

Wien, im September 2025

ENDBERICHT

Welche Auswirkungen hat leistbare Energie auf den
Standort Oberösterreich

Studie im Auftrag
des NEOS Lab

ENDBERICHT

Welche Auswirkungen hat leistbare Energie auf den Standort Oberösterreich
September 2025

Johannes Berger, Monika Köppl-Turyna und Ludwig Strohner
Studie im Auftrag des NEOS Lab

EXECUTIVE SUMMARY

Die Energiepreiskrise im Zuge des Angriffskriegs Russlands auf die Ukraine stellte Europas Unternehmen und Haushalte vor große Herausforderungen. Durch die hohe Bedeutung russischer Erdgaslieferungen nach Europa sowie die damit verbundenen Auswirkungen auf den Strommärkten hat sich der Anstieg der Energiepreise in weiterer Folge in einer deutlich höheren Inflation niedergeschlagen. Zur Abgeltung dieser Inflation wurden zudem hohe Lohnabschlüsse umgesetzt, sodass die Lohnstückkosten stark und in Österreich stärker als in anderen EU-Ländern gestiegen sind. Zudem hat die kräftige Erhöhung des Zinsniveaus als Folge der Bekämpfung der Inflation die Investitionskosten nach oben getrieben. Die höheren Finanzierungskosten haben die Investitionsgüternachfrage deutlich reduziert, was gemeinsam mit geänderten internationalen Wertschöpfungsketten die österreichische Exportwirtschaft trifft. Diese Gemengelage hat Österreichs und Oberösterreichs Wettbewerbsfähigkeit deutlich eingeschränkt. Hinzu kommt, dass die Notwendigkeit der Dekarbonisierung der Volkswirtschaft eine enorme Herausforderung für die heimischen Unternehmen darstellt. Vor diesem Hintergrund analysiert die vorliegende Studie die Auswirkungen leistbarer Energie auf den Standort Oberösterreich.

In Kapitel 2 werden zunächst Entwicklungen auf den Energiemärkten diskutiert. Der massive Anstieg der Strom- und Gaspreise im Großhandel hat sich zwar in der Zwischenzeit wieder abgeschwächt, die mittel- und längerfristigen Preiserwartungen bleiben aber weiterhin spürbar über dem Niveau vergangener Jahre und anderer Regionen der Welt. Die Großhandelspreise schlagen sich in weiterer Folge in den Bruttopreisen für die Endkunden nieder, die sich aus den drei Kostenkomponenten Energie, Netzkosten und Abgaben, Gebühren, Kompensationen etc. zusammensetzen. Im Jahr 2024 liegen die Bruttopreise für Erdgas und Strom in Österreich für Unternehmen und private Haushalte in etwa im oder leicht über dem EU-Schnitt, gleichzeitig sind die Preise bei außereuropäischen Mitbewerbern oft deutlich geringer. Das Auslaufen von Entlastungsmaßnahmen (Reduktion der Elektrizitäts- und Erdgasabgabe, Stromkostenbremse) sowie stark steigende Netzkosten wirken im Jahr 2025 jedoch dem Rückgang der reinen Energiekosten deutlich entgegen. Zudem widmet sich Kapitel 2 dem Energieverbrauch in Österreich und Oberösterreich. Grundsätzlich ist es gelungen, ein solides Wirtschaftswachstum bei leicht

rückläufigem bzw. weitestgehend konstantem Energieverbrauch und rückläufigen CO₂-Emissionen zu erreichen. So lag Österreichs reale Wirtschaftsleistung im Jahr 2023 um 30 Prozent höher als im Jahr 2005, gleichzeitig haben der Energieverbrauch um 1,4 Prozent und die Emissionen um 15 Prozent abgenommen. Dennoch zeigt sich, dass Österreich als energieintensiver Wirtschaftsstandort stärker von der Energiepreiskrise betroffen ist als andere Bundesländer.

In Kapitel 3 werden die volkswirtschaftlichen Auswirkungen moderaterer Energiepreise in Österreich in vier verschiedenen Szenarien untersucht, in denen jeweils eine Reduktion der Strompreise um 4 Cent je kWh bzw. der Gaspreise um 2 Cent je kWh für Unternehmen und private Haushalte angenommen wird. Das Entlastungsvolumen bei Unternehmen entspricht bei der Strompreisdämpfung 0,46 Prozent und bei der Erdgaspreisdämpfung 0,34 Prozent des BRP. Die Preisreduktion bei Unternehmen bewirkt eine Kostendämpfung, die die Wettbewerbsfähigkeit stärkt. Damit gehen eine höhere Nachfrage nach heimischen Produkten und eine Ausweitung der Produktionstätigkeit einher. Die stärkere Nachfrage stärkt wiederum Beschäftigung und Investitionen und kräftigt über höhere Produktivität die Reallöhne. Bei der Strompreisreduktion für Unternehmen legt die Beschäftigung den Simulationsergebnissen zufolge um rund 0,2 Prozent im Vergleich zum Basisszenario ohne diese Dämpfung zu, das ist ein Beschäftigungseffekt in Österreich von rund 1.500 bis knapp 2.000 zusätzlichen Beschäftigten. Das reale BRP legt der Simulation zufolge um rund 0,3 Prozent kurzfristig und rund 0,5 Prozent mittel- bis längerfristig zu, was bezogen auf das aktuelle BRP Österreichs rund 220 bzw. 420 Millionen Euro entspricht.

Für die Effekte der Energiepreisreduktionen bei privaten Haushalten sind insbesondere zwei Wirkungskanäle relevant. Zum einen steigt das reale verfügbare Einkommen, was den Konsum und so die gesamtwirtschaftliche Nachfrage stärkt. Zum anderen steigen die realen Erwerbseinkommen bzw. Reallöhne, was nach der empirischen Evidenz einen positiven Einfluss auf das Arbeitsangebot und damit die Beschäftigung hat. Aufgrund des geringeren Energieverbrauchs von privaten Haushalten sind das Entlastungsvolumen und damit die volkswirtschaftlichen Effekte geringer.

In Kapitel 4 wird argumentiert, dass eine dauerhafte Subventionierung von Produkten, die infolge des Preisanstiegs dauerhaft nicht mehr wettbewerbsfähig sind, aus budgetärer Sicht kritisch zu sehen ist. Eine Verlagerung von energie- bzw. emissionsintensiver Industrie in größerem Stil birgt aber das Risiko, dass der dann nötige Wandel hin zu neuen Geschäftsfeldern mit erheblichen Friktionen und Wohlstandsverlusten verbunden ist. Dies spricht dafür, überwiegend in das Gelingen der Transformation der Wirtschaft bzw. energieintensiver Produktion zu investieren, die u.a. aufgrund der CO₂-Bepreisung bereits im Gange ist. Zudem werden energie- bzw. wirtschaftspolitische Maßnahmen in verschiedenen Bereichen, nämlich zum einen bei Abgaben, Netzkosten etc., zum anderen beim Infrastrukturausbau bzw. Investitionsumfeld und schließlich in den Bezug auf Marktdesign bzw. Wettbewerb diskutiert. Wesentlich ist, dass allfällige Unterstützungen vor dem Hintergrund knapper öffentlicher Mittel kosteneffizient ausgestaltet sein müssen.

INHALT

1. Hintergrund und Motivation	1
2. Entwicklungen am Gas- und Strommarkt	2
2.1 Preisentwicklung auf den Großhandelsmärkten	2
2.2 Gas- und Strompreise für Endkunden	6
2.3 EU-Emissionshandel ETS	13
2.4 Energieverbrauch in (Ober)Österreich	17
3. Volkswirtschaftliche Auswirkungen von Energiepreisen	29
3.1 Senkung der Strom- und Erdgaskosten für Unternehmen	30
3.2 Senkung der Strom- und Erdgaskosten für private Haushalte	34
4. Wirtschafts- und Energiepolitische Maßnahmen	39
4.1 Einleitung: potenzielle wirtschafts- und energiepolitische Strategien	39
4.2 Abgaben, Netzkosten etc.	42
4.3 Infrastruktur, Wasserstoff, Netze, Diversifizierung von Energie	52
4.4 Marktdesign	57
5. Appendix: Modellbeschreibung von E-PuMA	62

ABBILDUNGEN UND TABELLEN

Abbildung 1: Erdgaspreise in Europa und den USA, in Euro je MWh	3
Abbildung 2: Großhandelsstrompreis in Österreich, in Euro je MWh	4
Abbildung 3: Großhandelsstrompreise für 2024 (Baseload) in Euro je MWh	5
Abbildung 4: Erdgaspreise für private Haushalte und Nicht-Haushalte in EU-Mitgliedstaaten, 2024, in Euro je kWh	7
Abbildung 5: Strompreise für private Haushalte und Nicht-Haushalte in EU-Mitgliedstaaten, 2024, in Euro je kWh	9
Abbildung 6: Industriestrompreise im internationalen Vergleich, 2024, in Euro je kWh	10
Abbildung 7: Erdgaspreise für private Haushalte und Nicht-Haushalte in Österreich, 2019-2024, in Euro je kWh	11
Abbildung 8: Strompreise für private Haushalte und Nicht-Haushalte in Österreich, 2019-2024, in Euro je kWh	12
Abbildung 9: Strompreise (reine Energiekosten) für private Haushalte im österreichischen Bundesländervergleich, 2017-2025	13
Abbildung 10: EU-ETS Preis in Euro je t CO ₂ , 2005 bis Juli 2025 und Prognosen für 2030	14
Abbildung 11: Gesamtenergiebilanz Österreichs und Oberösterreichs, 1988 – 2023 bzw. 2024, in TJ	18
Abbildung 12: Gegenüberstellung reales BIP bzw. BRP, Energieverbrauch und THG-Emissionen in Österreich bzw. Oberösterreich, 2005 – 2023 bzw. 2024 (2000 = 100)	20
Abbildung 13: Gesamtenergieverbrauch der Bundesländer absolut (in Tausend TJ) und relativ zum Bruttoregionalprodukt 2023	21
Abbildung 14: Energieverbrauch der EU-Mitgliedstaaten relativ zum Bruttoinlandsprodukt 2023	22
Abbildung 15: Energieverbrauch Oberösterreichs nach Energieträgergruppen, 2000 – 2023, in Tsd. TJ	24
Abbildung 16: Energieverbrauch Österreichs nach Energieträgergruppen, 2000 – 2023, in Tsd. TJ	25
Abbildung 17: Anteile der Energieträgergruppen am Bruttoinlandsverbrauch in den Bundesländern, 2023	26
Abbildung 18: Stromverbrauch in Oberösterreich 2000 – 2023, in Tsd. TJ	26
Abbildung 19: Verwendung von Gas in Österreich (oben) bzw. den „alten“ EU-Mitgliedstaaten (unten) 2017 bis Juni 2025, Jahresdurchschnitt 2017-2021 = 100	27
Abbildung 20: Verwendung von Elektrizität in Österreich (oben) bzw. den „alten“ EU-Mitgliedstaaten (unten) 2017 bis Juni 2025, Jahresdurchschnitt 2017-2021 = 100	28
Abbildung 21: Verfügbarkeit einer Strompreiskompensation in EU-Mitgliedstaaten	45
Abbildung 22: CBAM-Faktor für freie Allokationen bis 2034	47
Abbildung 23: Schematische Darstellung von E-PuMA	65

Tabelle 1: Überblick über ausgewählte ETS bzw. CO ₂ -Bepreisungsmechanismen, 2025	16
Tabelle 2: Untersuchte Szenarien	30
Tabelle 3: Volkswirtschaftliche Auswirkungen einer Reduktion der Strompreise für Unternehmen (um 4 Cent je kWh) in Oberösterreich	32
Tabelle 4: Volkswirtschaftliche Auswirkungen einer Reduktion der Gaspreise für Unternehmen (um 2 Cent je kWh) in Oberösterreich	34
Tabelle 5: Volkswirtschaftliche Auswirkungen einer Reduktion der Strompreise für private Haushalte (um 4 Cent je kWh) in Oberösterreich	36
Tabelle 6: Volkswirtschaftliche Auswirkungen einer Reduktion der Gaspreise für private Haushalte (um 2 Cent je kWh) in Oberösterreich	37

1. HINTERGRUND UND MOTIVATION

Der russische Angriff auf die Ukraine im Frühjahr 2022 hat neben dramatischen Folgen für die Bevölkerung und die europäische Sicherheitsarchitektur auch erhebliche Konsequenzen für die wirtschaftliche Entwicklung und Wettbewerbsfähigkeit der europäischen Volkswirtschaften. Primär hat die Krise aus europäischer Sicht enorme Folgen für Energiemärkte und -preise insbesondere aufgrund der hohen Bedeutung russischer Erdgaslieferungen nach Europa, mit entsprechenden Auswirkungen auf Energiesicherheit, Energiepreise und Inflation, Wettbewerbsfähigkeit, sowie Wirtschaftsleistung. Als energieintensiver Wirtschaftsstandort war Oberösterreich noch stärker als andere österreichische Bundesländer betroffen.

Erdgas ist für die österreichische Produktion von zentraler Bedeutung, und zwar sowohl für die energetische als auch für die nichtenergetische Verwendung. Allein im Wirtschaftssektor Herstellung von Waren wurde in Österreich im Jahr 2022 nach der physischen Energieflussrechnung Erdgas im Umfang von 119 Petajoule bzw. 33.000 GWh eingesetzt. Besondere Bedeutung hat Erdgas in den Sektoren Herstellung von chemischen Erzeugnissen, Metallherzeugung und -bearbeitung, Herstellung von Papier und Pappe, von Glas und Glaswaren, sowie Herstellung von Nahrungsmitteln. Wesentlich ist zudem, dass Erdgas für die Stromerzeugung bzw. den Strommarkt von großer Relevanz ist. Dies liegt neben dem signifikanten Anteil von Erdgas an der heimischen Erzeugung insbesondere daran, dass mit Erdgas befeuerte Kraftwerke nach dem Merit-Order- bzw. dem „pay-as-cleared“-Prinzip oftmals strompreissetzend sind. Diese große Bedeutung für die Preisbildung im Großhandel führt dazu, dass sich höhere Erdgaspreise in deutlich höheren Preisen für elektrische Energie niederschlagen. Der massive Anstieg der Strompreise im Großhandel hat sich zwar in der Zwischenzeit wieder abgeschwächt. Dennoch bleiben die mittel- und längerfristigen Preiserwartungen für Erdgas und elektrische Energie weiterhin spürbar über dem Niveau der Vergangenheit und anderer Regionen der Welt, was die Wettbewerbsfähigkeit des Standorts gefährdet.

Vor diesem Hintergrund werden in der vorliegenden Studie die volkswirtschaftlichen Effekte leistbarer Energie auf den Standort Oberösterreich analysiert. In Kapitel 2 werden die Entwicklungen auf den Energiemärkten sowie der Energieverbrauch in Europa, Österreich und Oberösterreich diskutiert. Die volkswirtschaftlichen Auswirkungen moderaterer Erdgas- und Strompreise für Unternehmen und private Haushalte werden in Kapitel 3 mit dem E-PuMA-Modell untersucht. In Kapitel 4 werden energie- und wirtschaftspolitische Maßnahmen diskutiert, die entweder zu einer Entlastung bei Energiekosten führen und/oder die Dekarbonisierung unterstützen sollen, wobei primär auf Maßnahmen auf nationaler Ebene abgestellt wird. Wesentliche Herausforderung dabei ist, allfällige öffentliche Unterstützungsmaßnahmen vor dem Hintergrund knapper öffentlicher Mittel kosteneffizient auszugestalten.

2. ENTWICKLUNGEN AM GAS- UND STROMMARKT

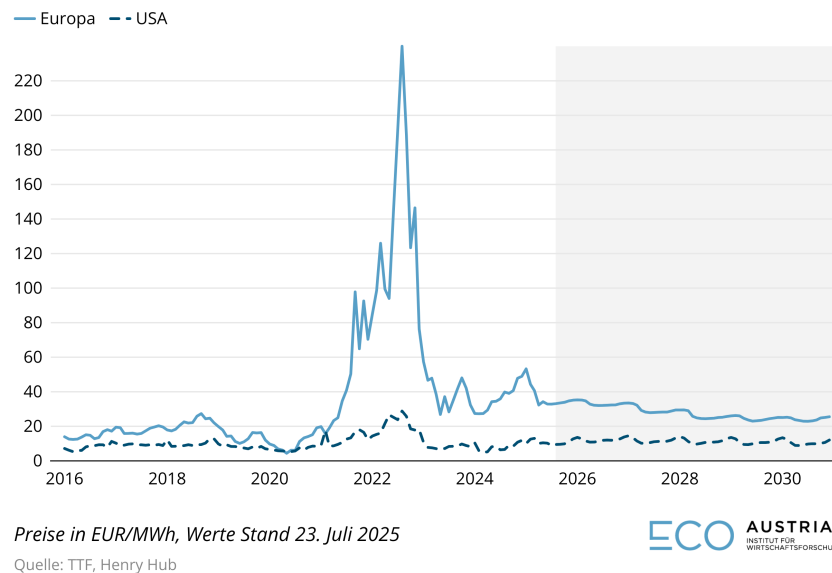
In diesem Kapitel wird die Entwicklung auf Erdgas- und Strommärkten diskutiert. Zunächst werden Großhandelspreise für verschiedene Länder bzw. Preiszonen in den letzten Jahren sowie die Erwartungen für die Zukunft präsentiert. In weiterer Folge werden Preise für Endkunden sowie die Zusammensetzung des Bruttopreises aus Energiepreis, Netzentgelten und Abgaben dargestellt. Eine weitere wesentliche Kostenkomponente für energieintensive Unternehmen ist der Zertifikatspreis des EU-Emissionshandels, der in Kapitel 2.3 kurz diskutiert wird. In Kapitel 2.4 wird der Verbrauch von Energie für Österreich und die einzelnen Bundesländer thematisiert, um die Bedeutung des Energieeinsatzes auf regionaler Ebene herauszuarbeiten. Diese Informationen geben Aufschluss über die Veränderung der kostenmäßigen Belastung.

2.1 Preisentwicklung auf den Großhandelsmärkten

2.1.1 Erdgas

Der Angriff Russlands auf die Ukraine hatte starke Auswirkungen auf den internationalen Märkten, insbesondere für Energieträger und Rohstoffe und insbesondere in Europa. Teilweise schon vor, insbesondere aber unmittelbar nach dem Angriff stiegen die Preise massiv. Abbildung 1 stellt die Erdgaspreise ab dem Jahr 2016 auf den Großhandelsmärkten in Rotterdam (TTF) und Louisiana (Henry Hub) sowie die Markterwartungen bis zum Jahr 2030 dar. Bereits in den Jahren 2016 bis 2021 waren die Erdgaspreise in Europa spürbar höher als in den USA, die europäischen Preise waren zumeist rund doppelt so hoch. Mit der Krise stiegen im Jahr 2022 zwar auch in den USA die Preise etwas, der Anstieg fiel aber in Europa um ein Vielfaches stärker aus. Auch wenn die Preise seit dem Höchststand von Mitte 2022 wieder deutlich zurückgegangen sind, sind gegenwärtig die Preise in der EU mit rund 35 Euro je MWh noch immer deutlich höher als vor der Krise. Die in der Abbildung dargestellten Preise für Terminkontrakte drücken die Erwartung aus, dass erstens der Gaspreis langfristig auf einem deutlich höheren Niveau als vor der Krise bleibt (der Durchschnittspreis dieser Terminkontrakte liegt bei knapp 30 Euro je MWh) und zweitens weiterhin eine deutlich Preisdifferenz zwischen den USA und Europa besteht.

Abbildung 1: Erdgaspreise in Europa und den USA, in Euro je MWh



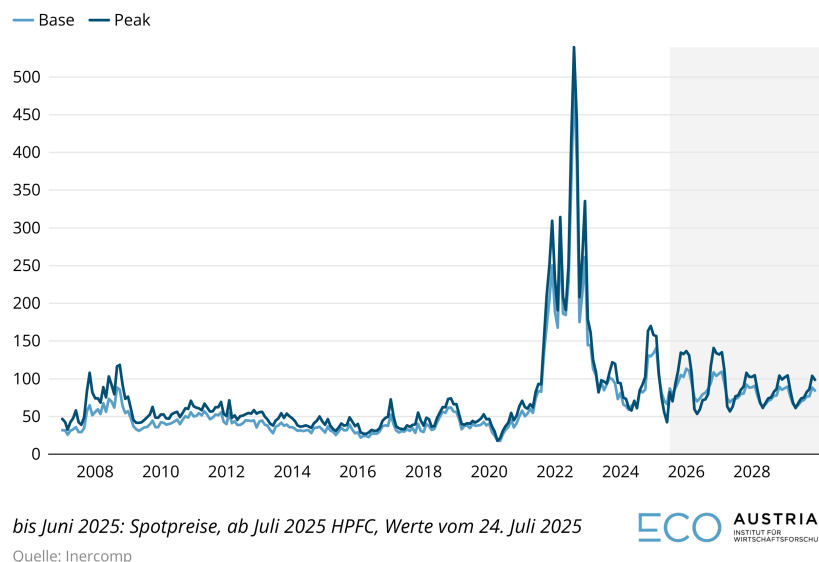
Die Unsicherheit über die weitere Entwicklung ist aber hoch. So könnte auf der einen Seite der Fall eintreten, dass sich das Verhältnis zu Russland längerfristig wieder entspannt und Erdgaslieferungen über Pipelines wieder aufgenommen werden. Auf der anderen Seite kann eine Verschärfung geopolitischer Spannungen die Preise nach oben treiben. So war der Preisanstieg zu Jahresbeginn 2025 auf mehr als 50 Euro je MWh u.a. auf das Ende des Gastransits durch die Ukraine zurückzuführen. Zu erwarten ist jedoch, dass sich die Situation in der Zukunft nicht grundlegend von der aktuellen unterscheiden wird, und Europa strukturell stärker als in der Vergangenheit auf Flüssiggasimporte (Liquefied Natural Gas – LNG) angewiesen ist. Ein wesentlicher Grund für die höhere Preiserwartung für Europa liegt eben darin begründet, dass von einem deutlich höheren Anteil von LNG als in der Vergangenheit ausgegangen wird und dass die energieintensive Verflüssigung und der Transport mit Spezialschiffen zu höheren Kosten führt. Grundsätzlich ist in den letzten Jahren eine stark steigende Nachfrage nach LNG zu beobachten, die mit einer hohen Auslastung der Kapazitäten einhergeht. Da davon auszugehen ist, dass die Gasnachfrage in Asien, dem bisher wichtigsten Zielmarkt für LNG, auch in Zukunft zunehmen wird, wird die weltweite Nachfrage auf absehbare Zeit hoch bleiben und damit auch die Preise und Preiserwartungen in Europa und Asien (Hüther et al., 2023). Trotz einer vorübergehenden Entspannung bei der Gasversorgung ist daher nicht mit einer Rückkehr zu Vorkrisenpreisen zu rechnen.

