsichtlich seiner Wirkung analysiert und bewertet. Bei einzelnen Instrumenten sind eine Reihe von Ausgestaltungsmöglichkeiten und Detailfragen offen. In der hier vorgenommenen Darstellung erfolgt bei diesen Instrumenten eine Fokussierung auf die wesentlichen Mechanismen. Es erfolgt eine Bewertung der Instrumente anhand der Kriterien Zielgenauigkeit, Mittelaufwand für den Staat und generelle Umsetzbarkeit (wobei hier keine juristische Bewertung vorgenommen wird).

Übergeordnet kann das allgemeine Strompreisniveau v. a. mittel- bis langfristig durch eine Ausweitung des Angebots gesenkt werden. Dafür ist speziell der Ausbau von erneuerbaren Erzeugungskapazitäten anzustreben, u. a. da deren Erzeugungskosten nicht durch Erdgas oder CO₂-Preise bestimmt werden. Gleichzeitig führt dies zu einer Sicherstellung der Versorgungssicherheit und zu einer Stärkung der Unabhängigkeit (von fossilen Importen).

5.1 Gaspreisdeckel

Inhalte

Auf der iberischen Halbinsel wurde im Juni 2022 ein Gaspreisdeckel eingefügt, der die Höhe der Gaspreise bis Ende 2023 deckelte.

In Spanien und Portugal wurde der Gaspreis dadurch bei seiner Einführung auf 40 Euro/MWh gedeckelt. Bis zu seinem Auslaufen 2023 stieg der Deckel auf 70 Euro/MWh an.

Im Ergebnis lagen die Gaspreise in Spanien und Portugal in den Jahren 2022 und 2023 deutlich tiefer als im Rest von Europa. Durch die Effekte auf die Merit Order im Strommarkt lagen auch die Strompreise deutlich tiefer als in Mittel- und Osteuropa.

In Folge des geringen Preises in Spanien kam es zu gesteigerten Gas- und Stromexporten nach Frankreich. Da die Exportkapazitäten jedoch im Vergleich z.B. zu länderübergreifenden Übertragungsnetzkapazitäten in Mitteleuropa sehr gering sind, kam es nur zu begrenzten Verzerrungen des Gas- und Strommärkte.

Länder mit Instrument

Der Deckel kam in Spanien und Portugal zum Einsatz.

Mittelaufwand für den Staatshaushalt

Der Mittelaufwand für den spanischen und portugiesischen Staat wird auf insgesamt 8,4 Mrd. Euro beziffert.

Wesentliche Vor- und Nachteile des Instruments

Das Instrument konnte die Strom- und Gaspreise auf der iberischen Halbinsel während der Energiekrise deutlich reduzieren.

Das Modell ist jedoch nicht für einzelne Länder in Mitteleuropa übertragbar, da es einen fundamentalen Eingriff in die europäischen Gas- und Strommärkte darstellt. Bei alleiniger Einführung des Gaspreisdeckels auf nationaler Ebene ist mit massiven Exportsteigerungen sowohl beim Gas als auch beim Strom zu rechnen. Aus diesem Grund ist die Einführung dieses Instrument allenfalls auf europäischer Ebene sinnvoll.

Anders als die anderen hier diskutierten Instrumente verbilligt das Instrument auch den Einsatz von Erdgas. Hinsichtlich der langfristigen Transformation der Energiesysteme, die eine zunehmende Elektrifizierung erfordert, kann daher kein eindeutiger Effekt ausgemacht werden.

5.2 Zuschuss zu Netzentgelten

Inhalte

Generell gibt es eine Reihe von möglichen Maßnahmen, um die Höhe der Netzentgelte zu reduzieren. Um den Rahmen dieser Studie nicht zu übersteigen, wird der Einfachheit halber ein rein staatlicher Zuschuss zur Finanzierung der Netzkosten analysiert.