2.1.2 Elektrische Energie

Die höheren Erdgaspreise haben erhebliche Auswirkungen auf die Strompreise im Großhandel. Dies hat zunächst damit zu tun, dass gasbetriebene Kraftwerke und KWK-Anlagen einen signifikanten Anteil an

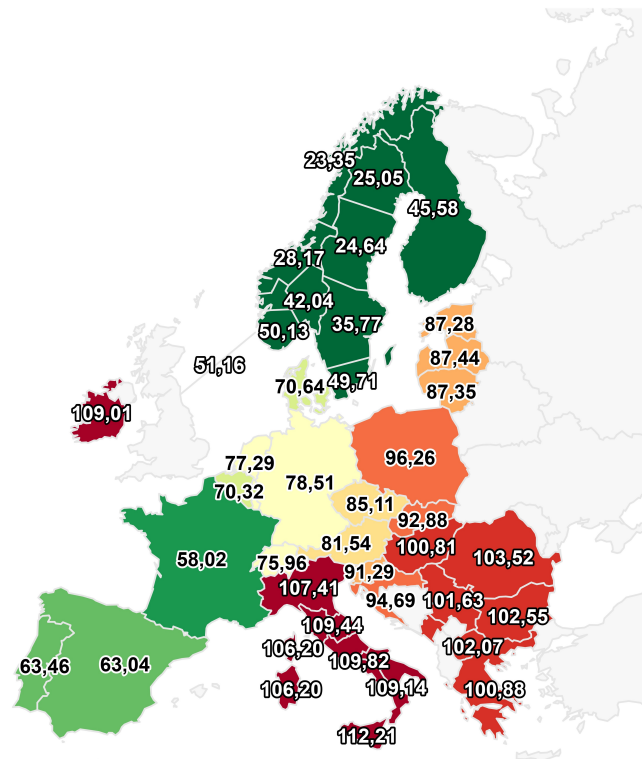
der österreichischen Stromerzeugung aufweisen (16,8 Prozent im Jahr 2022, im Jahr 2023 noch 10,6 Prozent). Insbesondere ist es aber eine Folge davon, dass Strompreise nach dem Merit-Order- und „pay-as-cleared“-Prinzip gebildet werden, wonach der Preis vom Angebot des teuersten Bieters, der zur Deckung der Nachfrage notwendig ist, bestimmt wird. Die Preise für elektrische Energie für die Zeit ab 2007 (Spotpreise) und die Markterwartungen auf den Großhandelsmärkten bis 2029 für Österreich sind in Abbildung 2 dargestellt.¹ In den 2010er-Jahren lagen die Preise in der Regel zwischen 20 und 60 Euro je MWh, der durchschnittliche Basepreis betrug in diesen zehn Jahren rund 30 Euro. Mit dem Erdgaspreisschock haben sich auch die Strompreise vervielfacht. In den Sommermonaten 2022 lagen die Spotpreise bei 400 Euro je MWh, in der Spitze bei mehr als 500 Euro, aber auch in den anderen Monaten des Jahres 2022 wurden Werte zwischen 170 und 280 Euro erreicht. Zwar sind die Großhandelspreise in der Zwischenzeit deutlich zurückgegangen, auf den Märkten wird aber weiterhin davon ausgegangen, dass die zukünftigen Preise für elektrische Energie signifikant höher als in der Vergangenheit liegen werden. Auch der Erdgaspreisanstieg zu Jahresbeginn 2025 spiegelt sich wiederum deutlich im Anstieg des Strompreises wider. Zu beachten ist, dass neben den Energiekosten der Stromerzeuger auch die Kosten für EU-ETS-Emissionszertifikate die (künftigen) Preise für elektrische Energie beeinflussen.

Abbildung 2: Großhandelsstrompreis in Österreich, in Euro je MWh



¹ Dabei sind die Preise für Base- und Peaklieferungen dargestellt. Base entspricht einer Lieferung mit gleichbleibender Leistung über den gesamten Lieferzeitraum hinweg. Peak ist eine Lieferung mit konstanter Leistung jeweils von Montag bis Freitag von acht Uhr morgens bis acht Uhr abends.

Abbildung 3: Großhandelsstrompreise für 2024 (Baseload) in Euro je MWh



Energy-Charts.info; Letztes Update: 24.06.2025, 03:12 MESZ

Anders als Gaspreise sind Strompreise in Europa regional stark unterschiedlich und von den jeweiligen „Bidding-Zonen“ (Gebotszonen) abhängig.² Die Durchschnittspreise im Jahr 2024 in den Gebotszonen in Europa sind in Abbildung 3 dargestellt. Österreich liegt dabei mit 81,5 Euro je MWh im Mittelfeld der europäischen Länder. Die Strompreise fallen insbesondere in den skandinavischen Ländern (je nach Gebotszone mit Werten von rund 25 Euro bis rund 50 Euro), aber auch in Frankreich (58 Euro) bzw. Spanien (63 Euro) spürbar geringer aus. Der Abstand zu Deutschland ist zwar nach 2022 (da betrug er rund 10 Prozent) wieder zurückgegangen, er beträgt aber im Jahr 2024 noch 3 Euro pro MWh. Diese Spreads zu Deutschland bestehen seit der Trennung der Gebotszonen im Jahr 2018.³ Der

² Eine Gebotszone ist das größte geografische Gebiet, in dem die Marktteilnehmer ohne Kapazitätszuweisung elektrische Energie austauschen können. Derzeit sind die Gebotszonen in Europa zumeist durch nationale Grenzen definiert.

³ Gleichzeitig sind die Netzkapazitäten in Deutschland nicht hinreichend für den Transport innerhalb Deutschlands (etwa von den Windparks in der Nordsee in den wirtschaftsstarken Süden) ausgerichtet. Es ist daher immer wieder ein Re-Dispatch notwendig: so werden Windparks im Norden, die eigentlich günstig produzieren können, auf Anordnung heruntergefahren; gleichzeitig werden Kraftwerke im Süden, die teurer produzieren, auf Anordnung hochgefahren. Diese Systematik verursacht hohe Re-Dispatch-Kosten (siehe etwa Hirth, 2025). Daher argumentieren einige Ökonom:innen für eine regionale Trennung der Gebotszonen in Deutschland, wenn bzw. solange die Netzkapazitäten nicht hinreichend für den Transport innerhalb Deutschlands ausgerichtet sind.

Kostenunterschied, der Österreich dadurch entstanden ist, wurde für das Jahr 2022 mit 1,9 Mrd. Euro beziffert.⁴ Bezieht man die 3 Euro 2024 auf den Energetischen Endverbrauch Österreichs, beträgt der Kostenunterschied immerhin knapp 200 Mio. Euro.

2.2 Gas- und Strompreise für Endkunden

Die Großhandelspreise schlagen sich in weiterer Folge in den Preisen für die Endkunden nieder, wobei die konkreten Auswirkungen auch von der Bindungsdauer, den Einkaufsstrategien der Energieversorgungsunternehmen etc., aber gegebenenfalls auch von den Einkaufsstrategien großer (Industrie-)Unternehmen abhängen. In diesem Kapitel wird ein europäischer Vergleich der Erdgas- und Strompreise für Endabnehmer basierend auf Eurostat-Daten vorgenommen. Diese Daten werden direkt bei den Energieversorgern erhoben.

Die Bruttopreise für Endabnehmer setzen sich aus drei wesentlichen Komponenten zusammen: den Kosten für die Energie, den Netzkosten und Abgaben, Gebühren, Kompensationen etc. Bedeutendste Komponente sind in der Regel die Energiekosten, die insbesondere von den Preisen an den internationalen Energiebörsen und den Einkaufsstrategien der Stromversorger abhängen.

In Abbildung 4 sind die Erdgaspreise für Endabnehmer (Haushalte bzw. Unternehmen) im Jahr 2024 im europäischen Vergleich dargestellt. Bei den privaten Haushalten liegt Österreich mit einem Bruttopreis von 13,1 Cent je kWh Erdgas leicht über dem Schnitt der Eurozone (12,4 Cent) bzw. der Europäischen Union (11,5 Cent). Während die Netzkosten und die Abgaben mit 2,1 Cent bzw. 3,2 Cent in etwa gleich hoch wie im europäischen Durchschnitt waren, fallen die Energiekosten mit 7,9 Cent pro kWh um gut 1 Cent höher aus als im EU- bzw. Euroraum-Durchschnitt. Die Bruttopreise für Haushalte variieren zwischen den Mitgliedstaaten mit rund 5 Cent je kWh in einigen osteuropäischen Ländern und 17 Cent in den Niederlanden stark. Dies ist auf die Unterschiede bei den Energiekosten, aber insbesondere bei den Abgaben zurückzuführen.

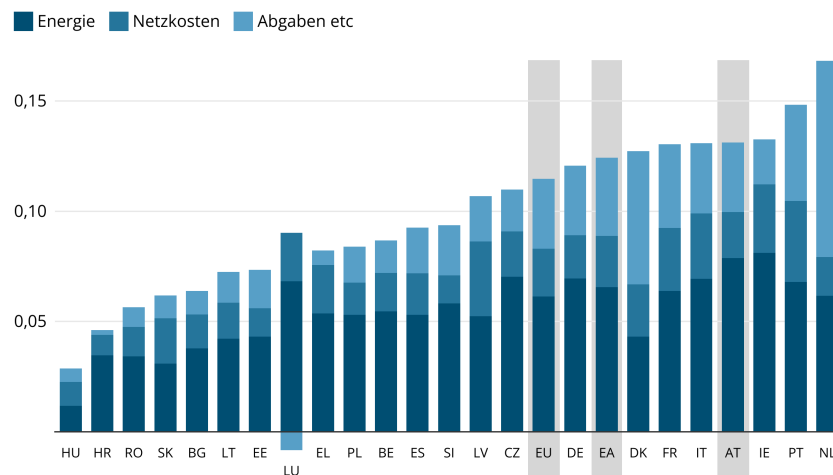
Bei den Unternehmen liegt Österreich mit einem Bruttopreis von 6,6 Cent je kWh Erdgas geringfügig unter dem Euroraum- bzw. EU-Schnitt (jeweils 6,9 Cent). Während die Energiekosten leicht über dem Schnitt sind, fallen Netzentgelte und Abgaben im Jahr 2024 leicht unterdurchschnittlich aus. Wiederum variiert der Bruttopreis zwischen den Mitgliedstaaten mit 4,4 (in Litauen) und 9 Cent je kWh (in Schweden) recht deutlich. Anzumerken ist, dass die bei Eurostat dargestellten Preise die Umsatzsteuer enthalten, die für Unternehmen aufgrund des Vorsteuerabzugs nicht relevant ist. Da sich die Zahlen auf

⁴ <https://www.derstandard.at/story/2000144392733/oesterreich-droht-milliardennachteil-durch-rausfall-aus-deutscher-strompreiszone>

das Jahr 2024 beziehen, ist in Österreich die reduzierte Erdgasabgabe berücksichtigt. Im Jahr 2025 beträgt die Erdgasabgabe jedoch wieder 0,066 Euro/m³ und fällt damit um rund 0,5 Cent je kWh höher aus.

Abbildung 4: Erdgaspreise für private Haushalte und Nicht-Haushalte in EU-Mitgliedstaaten, 2024, in Euro je kWh

Gaspreise für private Haushalte 2024

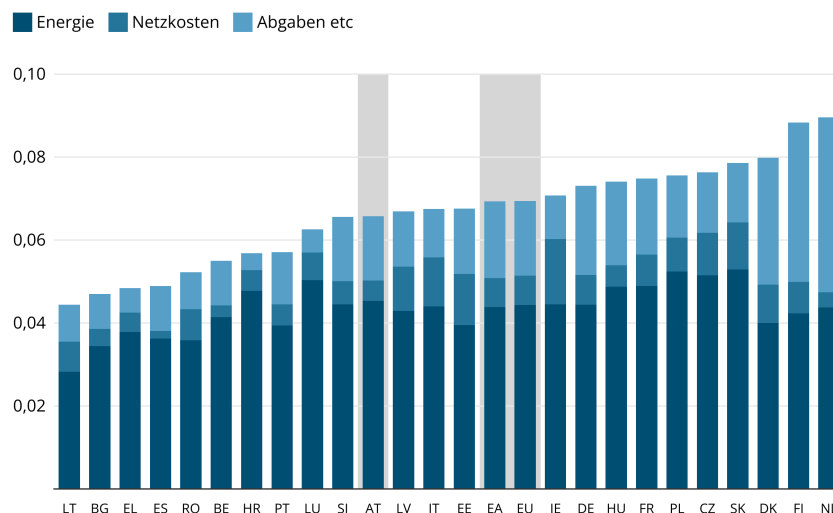


in Euro je kWh

Quelle: Eurostat

ECO AUSTRIA
INSTITUT FÜR
WIRTSCHAFTSFORSCHUNG

Gaspreise für Nicht-Haushalte 2024



in Euro je kWh

Quelle: Eurostat

ECO AUSTRIA
INSTITUT FÜR
WIRTSCHAFTSFORSCHUNG

Abbildung 5 stellt die Strompreise für private Haushalte und Unternehmen dar. Nach den Zahlen von Eurostat liegt Österreich im Jahr 2024 bei den privaten Haushalten mit einem Bruttopreis von 27,2 Cent

je kWh unter dem EU- (29,1 Cent) bzw. Euroraum-Schnitt (31 Cent). Auf der einen Seite waren die Energiekosten mit 19,7 Cent je kWh im Jahr 2024 deutlich über dem Schnitt und sogar die zweithöchsten in der EU. Auf der anderen Seite wurden die Strompreise durch Abgaben etc. sogar geringfügig reduziert, was auf die Reduktion der Elektrizitätsabgabe und der Erneuerbaren-Förderkosten sowie die Strompreisbremse zurückzuführen ist. Die Maßnahmen sind jedoch allesamt mit Ende 2024 ausgelaufen.⁵ Den höchsten Bruttopreis weist nach diesen Zahlen mit 41,1 Cent je kWh Deutschland auf. Zwar sind die reinen Energiepreise mit 17,2 Cent je kWh etwas geringer als in Österreich, dafür sind Netzentgelte (12,2 Cent) und Abgaben (11,7 Cent) besonders hoch.

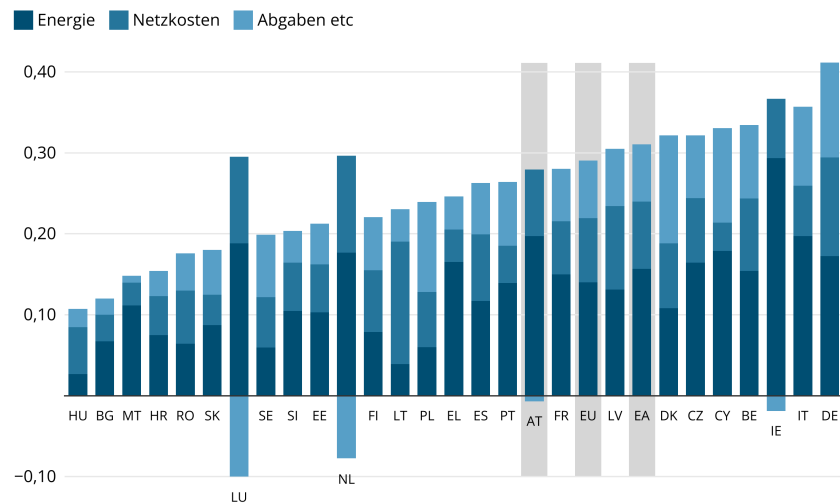
Bei den Unternehmen befindet sich Österreich im Jahr 2024 mit 21,2 Cent je kWh im EU- bzw. Euroraum-Schnitt von 21,2 bzw. 21,5 Cent je kWh. Auch bei den Unternehmen lagen die Kosten für Energie mit 13,9 Cent je kWh deutlich höher als im EU-Schnitt (11,3 Cent), während die Abgaben mit 3,7 Cent je kWh niedriger als im EU-Schnitt waren, was wiederum auf die befristeten Reduktionen im Zuge der Energiepreiskrise zurückzuführen ist.

Festzuhalten ist, dass die Bruttostrompreise für Unternehmen mit höherem Stromverbrauch sowohl in der EU als auch in Österreich zwar geringer ausfallen als für durchschnittliche Unternehmen, was vor allem auf geringere Netzentgelte pro kWh (und teilweise auf geringere Energiekosten je kWh) zurückzuführen ist. Der Bruttopreis für Unternehmen mit einem Verbrauch zwischen 2 und 20 MWh beträgt im EU-Schnitt 19,7 Cent und für österreichische Unternehmen 21,1 Cent, für Unternehmen mit einem Verbrauch zwischen 20 und 70 MWh betragen die Preise 16,8 Cent (EU) bzw. 18,6 Cent (Österreich). Das bedeutet, dass Unternehmen mit hohem Energieverbrauch in Österreich im Schnitt mit höheren Preisen als europäische Mitbewerber konfrontiert sind.

⁵ In den Bruttopreisen von Eurostat ist die Strompreisbremse als negative Abgabe berücksichtigt. Bei den Zahlen der E-Control ist ein höherer Gesamtpreis (bestehend aus Energiepreis, Netzpreis und Steuern), aber ergänzend auch Unterstützungen im Ausmaß von knapp -8 Cent je kWh für 2024 ausgewiesen.

Abbildung 5: Strompreise für private Haushalte und Nicht-Haushalte in EU-Mitgliedstaaten, 2024, in Euro je kWh

Strompreise für private Haushalte 2024

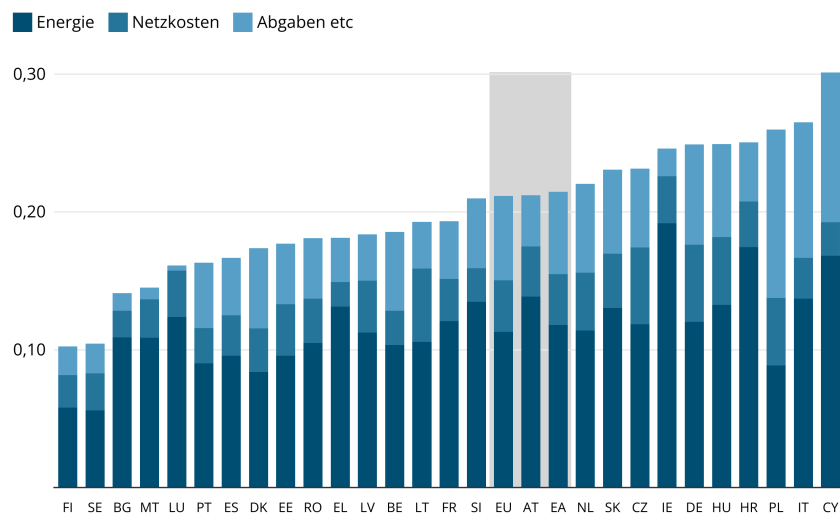


in Euro je kWh

Quelle: Eurostat

ECO AUSTRIA
INSTITUT FÜR
WIRTSCHAFTSFORSCHUNG

Strompreise für Nicht-Haushalte 2024



in Euro je kWh

Quelle: Eurostat

ECO AUSTRIA
INSTITUT FÜR
WIRTSCHAFTSFORSCHUNG

Relevant ist jedoch nicht nur der innereuropäische Vergleich, sondern auch die preisliche Situation relativ zu außereuropäischen Mitbewerbern. Ein internationaler Vergleich von Strompreisen für große Industriebetriebe nach einer Analyse von Prognos (Kreidelmeyer et al., 2025) ist in Abbildung 6 dargestellt. Nach dieser Untersuchung fällt der Industriestrompreis in Österreich mit 15 Cent je kWh (analog zu den Eurostat-Zahlen) etwas überdurchschnittlich aus. In den USA spiegelt sich die im Vergleich zu Europa deutlich günstigere Entwicklung im Großhandel auch in den Preisen für

Endabnehmer wider, die mit 8 Cent je kWh deutlich geringer als im EU-Schnitt bzw. in Österreich sind. Auch in China betragen die Industriestrompreise lediglich 8 Cent je kWh.

Abbildung 6: Industriestrompreise im internationalen Vergleich, 2024, in Euro je kWh

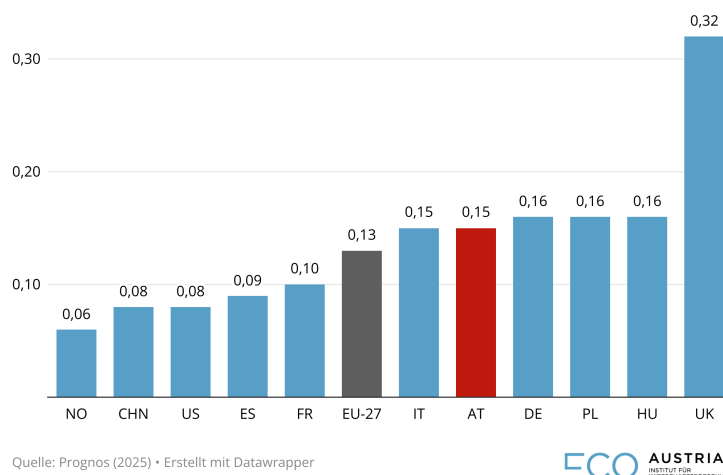
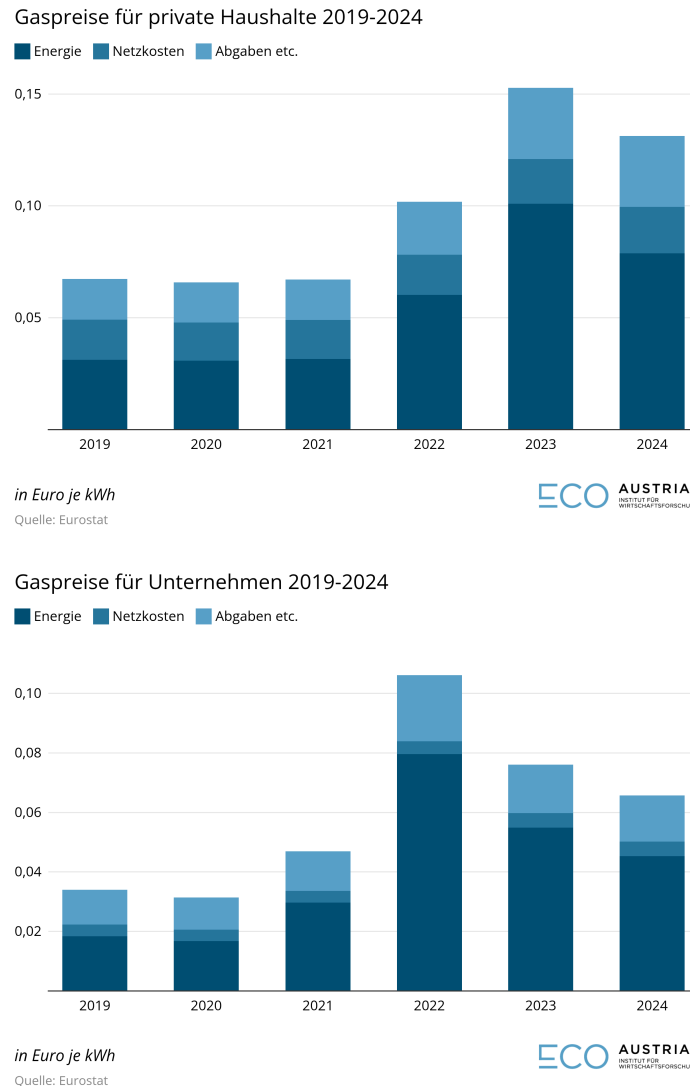


Abbildung 7 und Abbildung 8 stellen die zeitliche Entwicklung der Erdgas- bzw. Strompreise für Endkunden seit 2019 in Österreich dar. Grundsätzlich zeigen sich im Zeitverlauf ab dem Jahr 2022 im Zuge der Entwicklungen im Großhandel starke Preisanstiege bei den Endkunden. Während der Bruttoerdgaspreis für private Haushalte in den Jahren 2019 bis 2021 noch bei gut 6,5 Cent je kWh lag, ist er bereits im Jahr 2022 auf 10,2 Cent und im Jahr 2023 weiter auf 15,3 Cent gestiegen und betrug im Jahr 2024 13,1 Cent. Diese Entwicklung ist maßgeblich auf den deutlichen Anstieg der Energiekosten von 3,1 Cent im Jahr 2019 auf 10,1 Cent pro kWh im Jahr 2023 zurückzuführen.