Industriekunden in Österreich zahlen aktuell Netzentgelte zwischen 1 und 4,5 ct./kWh, wobei die Netzentgelte sich sowohl nach Netzebene als auch regional unterscheiden. Stromintensive Industriekunden zahlen Netzentgelte in einer Größenordnung zwischen 1 und 2 ct./kWh.

Die Netzentgelte in Österreich sind zum Jahr 2025 für Industriekunden um 19 Prozent gestiegen. Durch staatliche Zuschüsse lassen sich die Netzentgelte reduzieren.

Länder mit Instrument

Im wichtigen Wettbewerbsland Deutschland ist ein staatlicher Zuschuss zur Reduktion der Netzentgelte angedacht. Durch einen jährlichen Zuschuss von mindestens 5,5 Mrd. Euro sollen die Netzentgelte um 3 ct./kWh laut neuem Koalitionsvertrag gesenkt werden.

Mittelaufwand für den Staatshaushalt

Theoretisch erfordert eine gleichmäßige Absenkung der Netzentgelte für alle Stromverbraucher um 1 ct./kWh, Zuschüsse des Staates in Höhe von 580 Mio. Euro.

Wesentliche Vor- und Nachteile des Instruments

Die Senkung von Netzentgelten erfordert einen relativ hohen Mittelaufwand.

Durch das Instrument ist eine maximale Absenkung von 1 bis 2 ct./kWh für stromintensive Betriebe möglich. Die Kostensenkungen kämen jedoch automatisch auch anderen Verbrauchern zugute. Daher wäre das Instrument in dieser allgemeinen Form wenig treffsicher.

Das Instrument vergünstigt Strompreise gegenüber fossilen Energieträgern und erhöht damit den Anreiz Strom einzusetzen. Damit leistet es einen positiven Transformationsbeitrag.

5.3 Steuersenkung

Inhalte

Die Elektrizitätsabgabe auf den Strompreis beträgt aktuell 1,5 ct./kWh. Diese ließe sich nach geltenden EU-Recht für Unternehmen auf ein Minimum von 0,05 ct./kWh reduzieren.

Es besteht allerdings bereits eine Ausnahme für die nichtenergetische Nutzung von Strom, also z.B. für die Herstellung von Industriegasen. Außerdem können sich

energieintensive Betriebe ab einem Anteil von 0,5 Prozent des Nettoproduktionswertes die Elektrizitätsabgabe zurückerstatten lassen.

Länder mit Instrument

Das wichtige Wettbewerbsland Deutschland reduzierte bereits die Steuer auf Strom für das verarbeitende Gewerbe und plant diese laut neuem Koalitionsvertrag weiterzuführen und auf andere Sektoren auszuweiten. Deutsche Industriekunden haben hier bereits einen Wettbewerbsvorteil gegenüber Österreich.

Mittelaufwand für den Staatshaushalt

Durch eine Absenkung der Elektrizitätsabgabe auf das europäische Minimum entgehen dem Staatshaushalt rund 340 Mio. Euro an Steuereinnahmen.

Wesentliche Vor- und Nachteile des Instruments

Das Instrument ließe sich vergleichsweise einfach umsetzen und ist mit europäischem Beihilferecht vereinbar.

Für die betroffenen Abnahmefälle ließe sich eine Reduktion von 1,45 ct./kWh erreichen.

Durch die bereits bestehenden Vergünstigungen für Teile der chemischen Industrie und weitere energieintensive Betriebe wirkt die Steuervergünstigung nicht treffsicher. Bei einer Steuersenkung für die gesamte Industrie würden auch Betriebe entlastet, deren Stromkostenanteil relativ gering ist.

Das Instrument vergünstigt Strompreise gegenüber fossilen Energieträgern und erhöht damit den Anreiz Strom einzusetzen. Damit leistet es einen positiven Transformationsbeitrag.

5.4 Brückenstrompreis

Inhalte

Der sogenannte „Brückenstrompreis“ beschreibt ein Konzept, die Stromkosten der energieintensiven Industrie auf einem bestimmten Niveau bis zum Jahr 2030 zu deckeln. Ein Vorschlag des deutschen Bundesministeriums für Wirtschaft und Klimaschutz stand in der letzten Legislaturperiode zur Diskussion, fand jedoch bisher keine Mehrheit und wurde daher nicht eingeführt.

Die Regelungen des „Brückenstrompreises“ sehen die Deckelung der Stromkosten für energieintensive Unternehmen auf eine 6 ct./kWh bis 2030 vor. Wobei laut ursprünglichem Vorschlag nicht die tatsächlichen Strombezugskosten der Unternehmen (also inklusive Netzentgelte, Steuern und Umlagen), sondern nur der Energieteil der Beschaffungskosten – der Großhandelspreis – anzusetzen wäre. Für 80 Prozent des jährlichen Strombezugs sollten Rückerstattungen erfolgen, die die Differenz zwischen den Energieteilen des Strombezugspreises und der gedeckelten Höhe von 6 ct./kWh ausgleichen.

Unternehmen, die den Brückenstrompreis in Anspruch nehmen möchten, sollten sich sowohl zu klimaneutralen Transformationen verpflichten als auch Arbeitsplatz- und Standorterhaltung sowie Tariftreue festschreiben.

Inhaltlich ist der Brückenstrompreis weiter gefasst als die Strompreiskompensation, da in seinem angedachten Konzept mehr Betriebe beihilfeberechtigt wären als bei der Strompreiskompensation. Auch bietet der Brückenstrompreis eine bessere Planbarkeit für die Unternehmen. Bei hohen Börsenstrompreisen wären die Entlastungen für die Unternehmen zudem deutlich größer als bei der Strompreiskompensation. Da aktuell die Börsenstrompreise gesunken sind, wäre die Entlastung für 2024 bei einer Deckelung von 6 ct./kWh mit rund 2 ct./kWh für 80% des Stromverbrauchs sogar geringer als bei der Strompreiskompensation. Allerdings ließe sich die Höhe der Deckelung auch reduzieren oder dynamisch anpassen, sodass auch größere Entlastungen möglich wären.

Länder mit Instrument

Das Konzept wurde in Deutschland diskutiert, jedoch nicht eingeführt.

Mittelaufwand für den Staatshaushalt

Die Kostenschätzungen für Deutschland sahen Mittel in Höhe von (gegen Ende) 2 bis maximal 6 Mrd. Euro p.a. vor, insgesamt 24 Mrd. Euro.

Wesentliche Vor- und Nachteile des Instruments

Durch den Brückenstrompreis ist keine Verzerrung des Strommarktes zu erwarten.

Durch die Deckelung der Strombezugskosten entstehen planbar niedrigere Strompreise für die berechtigten Unternehmen.

Details bei der Umsetzung sowie beihilferechtliche Fragen sind wahrscheinlich zu klären. Eine Einführung ist daher grundsätzlich komplexer als die Einführung der Strompreiskompensation.

Die Treffsicherheit des Konzeptes ist geringer als bei der Strompreiskompensation, da auch Unternehmen zugangsberechtigt wären, bei denen der Stromkostenanteil geringer ist oder die weniger wettbewerbsintensiv sind.

Das Instrument vergünstigt Strompreise gegenüber fossilen Energieträgern und erhöht damit den Anreiz, Strom einzusetzen. Damit leistet es einen positiven Transformationsbeitrag.

5.5 Strompreiskompensation wiedereinführen (SAG)

Inhalte

Die Strompreiskompensation ist durch die EU-Emissionshandelsrichtlinie auf europäischer Ebene geregelt. Das Ziel der Strompreiskompensation liegt in der Erhaltung der internationalen Wettbewerbsfähigkeit stromintensiver Industriebetriebe und der Vermeidung von Carbon Leakage. Dies soll durch Beihilfen sichergestellt werden, die die Höhe der indirekten Kosten für Emissionshandelszertifikate im Strompreis ausgleichen sollen.