Bei den Unternehmen hat sich der Anstieg schneller in den Endkundenpreisen niedergeschlagen, der Bruttopreis hat sich von 3,4 Cent pro kWh im Jahr 2019 auf 10,6 Cent im Jahr 2022 mehr als verdreifacht. In den Jahren 2023 und 2024 sind die Bruttopreise wieder etwas zurückgegangen, betrugen im Jahr 2024 durchschnittlich 6,6 Cent und waren damit nach wie vor rund doppelt so hoch als vor der Energiepreiskrise. Eine Komponente bei den steigenden Abgaben bei Erdgas ist die Umsatzsteuer, die im Gefolge des Energiepreisanstiegs von durchschnittlich 0,6 Cent je kWh im Jahr 2019 auf 1,8 Cent 2022 bzw. 1,2 Cent im Jahr 2023 zugenommen hat. Diese ist jedoch eigentlich wegen des Vorsteuerabzugs bei Unternehmen aus der Betrachtung auszunehmen.

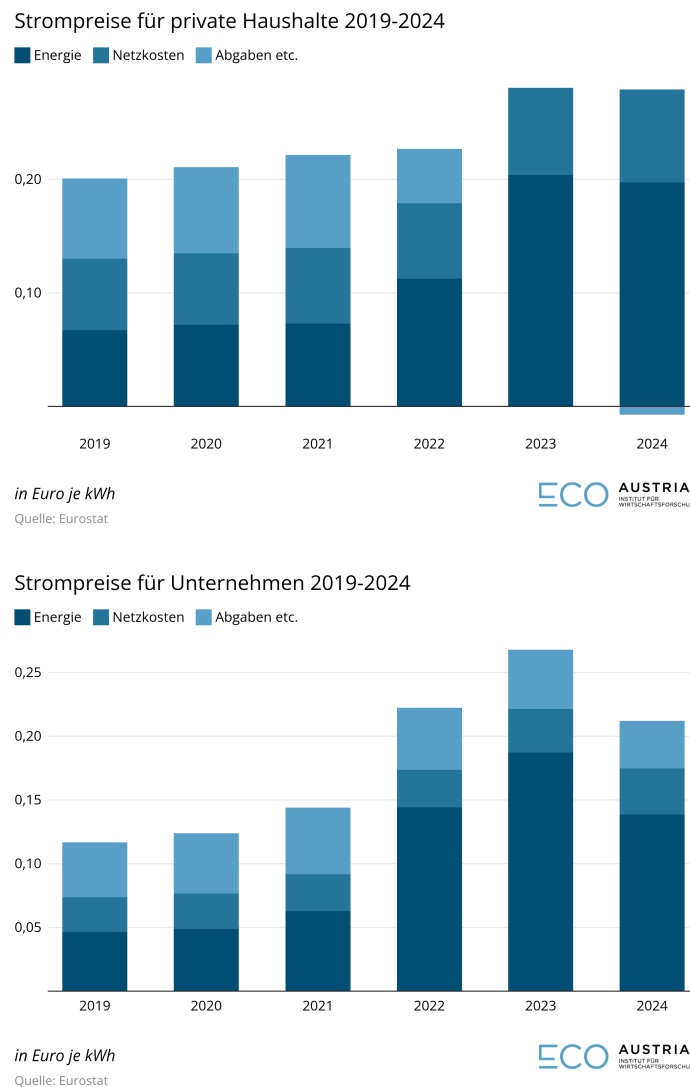
Abbildung 7: Erdgaspreise für private Haushalte und Nicht-Haushalte in Österreich, 2019-2024, in Euro je kWh



Auch die Endkunden-Strompreise haben seit 2019 deutlich zugelegt, bei Unternehmen von 11,7 Cent je kWh im Jahr 2019 auf 22,3 Cent bzw. 26,8 Cent je kWh in den Jahren 2022 und 2023. 2024 sind die durchschnittlichen Bruttopreise für Unternehmen auf 21,2 Cent gesunken. Wiederum war der Sprung bei den Energiekosten der wesentliche Treiber des Anstiegs. Diese sind von 4,6 Cent im Jahr 2019 auf 14,4 Cent (im Jahr 2022), 18,7 Cent (2023) bzw. 13,9 Cent (2024) gestiegen. Auch die Netzentgelte haben etwas angezogen. Die Abgaben für Unternehmen sind im Wesentlichen konstant geblieben. Die Reduktion der Elektrizitätsabgabe und das Aussetzen der Erneuerbaren-Förderkosten wurden im Großen und Ganzen von höherer Umsatzsteuer kompensiert, wobei die Umsatzsteuer für Unternehmen keine Rolle spielt. Bei den privaten Haushalten sind zwar die reinen Energiepreise ebenfalls signifikant gestiegen, wie aus Abbildung 8 jedoch ersichtlich ist, haben die öffentlichen Entlastungsmaßnahmen

einen Großteil des Anstiegs gedämpft, sodass der Bruttopreis von 20 Cent pro kWh im Jahr 2019 auf 28 Cent im Jahr 2023 bzw. 27 Cent im Jahr zugelegt hat. Wegen des Auslaufens der Entlastungsmaßnahmen sowie deutlich höherer Netzkosten sind die Preise im Jahr 2025 wieder gestiegen.

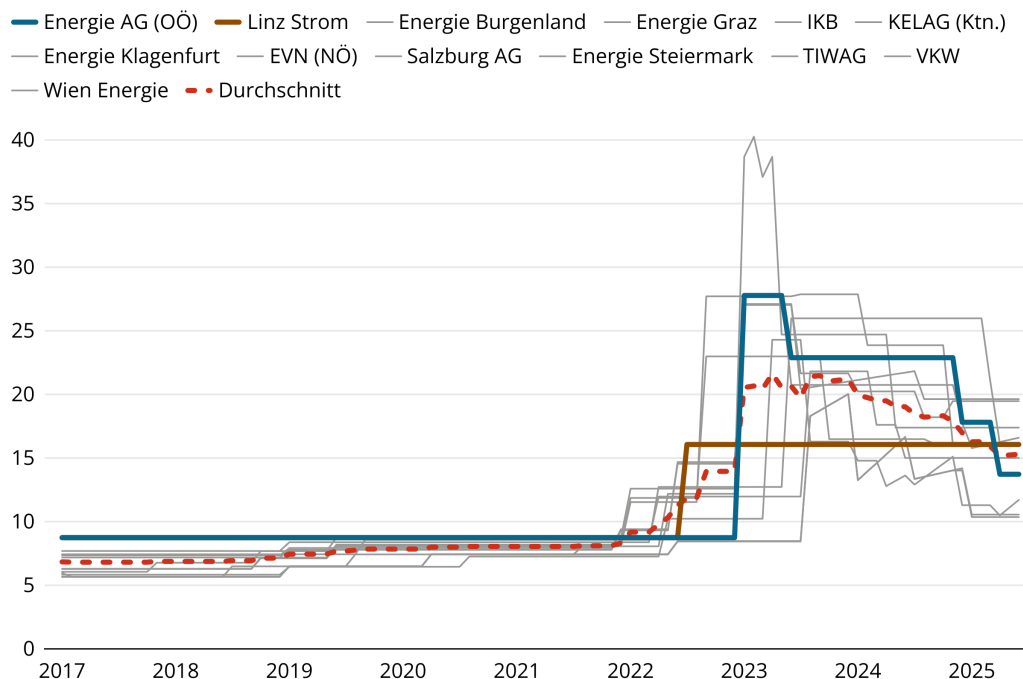
Abbildung 8: Strompreise für private Haushalte und Nicht-Haushalte in Österreich, 2019-2024, in Euro je kWh



Auf regionaler bzw. Bundesländerebene stehen zwar die bisher dargestellten Durchschnittspreise für Endkunden nicht zur Verfügung, aber der Tarifikalkulator von E-Control liefert Hinweise bezüglich regionaler Entwicklungen. In diesem sind die Energiepreise (Arbeitspreis und Grundpauschale, das heißt ohne Netzkosten und Abgaben) für das jeweilige Hauptprodukt der Landesenergieversorger dargestellt. Nach diesen Zahlen lagen die Energiepreise der Energie AG ab 2017 bei 8,75 Cent. Im Zuge der Energiepreiskrise haben alle Energieversorger die Tarife ab dem Jahr 2022 schrittweise, aber deutlich

erhöht. Die Energie AG hat ihren Tarif erst mit Jahresbeginn 2023 und später als andere erhöht. Mit rund 19 Cent war dieser Anstieg relativ kräftig, sodass der Tarif dann über dem ungewichteten Durchschnitt der Tarife der Versorger lag. In der Folge wurde der Tarif mit Juni 2023 auf 22,9 Cent, mit Dezember 2024 auf 17,8 Cent und ab April 2025 auf 13,7 Cent reduziert und liegt jetzt wiederum leicht unter dem durchschnittlichen Tarif. Den Daten der E-Control zufolge liegt der Preis von Linz Strom seit Juli 2022 bei 16,1 Cent je kWh.

Abbildung 9: Strompreise (reine Energiekosten) für private Haushalte im österreichischen Bundesländervergleich, 2017-2025



dargestellt sind Energiepreise (Arbeitspreis und Grundpauschalen) für einen Haushalt mit Jahresverbrauch von 3.500 kWh im jeweiligen Hauptprodukt der Versorger; ungewichteter Durchschnitt der dargestellten Tarife

Quelle: Tarifkalkulator E-Control • Erstellt mit Datawrapper

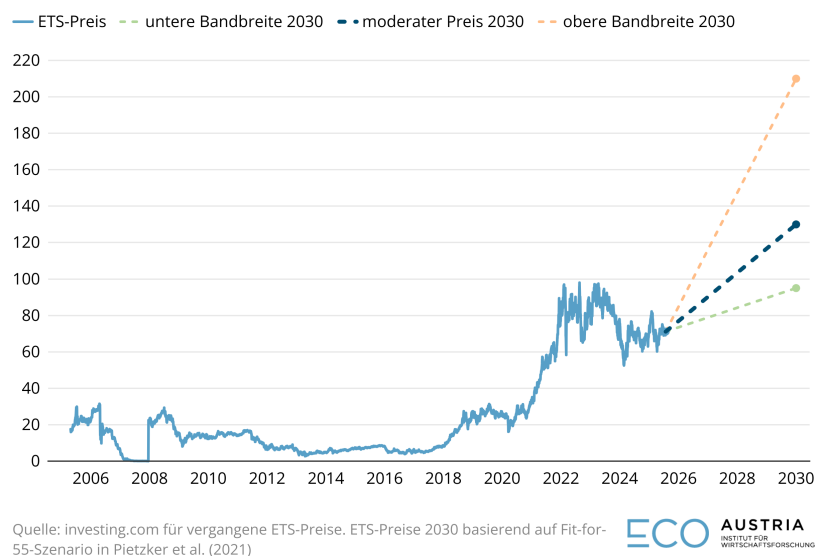
2.3 EU-Emissionshandel ETS

Mit dem Europäischen Emissionshandelssystem (EU-Emissions Trading System, EU-ETS) existiert auf europäischer Ebene ein marktbasiertes Instrument zur Erreichung von Emissionszielen für energieintensive Bereiche der Industrie und die Energieerzeugung. Es wurde im Jahr 2005 mit einer dreijährigen Pilotphase eingeführt und befindet sich mittlerweile in der vierten Phase, die die Jahre 2021 bis 2030 umfasst. Der EU-ETS wendet das Prinzip des „Cap and Trade“ an, wobei eine jährlich sinkende Obergrenze an Gesamtemissionen der erfassten Anlagen festgelegt wird. Um Treibhausgase freisetzen

zu können, benötigen Unternehmen Zertifikate. In einem ersten Schritt werden Emissionszertifikate den Unternehmen teilweise frei zugeteilt und teilweise auktioniert und können anschließend frei gehandelt werden. Das System wird laufend Modifizierungen unterzogen, so erfolgte in der dritten Phase eine Ausweitung auf Anlagen der Metallverarbeitung, Herstellung von Aluminium sowie bestimmte Prozessanlagen der chemischen Industrie. Außerdem wurden weitere Treibhausgase in das System aufgenommen. Im Rahmen des Green Deal der Europäischen Kommission wurden die Obergrenzen für die vierte Phase weiter reduziert.

Im Nachgang der Finanz- und Wirtschaftskrise sind die Handelspreise auf weniger als 10 Euro je Tonne CO₂ gesunken und auch in den Jahren danach auf einem moderaten Niveau geblieben, siehe Abbildung 10. Seit Anfang 2018 ist der Preis aber deutlich angestiegen und betrug im Jahr 2019 zwischen rund 20 und 30 Euro. Mit dem Abflauen der Corona-Pandemie hat der EU-ETS-Preis massiv angezogen und betrug ab Ende 2021 meist zwischen 70 und 100 Euro. Insbesondere durch die schlechte Konjunkturlage ist er Ende 2023 etwas zurückgegangen und liegt Ende Juli 2025 bei rund 70 Euro.

Abbildung 10: EU-ETS Preis in Euro je t CO₂, 2005 bis Juli 2025 und Prognosen für 2030



Prognosen über die zukünftige Entwicklung des ETS-Preises sind mit hohen Unsicherheiten verbunden. Dies liegt u.a. an Unsicherheiten hinsichtlich der mittelfristigen Entwicklung der europäischen Wirtschaft bzw. Industrie, der Verfügbarkeit und Anwendbarkeit von Möglichkeiten der Emissionsvermeidungsmaßnahmen sowie möglichen Anpassungen der Rahmenbedingungen. In Abbildung 10 ist eine Abschätzung des Potsdam-Instituts für Klimafolgenforschung dargestellt, wonach der ETS-Preis im Jahr 2030 bei moderater Entwicklung 130 Euro je Tonne CO₂ betragen könnte, mit einer unteren bzw. oberen Bandbreite von 95 bis 210 Euro.

Nach den im Union-Registry der Europäischen Kommission veröffentlichten Zahlen betrugen die verifizierten ETS-Emissionen von stationären Anlagen in Österreich im Jahr 2024 23,9 Mio. Tonnen, jene des Flugzeugsektors 3,5 Mio. Tonnen. Bei den stationären Anlagen wurde in den letzten Jahren ein deutlicher Rückgang der Emissionen erzielt, von 30,5 Mio. Tonnen im Jahr 2017 bzw. 28,7 Mio. Tonnen im Jahr 2021 auf aktuell 23,9 Mio. Tonnen. Österreich macht (insbesondere aufgrund der großen Bedeutung der Industrie bzw. der Metallherzeugung) mit ETS-Emissionen von 11,4 Millionen Tonnen im Jahr 2024 für stationäre Anlagen mit Sitz in Österreich einen überproportionalen Anteil am EU-ETS aus.

Im Rahmen des EU-ETS erhalten industrielle Anlagen, die einem signifikanten Carbon-Leakage-Risiko ausgesetzt sind, freie Allokationen, um ihre Wettbewerbsfähigkeit zu stärken. Für stationäre Anlagen in Österreich betrugen diese freien Allokationen im Jahr 2024 18,2 Mio. Tonnen, für österreichische 9,7 Mio. Tonnen. Mit dem Ziel, die Wettbewerbsfähigkeit der Industrie zu stärken und Carbon-Leakage zu vermeiden, hat die EU für bestimmte energieintensive Produkte einen Grenzausgleichsmechanismus (Carbon Border Adjustment Mechanism, CBAM) eingeführt, der schrittweise umgesetzt wird. Die derzeitige Ausgestaltung lässt jedoch befürchten, dass der Mechanismus die Wettbewerbsfähigkeit der Unternehmen eher untergräbt, da gleichzeitig kostenlose Allokationen von ETS-Zertifikaten im Zuge der Umsetzung von CBAM wegfallen werden. Da die Emissionen beim Export in Drittstaaten im Rahmen des CBAM nicht berücksichtigt werden, ist damit ein erheblicher zusätzlicher Nachteil gegenüber Produzenten in Drittstaaten gegeben.⁶ Das bedeutet aber auch, dass österreichische Unternehmen überproportional vom schrittweisen Zurückfahren der freien Allokationen betroffen sein werden.

Ein Überblick über ausgewählte Emissionshandelssysteme bzw. CO₂-Bepreisungsmechanismen in verschiedenen Regionen bzw. Staaten weltweit ist in Tabelle 1 zu finden, die Informationen sind dem Carbon Pricing Dashboard der Weltbank entnommen. Im Dashboard werden der Preis und die Menge an abgedeckten Emissionen (als Anteil an den Gesamtemissionen) erfasst, detailliertere Informationen etwa hinsichtlich allfälliger freier Allokationen bzw. konkreter Wirkungsbereiche, die dem Mechanismus unterliegen, werden nicht erfasst. Dabei wird deutlich, dass die Mechanismen in Europa in Bezug auf den Preis bzw. den Anteil der davon erfassten Emissionen eine wesentlich wichtigere Rolle als in anderen Regionen spielen. Nach den Daten der Weltbank unterliegen rund 40 Prozent der EU-Treibhausgasemissionen dem EU-ETS, nach den Zahlen des Umweltbundesamtes für 2023 beträgt dieser Anteil in Österreich 35,5 Prozent. Dazu kommt etwa in Österreich der „nationale Emissionshandel“ für die Bereiche Gebäude und Verkehr, dem nach den Zahlen der Weltbank 36 Prozent von Österreichs

⁶ Ende 2025 will die Kommission besondere Regeln für Exporteure bekanntgeben.

Emissionen unterliegen. Nach den Daten der Weltbank sind auch der ETS-Preis mit 70 US-Dollar je Tonne⁷ bzw. der Preis im nationalen Emissionshandel mit 59 US-Dollar je Tonne (55 Euro) größtenteils deutlich höher als in anderen Regionen der Welt.

Tabelle 1: Überblick über ausgewählte ETS bzw. CO₂-Bepreisungsmechanismen, 2025

Land/Region	Instrument	Preis (USD/t)	Abdeckung
Europa			
EU (+IS, NO, LI)	EU-ETS	70,0	40%
	Schweden CO ₂ -Abgabe	145,0	40%
	Norwegen CO ₂ -Abgabe	134,0	41%
	Finnland CO ₂ -Abgabe	67,0	39%
	Niederlande CO ₂ -Abgabe	95,0	1%
	Irland CO ₂ -Abgabe	69,0	30%
	Deutschland nationaler ETS	49,0	39%
	Österreich nationaler ETS	59,3	36%
	Frankreich CO ₂ -Abgabe	48,0	41%
	Luxemburg CO ₂ -Abgabe	59,0	72%
	Dänemark CO ₂ -Abgabe	108,0	44%
	Slowenien CO ₂ -Abgabe	33,0	46%
	Spanien CO ₂ -Abgabe	16,0	2%
Schweiz	ETS	65,0	13%
	CO ₂ -Abgabe	136,0	35%
Vereinigtes Königreich	ETS	57,0	27%
Amerika			
USA	Kalifornien ETS	29,0	76%
	Washington ETS	50,0	71%
	RGGI ETS (10 nordöstl. Bundesst.)	23,0	14%
Kanada	Kanada Staatl. Treibstoffabgabe	66,0	3%
	Alberta ETS	66,0	59%
	British Columbia CO ₂ -Abgabe	66,0	26%
	Quebec ETS	42,0	76%
Asien/Australien/Afrika			
China	Nationaler ETS	12,0	51%
	Shanghai Pilot-ETS	11,0	21%
	Guangdong Pilot-ETS	5,0	12%
	Chongqing Pilot-ETS	6,0	14%
	Hubei Pilot-ETS	5,0	20%
	Tianjin Pilot-ETS	5,0	18%
	Fujian Pilot-ETS	5,0	16%
Japan	Japan CO ₂ -Abgabe	2,0	80%
Australien	ETS	22,0	26%
Singapur	CO ₂ -Abgabe	19,0	71%
Korea	ETS	6,0	79%

Quelle: eigene Darstellung basierend auf Carbon Pricing Dashboard der Weltbank

⁷ Die Daten dürften zu einem Zeitpunkt mit einem niedrigen EU-ETS-Preis erhoben worden sein, siehe Abbildung 10.