Da Stromproduzenten zum Erwerb von Emissionshandelszertifikaten verpflichtet sind, spiegelt sich der Preis der Zertifikate in den variablen Produktionskosten von fossilen Kraftwerken wider. Da fossile Kraftwerke in einer Vielzahl der Jahresstunden in der Merit Order den Strompreis an den Großhandelsmärkten bestimmen, findet sich der Preis für Emissionshandelszertifikate indirekt in den Strompreisen wieder.

Die EU-Emissionshandelsrichtlinie bietet den Mitgliedsländern eine Möglichkeit eine Kompensation für diesen indirekten Strompreisanstieg einzuführen. Dabei obliegt es den Mitgliedsländern, ob sie die Strompreiskompensation einführen oder nicht. In

Österreich wurde die Strompreiskompensation temporär für das Jahr 2022 über das Stromkosten-Ausgleichsgesetz 2022 (SAG) eingeführt.

Damit keine Wettbewerbsverzerrungen zwischen den EU-Mitgliedsländern auftreten, ist die Bestimmung der Faktoren für die Ermittlung der Höhe der Strompreiskompensation durch die EU einheitlich geregelt. Die Berechnung erfolgt anhand folgender Faktoren:

- der Höhe des jeweiligen Jahresdurchschnittspreises für Emissionshandelszertifikate,
- der festgelegten Höhe der Beihilfe- bzw. Förderintensität,
- dem anwendbaren CO₂-Emissionsfaktor (dieser ist je Land bzw. Region unterschiedlich, Österreich wird jedoch zusammen mit Deutschland und Luxemburg aufgeführt, was auf die starke Integration dieser Strommärkte zurückzuführen ist)
- sowie produktspezifischen Benchmarks für den Stromverbrauch und die Höhe des gesamten Stromverbrauchs.

In der EU-Emissionshandelsrichtlinie ist eindeutig geregelt, dass nur besonders stromintensive und wettbewerbsintensive Betriebe von der Strompreiskompensation profitieren können. Die definierte Liste umfasst folgende Branchen:

- Herstellung von Lederbekleidung
- Erzeugung und erste Bearbeitung von Aluminium
- Herstellung von sonstigen anorganischen Grundstoffen und Chemikalien
- Erzeugung und erste Bearbeitung von Blei, Zink und Zinn
- Herstellung von Holz- und Zellstoff
- Herstellung von Papier, Karton und Pappe
- Erzeugung von Roheisen, Stahl und Ferrolegierungen
- Mineralölverarbeitung
- Erzeugung und erste Bearbeitung von Kupfer
- Erzeugung und erste Bearbeitung von sonstigen NE-Metallen
- Herstellung von Polyethylen in Primärformen
- Eisengießereien
- Herstellung von Matten aus Glasfasern
- Herstellung von Vliesen aus Glasfasern
- Herstellung von Wasserstoff
- Herstellung von Anorganischen Sauerstoffverbindungen der Nichtmetalle

Länder mit Instrument

Zahlreiche Länder haben die Strompreiskompensation in nationales Recht überführt und unterstützen ihre stromintensive Industrie, darunter wichtige Wettbewerbsländer wie:

- Deutschland
- Norwegen
- Polen
- Spanien
- Frankreich
- Italien
- Vereinigtes Königreich

Das wichtige Wettbewerbsland Deutschland plant zudem laut neuem Koalitionsvertrag, die Strompreiskompensation auch weiterzuführen und sich auf EU-Ebene für eine Ausweitung der Regelungen einzusetzen.

Mittelaufwand für den Staatshaushalt

Die Kosten für die Beihilfen des SAG beliefen sich im Jahr 2022 auf rund 230 Millionen Euro.

Wesentliche Vor- und Nachteile des Instruments

In Ländern, in denen die Strompreiskompensation zum Einsatz kommt, reduzieren die Beihilfen den Strompreis der Betriebe aktuell um rund 3 ct/kWh. Die österreichische Industrie hat aktuell einen Wettbewerbsnachteil gegenüber diesen Ländern.

Durch die Beihilfen finden keine Eingriffe in die Preisbildung oder das Marktgeschehen am Strommarkt statt. Es kommt also nicht zu Verzerrungen am Strommarkt.

Die Strompreiskompensation bzw. das SAG kann mit vergleichsweise geringem Aufwand wieder eingeführt werden. Aufgrund der Definitionen auf EU-Ebene besteht kein Klärungsbedarf mit dem europäischen Beihilferecht.

Die Regelungen der Strompreiskompensation betreffen zielgenau besonders strom- und wettbewerbsintensive Betriebe.

Durch die Berücksichtigung von Strombenchmarks besteht weiter ein Anreiz energieeffizient zu produzieren.

Das Instrument vergünstigt Strompreise gegenüber fossilen Energieträgern und erhöht damit den Anreiz Strom einzusetzen. Damit leistet es einen positiven Transformationsbeitrag.

5.6 Exkurs: ARENH-Mechanismus

Inhalte

In Frankreich besteht mit dem ARENH ein Mechanismus, der es Händlern ermöglicht, Strom für einen festgelegten Preis von 4,2 ct./kWh zu kaufen. Die Strommenge zu diesem festgelegten Garantipreis ist auf jährlich 100 TWh begrenzt, (2023 ausnahmsweise 120 TWh).

Dadurch sind die Strombezugskosten der begünstigten Verbraucher tiefer als bei reinem Marktbezug. So lagen die Börsenstrompreise in Frankreich im Jahr 2024 bei rund 5,8 ct./kWh. Es konnten demnach Einsparungen von 1,6 ct./kWh für die profitierenden Verbraucher erzielt werden.

Die eigentliche Intention des ARENH-Systems liegt jedoch nicht in einer Subventionierung französischer Industriekunden, sondern ist durch französische Besonderheiten begründet, die nicht ohne weiteres auf andere Länder übertragbar sind. So steht der Garantipreis auch nicht ausschließlich Industriekunden zur Verfügung, sondern wird generell an Händler abgegeben, die diesen Preis je nach Kundenstruktur auch an andere Kunden weitergeben. Hintergrund für die Einführung des ARENH ist die Struktur des französischen Strommarktes, dessen Erzeugungsseite durch den staatlichen Monopolisten EDF bestimmt wird. Im Zuge der Liberalisierung der europäischen Strommärkte wurden in fast allen Ländern die staatlichen Erzeuger privatisiert und der Wettbewerb zwischen den Stromerzeugern auf den Märkten sichergestellt. Frankreich ging dabei einen Sonderweg, da der staatliche Monopolist EDF als Betreiber aller Kernkraftwerke in Frankreich politisch gewollt weiterhin ein staatlicher Monopolist bleiben sollte. Um die marktbeherrschende Stellung der EDF einzuschränken, musste der französische Staat sich gegenüber der EU-Kommission zur Einführung des ARENH verpflichten (NOME-Gesetz). Die festgelegte Höhe von 4,2 ct./kWh soll dabei den Vollkosten der Stromerzeugung aus Kernkraftwerken in Frankreich entsprechen.

Ab 2026 wird ARENH durch ein Post-ARENH-System abgelöst. Post-ARENH sieht vor, den Preis für den gesamten von EDF erzeugten Atomstrom (durchschnittlich) auf 70 €/MWh festzusetzen. Bei Marktpreisen über gewissen Schwellenwerten wird ein Großteil der zusätzlichen Gewinne an die Verbraucher rückgeführt. Dieser Mechanismus ist aktuell noch nicht final beschlossen und wird u. a. von der EU-Kommission geprüft.

Länder mit Instrument

Der ARENH-Mechanismus besteht ausschließlich in Frankreich.