2.4 Energieverbrauch in (Ober)Österreich

In diesem Kapitel werden Daten zum Energieverbrauch in Österreich und Oberösterreich dargestellt. Dabei werden der Energieverbrauch insgesamt sowie der Verbrauch nach Energieträgern dargestellt. Als wesentliche Datenquelle dient die Energiebilanz von Statistik Austria, weil diese auch regional für die Bundesländer verfügbar ist. Die Energiebilanz enthält Informationen über das Aufkommen und den Einsatz von Energieträgern in spezifischen Mengeneinheiten (Tonnen, Liter, m³, etc.) oder energetischen Einheiten (TJ, MWh). Wesentlich für die Interpretation der Daten ist, dass die Energieträger in der Energiebilanz nach dem sogenannten Inlandsprinzip erfasst werden. Das heißt, es werden die innerhalb der Grenzen in Verkehr gebrachten Energieträger erfasst, unabhängig davon, wer diese erwirbt und einsetzt. Betankt etwa ein deutscher Staatsangehöriger oder ein deutsches Unternehmen sein KFZ in Oberösterreich („Tanktourismus“), wird dies hier dem oberösterreichischen Energieverbrauch zugerechnet. Die Energiegesamtrechnung basiert dagegen auf dem Inländerprinzip, wonach der Energieeinsatz von Inländer:innen betrachtet wird, unabhängig davon, ob dieser im In- oder im Ausland anfällt.

Gesamter Energieverbrauch

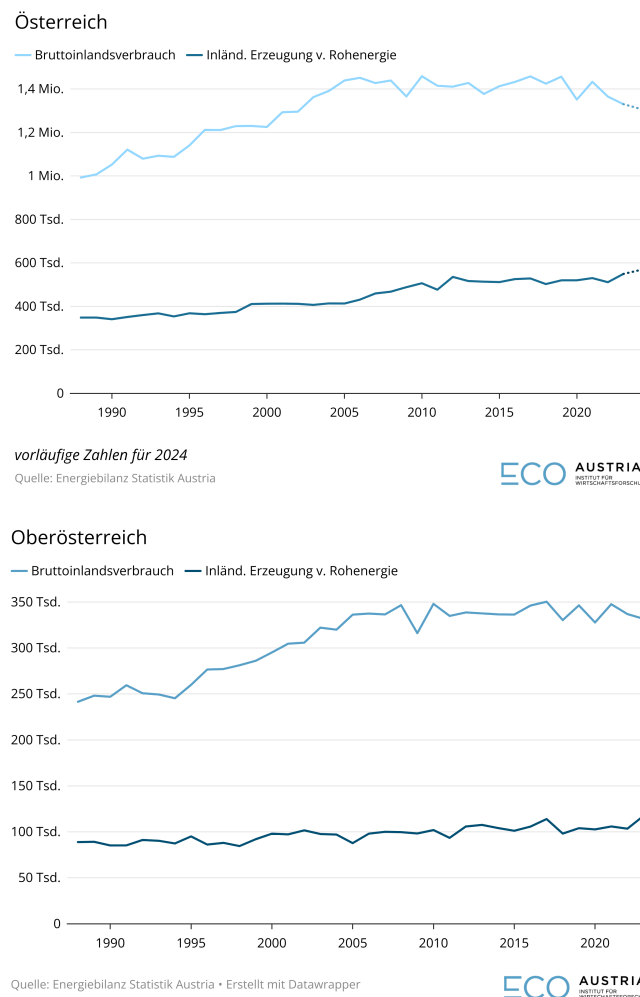
Die Entwicklung des gesamten Energieverbrauchs (d. h. von allen Energieträgern) in Österreich bzw. in Oberösterreich seit 1988 ist in Abbildung 11 dargestellt. Dabei wird der sogenannte Bruttoinlandsverbrauch dargestellt, der sich aus dem (energetischen und nicht-energetischen) Endverbrauch, Transportverlusten, dem Verbrauch des Sektors Energie sowie dem Umwandlungseinsatz abzüglich des Umwandlungsausstoßes⁸ von Energie zusammensetzt. Durch die Berücksichtigung des Umwandlungsausstoßes werden Doppelzählungen vermieden, etwa dann, wenn der Energieträger Erdgas zur Stromerzeugung und der erzeugte Strom wiederum von Endverbraucher:innen genutzt wird. Auf der Aufkommenseite der Energiebilanz wird diese Energiemenge über die inländische Erzeugung von Rohenergie, Nettoimporte aus dem Ausland bzw. (im Falle der regionalen Energiebilanz) einem anderen Bundesland sowie Veränderungen des Lagerbestands aufgebracht.

Der Energieverbrauch Österreichs hat zwischen 1988 und 2005 von 0,99 Mio. TJ auf 1,44 Mio. TJ deutlich zugenommen. In den Folgejahren bis 2021 zeigt sich dann im Wesentlichen eine Seitwärtsbewegung. Es zeigt sich auch, dass in den Jahren 2009 (Wirtschaftskrise) und 2020 (Covid-19) der Energieverbrauch rückläufig war. Selbiges gilt auch seit der Energiepreiskrise. Im Jahr 2024 betrug der Energieverbrauch 1,31 Mio. TJ bzw. 363.900 GWh. Die heimische Primärproduktion, die ebenfalls in Abbildung 11

⁸ Der Umwandlungseinsatz ist der Einsatz eines Energieträgers zur Erzeugung von Sekundärenergieträgern, der Umwandlungsausstoß ist der erzeugte Sekundärenergieträger bei einem Umwandlungsprozess. Das heißt zum Beispiel, in einem Gaskraftwerk ist der Umwandlungseinsatz das eingesetzte Erdgas und der Umwandlungsausstoß die erzeugte elektrische Energie.

dargestellt ist, beträgt in Österreich jährlich gut 500.000 TJ. In den Jahren 2023 und 2024 hat sie im Zuge des Ausbaus Erneuerbarer Energien zugenommen und belief sich im Jahr 2024 laut vorläufigen Zahlen auf 565.900 TJ. Für die Primärproduktion spielen insbesondere feste Biogene Brenn- und Treibstoffe (185.200 TJ), Wasserkraft (164.500), Brennholz (47.000), Windkraft (33.300), brennbare Abfälle (27.600), Photovoltaik (27.500) und Umgebungswärme (25.800) eine größere Rolle.

Abbildung 11: Gesamtenergiebilanz Österreichs und Oberösterreichs, 1988 – 2023 bzw. 2024, in TJ



Der Bruttoinlandsverbrauch in Oberösterreich (im unteren Teil von Abbildung 11) entwickelte sich ähnlich. In den zwanzig Jahren zwischen 1988 (242.000 TJ) und 2008 (347.000 TJ) hat der Verbrauch deutlich zugenommen. Danach zeigt sich bis 2021 (348.000 TJ) eine Seitwärtsbewegung mit geringerem Verbrauch 2009 (Wirtschaftskrise), 2018 (u. a. aufgrund milder Witterung und einem Wartungsstillstand eines Hochofens) und 2020 (Covid-19). Seit 2021 hat der Energieverbrauch wiederum auf 331.800 TJ im Jahr 2023 abgenommen. Dies entspricht einem Verbrauch von 92.200 GWh Energie. Die Primärproduktion Oberösterreichs beträgt gut 100.000 TJ jährlich und ist 2022 ebenso wie in

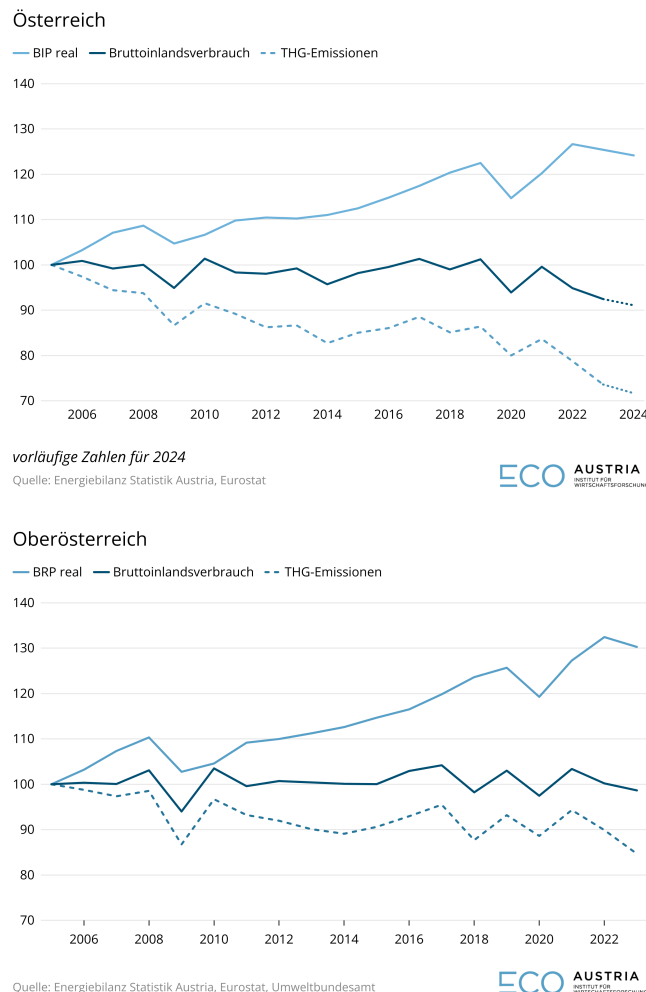
Gesamtösterreich deutlich gestiegen. Der Vergleich zwischen Energieverbrauch und Inländischer Erzeugung verdeutlicht, dass Österreich und Oberösterreich einen großen Teil der verbrauchten Energie (netto) importieren müssen.

Abbildung 12 stellt die Entwicklungen von Wirtschaftsleistung, Energieverbrauch und Treibhausgasemissionen in Österreich bzw. in Oberösterreich seit dem Jahr 2005 gegenüber. In Österreich beträgt der Rückgang des Energieverbrauchs 8,9 Prozent, von 1,44 Mio. TJ (2005) auf 1,31 Mio. TJ im Jahr 2024. Das reale Bruttoinlandsprodukt Österreichs ist 2024 um 24 Prozent höher als 2005 (dies entspricht einem Wachstum um durchschnittlich 1,1 Prozent pro Jahr). Gesamtwirtschaftlich hat damit das BIP pro verbrauchter Energieeinheit um 36 Prozent zugenommen.⁹ Zwischen 2005 und 2019 war der Energieverbrauch im Wesentlichen unverändert und seit 2022 rückläufig, während die reale Wirtschaftsleistung (mit Dämpfern in der Finanz- und Wirtschaftskrise 2009, im Covid-Jahr 2020 und aktuell) zugenommen hat. Österreichs Treibhausgasemissionen betrugen im Jahr 2005 nach den Zahlen des Umweltbundesamtes 93,3 Mio. Tonnen CO₂-Äquivalente (CO₂e). Seitdem haben sich die THG-Emissionen in Österreich spürbar reduziert und lagen im Jahr 2024 nach vorläufigen Zahlen mit 68,7 Mio. Tonnen um 26 Prozent unter dem Wert des Jahres 2005. Seit 2005 konnte damit im Schnitt ein moderates Wirtschaftswachstum mit leicht rückläufigem Energieverbrauch und Rückgängen der THG-Emissionen erreicht werden.

Oberösterreichs Wirtschaftsleistung war im Jahr 2023 30 Prozent höher als im Jahr 2005, Oberösterreichs Wirtschaft ist stärker gewachsen als jene Gesamtösterreichs. In diesem Zeitraum war der Energieverbrauch in Oberösterreich im Wesentlichen konstant. Gleichzeitig konnte auch in Oberösterreich ein Rückgang der Emissionen erzielt werden. Im Jahr 2023 lagen die Emissionen mit 21 Mio. Tonnen um 15 Prozent niedriger als im Jahr 2005.

⁹ Zu ergänzen ist in diesem Zusammenhang, dass die verschiedenen Daten nicht vollständig konsistent zueinander sind, etwa weil beim Energieverbrauch der Tanktourismus in der Region nach dem Inlandsprinzip zugeordnet wird, die Wertschöpfung nach dem Ort der Produktion.

Abbildung 12: Gegenüberstellung reales BIP bzw. BRP, Energieverbrauch und THG-Emissionen in Österreich bzw. Oberösterreich, 2005 – 2023 bzw. 2024 (2000 = 100)

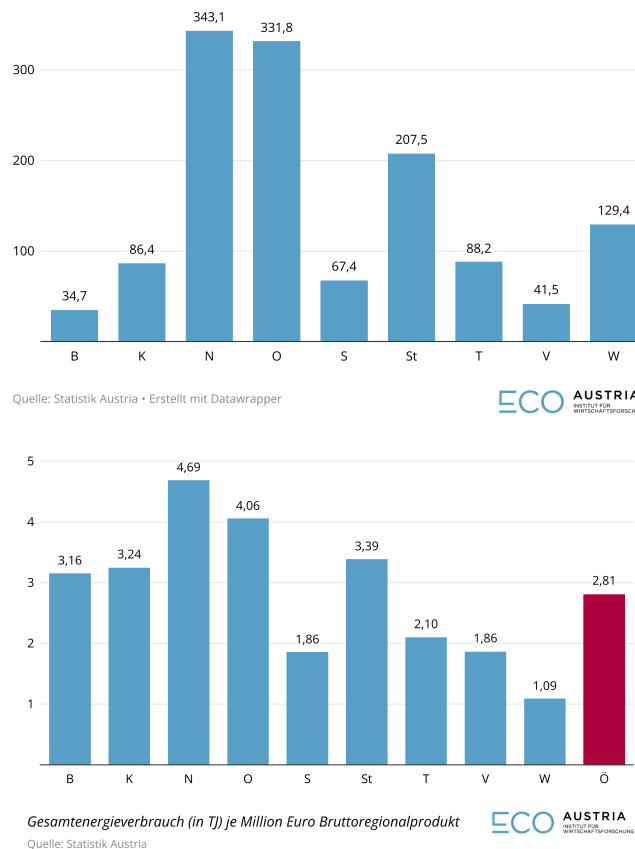


Der Energieverbrauch der österreichischen Bundesländer ist sehr unterschiedlich. Nach der Energiebilanz weisen Niederösterreich und Oberösterreich mit einem Bruttoinlandsverbrauch von 343.100 TJ bzw. 331.800 TJ im Jahr 2023 den höchsten Wert auf, gefolgt von der Steiermark mit 207.500 TJ und Wien mit 129.400 TJ, siehe Abbildung 13.¹⁰ Im Allgemeinen ist der Energieverbrauch in den größeren Bundesländern bzw. in den Bundesländern mit höherer Wirtschaftsleistung höher. Im unteren Teil von Abbildung 13 wird der Energieverbrauch daher auf das jeweilige Bruttoregionalprodukt bezogen. Dividiert man Österreichs Energieverbrauch von 1,33 Mio. TJ durch das BIP von 473 Mrd. Euro im Jahr 2023, so ergibt sich ein Verbrauch von 2,81 TJ Energie je Mio. Euro Wertschöpfung. Oberösterreich weist

¹⁰ Zwei wesentliche Faktoren für den höheren Energieverbrauch Niederösterreichs sind Umwandlungsverluste (das heißt hoher Umwandlungseinsatz relativ zum Umwandlungsausstoß) beim Energieträger Öl im Ausmaß von knapp 16.000 TJ (insbesondere in Raffinerien) sowie der nichtenergetische Verbrauch von der Energieträgergruppe Öl im Ausmaß von 36.600 TJ (hier ist insbesondere der Verbrauch von Naphtha in der chemischen Industrie relevant). In Oberösterreich ist hingegen der Verbrauch von Kohle sehr hoch.

bei einem Energieverbrauch von 331.800 TJ und einem Bruttoregionalprodukt von 81,8 Mrd. Euro einen deutlich höheren Wert von 4,06 TJ (bzw. 1,13 GWh) pro Mio. Euro Wirtschaftsleistung auf. Oberösterreich hat damit nach Niederösterreich (4,69 TJ pro Mio. Euro Bruttoregionalprodukt - BRP) den zweithöchsten Energieverbrauch der Bundesländer relativ zur Wirtschaftsleistung.¹¹ Auf der unteren Skala der Energieintensität findet sich Wien mit 1,09 TJ je Mio. Euro Wertschöpfung, was insbesondere durch den hohen Dienstleistungsanteil bzw. die höhere Bedeutung des öffentlichen Bereichs zu begründen ist. Das hat zur Folge, dass Niederösterreich und Oberösterreich deutlich stärker als andere Bundesländer vom starken Anstieg der Energiepreise betroffen sind.

Abbildung 13: Gesamtenergieverbrauch der Bundesländer absolut (in Tausend TJ) und relativ zum Bruttoregionalprodukt 2023

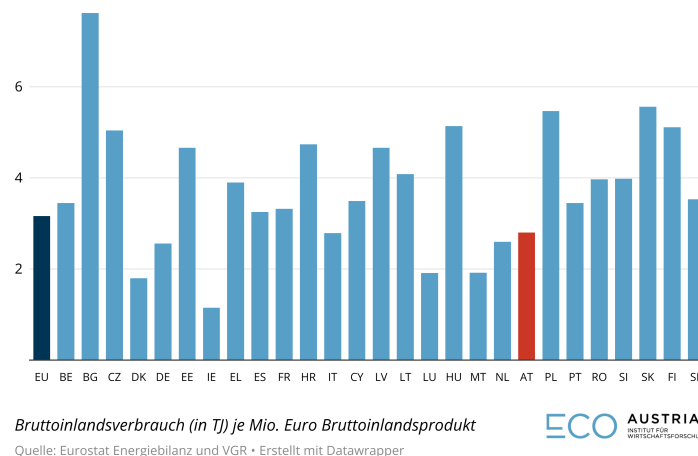


Ein internationaler Vergleich dieser Maßzahl ist von einer Reihe von strukturellen Faktoren beeinflusst, etwa der Wirtschaftsstruktur im Allgemeinen (z.B. Bedeutung einzelner Wirtschaftsbereiche, Position in der Wertschöpfungskette) oder der Rolle und Struktur der Energieerzeugung. Der in Abbildung 14 dargestellte EU-Mitgliedstaaten-Vergleich des Energieverbrauchs relativ zur Wirtschaftsleistung kann

¹¹ Wiederum ist zu berücksichtigen, dass der Energieverbrauch nach dem Inlandsprinzip zugeordnet wird, während das Bruttoregionalprodukt nach dem Arbeitsort zugeteilt wird.

daher nur indikativ für die Energieeffizienz eines Landes oder die Betroffenheit von der Energiepreiskrise gesehen werden. Falls ein Land etwa einen hohen Anteil nicht-energieintensiver, aber möglicherweise produktiver Dienstleistungen hat, wird es eine höhere Wertschöpfung je verbrauchter Energieeinheit erzielen. Wie bereits oben dargestellt weist Österreich im Jahr 2023 einen Energieverbrauch von 2,8 TJ je Mio. Euro Bruttoinlandsprodukt auf. Mit einem Bruttoinlandsverbrauch von 54,4 Mio. TJ und einem Bruttoinlandsprodukt von 17,2 Billionen Euro hat die EU-27 einen Energieverbrauch von 3,16 Mio. TJ pro Mio. Euro Wertschöpfung. Österreich liegt damit unter dem EU-Schnitt und weist den achtniedrigsten Wert auf. Während in vielen westeuropäischen Mitgliedstaaten der Energieverbrauch ähnlich hoch wie in Österreich ist, ist der Energieverbrauch in Irland, Dänemark, Luxemburg und Malta signifikant geringer. Umgekehrt zeigt sich insbesondere in den osteuropäischen Staaten (allen voran Bulgarien, Slowakei, Polen, Ungarn und Finnland) eine deutlich höhere Energieintensität.

Abbildung 14: Energieverbrauch der EU-Mitgliedstaaten relativ zum Bruttoinlandsprodukt 2023



Verbrauch nach Energieträgergruppen

In Abbildung 15 ist Oberösterreichs Bruttoinlandsverbrauch von Energie nach den Energieträgergruppen Kohle, Öl, Gas, Erneuerbare, Abfälle und Elektrische Energie (bzw. Stromimporte) zusammengefasst.¹² In diesem Zusammenhang ist noch einmal darauf hinzuweisen, dass sich der Bruttoinlandsverbrauch aus der Summe des Verbrauchs (d. h. energetischer und nicht-energetischer Endverbrauch, Verbrauch des

¹² Die Kategorisierung folgt der Einteilung in der Energiebilanz von Statistik Austria in Kohle (Steinkohle, Braunkohle, Braunkohlen-Briketts, Brenntorf, Koks, Gichtgas und Kokereigas), Öl (Erdöl, Sonstiger Raffinerieeinsatz, Benzin, Petroleum, Diesel, Gasöl für Heizzwecke, Heizöl, Flüssiggas, sonstige Produkte der Erdölverarbeitung und Raffinerie-Restgas), Gas (Mischgas und Erdgas), Erneuerbare (Scheitholz, biogene Brenn- und Treibstoffe, Umgebungswärme, Wasserkraft sowie Wind und Photovoltaik), Abfälle und importierten Strom.

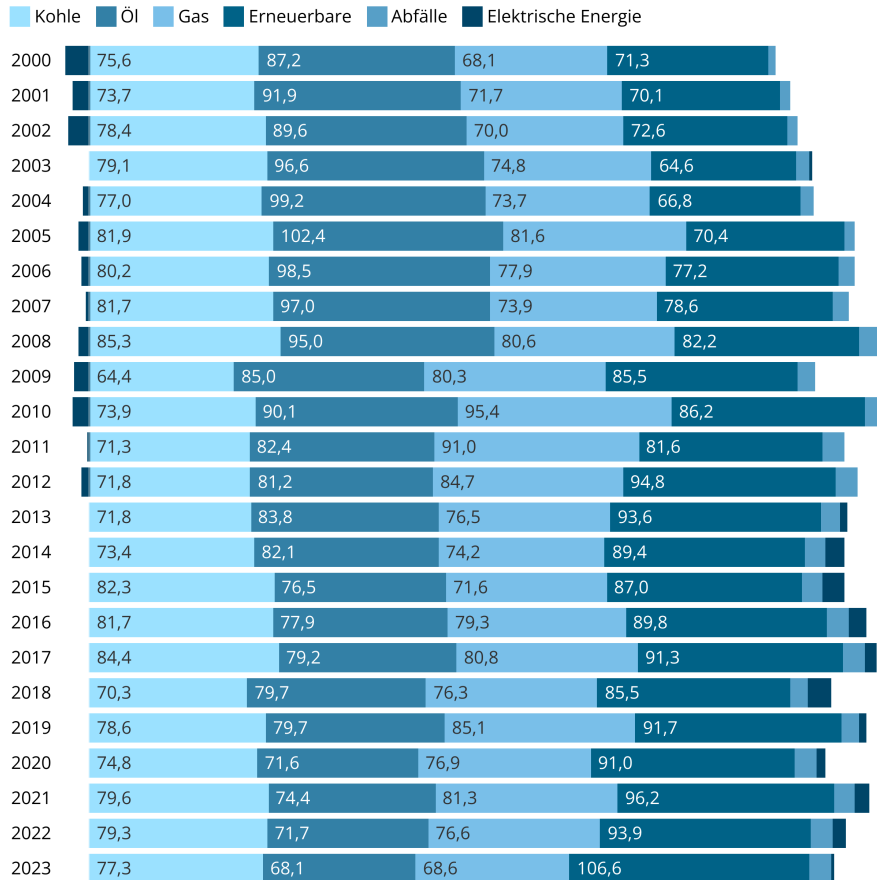
Sektors Energie und Transportverluste) plus dem Umwandlungseinsatz abzüglich des Umwandlungsausstoßes ergibt. Am Beispiel der elektrischen Energie bedeutet das, dass beispielsweise der Umwandlungseinsatz von Erdgas und Wasserkraft im Bruttoinlandsverbrauch von Gas und erneuerbaren Energieträgern berücksichtigt ist, während der dadurch erzeugte Umwandlungsausstoß vom Verbrauch der elektrischen Energie abgezogen wird. Somit ist der Bruttoinlandsverbrauch von Elektrizität gleich den Netto-Stromimporten.¹³ Aus diesem Grund wird der Stromverbrauch in Abbildung 18 (ohne Subtraktion des Umwandlungsausstoßes) getrennt ausgewiesen.

Beim Energieverbrauch Oberösterreichs waren bzw. sind vier Energieträgergruppen besonders relevant. Im Jahr 2023 entfallen von den insgesamt 331.800 TJ 106.600 TJ auf Erneuerbare, 77.300 TJ auf Kohle, 68.600 TJ auf Gas und 68.100 TJ auf Öl. Im Vergleich dazu ist der Energieverbrauch von Abfällen (9.600 TJ) und der Netto-Import von elektrischer Energie (1.600 TJ) gering. Im zeitlichen Verlauf hat insbesondere der Verbrauch von erneuerbarer Energie von 71.300 TJ im Jahr 2000 auf 106.600 TJ 2023 deutlich zugenommen. Der Verbrauch von Gas ist von ursprünglich 68.100 TJ auf 95.400 TJ im Jahr 2010 bzw. 81.300 TJ im Jahr 2021 ebenfalls angewachsen, im Zuge des starken Anstiegs der Gaspreise ist der Verbrauch jedoch wieder auf 68.600 TJ im Jahr 2023 zurückgegangen. Im Vergleich dazu ist der Verbrauch von Kohle im Zeitverlauf relativ konstant und betrug 2023 77.300 TJ. Im Gegensatz dazu hat der Verbrauch von Öl (dazu zählen insbesondere auch die Treibstoffe Diesel und Benzin sowie Heizöl) von 87.200 TJ im Jahr 2000 auf mehr als 100.000 TJ im Jahr 2005 zugenommen, seitdem jedoch auf rund 70.000 TJ signifikant abgenommen. In der mittel- und längerfristigen Entwicklung wirkt ursprünglich der zusätzliche Treibstoffverbrauch im Verkehr dem starken Rückgang beim Heizölverbrauch etwas entgegen. Wie bereits erwähnt, entspricht der Brutto-Inlandsstromverbrauch den Netto-Importen Oberösterreichs (aus dem Ausland oder aus einem anderen Bundesland) und nicht dem energetischen Endverbrauch. Seit 2013 wird in Oberösterreich mehr Strom verbraucht als produziert, das heißt, es kommt zu Netto-Importen. Zuvor war Oberösterreich ein Netto-Stromexporteur.

¹³ Oberösterreich exportierte bis 2012 mehr Strom, als es importierte. In Abbildung 15 wird daher ein negativer Bruttoinlandsverbrauch von Strom dargestellt.

Abbildung 15: Energieverbrauch Oberösterreichs nach Energieträgergruppen, 2000 – 2023, in Tsd. TJ

Oberösterreich



Bruttoinlandsverbrauch nach Energieträgergruppen. Der Bruttoinlandsverbrauch von elektrischer Energie entspricht dem Netto-Import, das heißt bis 2012 hat Oberösterreich mehr Strom produziert als selbst verbraucht.

ECO AUSTRIA
INSTITUT FÜR
WIRTSCHAFTSFORSCHUNG

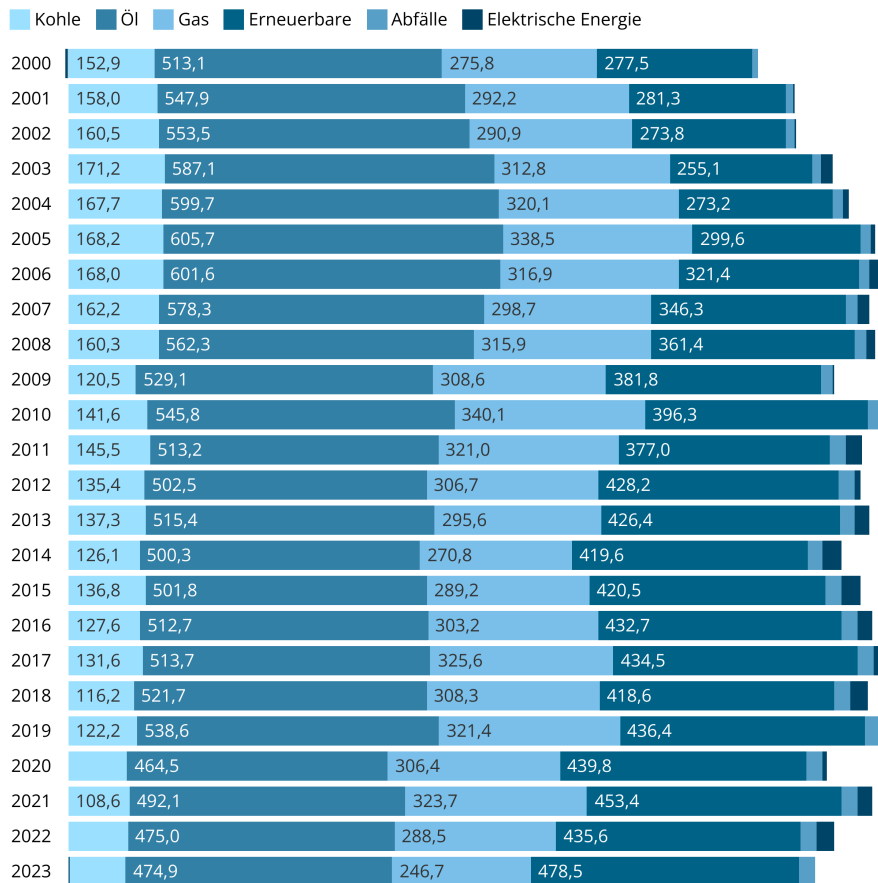
Quelle: Energiebilanz Oberösterreich, Statistik Austria

In Abbildung 16 ist der Energieverbrauch nach Energieträgergruppen für Österreich im zeitlichen Verlauf dargestellt. Die unterschiedliche Wirtschaftsstruktur spiegelt sich im Energieverbrauch wider. Weil die Energieträgergruppe Kohle insbesondere bei der Stahlerzeugung von Bedeutung ist, entfällt auf Oberösterreich mit 77.300 TJ von insgesamt 102.000 TJ in Gesamtösterreich ein beträchtlicher Anteil. Anders als in Oberösterreich fällt auch der Gasverbrauch in Österreich deutlich schwächer aus als der Verbrauch von Öl bzw. Erneuerbaren Energieträgern. Dies lässt sich zu wesentlichen Teilen mit dem deutlich höheren Industrieanteil in Oberösterreich erklären.¹⁴

¹⁴ Im Jahr 2023 beträgt der Anteil der NACE-Wirtschaftssektoren B-E an der gesamten Wertschöpfung in Oberösterreich 30,2 Prozent, in Österreich 21,3 %.

Abbildung 16: Energieverbrauch Österreichs nach Energieträgergruppen, 2000 – 2023, in Tsd. TJ

Österreich

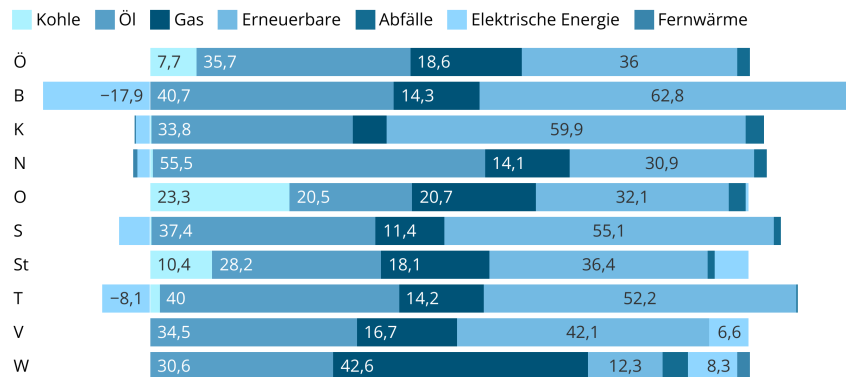


Bruttoinlandsverbrauch nach Energieträgergruppen. Der Bruttoinlandsverbrauch von elektrischer Energie entspricht dem Netto-Import, das heißt zwischen 2001 und 2022 hat Österreich weniger Strom produziert als selbst verbraucht.

Quelle: Energiebilanz, Statistik Austria

Die Anteile der verschiedenen Energieträgergruppen am jeweiligen Bruttoinlandsverbrauch der neun Bundesländer bzw. Österreichs sind in Abbildung 17 dargestellt. In Oberösterreich beträgt der Anteil am gesamten Energieverbrauch von Erneuerbaren Energieträgern 32,1 %, von Kohle 23,3 %, von Gas 20,7 % und von Öl 20,5 %. Im Vergleich zu den anderen Bundesländern wird vor allem der hohe Kohleverbrauch deutlich, der aus der Bedeutung der Stahlerzeugung resultiert. Dementsprechend hat nur die Steiermark mit einem Anteil von rund 10 Prozent ebenfalls einen relevanten Verbrauch an Kohle, in allen anderen Ländern ist er von untergeordneter Bedeutung.

Abbildung 17: Anteile der Energieträgergruppen am Bruttoinlandsverbrauch in den Bundesländern, 2023



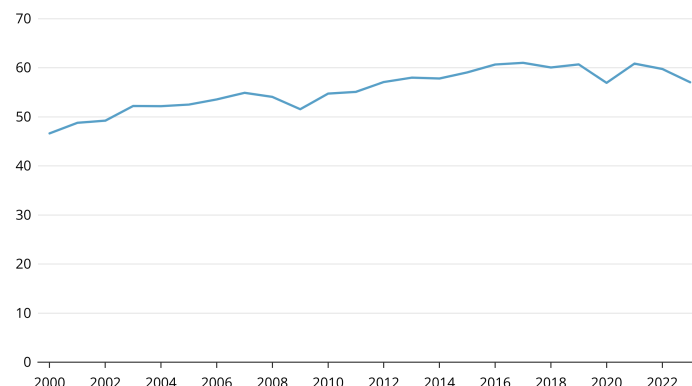
Anteil der Energieträgergruppen am Bruttoinlandsverbrauch. Der Bruttoinlandsverbrauch von elektrischer Energie entspricht dem Netto-Import, das heißt das Burgenland, Kärnten, Niederösterreich, Salzburg und Tirol produzieren mehr Strom als sie selbst verbrauchen.

Quelle: Energiebilanz, Statistik Austria

ECO AUSTRIA
INSTITUT FÜR
WIRTSCHAFTSFORSCHUNG

Ergänzend zum Bruttoinlandsverbrauch kann der „Verbrauch“ von elektrischer Energie in Oberösterreich aus dem Endverbrauch, dem Verbrauch des Sektors Energie sowie Transportverlusten ermittelt werden (d. h. im Unterschied zum Bruttoinlandsverbrauch wird der Umwandlungsausstoß (die Stromerzeugung) nicht abgezogen). Der Verbrauch hat seit dem Jahr 2000 zugenommen. Im Zuge der Wirtschaftskrise 2009, der Covid-19-Krise 2020 und der Energiepreiskrise bzw. der schlechten Wirtschaftsentwicklung 2022 und 2023 kam es zu einem spürbaren Rückgang im Vergleich zum jeweiligen Vorjahr. Insgesamt ergibt sich im betrachteten Zeitraum ein Anstieg von 46.600 TJ im Jahr 2000 auf 57.100 TJ im Jahr 2023. Der Anstieg um 22 Prozent ist damit stärker als der Energieverbrauch insgesamt, jedoch schwächer als jener des realen Bruttoregionalprodukts (BRP), vergleiche Abbildung 12.

Abbildung 18: Stromverbrauch in Oberösterreich 2000 – 2023, in Tsd. TJ



Verbrauch umfasst den energetischen Endverbrauch, Transportverluste sowie den Verbrauch des Sektors Energie

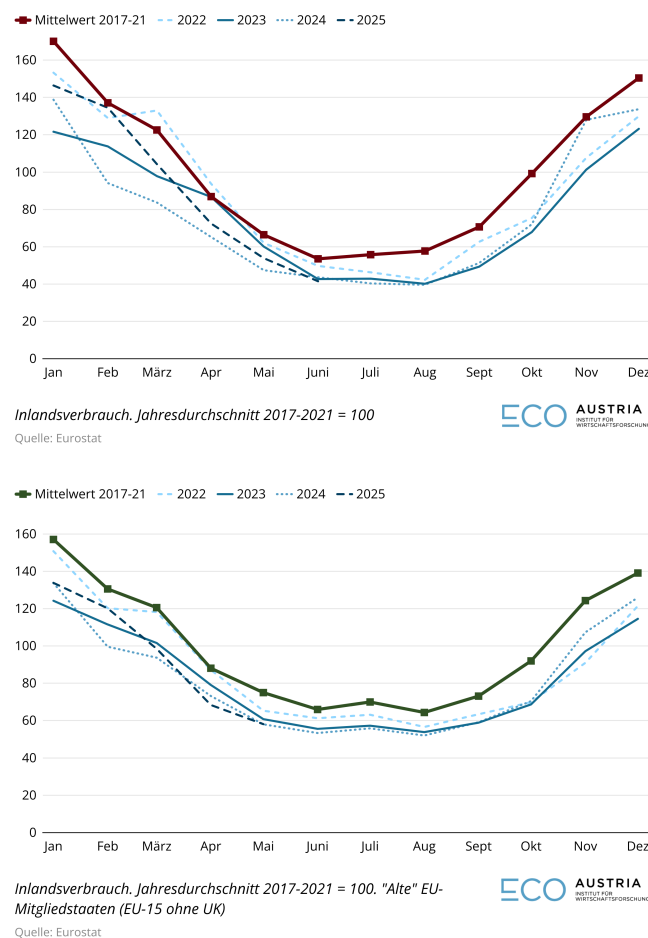
Quelle: Energiebilanz Statistik Austria • Erstellt mit Datawrapper

ECO AUSTRIA
INSTITUT FÜR
WIRTSCHAFTSFORSCHUNG

Energiepreiskrise und der monatliche Verbrauch von Erdgas und Elektrizität

Aus den monatlichen Verbrauchszahlen der Energiestatistik von Eurostat kann abgelesen werden, wie sich im Zuge der Energiepreiskrise der Verbrauch von Erdgas und Elektrizität entwickelt hat. Abbildung 19 stellt den Inlandsverbrauch von Erdgas in Österreich sowie im Aggregat in den 14 „alten“ EU-Mitgliedstaaten dar. Dabei dient der Durchschnitt der fünf Jahre 2017-2021 als „Benchmark-Verbrauch“ für die einzelnen Monatswerte des Zeitraums Jänner 2022 bis Mai bzw. Juni 2025.¹⁵

Abbildung 19: Verwendung von Gas in Österreich (oben) bzw. den „alten“ EU-Mitgliedstaaten (unten) 2017 bis Juni 2025, Jahresdurchschnitt 2017-2021 = 100



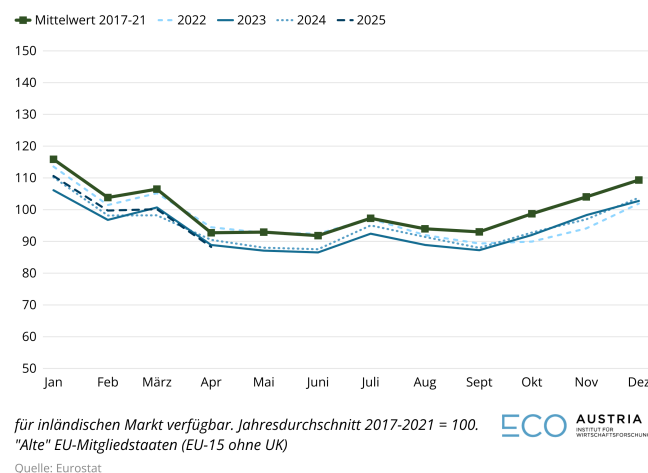
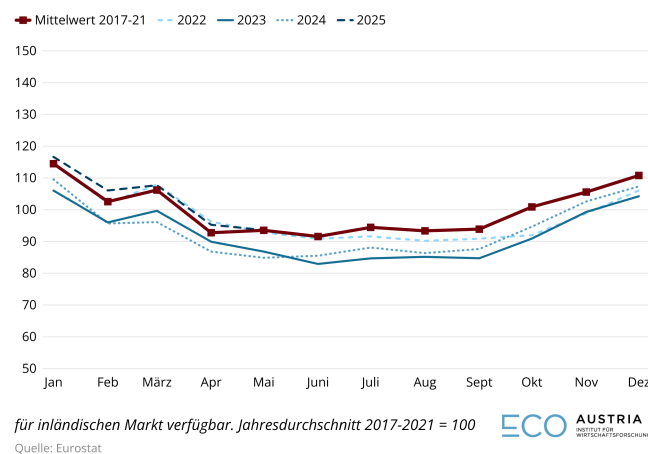
Für Österreich zeigt sich eine stärkere Saisonalität der Erdgasverwendung als in anderen EU-Staaten, der Benchmark-Verbrauch schwankt zwischen 170,1 im Jänner und 53,5 im Juni (der Durchschnitt der 60 Monate der Jahre 2017-2021 ist mit 100 normiert), während er in den EU-14 nur zwischen 157 im Jänner und 64 im August variiert. Ab der zweiten Jahreshälfte 2022 ist der Verbrauch deutlich geringer als vor

¹⁵ In der monatlichen Energiestatistik sind lediglich gesamtwirtschaftlich aggregierte Daten verfügbar. Eine Trennung nach dem Verbrauch von Unternehmen und privaten Haushalten lassen die Daten nicht zu.

der Energiepreiskrise, und der Rückgang in Österreich kräftiger als im Schnitt der anderen EU-14 Länder. Beispielsweise wurde in Österreich im Jahr 2024 um 23,3 Prozent weniger Erdgas als im jeweiligen „Benchmark-Monat“ verbraucht, für die EU-14 beträgt dieser Wert 18,7 Prozent.

Abbildung 20 stellt die Verwendung von Elektrizität im zeitlichen Verlauf dar. Die Saisonalität ist beim Stromverbrauch deutlich weniger stark ausgeprägt als beim Erdgas. Der Benchmark-Verbrauch (2017-2021) variiert in Österreich zwischen 114,5 im Jänner und 91,6 im Juni, für die EU-14 zwischen 115,9 und 91,8. Im Zuge der Energiepreiskrise ist auch der Stromverbrauch ab der zweiten Jahreshälfte 2022 spürbar zurückgegangen. Der Rückgang beim Strom erfolgte jedoch etwas später als beim Erdgas und auch die Reduktion fällt schwächer aus. In den ersten Monaten des Jahres 2025 ist der Stromverbrauch in Österreich nun sogar etwas höher als in den Benchmark-Jahren 2017-2021.

Abbildung 20: Verwendung von Elektrizität in Österreich (oben) bzw. den „alten“ EU-Mitgliedstaaten (unten) 2017 bis Juni 2025, Jahresdurchschnitt 2017-2021 = 100



3. VOLKSWIRTSCHAFTLICHE AUSWIRKUNGEN VON ENERGIEPREISEN

In diesem Kapitel werden die Auswirkungen einer Dämpfung der Energiepreise auf die oberösterreichische Volkswirtschaft quantitativ untersucht. Die volkswirtschaftlichen Effekte werden anhand von Modellsimulationen mit dem Makromodell E-PuMA analysiert. Das Modell ist eine Erweiterung des regelmäßig bei EcoAustria verwendeten PuMA-Modells und bildet zusätzlich zum Unternehmensbereich, zum Arbeitsmarkt und zum öffentlichen Sektor das Energieangebot und die -nachfrage detailliert ab. Auf Basis von E-PuMA lassen sich sowohl die Auswirkungen auf die Wertschöpfung, die Investitionstätigkeit, den privaten Konsum, den Außenhandel und die Preise, als auch die Folgen für den Arbeitsmarkt sowie die fiskalischen Effekte ermitteln. Für eine kurze Beschreibung des Modells siehe den Appendix, für eine ausführlichere (technische) Modelldokumentation siehe Berger und Strohner (2020a bzw. 2022).

In der vorliegenden Studie werden insgesamt vier verschiedene Szenarien untersucht, und zwar jeweils eine Reduktion des Strom- bzw. Gaspreises, jeweils für Unternehmen und private Haushalte. Beim Strompreis wird eine Dämpfung des durchschnittlichen Nettopreises um 4 Cent je kWh bzw. 40 Euro je MWh ab dem Jahr 2026 unterstellt.¹⁶ Wie in Abbildung 5 in Kapitel 2 dargestellt, entspricht dies in etwa der Differenz bei der Energiepreiskomponente für private Haushalte zwischen Österreich und dem Durchschnitt des Euroraums.

Bei Erdgas wird eine Dämpfung der durchschnittlichen Nettopreise um 2 Cent je kWh bzw. 20 Euro je MWh unterstellt. Gegeben, dass gasbetriebene Kraftwerke häufig die preissetzenden marginalen Stromanbieter sind und der Wirkungsgrad von Gaskraftwerken (das Verhältnis von Umwandlungsausstoß zu Umwandlungseinsatz) in Österreich im Jahr 2023 nach Daten der Energiebilanz etwa 60 Prozent beträgt, passt die Relation gut zum Strompreisszenario. Auch die in Kapitel 2.1 bzw. 2.2 dargestellten Zahlen legen nahe, dass das Verhältnis von Erdgas- zu Strompreisen auf Großhandelsmärkten bzw. für Endkunden oftmals bei rund 1:2 bzw. etwas höher liegt. Anzumerken ist, dass die Bruttoentlastung bei privaten Haushalten aufgrund der Umsatzsteuer um 20 Prozent höher ausfällt, also 4,8 Cent bei Strom bzw. 2,4 Cent bei Erdgas beträgt.