Mittelaufwand für den Staatshaushalt

Durch den ARENH entgingen dem französischen Monopolisten EDF im Jahr 2024 rund 1,6 Milliarden Euro an Einnahmen. 2023 lag der Einnahmeverlust sogar bei mehr als 6,5 Milliarden Euro. Dieser Einnahmeverlust ist zwar nicht direkt haushaltswirksam, dennoch werden Verluste von EDF durch den französischen Staat getragen. So stellte der französische Staatshaushalt in der Vergangenheit mehrmals Finanzmittel für EDF zur Verfügung, um Verluste auszugleichen oder Neuinvestitionen zu ermöglichen⁶.

Wesentliche Vor- und Nachteile des Instruments

ARENH ist ein rein französisches Spezifikum, welches nur durch den Beibehalt des französischen Monopolisten und die von Kernkraft dominierten Erzeugungsstruktur begründet ist.

Maßnahmen, die ähnlich wie der ARENH wirken und österreichische Erzeugungsmengen dem Strommarkt entziehen würden, sind nicht rechtskonform ohne massive Entschädigungsleistungen für die bisherigen Eigentümer umzusetzen. Es wären massive Haushaltsmittel für Entschädigungen notwendig.

Maßnahmen wie der ARENH stellen einen massiven Markteingriff in den Strommarkt dar, die so nicht in anderen Ländern mit geltenden EU-Regularien zum liberalisierten europäischen Strommarkt vereinbar sind.

Das Instrument vergünstigt Strompreise gegenüber fossilen Energieträgern und erhöht damit den Anreiz Strom einzusetzen. Damit leistet es einen positiven Transformationsbeitrag.

⁶ <https://www.handelsblatt.com/unternehmen/energie/frankreich-neue-atomreaktoren-gebremster-strompreisanstieg-verschuldete-edf-erhaelt-milliarden-vom-staat/28083122.html>

In Tabelle 1 sind die Bewertungen der vorgestellten Instrumente zusammengefasst.

Tabelle 1: Übersicht und Bewertung der Instrumente und Handlungsempfehlungen

	Gaspreisdeckel	Netzentgeltzuschuss	Steuersenkung	Brückenstrompreis	Strompreiskompensation (SAG)
Zielgenauigkeit	Niedrig Keine Zielgenauigkeit, da alle Stromverbraucher und Gasverbraucher profitieren	Niedrig Keine Zielgenauigkeit, da alle Stromverbraucher profitieren	Niedrig Keine Zielgenauigkeit. Ausnahmen für Teile der stromintensiven Industrie bestehen bereits	Hoch Hohe Zielgenauigkeit, da Fokussierung auf stromintensive Betriebe möglich	Hoch Hohe Zielgenauigkeit durch Fokussierung auf stromintensive Betriebe
Mittelaufwand für den Staatshaushalt	Hoch Hoher Mittelaufwand bei hohen Gaspreisen, zudem schlecht planbar	Hoch Hoher Mittelaufwand (rund 580 Mio. für 1 ct./kWh Absenkung für alle Stromkunden)	Mittel Rund 340 Mio. Euro an entgangenen Steuermitteln für 1,45 ct./kWh Absenkung	Mittel Hängt von Ausgestaltung ab	Mittel Vergleichsweise geringer Mittelaufwand von 230 Mio. Euro für rund 3 ct./kWh
Umsetzbarkeit	Niedrig Verzerrungen der Gas- und Strommärkte, nur in europäischer Lösung sinnvoll.	Hoch Einfach umzusetzen	Hoch Einfach umzusetzen	Mittel Hängt von Ausgestaltung ab	Hoch Einfach umzusetzen