¹⁶ In der E-PuMA-Simulation werden diese Preisreduktionen modelltechnisch über eine Reduktion der Verbrauchsabgaben bzw. der Netzkosten umgesetzt, wobei mögliche Wirkungskanäle der Folgeeffekte der Finanzierung (z.B. Abgabenerhöhung für die öffentliche Finanzierung des Einnahmenausfalls) außer Acht gelassen werden. Diese Herangehensweise ist modelltechnisch für die Energienachfrage durch Unternehmen und private Haushalte (und damit für die volkswirtschaftlichen Auswirkungen auf zum Beispiel BIP, privaten Konsum, Investitionen und Arbeitsmarkteffekte) ident mit einer Reduktion der reinen Energiepreise und sichert dabei das Zusammenspiel von Energieangebot und -nachfrage.

Bezieht man die unterstellte Preisreduktion auf den Energieverbrauch der privaten Haushalte bzw. Unternehmen in Oberösterreich,¹⁷ so lässt sich ceteris paribus ein Entlastungsvolumen ermitteln. Damit ergibt sich für Unternehmen ein Entlastungsvolumen von rund 400 Mio. Euro bei Strom bzw. 300 Mio. Euro bei Erdgas, was relativ zum BRP Oberösterreichs einem Volumen von 0,46 Prozent bzw. 0,34 Prozent des BRP entspricht. Für private Haushalte beträgt das Nettoentlastungsvolumen 140 Mio. Euro (0,17 Prozent des BRP) bei Strom bzw. gut 50 Mio. Euro (0,07 Prozent des BRP) bei Erdgas.¹⁸

Die wesentlichen Parameter der vier Simulationsszenarien sind in Tabelle 2 dargestellt.

Tabelle 2: Untersuchte Szenarien

	Reduktion der Preise	Entlastungsvolumen
Strompreise Unternehmen	4 Cent je kWh bzw. 40 Euro je MWh	0,464% des BRP
Gaspreise Unternehmen	2 Cent je kWh bzw. 20 Euro je MWh	0,337% des BRP
Strompreise private Haushalte	Netto 4 Cent je kWh bzw. 40 Euro je MWh Brutto durch Umsatzsteuer 20% höher	Netto 0,169% des BRP Brutto durch Umsatzsteuer 20% höher
Gaspreise private Haushalte	Netto 2 Cent je kWh bzw. 20 Euro je MWh Brutto durch Umsatzsteuer 20% höher	Netto 0,067% des BRP Brutto durch Umsatzsteuer 20% höher

Erstellt mit Datawrapper

ECO AUSTRIA
INSTITUT FÜR
WIRTSCHAFTSFORSCHUNG

3.1 Senkung der Strom- und Erdgaskosten für Unternehmen

Nachfolgend werden die Simulationsergebnisse für die Reduktion der Strom- bzw. Gaspreise für Unternehmen dargestellt. Je verbrauchter Energieeinheit ist die Preisreduktion für alle Unternehmen gleich stark. Aufgrund des höheren Verbrauchs von Erdgas und elektrischer Energie bei energieintensiven Unternehmen bzw. in der energieintensiven Industrie entfällt jedoch ein größeres Entlastungsvolumen auf diese Unternehmen. In der Simulation werden Strom- und Gaspreisreduktionen separat behandelt. In der Realität hat ein geringerer Erdgaspreis über die Merit-Order auch Auswirkungen auf die Strompreise.

In einem ersten Schritt bewirkt in beiden Simulationen die Preisreduktion eine Kostendämpfung beim Energieeinsatz von Strom bzw. Erdgas. Das impliziert eine Verbesserung der Kostensituation der

¹⁷ Der Gasverbrauch der Fernwärme-Erzeugung wird entsprechend dem jeweiligen Anteil auf private Haushalte und Unternehmen aufgeteilt.

¹⁸ Bei Haushalten fällt das Entlastungsvolumen aufgrund der Umsatzsteuer wie bei der Preisreduktion um 20 Prozent stärker aus.

Unternehmen und ermöglicht eine Reduktion der Preise, was die Wettbewerbsfähigkeit stärkt. Mit dieser Preissenkung geht eine höhere Nachfrage nach heimischen Produkten und eine Ausweitung der Produktionstätigkeit einher.

Die stärkere Nachfrage nach heimischen Produkten wirkt sich auf dem heimischen Arbeitsmarkt und auf die Investitionstätigkeit aus. Die Produktionsausweitung erhöht die Nachfrage nach Arbeitskräften und führt zu einer kräftigeren Lohnentwicklung. Bei der Strompreisreduktion legt die Beschäftigung in Oberösterreich nach den Simulationsergebnissen um rund 0,2 Prozent im Vergleich zum Basisszenario ohne diese Preisdämpfung zu (siehe Tabelle 3).¹⁹ Dies entspricht einem Beschäftigungseffekt in Oberösterreich von rund 1.500 bis knapp 2.000 zusätzlich beschäftigten Personen. Die stärkere Arbeitsnachfrage führt auch zu einer Reduktion der Arbeitslosenquote um rund 0,1 Prozentpunkte bzw. der Zahl der Arbeitslosen in Oberösterreich um knapp 1.000 Personen.²⁰ Weil die Ausweitung des Energie- und Kapitaleinsatzes die Produktivität der Beschäftigten kräftigt, legen die nominellen Stundenlöhne in diesem Fall um durchschnittlich knapp 0,6 Prozent stärker als im Basisszenario zu. Die realen Nettoerwerbseinkommen werden aufgrund des nachlassenden Preisdrucks sogar etwas stärker ausgeweitet. Bezogen auf das durchschnittliche Nettojahreseinkommen von unselbständig Beschäftigten in Oberösterreich entspricht dies einem Zuwachs um rund 230 Euro pro Jahr bzw. knapp 20 Euro pro Monat.

Die höheren Nettoeinkommen und die Ausweitung der Beschäftigung erhöhen die verfügbaren Einkommen der privaten Haushalte, sodass die Maßnahme den realen privaten Konsum um rund 0,6 Prozent stärkt. Gleichzeitig stärkt die Kostenreduktion die Ertragssituation der heimischen Unternehmen bzw. die Ertragsrate des eingesetzten Kapitals. Dies kräftigt die Investitionsanreize der Unternehmen, sodass die Investitionen der Simulation zufolge um gut 1,5 Prozent im Vergleich zum Basisszenario zulegen.

Für die Entwicklung der Preise sind grundsätzlich zwei gegenläufige Effekte ausschlaggebend. Zum einen werden die Produktionskosten der Unternehmen gedämpft, was das Preisniveau senkt. Zum anderen führen die höheren Investitionen und der höhere private Konsum zu einer Ausweitung der Nachfrage nach Gütern und Dienstleistungen, was preiserhöhend wirkt. Nach den Modellsimulation sind die preisdämpfenden Faktoren im Schnitt stärker, und der Verbraucherpreisindex geht um 0,1 Prozent zurück.

¹⁹ Die dargestellten Auswirkungen sind jeweils als Niveauabweichung im Vergleich zum Basisszenario ohne Reduktion der Energiekosten zu verstehen. Das Reformszenario unterscheidet sich vom Basisszenario nur durch die Reduktion der Energiekosten. Dementsprechend können die Ergebnisse als kausale Effekte interpretiert werden.

²⁰ Der restliche Beschäftigungseffekt resultiert daraus, dass die besseren Aussichten am Arbeitsmarkt die Erwerbsteilnahme der privaten Haushalte erhöhen.

Mit der Strompreisdämpfung weitet sich entsprechend der Entwicklung der Angebots- und Nachfragekomponenten des Regionalprodukts die wirtschaftliche Aktivität in Oberösterreich aus. Das reale BRP legt kurzfristig um rund 0,3 Prozent und mittel- bis längerfristig um rund 0,5 Prozent zu. Bezogen auf das BRP Oberösterreichs des Jahres 2024 entspricht dies einer zusätzlichen Wirtschaftsleistung von 220 Mio. Euro im Jahr 2026 und 420 Mio. Euro im Jahr 2035. Der Zuwachs im zeitlichen Verlauf ist insbesondere darauf zurückzuführen, dass sich die höhere Investitionstätigkeit verzögert im Kapitalstock widerspiegelt.

Die positiven volkswirtschaftlichen Auswirkungen lösen positive fiskalische Effekte aus. So kräftigen der Beschäftigungs- sowie der Einkommenszuwachs die Einnahmen aus Abgaben auf das Erwerbseinkommen wie Lohn- und Einkommensteuer, Sozialversicherungsbeiträgen und Lohnsummenabgaben. Der zusätzliche private Konsum stärkt die Konsumsteuereinnahmen wie Umsatzsteuer und Verbrauchsabgaben, die bessere Ertragssituation kräftigt die Unternehmenssteuern. Nach der Modellsimulation bewirkt dies eine Verbesserung des Primärsaldos in Österreich um knapp 300 Mio. Euro. Im Zuge des Finanzausgleichs und der Regelungen zu den gemeinschaftlichen Bundesabgaben fließt der überwiegende Teil dieser zusätzlichen Einnahmen an den Bund und andere Bundesländer bzw. deren Gemeinden.

Tabelle 3: Volkswirtschaftliche Auswirkungen einer Reduktion der Strompreise für Unternehmen (um 4 Cent je kWh) in Oberösterreich

	2026	2027	2028	2029	2030	2032	2035
BRP, real	0,27%	0,30%	0,33%	0,36%	0,39%	0,45%	0,51%
Investitionen, real	1,56%	1,56%	1,60%	1,64%	1,67%	1,71%	1,74%
Privater Konsum, real	0,54%	0,57%	0,58%	0,59%	0,60%	0,62%	0,65%
Arbeitskosten je Stunde, nominell	0,57%	0,58%	0,57%	0,56%	0,56%	0,57%	0,58%
Nettoeinkommen je Stunde, real	0,68%	0,68%	0,67%	0,67%	0,67%	0,68%	0,69%
Beschäftigung	0,18%	0,21%	0,22%	0,22%	0,23%	0,24%	0,25%
Arbeitslosenquote (in Prozentpunkten)	-0,08	-0,10	-0,10	-0,11	-0,11	-0,11	-0,12
Verbraucherpreisindex	-0,11%	-0,11%	-0,11%	-0,11%	-0,11%	-0,11%	-0,12%
BRP (in Mio. Euro)	222	244	271	297	321	366	422
Beschäftigung (in Tausend Personen)	1,40	1,60	1,68	1,74	1,79	1,85	1,91
Arbeitslose (in Tsd Personen, n. Eurostat)	-0,67	-0,78	-0,82	-0,85	-0,88	-0,91	-0,95
Nettojähreseinkommen in Euro	232	232	230	228	228	230	235
Primärsaldo (in Mio. Euro)	265	274	279	283	286	293	299

Niveaubewertung relativ zum Basisszenario ohne Reduktion der Strompreise.

Quelle: E-PuMA Simulationsmodell für Oberösterreich.

Die Wirkungskanäle bei einer Reduktion der Erdgaspreise für Unternehmen sind grundsätzlich ähnlich wie bei der Reduktion der Strompreise. Wiederum stärkt die Reduktion der Energiekosten die Ertragssituation und Wettbewerbsfähigkeit der heimischen Unternehmen und erhöht die Nachfrage nach heimischen Produkten. Das stärkt die Arbeits- und Investitionsnachfrage der Unternehmen. Da eine weniger starke Preisreduktion unterstellt wird (20 Euro je MWh bei Erdgas statt 40 Euro bei Strom) und damit auch das Entlastungsvolumen mit 0,33 Prozent des BRP geringer ausfällt (0,46 Prozent des BRP bei Strom), sind die volkswirtschaftlichen Auswirkungen etwas weniger stark. So fällt der Beschäftigungseffekt mit kurzfristig rund 0,1 Prozent und mittelfristig rund 0,15 Prozent etwas schwächer aus als bei der Strompreisreduktion. Dies entspricht längerfristig einem Beschäftigungseffekt in Oberösterreich von rund 1.200 Personen, die Arbeitslosigkeit geht der Modellsimulation zufolge um rund 600 Personen zurück, siehe Tabelle 4.

Der reale private Konsum legt kurzfristig um 0,3 Prozent und längerfristig um 0,45 Prozent zu, relativ zum Entlastungsvolumen sind damit die Konsumeffekte sehr ähnlich wie bei der Reduktion der Strompreise. Die Auswirkungen auf die Investitionstätigkeit und das BRP relativ zum Entlastungsvolumen sind hingegen schwächer. Der Grund dafür ist insbesondere, dass Erdgas importiert wird, während bei Strom ein großer Teil der durch die Preisreduktion gestärkten Nachfrage heimisch produziert wird, was entsprechend mit heimischer Investitionstätigkeit und Wertschöpfung verbunden ist. Nach den Ergebnissen der Modellsimulation stärkt die Gaspreisreduktion das reale BRP kurzfristig im Jahr 2026 um 0,12 Prozent und längerfristig um 0,3 Prozent. Dies entspricht einer zusätzlichen Wirtschaftsleistung in Oberösterreich von 100 Mio. Euro kurzfristig und knapp 240 Mio. Euro längerfristig. Zu beachten ist, dass die Entlastung bei den Erdgaspreisen deutlich stärker auf einzelne energieintensive Branchen bzw. Unternehmen konzentriert ist als dies bei Strom der Fall ist.

Die stärkere Verzögerung der Effekte resultiert daraus, dass sich bei Erdgas die kurz- und die langfristige Nachfrageelastizität nach den empirischen Ergebnissen deutlicher unterscheiden. Die Nachfrage nach Erdgas reagiert also kurzfristig weniger stark auf Preisreduktionen als längerfristig.²¹ Bei Strom wiederum ist ein solcher Effekt nach den empirischen Effekten weniger deutlich gegeben.²² Dies mag auch damit zusammenhängen, dass Erdgas wesentlich stärker auf einzelne Branchen des verarbeitenden Gewerbes konzentriert ist, während der Stromverbrauch deutlich breiter über die Wirtschaftssektoren verteilt ist.

²¹ Siehe beispielsweise Andersen et al. (2011), Labandeira et al. (2017) oder Fontagné et al. (2024).

²² Während Labandeira et al. (2017) eine kurzfristig niedrigere Elastizität ausweisen, zeigt sich bei Fontagné et al. (2024) kein robuster signifikanter Verzögerungseffekt.

Tabelle 4: Volkswirtschaftliche Auswirkungen einer Reduktion der Gaspreise für Unternehmen (um 2 Cent je kWh) in Oberösterreich

	2026	2027	2028	2029	2030	2032	2035
BRP, real	0,12%	0,19%	0,22%	0,24%	0,25%	0,27%	0,29%
Investitionen, real	0,75%	0,74%	0,72%	0,71%	0,69%	0,67%	0,64%
Privater Konsum, real	0,30%	0,35%	0,38%	0,40%	0,41%	0,43%	0,45%
Arbeitskosten je Stunde, nominell	0,27%	0,31%	0,33%	0,33%	0,34%	0,34%	0,34%
Nettoeinkommen je Stunde, real	0,27%	0,36%	0,40%	0,43%	0,44%	0,45%	0,46%
Beschäftigung	0,06%	0,10%	0,13%	0,14%	0,15%	0,16%	0,17%
Arbeitslosenquote (in Prozentpunkten)	-0,03	-0,05	-0,06	-0,07	-0,07	-0,08	-0,08
Verbraucherpreisindex	0,00%	-0,05%	-0,08%	-0,09%	-0,10%	-0,12%	-0,13%
BRP (in Mio. Euro)	101	152	180	197	209	224	238
Beschäftigung (in Tausend Personen)	0,48	0,79	0,97	1,08	1,15	1,23	1,28
Arbeitslose (in Tsd Personen, n. Eurostat)	-0,23	-0,39	-0,48	-0,53	-0,57	-0,61	-0,64
Nettojähreseinkommen in Euro	91	122	137	145	149	154	158
Primärsaldo (in Mio. Euro)	142	171	185	194	199	205	208

Niveaubewertung relativ zum Basisszenario ohne Reduktion der Gaspreise.

Quelle: E-PuMA Simulationsmodell für Oberösterreich.

Das kurzfristig schwächere Anziehen der Wirtschaftsleistung hat auch zur Folge, dass die Kosten- zu einer niedrigeren Preisreduktion führt. Während bei der Strompreisreduktion kurz- und längerfristig der kostendämpfende Wirkungskanal das durchschnittliche Preisniveau reduziert, ist die Wirkungsweise hier etwas anders: Kurzfristig heben sich der preisdämpfende und der preiserhöhende Wirkungskanal bei der hier vorliegenden Simulation auf und der VPI ist kurzfristig unverändert, erst mittel- und längerfristig überwiegt der kostendämpfende Wirkungskanal und der VPI geht mittelfristig um rund 0,1 Prozent zurück.

Mit den positiven volkswirtschaftlichen Auswirkungen sind wiederum positive fiskalische Effekte verbunden, insbesondere durch höhere Abgaben auf Erwerbseinkommen und höhere Konsumsteuern. Nach der Modellsimulation verbessert sich der Primärsaldo in Österreich um knapp 150 Mio. Euro kurz- und rund 200 Mio. Euro mittel- und längerfristig, wobei wiederum der überwiegende Teil der zusätzlichen Einnahmen an den Bund und andere Bundesländer bzw. deren Gemeinden fließt.

3.2 Senkung der Strom- und Erdgaskosten für private Haushalte

In diesem Kapitel werden die Auswirkungen geringerer Strom- bzw. Gaspreise für die privaten Haushalte in Oberösterreich analysiert. Dabei wird wiederum ein Rückgang der Gaspreise um 2 Cent je kWh sowie der Strompreise um 4 Cent je kWh Netto unterstellt, aufgrund der Umsatzsteuer fällt die Brutto-Preisreduktion um 20 Prozent stärker aus (und beträgt 2,4 bzw. 4,8 Cent). Wie in Tabelle 2 dargestellt, ist

das Entlastungsvolumen aufgrund des geringen Verbrauchs mit Netto 0,17 Prozent des BIP (beim Strom) bzw. 0,07 Prozent beim Gas spürbar schwächer als bei den Energiepreisreduktionen für die Unternehmen.

Für die volkswirtschaftlichen Effekte der Energiepreisreduktionen bei privaten Haushalten sind insbesondere zwei Wirkungskanäle relevant. Zum einen steigt dadurch das reale verfügbare Einkommen der privaten Haushalte, was positiv auf den realen Konsum wirkt und so die regionalwirtschaftliche Nachfrage stärkt. Zum anderen steigen Reallöhne bzw. die realen Erwerbseinkommen, was nach der empirischen Evidenz einen positiven Einfluss auf das Arbeitsangebot hat und so positive Beschäftigungseffekte mit sich bringt.

In Bezug auf die Auswirkungen der Strompreisreduktion bei privaten Haushalten auf den Stromkonsum sind der Einkommens- und der Substitutionseffekt relevant. Wie in Tabelle 5 dargestellt, sinkt durch die Strompreisreduktion die Inflation, der Verbraucherpreisindex fällt um 0,3 bis 0,35 Prozent schwächer aus als im Basisszenario. Durch die Preisreduktion steigt das reale verfügbare Einkommen, und die Konsumnachfrage wird insgesamt gestärkt (Einkommenseffekt). Weil der Preis von Strom relativ zu den anderen Preisen sinkt, steigt insbesondere die Stromnachfrage (Substitutionseffekt). In diesem Fall gehen Substitutions- und Einkommenseffekt in dieselbe Richtung. Nach der Modellsimulation fällt der Stromverbrauch der privaten Haushalte im Jahr 2035 um 7 Prozent höher aus als ohne die Preissenkung. Gleichzeitig geht aber die Nachfrage nach Gütern, die Substitute zur elektrischen Energie darstellen, zurück. Dies gilt insbesondere für fossile Energieträger. Insgesamt nimmt der Konsum der privaten Haushalte um knapp 0,5 Prozent relativ zum Basisszenario zu. Dieser Konsumeffekt ist u.a. deshalb stärker als der Effekt auf die durchschnittlichen Preise, weil durch die positiven Beschäftigungseffekte das verfügbare Einkommen zusätzlich zunimmt.

Diese positiven Beschäftigungseffekte resultieren zum einen aus der zusätzlichen Nachfrage nach Gütern und Dienstleistungen. Zum anderen werden durch die Preisreduktion die Reallöhne gestärkt, was das Arbeitsangebot der privaten Haushalte kräftigt. Die Reallöhne steigen durchschnittlich um rund 0,35 Prozent. Bezogen auf das durchschnittliche Nettojahreseinkommen von unselbständig Beschäftigten in Oberösterreich entspricht dies einem Betrag von 120 Euro jährlich bzw. 10 Euro monatlich. Nach der Modellsimulation beträgt der Beschäftigungseffekt kurzfristig knapp 0,1 Prozent und längerfristig mehr als 0,1 Prozent. Dies entspricht einer zusätzlichen Beschäftigung um rund 500 bzw. knapp 900 Personen in Oberösterreich. Der Beschäftigungseffekt wird zum Teil aus einer zusätzlichen Erwerbsteilnahme gedeckt, zum Teil führt er zu einer Reduktion der Arbeitslosigkeit. Die Arbeitslosenquote sinkt demnach durch die Strompreisreduktion für private Haushalte um rund 0,05 Prozentpunkte.

Tabelle 5: Volkswirtschaftliche Auswirkungen einer Reduktion der Strompreise für private Haushalte (um 4 Cent je kWh) in Oberösterreich

	2026	2027	2028	2029	2030	2032	2035
BRP, real	0,12%	0,14%	0,16%	0,17%	0,18%	0,20%	0,21%
Investitionen, real	0,33%	0,33%	0,33%	0,34%	0,34%	0,35%	0,34%
Privater Konsum, real	0,44%	0,46%	0,46%	0,47%	0,47%	0,48%	0,48%
Arbeitskosten je Stunde, nominell	0,05%	0,04%	0,03%	0,03%	0,02%	0,02%	0,01%
Nettoeinkommen je Stunde, real	0,36%	0,36%	0,36%	0,36%	0,36%	0,36%	0,36%
Beschäftigung	0,07%	0,08%	0,09%	0,10%	0,11%	0,11%	0,12%
Arbeitslosenquote (in Prozentpunkten)	-0,03	-0,04	-0,04	-0,04	-0,05	-0,05	-0,05
Verbraucherpreisindex	-0,31%	-0,32%	-0,33%	-0,33%	-0,33%	-0,34%	-0,35%
BRP (in Mio. Euro)	102	118	130	141	149	161	173
Beschäftigung (in Tausend Personen)	0,51	0,65	0,73	0,79	0,83	0,88	0,92
Arbeitslose (in Tsd Personen, n. Eurostat)	-0,22	-0,29	-0,33	-0,36	-0,38	-0,41	-0,43
Nettojähreseinkommen in Euro	123	124	123	122	122	122	122
Primärsaldo (in Mio. Euro)	54	60	64	67	69	71	72

Niveaubewertung relativ zum Basisszenario ohne Reduktion der Strompreise.