Quelle: eigene Darstellung

Quellenverzeichnis

- AFRY Consulting.** „Internationaler Vergleich von Strompreisen für die Industrie“, 2023. https://www.agora-energiewende.de/fileadmin/Projekte/2023/2023-25_IND_Industriestrompreis/Agora_Internationale_Strompreisstudie_AFRY.pdf.
- California Energy Commission.** „Electricity Consumption“, 2025. <https://www.energy.ca.gov/data-reports/energy-almanac/california-electricity-data/california-energy-consumption-dashboards-0>.
- CEIC.** „China | Electricity Price: 36 City“, 2025. <https://www.ceicdata.com/en/china/electricity-price-36-city>.
- CET.** „Summary of China’s energy and power sector statistics in 2024“, 2025. https://usercontent.one/wp/www.cet.energy/wp-content/uploads/2025/03/2025-03-CET_Summary-of-Chinas-energy-and-power-sector-statistics-in-2024.pdf?media=1741852733.
- Climatescope.** „Climatescope 2024 | Mainland China“, 2025. <https://global-climatescope.org/markets/mainland-china>.
- Der Rechnungshof.** „Allgemeiner Einkommensbericht 2024“, 2025. https://www.rechnungshof.gv.at/rh/home/news/Meldungen_2024/Allgemeiner_Einkommensbericht_2024.html.
- E-Control.** „Preiszusammensetzung“, 2025. <https://www.e-control.at/industrie/strom/strompreis/preiszusammensetzung>.
- EIA.** „California - State Profile and Energy Estimates“, 2025. <https://www.eia.gov/state/?sid=CA#tabs-4>.
- EIA.** „Electricity Data Monthly Form EIA-861M“, 2025. <https://www.eia.gov/electricity/index.php>.
- EIA.** „Primary Energy Production by Source“, 2025. https://www.eia.gov/totalenergy/data/monthly/pdf/sec1_5.pdf.
- EIA.** „Reliability Metrics Using Any Method of U.S. Distribution System by State“, 2024. https://www.eia.gov/electricity/annual/html/epa_11_03.html.
- Ember Energy.** „US Electricity 2025 - Special Report“, 2025. <https://ember-energy.org/latest-insights/us-electricity-2025-special-report>.
- Energieinstitut der Wirtschaft.** „Wie funktioniert die Strompreiskompensation?“, 2025. <https://energieinstitut.net/sites/default/files/factsheet-beihilfeindirekteco2-kosten.pdf>.
- Energy Charts.** „Öffentliche Nettostromerzeugung in Österreich 2024“. Zugriffen 14. April 2025. https://www.energy-charts.info/charts/energy_pie/chart.htm?l=de&c=AT&interval=year&year=2024&legendItems=bza.

Eurostat. „Arbeitskosten - Arbeitsmarkt“, 2025. <https://ec.europa.eu/eurostat/de/web/labour-market/information-data/labour-costs>.

Eurostat. „[nrg_pc_205] Electricity prices for non-household consumers - bi-annual data (from 2007 onwards)“. Strompreise für Nicht-Haushalte, 2025. https://ec.europa.eu/eurostat/databrowser/view/nrg_pc_205__custom_15184836/default/table?lang=en.

Eurostat. „[nrg_pc_205_c] Electricity prices components for non-household consumers - annual data (from 2007 onwards)“. Strompreiskomponenten für Nicht-Haushalte, 2025. https://ec.europa.eu/eurostat/databrowser/view/nrg_pc_205_c__custom_16254778/default/table?lang=en.

Grus.io. „California Electricity Billing 2024 Overhaul: What You Need to Know“. Zugegriffen 14. April 2025. <https://grus.io/blog/california-electricity-billing-2024-overhaul/>.

Klüver, Reymer. „Warum verlaufen US-Stromleitungen über der Erde?“ Süddeutsche.de, 1. September 2017. <https://www.sueddeutsche.de/politik/raetsel-der-woche-warum-verlaufen-us-stromleitungen-ueber-der-erde-1.3649995>.

Kort, Katharina. „Energiewende: Warum Texas immer wieder mit dem Strom-Chaos kämpft“, 26. Juli 2024. <https://www.handelsblatt.com/unternehmen/energie/energiewende-warum-texas-immer-wieder-mit-dem-strom-chaos-kaempft/100052411.html>.