Quelle: E-PuMA Simulationsmodell für Oberösterreich.

ECO AUSTRIA
INSTITUT FÜR
WIRTSCHAFTSFORSCHUNG

Geringere Strompreise bei den privaten Haushalten haben in weiterer Folge auch positive Auswirkungen auf der Unternehmensseite. Zum einen wird dadurch die private Nachfrage nach Gütern und Dienstleistungen gestärkt, zum anderen nimmt durch die höheren realen Einkommen das Arbeitsangebot und damit die Beschäftigung zu. Damit verbessern sich die Ertragssituation bzw. die Investitionsanreize der Unternehmen. Gemäß der Modellsimulation legen die Investitionen in Oberösterreich um 0,3-0,35 Prozent stärker zu als im Basisszenario ohne Strompreisreduktion.

Insgesamt wird damit die regionale Wirtschaftsleistung Oberösterreichs ausgeweitet. Auf der Verwendungsseite des Regionalprodukts werden wie beschrieben die Investitionen und der private Konsum gestärkt. Vom Ansatz einer Produktionsfunktion her gehen mit der Strompreisreduktion für private Haushalte positive Beschäftigungseffekte sowie ein Ausbau des Kapitalstocks einher. Nach der Modellsimulation erhöht sich dadurch das reale BRP kurzfristig um 0,12 Prozent und mittel- bzw. längerfristig um rund 0,2 Prozent. Bezogen auf das oberösterreichische Regionalprodukt entspricht dies einer zusätzlichen Wirtschaftsleistung im Ausmaß von 100 Mio. Euro kurzfristig bzw. 170 Mio. Euro im Jahr 2035. Unter Berücksichtigung des (Brutto-)Entlastungsvolumens fällt damit der BRP-Multiplikatoreffekt bei der Strompreisreduktion für die privaten Haushalte kurzfristig etwas stärker und mittel- und längerfristig schwächer aus als bei der Strompreisreduktion für Unternehmen.

Wiederum resultieren positive fiskalische Auswirkungen insbesondere aus zusätzlichen Konsumsteuern (Umsatzsteuer und Verbrauchsabgaben) sowie Abgaben auf das Erwerbseinkommen (Lohn- bzw.

Einkommensteuer, Sozialversicherungsbeiträge und Lohnsummenabgaben). Nach der Modellsimulation verbessert sich der Primärsaldo in Österreich kurzfristig um gut 50 Mio. Euro und längerfristig um rund 70 Mio. Euro.

Die volkswirtschaftlichen Auswirkungen einer Gaspreisdämpfung für die privaten Haushalte sind in Tabelle 6 dargestellt. Wesentlich ist, dass das Entlastungsvolumen netto mit 0,07 Prozent des BRP bzw. brutto mit 0,08 Prozent des BRP und damit auch die volkswirtschaftlichen Effekte deutlich schwächer ausfallen als bei den anderen Modellsimulationen. Dies liegt zum einen an der unterstellten Preisreduktion um Netto 2 Cent je kWh bei Erdgas (anstelle von 4 Cent bei Strom), zum anderen daran, dass der Erdgasverbrauch bei den privaten Haushalten geringer als der Stromverbrauch ist.

Die beiden wesentlichen Wirkungskanäle sind ident mit der Strompreisreduktion: zum einen wird dadurch das reale verfügbare Einkommen und damit der private Konsum gestärkt, zum anderen bewirkt der positive Effekt auf die realen Stundenlöhne ein höheres Arbeitsangebot und damit mehr Beschäftigung.

Tabelle 6: Volkswirtschaftliche Auswirkungen einer Reduktion der Gaspreise für private Haushalte (um 2 Cent je kWh) in Oberösterreich

	2026	2027	2028	2029	2030	2032	2035
BRP, real	0,02%	0,04%	0,04%	0,05%	0,05%	0,06%	0,07%
Investitionen, real	0,04%	0,05%	0,06%	0,06%	0,06%	0,07%	0,06%
Privater Konsum, real	0,16%	0,17%	0,18%	0,18%	0,18%	0,19%	0,19%
Arbeitskosten je Stunde, nominell	0,04%	0,03%	0,02%	0,01%	0,01%	0,00%	-0,01%
Nettoeinkommen je Stunde, real	0,16%	0,15%	0,15%	0,14%	0,14%	0,14%	0,14%
Beschäftigung	0,01%	0,02%	0,03%	0,03%	0,04%	0,04%	0,04%
Arbeitslosenquote (in Prozentpunkten)	0,00	-0,01	-0,01	-0,01	-0,02	-0,02	-0,02
Verbraucherpreisindex	-0,12%	-0,12%	-0,13%	-0,13%	-0,13%	-0,14%	-0,14%
BRP (in Mio. Euro)	20	29	36	41	45	50	53
Beschäftigung (in Tausend Personen)	0,06	0,14	0,20	0,25	0,28	0,32	0,34
Arbeitslose (in Tsd Personen, n. Eurostat)	-0,03	-0,06	-0,09	-0,11	-0,13	-0,14	-0,16
Nettojahreseinkommen in Euro	54	52	50	49	48	47	46
Primärsaldo (in Mio. Euro)	13	17	20	22	23	25	26

Niveauabweichung relativ zum Basisszenario ohne Reduktion der Gaspreise.

Quelle: E-PuMA Simulationsmodell für Oberösterreich.

Nach der Modellsimulation fällt der Verbraucherpreisindex durch die Gaspreisreduktion um 0,12 bis 0,14 Prozent geringer aus als im Basisszenario. Damit ist auch ein Anstieg der realen Nettoeinkommen je Stunde um rund 0,15 Prozent verbunden, was bezogen auf ein durchschnittliches

Nettojahreseinkommen rund 50 Euro entspricht. Der Effekt auf den realen Konsum beträgt kurzfristig 0,16 Prozent und längerfristig knapp 0,2 Prozent.

Mit der Gaspreisreduktion gehen auch ein leichter Anstieg der Beschäftigung sowie eine leichte Reduktion der Arbeitslosigkeit einher, wobei beide Effekte aufgrund des geringen Entlastungsvolumens sehr moderat sind.

Diese Ergebnisse spiegeln sich in den Auswirkungen auf die Wirtschaftsleistung wider. Nach der Modellsimulation erhöht die Gaspreisreduktion für private Haushalte das reale BRP Oberösterreichs längerfristig um 0,07 Prozent. Dies bedeutet eine zusätzliche Wirtschaftsleistung um 20 Mio. Euro kurzfristig und gut 50 Mio. Euro längerfristig. Auch die Auswirkungen auf den Primärsaldo Österreichs sind mit kurzfristig 13 Mio. Euro und längerfristig 26 Mio. Euro moderat positiv.

4. WIRTSCHAFTS- UND ENERGIEPOLITISCHE MAßNAHMEN

4.1 Einleitung: potenzielle wirtschafts- und energiepolitische Strategien

Die Entwicklung der Energiepreise im Zuge des Angriffskriegs auf die Ukraine hatte erhebliche Auswirkungen auf die österreichische Volkswirtschaft. Insbesondere energieintensive Wirtschaftssektoren haben seit 2022 mit teilweise deutlichen Wertschöpfungsrückgängen zu kämpfen. Wie etwa Sgaravatti et al. (2023)²³ analysieren, haben die europäischen Länder im direkten Gefolge der Energiepreisanstiege breit angelegte Unterstützungsmaßnahmen für private Haushalte und Unternehmen beschlossen, wobei das Ausmaß der Unterstützung in den EU-Mitgliedstaaten sehr unterschiedlich ausfiel.

Seit den Höchstständen haben sich die Großhandelspreise für Erdgas und elektrische Energie zwar wieder spürbar verringert, aber es ist dennoch zu erwarten, dass sie in Zukunft merklich höher als in der Vergangenheit und als bei anderen Wettbewerbern bleiben dürften (siehe Kapitel 2.1). Nach Simulationsergebnissen in Gasparella et al. (2023) hat der Ausbau erneuerbarer Energieträger auch auf mittlere Frist nur begrenzten Einfluss auf den im Merit-Order preissetzenden Energieträger, sowohl EU-weit als auch in Österreich, und der Strompreis in Österreich wird weiterhin oft durch ausländische Energieerzeuger bzw. Erdgas bestimmt.

Dies hat Einfluss darauf, wie öffentliche Maßnahmen zur Abfederung der Energiepreisentwicklung ausgestaltet sein können. Gleichzeitig ist zu beachten, dass auch die Bepreisung von CO₂-Emissionen im Rahmen der Maßnahmen zur Eindämmung des Klimawandels Unternehmen und Haushalte vor Herausforderungen stellt und die internationale Wettbewerbsfähigkeit schwächen kann.²⁴

Sgaravatti et al. (2023) folgend, können grob drei potenzielle Strategien umrissen werden, wie die Politik auf mittlere und längere Frist reagieren kann. Zu beachten ist hierbei, dass Schritte auf nationaler Ebene nicht unabhängig davon zu sehen sind, welche Maßnahmen und Strategien auf EU-Ebene verfolgt werden.

²³ [Link](#).

²⁴ Der deutliche Anstieg der ETS-Preise seit 2020 stellt bei manchen Produkten eine erhebliche Kostenkomponente dar. Laut ERT (2024) machen diese Kosten bei einem unterstellten Preis von 130 Euro je Tonne CO₂ in der Zementherstellung etwa 50 Prozent des Preises, bei Stahl rund 30 Prozent und bei Aluminium 15 Prozent aus. Durch die Gratiszuteilung von Emissionszertifikaten wird diese Situation zwar teilweise entschärft, mit der Einführung von CBAM sollen diese Zuteilungen aber wegfallen.

Wettbewerbsfähigkeit über Subventionen aufrechterhalten

Eine Möglichkeit besteht darin, die Energiepreise mittelfristig über Subventionen niedrig zu halten, um (energieintensive) Wertschöpfung zu erhalten. Vor dem Hintergrund, dass Energiepreise am Markt auch mittel- und längerfristig höher bleiben dürften, ist diese Strategie mit hohen fiskalischen Kosten verbunden. Zusätzlich bleibt die Notwendigkeit bestehen, die Dekarbonisierung voranzutreiben. Diese Strategie birgt auch die Gefahr, dass technologische Anpassungen und Forschungsinitiativen nicht in notwendigem Umfang vorgenommen werden. Zudem kann es ohne internationale Koordinierung zu einem Subventionswettbewerb zwischen den Mitgliedstaaten kommen (Sgaravatti et al., 2023).

Gelingen der Transformation

Ein weiterer Ansatz besteht darin, in das Gelingen der Transformation der Volkswirtschaft bzw. energieintensiver Produktion zu investieren. Diese Transformation ist aufgrund der Bepreisung der CO₂-Emissionen bei energieintensiven Anlagen bereits im Gange. Die höheren Energiepreise veranlassen Unternehmen nun dazu, die Anstrengungen zu intensivieren, wobei umgekehrt hohe Strompreise den Übergang weg von fossilen Energieträgern erschweren.

In einigen Bereichen bestehen bereits Technologien, um etwa Erdgas durch Elektrifizierung, Wasserstoff oder Bio-Methan zu ersetzen. Prozesse, für die niedrigere Temperaturen ausreichen, wie in der Lebensmittelproduktion oder der Papierverarbeitung, können gut elektrifiziert werden (siehe Berger et al., 2023), bei der Hochtemperaturerzeugung befinden sich derartige Technologien, mit Ausnahme von Elektrolichtbogenöfen in der Stahlindustrie, zumeist noch in einem frühen Stadium (ebda.). Bio-Methan und Wasserstoff können zwar im Hochtemperaturbereich eingesetzt werden, es bestehen jedoch oft noch erhebliche Probleme, etwa in Bezug auf die Verfügbarkeit bzw. Kosten von grünem Wasserstoff. Zusätzlich zu technologischen Investitionen ist in diesem Fall auch der Ausbau des Fernleitungs- und Verteilernetzes notwendig. Die öffentliche Hand würde in diesem Szenario etwa bei Garantien für Investitionen, der Aus- und Weiterbildung von Fachkräften, der Verlässlichkeit bei rechtlichen Rahmenbedingungen, Beschleunigung von Genehmigungsverfahren, aber auch über niedrige Stromkosten unterstützen (siehe Sgaravatti et al. 2023). Erhebliche Unsicherheit besteht aber dahingehend, ob die Maßnahmen hinreichend sind, um die Wettbewerbsfähigkeit des Standorts wiederherzustellen bzw. zu erhalten.

Verlagerung von Produktionsaktivitäten in größerem Stil zulassen

Eine dritte Strategie der öffentlichen Hand wäre, die Klimawende in Europa voranzutreiben, ohne auf die besonderen Bedürfnisse energieintensiver Unternehmen Rücksicht zu nehmen, und so Verlagerungen bzw. Restrukturierungen in größerem Umfang in Kauf zu nehmen, wie dies teilweise bereits im Zuge der Energiepreiskrise stattgefunden hat (siehe etwa ERT, 2024). Teil dieser Strategie ist, dass vermehrt

energieintensive Vorleistungen importiert werden, während sich die heimische Produktion auf das Ende der Wertschöpfungskette mit höherer Wertschöpfung konzentriert. Diese Strategie kann die fiskalischen Kosten reduzieren und wegen der Verlagerung energieintensiver Aktivitäten auch Energiekosten und heimische Treibhausgasemissionen dämpfen.

Problematisch ist jedoch, dass dadurch neue Abhängigkeiten geschaffen werden und es zu erheblichen Wohlstandsverlusten und Verwerfungen am Arbeitsmarkt kommen kann. Auch das Carbon-Leakage-Risiko ist hoch, da der Import oftmals aus Ländern mit höherer CO₂-Produktionsintensität stammt. Zudem gehen bestehende Cluster-Effekte verloren und es können Probleme bei Just-in-time Produktionsprozessen entlang der Wertschöpfungskette entstehen.

Welche Strategie sollte verfolgt werden?

Die Frage, welche der oben genannten drei Strategien verfolgt werden sollte, ist grundsätzlich nicht eindeutig zu beantworten. Jede dieser Strategien hat Vor- und Nachteile bzw. Risiken. Die erste Strategie birgt die Gefahr, dass die fiskalischen Kosten auch auf lange Frist sehr hoch bleiben, aber gleichzeitig unklar ist, ob der Produktionsstandort langfristig erhalten bleibt. Die dritte Strategie birgt das Risiko, dass der Wandel hin zu neuen Geschäftsfeldern mit erheblichen Friktionen verbunden ist und indirekt erhebliche öffentliche Mittel benötigt werden. Österreichs energieintensive Unternehmen weisen eine hohe direkte Wertschöpfung auf und sind im Rahmen der Wertschöpfungsketten mit vielen weiteren Unternehmen verbunden. Die zweite Strategie ist wiederum mit der Unsicherheit verbunden, ob die Transformation gelingt und Energiepreise hinreichend moderat sind, sodass die Unternehmen international wettbewerbsfähig sind. Dabei werden öffentliche Gelder insbesondere für die Unterstützung des technologischen Wandels und die Infrastruktur benötigt. Zu beachten ist, dass öffentliche Ausgaben (im Allgemeinen bzw. im Energiebereich) finanziert werden müssen und ein sorgfältiger Umgang mit öffentlichen Mitteln notwendig ist, insbesondere in Zeiten angespannter öffentlicher Budgets.

Die zu wählende Strategie wird sich für verschiedene Wirtschaftsbereiche bzw. Produkte unterscheiden, je nachdem, inwiefern es gelingen kann, die Wettbewerbsfähigkeit energieintensiver Unternehmen aufrechtzuerhalten bzw. wiederherzustellen. Dies ist auch davon abhängig, ob die Unternehmen mit anderen europäischen Unternehmen konkurrieren oder auch mit Unternehmen, die außerhalb Europas und oftmals zu günstigeren Kosten produzieren können. Bei manchen Produkten ist davon auszugehen, dass auch nach technologischen Anpassungen die Energiekosten bzw. Kosten für die Dekarbonisierung zu hoch sein werden, um international bestehen zu können. Zu beachten sind zudem hohe Lohnstückkosten und der Anstieg der Finanzierungskosten infolge des Anstiegs des Zinsniveaus, welcher Investitionen in den technologischen Wandel erschwert, verteuert und verzögert.

Eine dauerhafte Subventionierung von Produkten, die infolge des Energiepreisanstiegs international nicht mehr konkurrenzfähig sind, ist aus budgetärer Sicht kritisch zu sehen. Gleichzeitig gibt es Branchen bzw. Produkte, die aktuell kaum konkurrenzfähig sind, aber bei beispielsweise entsprechend günstigerem Angebot von Energie und Investitionen zur Umsetzung einer grünen Produktion international bestehen können. In diesem Fall sind öffentliche Maßnahmen sinnvoll, die etwa die Überbrückung der hohen mittelfristigen Kosten bzw. die Transformation unterstützen. Wo die Wettbewerbsfähigkeit durch Klimaschutzmaßnahmen beeinträchtigt wird, ist immer die Thematik des Carbon Leakage mitzudenken.

Es gibt also keine eindeutig beste Strategie, die für alle Bereiche gleichermaßen gültig ist. Die bisher verfolgte Politik auf EU- und nationaler Ebene lässt darauf schließen, dass vorrangig die Strategie der Transformation verfolgt werden soll. Dies ist auch deshalb zu befürworten, da im Falle umfassender Verlagerung und De-Industrialisierung umfassendes Know-How und Wissen in diesen Geschäftsfeldern verloren ginge.

Nachfolgend werden Maßnahmen diskutiert, die entweder zu einer Entlastung der Energiekosten führen und/oder die Dekarbonisierung unterstützen, wobei primär Maßnahmen auf nationaler Ebene diskutiert werden. In Kapitel 4.2 wird der Bereich der öffentlichen Abgaben, ETS, Netzkosten etc. behandelt, Kapitel 4.3 widmet sich u.a. dem Ausbau der Energieinfrastruktur. In Kapitel 4.4 werden schließlich Fragen des Marktdesigns, der Ausgestaltung von Förderungen usw. kurz besprochen.

4.2 Abgaben, Netzkosten etc.

Wie schon in Kapitel 2 dargestellt, machen die reinen Energiekosten nur einen Teil der Energiepreise aus, weil auch Netzkosten und Abgaben eine wesentliche Rolle spielen. Nach den Zahlen der E-Control betrugen im 2. Halbjahr 2024 für den Durchschnitts-Haushalt der Energiepreis 18,6 Cent, die Netzkosten 8,4 Cent und Steuern und Abgaben (Umsatzsteuer, Elektrizitätsabgabe, Gebrauchsabgabe etc.) 6 Cent je kWh Strom, während öffentliche Unterstützungsmaßnahmen den Preis um 7,5 Cent je kWh reduzierten.

Für das Jahr 2025 ist ein moderater Rückgang des reinen Energiepreises zu erwarten (siehe etwa Abbildung 9), mehrere andere Komponenten wirken aber deutlich preistreibend. So hat die Regulierungskommission der E-Control einen deutlichen Anstieg der Netzkosten beschlossen. Nach Informationen der E-Control steigen damit die Netzentgelte insgesamt (d.h. für Haushalte, Gewerbe und Industrie) um durchschnittlich 19 Prozent und für Haushalte um durchschnittlich 23 Prozent. Auch die Steuern und Abgaben nehmen spürbar zu, weil die befristete Reduktion der Elektrizitätsabgabe sowie das Aussetzen der Erneuerbaren-Förderkosten mit Jahresbeginn ausgelaufen sind. Dazu kommt, dass der Stromkostenzuschuss („Strompreisbremse“) sowie der Stromkostenergänzungszuschuss mit

Jahresbeginn ausgelaufen sind. Insgesamt hat das zur Folge, dass der Anteil der reinen Energiekosten bei privaten Haushalten weniger als 50 Prozent betragen wird.

Das verdeutlicht, dass moderate Energiekosten nicht nur moderate Energiepreise voraussetzen, sondern auch Maßnahmen im Bereich von Steuern und Abgaben bzw. Netzkosten. In der Folge werden daher einige Maßnahmen in diesen Bereichen exemplarisch diskutiert.

Energieabgaben

Unter dem Begriff Energieabgaben werden in Österreich die Elektrizitäts-, die Erdgas- und die Kohleabgabe zusammengefasst. Im Zuge der Energiepreiskrise wurden die Elektrizitäts- und die Erdgasabgabe befristet bis 1. Jänner 2025 reduziert.

Der Elektrizitätsabgabe beläuft sich üblicherweise auf 1,5 Cent je kWh. Um den hohen Energiekosten entgegenzuwirken, wurde die Abgabe mit Mai 2022 bis Dezember 2024 spürbar auf 0,1 Cent je kWh reduziert, was dem Mindestwert laut Energy Taxation Directive (ETD) der EU für nicht-betriebliche bzw. dem doppelten des Mindestwerts für betriebliche Nutzung entspricht. Die Erdgasabgabe beträgt 0,066 Euro je m³ und wurde ebenfalls mit Mai 2022 bis Dezember 2024 auf 0,01196 Euro je m³ basierend auf Mindestwerten aus der ETD reduziert.

Im Zusammenhang mit der Elektrizitäts- bzw. Erdgasabgabe für Unternehmen ist die Energieabgabenvergütung zu beachten. Grundgedanke der Vergütung ist, energieintensive Betriebe, welche durch die Energieabgaben stark belastet werden, durch das Einziehen einer oberen Grenze zu entlasten. Damit soll die Wettbewerbsfähigkeit von Unternehmen, die erheblichem internationalen Wettbewerb ausgesetzt sind und deren Standortentscheidungen von den Energiekosten abhängen, gestärkt werden. Unter gewissen Bedingungen werden die Energieabgaben vergütet, soweit sie 0,5 Prozent des Nettoproduktionswertes übersteigen und die Mindeststeuerbeträge der ETD eingehalten werden.