Petrie-Norris, Cottie. „Affordability Concerns in the Electric Sector: Current Cost Drivers and Implications of Future Trends“. California State Assembly Utilities and Energy, 2024.

Reuters. „US Power Use Expected to Reach Record Highs in 2024 and 2025, EIA Says“. 10. September 2024, Abschn. Energy. <https://www.reuters.com/business/energy/us-power-use-forecast-reach-record-highs-2024-2025-eia-says-2024-09-10/>.

Rosslowe, Chris, und Beatrice Petrovich. „European Electricity Review 2025“. Ember Energy, 2025. https://ember-energy.org/app/uploads/2025/01/EER_2025_22012025.pdf.

STATISTIK AUSTRIA. „Gütereinsatz“, 2025. <https://www.statistik.at/statistiken/industrie-bau-handel-und-dienstleistungen/gueterproduktion/gueterereinsatz>.

STATISTIK AUSTRIA. „Leistungs- und Strukturdaten“, 2025. <https://www.statistik.at/statistiken/industrie-bau-handel-und-dienstleistungen/leistungs-und-strukturdaten>.

Süddeutsche Zeitung. „Energiewende: Warum Texas immer wieder mit dem Strom-Chaos kämpft“, 2017. <https://www.handelsblatt.com/unternehmen/energie/energiewende-warum-texas-immer-wieder-mit-dem-strom-chaos-kaempft/100052411.html>.

Trading Economics. „Kohle - Preise |“. Trading Economics, 2025. <https://de.tradingeconomics.com/commodity/coal>.

vbw, und Prognos. „Strommarktdesign für einen wettbewerbsfähigen Standort“, 2024. https://www.vbw-bayern.de/Redaktion/Frei-zugaengliche-Medien/Abteilungen-GS/Wirtschaftspolitik/2024/Downloads/vbw_Kurzstudie_Strommarktdesign_Februar_2024.pdf.

Ihre Ansprechpartner bei Prognos

Sven Kreidelmeyer

Projektleiter

E-Mail: sven.kreidelmeyer@prognos.com

Dr. Fabian Muralter

Stellvertretender Projektleiter

E-Mail: fabian.muralter@prognos.com

Jana Breitenstein

Beraterin

E-Mail: jana.breitenstein@prognos.com

Impressum

Internationaler Strompreisvergleich:
Einordnung und Handlungsempfehlungen zu Stromkosten der österreichischen Industrie

Herausgeber

Prognos AG
St. Alban-Vorstadt 24
4052 Basel
Telefon: +41 61 3273-310
Fax: +41 61 3273-300
E-Mail: info@prognos.com
www.prognos.com
www.linkedin.com/company/prognos-ag

Autoren

Sven Kreidelmeyer
Jana Breitenstein
Dr. Fabian Muralter

Kontakt

Sven Kreidelmeyer (Projektleitung)
E-Mail: sven.kreidelmeyer@prognos.com

Satz und Layout: Prognos AG
Bildnachweis(e): © *iStock – Sirintra_Pumsopa*

Stand: April 2025
Copyright: April 2025, Prognos AG

Alle Inhalte dieses Werkes, insbesondere Texte, Abbildungen und Grafiken, sind urheberrechtlich geschützt. Das Urheberrecht liegt, soweit nicht ausdrücklich anders gekennzeichnet, bei der Prognos AG/Oesterreichs Energie. Jede Art der Vervielfältigung, Verbreitung, öffentlichen Zugänglichmachung oder andere Nutzung bedarf der ausdrücklichen, schriftlichen Zustimmung der Prognos AG/Oesterreichs Energie.

Zitate im Sinne von § 51 UrhG sollen mit folgender Quellenangabe versehen sein: Prognos AG/Weitere Bearbeiter (Erscheinungsjahr): Internationaler Strompreisvergleich: Einordnung und Handlungsempfehlungen zu Stromkosten der österreichischen Industrie.