Im Jahr 2021, also vor der Reduktion der Abgaben, betrug nach dem Budgetdienst (2022) das Bruttoaufkommen aus der Elektrizitätsabgabe 987 Mio. Euro, jenes aus der Erdgasabgabe 342 Mio. Euro und jenes aus der Kohleabgabe 18 Mio. Euro. Den energieintensiven Produktionsbetrieben wurden im Rahmen der Energieabgabenvergütung 421 Mio. Euro rückerstattet, das Nettoaufkommen aus diesen Energieabgaben belief sich also im Jahr 2021 auf 925 Mio. Euro. Mit der Reduktion auf das von der EU festgelegte Mindestniveau ging das Nettoaufkommen nach der Einzelsteuerliste von Statistik Austria auf 300 Mio. Euro im Jahr 2022 sowie 17 bzw. 33 Mio. Euro in den Jahren 2023 und 2024 zurück.

Die Autoren der vorliegenden Studie haben in Berger et al. (2020b) eine Abschätzung der Verteilung der verschiedenen Energieabgaben bzw. der Vergütung für das Jahr 2017 vorgenommen, die insbesondere

auf dem Energieeinsatz in den einzelnen Sektoren, der Leistungs- und Strukturstatistik sowie auf parlamentarischen Anfragen basiert.²⁵ Demnach entfällt ein großer Teil der Energieabgaben auf den Sektor-C-Herstellung von Waren (rund 450 Mio. Euro Elektrizitäts- und rund 170 Mio. Euro Erdgasabgabe im Sektor C von insgesamt knapp 1 Mrd. Euro bzw. gut 330 Mio. Euro), die zweithöchsten Abgaben entfallen auf private Haushalte (rund 260 Mio. Euro Elektrizitäts- und 100 Mio. Euro Erdgasabgabe)²⁶. Zusätzlich ist die Elektrizitätsabgabe für den Dienstleistungsbereich relevant, was vor allem auf den Verkehr, den Handel sowie Beherbergung und Gastronomie zurückzuführen ist.

Eine nochmalige Reduktion der Energieabgaben wäre demnach eine einfach umsetzbare Möglichkeit, die Energiekosten zu reduzieren. Dagegen sprechen angesichts der angespannten budgetären Situation insbesondere die vergleichsweise hohen Kosten sowie die Tatsache, dass die Maßnahme nicht sehr zielgerichtet ist, weil die Entlastungswirkung für große energieintensive Unternehmen aufgrund der bereits bestehenden Möglichkeit der Energieabgabenvergütung begrenzt ist. Anzudenken wäre gegebenenfalls eine Reduktion der Elektrizitätsabgabe, um die Substitution hin zu elektrischer Energie und die Dekarbonisierung der Volkswirtschaft voranzutreiben und damit Investitionen in erneuerbare Energieträger zu stärken.

Strompreiskompensation fortführen

Ein Instrument, das in vielen Ländern zur Unterstützung energieintensiver Unternehmen eingesetzt wird, ist die Strompreiskompensation, mit der sogenannte indirekte CO₂-Kosten rückerstattet werden. Als indirekte Kosten werden jene Kosten für die Verbraucher bezeichnet, die sich aus der Überwälzung der EU-ETS-Kosten der Stromerzeuger in die Preise ergeben. Zu beachten ist, dass die Marktpreise für elektrische Energie oft von fossilen Energieträgern bestimmt werden und aufgrund der Preissetzung nach dem Merit-Order-Prinzip dementsprechend ETS-Kosten beinhalten, selbst wenn der Strom aus erneuerbaren Energieträgern produziert wurde. Zu berücksichtigen ist zudem, dass die indirekten CO₂-Kosten die Elektrifizierung von Produktionsverfahren hemmen können, die wesentlich für die Dekarbonisierung der Industrie ist.

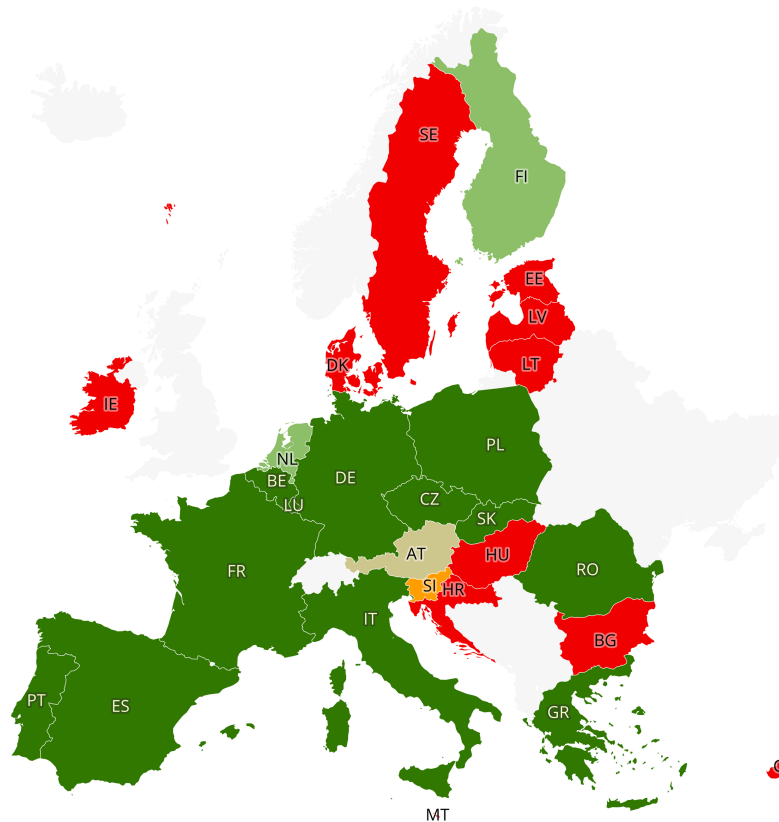
Die Möglichkeit, die Strompreiskompensation EU-konform einzuführen, besteht bereits seit dem Jahr 2013.²⁷ Wie aus Abbildung 21 hervorgeht, ist sie in den meisten europäischen Ländern umgesetzt und kann zumeist auch bis zum Jahr 2030 in Anspruch genommen.

²⁵ Nach dem Budgetdienst (2022) fallen die Aufkommen aus den einzelnen Abgaben in den Jahren 2017 und 2021 sehr ähnlich aus.

²⁶ Mit dem deutlichen Ausbau der PV-Anlagen im privaten Bereich und höherem Eigenverbrauch in den letzten Jahren ist derzeit von einem geringeren Volumen bei der Elektrizitätsabgabe auszugehen. Zukünftig wird bei weiterem Ausbau und Eigenverbrauch das Aufkommen weiter zurückgehen.

²⁷ Siehe Factsheet des Energieinstituts der Wirtschaft (2022), [Link](#).

Abbildung 21: Verfügbarkeit einer Strompreiskompensation in EU-Mitgliedstaaten



Länder in Dunkelgrün erlauben die Kompensation für indirekte CO₂-Kosten, Länder in Rot sehen keine Kompensation vor, AT nur 2022, SI bis 2024, NL und FI bis 2025.

Quelle: DG COMP State Aid Register. • Erstellt mit Datawrapper

ECO AUSTRIA
INSTITUT FÜR
WIRTSCHAFTSFORSCHUNG

In Österreich wurde im Jahr 2023 mit dem Strompreiskosten-Ausgleichsgesetz (SAG) die Möglichkeit der Inanspruchnahme rückwirkend für das Jahr 2022 geschaffen. Nach dem Bundesrechnungsabschluss 2023 betrugen die öffentlichen Aufwendungen hierfür 185 Mio. Euro. Für eine Fortführung der Maßnahme fehlte (bislang) der politische Beschluss. Im Sommer 2025 hat die Bundesregierung angekündigt, diese Maßnahme für die Jahre 2025 und 2026 wieder einzuführen, wobei das Volumen in den beiden Jahren mit jeweils 75 Millionen Euro gedeckelt sein soll.

Die Kompensation nach dem SAG war (unter bestimmten Bedingungen wie etwa der Umsetzung eines Energieaudits) für jene Unternehmen zugänglich, die in starkem internationalem Wettbewerb stehen und durch die indirekten CO₂-Kosten einem „tatsächlichen Risiko einer Verlagerung von CO₂-Emissionen“ (also Carbon-Leakage) ausgesetzt sind. Unternehmen konnten einen Antrag stellen, wenn sie durch eine oder mehrere Anlagen Produkte in den in Anhang 1 des SAG genannten Sektoren oder Teilsektoren

herstellen.²⁸ Ein Selbstbehalt für den Jahresstromverbrauch von 1 GWh ist vorgesehen. Im SAG 2022 betrug die Förderung prinzipiell 75 Prozent der anfallenden indirekten CO₂-Kosten. Die Höhe der Förderung verwendete den jahresdurchschnittlichen ETS-Preis des Jahres vor dem Jahr der Fördergewährung und bestimmte sich entweder anhand einer Stromverbrauchseffizienzbenchmark unter Berücksichtigung der Produktionsleistung im Unternehmen, oder (wenn diese Benchmark nicht vorhanden ist) anhand des tatsächlichen Stromverbrauchs.

Entsprechend der Parameter ist die Strompreiskompensation eine sehr zielgerichtete Maßnahme zur Aufrechterhaltung der internationalen Wettbewerbsfähigkeit energieintensiver Unternehmen, deren fiskalische Kosten aufgrund der Fokussierung auf bestimmte Unternehmen überschaubar sind. Falls entsprechend budgetäre Mittel aufgebracht werden können, wäre eine Umsetzung wie in vielen anderen EU-Mitgliedstaaten bis 2030 anzudenken, weil damit auch eine mittel- bzw. längerfristige Planungssicherheit gegeben wäre (im Gegensatz dazu wurde das SAG 2022 rückwirkend eingeführt, auch die aktuelle Umsetzung kommt erst im Laufe des Förderzeitraums).

CBAM

Im Zusammenhang mit dem EU-ETS ist auch die Einführung des Grenzausgleichssystems (Carbon Border Adjustment Mechanism – CBAM) relevant, das im Rahmen des Fit-for-55-Pakets der Europäischen Union vorgestellt wurde. Ziel des Grenzausgleichs ist eigentlich die Schaffung eines Level Playing Fields zwischen Produzenten in der EU (die dem EU-ETS unterliegen) und Produzenten aus Drittstaaten. Damit soll Carbon-Leakage vermieden bzw. reduziert werden. Mit CBAM werden graue CO₂-Emissionen, die in einem in die EU importierten Produkt enthalten sind, der CO₂-Bepreisung unterworfen.²⁹ Das Grenzausgleichssystem tritt in zwei Phasen in Kraft. Die endgültige Regelung startet mit dem Jahr 2026, die Übergangsphase betrifft die Jahre 2023 bis 2025.

In dieser ersten Phase soll das System mit Berichtspflichten für Einfuhren bestimmter Waren erprobt werden, es besteht aber noch keine Verpflichtung, Emissionszertifikate dafür anzuschaffen. Dem System unterliegt der Import von Zement, Eisen und Stahl, Aluminium, Düngemittel, Strom und Wasserstoff. CBAM wird mehr als 50 Prozent der Emissionen erfassen, die im EU-ETS abgedeckt sind.³⁰ In der zweiten Phase ab 2026 ist bei Einfuhr in die EU der Kauf von Emissionszertifikaten notwendig. Gleichzeitig mit dem Hochfahren des Grenzausgleichs sollen in einem Übergangszeitraum bis 2034 die freien ETS-Allokationen für europäische Industrieanlagen in diesen Bereichen schrittweise über einen CBAM-Faktor

²⁸ Das sind Unternehmen, die in bestimmten Bereichen der Metallerzeugung und -bearbeitung, der Herstellung von Bekleidung, von Papier etc., von chemischen Erzeugnissen sowie von Glas etc. tätig sind.

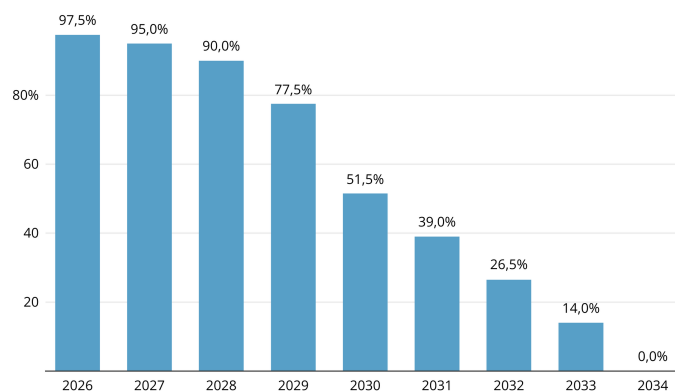
²⁹ Ausgenommen von CBAM sind lediglich Importe von Waren bis 150 Euro, die Einfuhr im Rahmen militärischer Aktivitäten und Waren mit Ursprung einzelner bestimmter Länder.

³⁰ Siehe [Link](#).

zurückgefahren werden. Der Faktor ist in Abbildung 22 dargestellt, nach 2028 ist eine rasche Reduktion vorgesehen. Geplant ist zudem, die Palette an Produkten, die dem CBAM unterliegen, auszuweiten.

Die Ermittlung der grauen Emissionen von importierten Produkten hat auf Basis der direkten, indirekten und in Vorleistungen enthaltenen Emissionen zu erfolgen. Bei indirekten Emissionen (Stromverwendung in der Produktion) und Vorleistungen können Standardwerte verwendet werden, solange der Anteil dieser Emissionen 20 Prozent nicht überschreitet. Die Datenanforderungen verlangen vom Importeur umfangreiche Erhebungen von den Herstellern in den Drittstaaten. So beschreibt der BDI (2024) den hohen bürokratischen Aufwand der Unternehmen sowie die bis dato problembehaftete technische Umsetzung auf EU-Ebene.

Abbildung 22: CBAM-Faktor für freie Allokationen bis 2034



Quelle: Emissionshandelsrichtlinie. • Erstellt mit Datawrapper

ECO AUSTRIA
INSTITUT FÜR
WIRTSCHAFTSFORSCHUNG

CBAM hat zwar die Absicht, den Wettbewerbsdruck auf europäische Unternehmen zu verringern, das bisher vorgestellte System ist aber mit Regelungen versehen, die sogar zu einer Verschlechterung der Wettbewerbsfähigkeit führen können. Zunächst ist das System anfällig für Umgehungen bzw. Umschichtungen. Werden etwa bei der Produktion in einem Drittstaat sowohl grüne als auch fossile Energieträger verwendet, dann ist zu erwarten, dass die grüne Produktionstechnologie den Importen in die EU zugeordnet wird, ohne dass durch CBAM die Wettbewerbssituation europäischer Unternehmen verbessert oder CO₂-Reduktionen erreicht würden („Resource Shuffling“).

Nach bisherigen Plänen sind aufgrund der asymmetrischen Ausgestaltung des Grenzausgleichs Exporte von Waren in Drittstaaten betroffen. Der Wegfall der kostenlosen Allokationen würde die Exporte verteuern, gleichzeitig würden die Kosten für die EU-ETS-Zertifikate beim Export nicht ausgeglichen, sodass es für die Unternehmen deutlich schwieriger wäre, ihre Produkte am Weltmarkt zu platzieren. Auch bei Veredelungsprozessen kann der europäische Wirtschaftsstandort erheblich unter Druck geraten, wenn diese auf Vorleistungen aus CBAM-Importen beruhen, da Veredelungsprozesse ebenso

dem Grenzausgleich unterliegen. So fällt nach bisherigen Plänen für den Import der Vorleistungen der Grenzausgleich für die Emissionen an, der jedoch beim Export des veredelten Produkts nicht wieder refundiert wird.

CBAM kann auch umgangen werden, indem nicht dem System unterliegende Produkte in die EU importiert werden, sondern Produkte, die sich auf der Wertschöpfungskette downstream befinden und so nicht dem Grenzausgleich unterliegen. Dies reduziert die Wettbewerbsfähigkeit der europäischen Produzenten, da der Wegfall der zugeteilten Zertifikate die Produktion in Europa verteuert.

Um Carbon-Leakage entgegenzuwirken, ist die Rückerstattung der CO₂-Bepreisung an der EU-Außengrenze notwendig (siehe auch Bittó und Janik, 2022). Damit wäre eine maßgebliche konzeptionelle Veränderung verbunden. Statt der Bepreisung von Emissionen im Produktionsprozess würden in einem solchen System Emissionen im Zusammenhang mit der Endverwendung bepreist. Statt des derzeitigen produktionsbasierten Ansatzes würde dann der Konsum von Emissionen belastet.

Anhand einer einfachen Abschätzung können die Auswirkungen des Wegfalls der freien Allokationen an die von CBAM umfassten Anlagen für die Unternehmen illustriert werden. Nach einer groben eigenen Abschätzung basierend auf den ETS-Emissionen könnten in Österreich freie Allokationen im Ausmaß von 12,5 Mio. Tonnen CO₂ dem Grenzausgleichssystem unterliegen. Ein erheblicher Teil der Allokationen entfällt auf die voestalpine AG. Schon bei einem ETS-Preis von 75 Euro pro Tonne und unter der Annahme eines vollständigen Wegfalls könnte dies Kosten von knapp einer Mrd. Euro jährlich verursachen, bei einem unterstellten Zertifikatspreis von 130 Euro Kosten von 1,6 Mrd. Euro jährlich.

Um CBAM effektiv zu implementieren, wäre es also wichtig, die oben genannten Schwächen bis zur zweiten Phase beginnend mit dem Jahr 2026 zu adressieren. Ohne ein Schließen von Schlupflöchern, eine symmetrische Behandlung bei Exporten, aber auch eine Reduktion der Komplexität wäre zu erwarten, dass CBAM im Zusammenspiel mit dem Wegfall freier Allokationen die Wettbewerbsfähigkeit sogar schwächt. Die Evaluierungsphase muss daher unbedingt genutzt werden, Reformen am bestehenden Mechanismus umzusetzen.

In einer aktuellen Kommunikation hat die Europäische Kommission (2025) diese Problematik angesprochen. Unter anderem wird festgestellt, dass das Carbon-Leakage-Risiko bei der Herstellung von CBAM-Gütern für Exportmärkte mit dem Auslaufen der kostenlosen Zuteilung steigen könnte. Demnach beabsichtigt die Kommission, einen Vorschlag auszuarbeiten, wie die Einnahmen aus CBAM zur Unterstützung dieser Branchen verwendet werden können. Angedacht ist, die betroffenen Produzenten proportional zum Auslaufen der kostenlosen Zertifikate zu entschädigen, wobei sie im Gegenzug Verpflichtungen zur langfristigen Dekarbonisierung eingehen müssten. Eine Bewertung dieser CBAM-Anpassung bedarf naturgemäß der konkreten Ausarbeitung des Vorschlags der Kommission.

Netzkosten

In Kapitel 2.2 wird deutlich, dass Netzkosten insbesondere bei Strom, aber auch bei Erdgas, einen wesentlichen Teil zum Strom und Gaspreis beitragen. Nach Eurostat betrugen in Österreich im Jahr 2024 die durchschnittlichen Netzkosten für Haushalte 8,2 Cent je kWh und für Unternehmen 3,6 Cent je kWh, was 30 Prozent bzw. 17 Prozent des Bruttopreises entspricht. Nach Informationen von E-Control stiegen mit Jänner 2025 die Stromnetzentgelte insgesamt (d.h. für Haushalte, Gewerbe und Industrie) um durchschnittlich 19 Prozent, für Haushalte um durchschnittlich 23 Prozent. Für einen gasbeheizten österreichischen Durchschnittshaushalt verteuern sich die Netzentgelte bei Erdgas um 16,6 Prozent.

Das Netzentgelt für elektrische Energie wird in Österreich jährlich von E-Control festgelegt. Sowohl Verbraucher:innen, als auch Einspeiser:innen tragen dieses Entgelt, das sich jeweils aus mehreren, aber zum Teil unterschiedlichen Komponenten zusammensetzt. Bei Verbraucher:innen fallen die folgenden Entgelte an. Das Netznutzungsentgelt dient der Kostendeckung für Errichtung, Ausbau, Instandhaltung und Betrieb des Netzes und besteht aus einem verbrauchsabhängigen Arbeitspreis und einem fixen Grundpreis („Leistungspreis“). Durch das Netzverlustentgelt werden dem Betreiber die Kosten für die Beschaffung jener Energiemenge abgegolten, die für den Ausgleich von Netzverlusten notwendig ist. Dazu kommen das Entgelt für Messleistungen und Ablesung, das Netzbereitstellungs- bzw. Netzzutrittsentgelt sowie Entgelte für sonstige Leistungen.

Aufgrund des massiven Strompreisanstiegs entstanden im Zuge der Energiepreiskrise hohe Netzverlustkosten. In Österreich wurden für das Jahr 2023 Mehrkosten der Betreiber in der Höhe von 186 Euro je MWh durch Bundesmittel bedeckt, und im Gegenzug die Netzverlustentgelte reduziert. Die Kosten dieser Maßnahme beliefen sich für das Jahr 2023 auf 0,5 Mrd. Euro.³¹ Wie Abbildung 8 verdeutlicht, hat diese Maßnahme dazu beigetragen, dass die Netzkosten im Jahr 2023 deutlich moderater angestiegen sind als die Energiepreise.

In Bezug auf die zukünftige Entwicklung der Netzentgelte ist zu beachten, dass durch den direkten Einsatz von Strom als Ersatz für fossile Energieträger in der Industrie, die Elektrifizierung abseits der industriellen Produktion (z.B. für Mobilität und Raumwärme), gegebenenfalls eine heimische Produktion von Wasserstoff und trotz zunehmender Energieeffizienz, die Stromnachfrage enorm steigen wird. So prognostiziert Österreichs Energie (2024) einen Anstieg von 68 TWh im Jahr 2020 auf 145 TWh im Jahr 2040, also um rund 77 TWh bis 2040. Durch den allgemein steigenden Stromverbrauch, die hohe Volatilität der Stromerzeugung durch Erneuerbare (z.B. PV oder Wind), eine höhere Varianz der Spitzenlasten, die dezentralere Stromerzeugung sowie regional unterschiedliche Potenziale für

³¹ Siehe BMF (2024).

erneuerbare Energieträger steigen die Anforderungen an die Netze deutlich. Eine wesentliche Voraussetzung für das Gelingen der Energiewende ist, die Leistungsfähigkeit bzw. Kapazitäten der Übertragungs- und Verteilernetze deutlich zu erhöhen. APG und Österreichs Energie beziffern die notwendigen Investitionen in Übertragungs- und Verteilernetze auf bis zu 53 Mrd. Euro bis 2040.³² Der notwendige Anstieg der Investitionen sowohl in Nieder- als auch in Mittel- bzw. Hochspannungsnetze wird zu weiter steigenden Netzentgelten führen, selbst wenn der erhöhte Stromverbrauch diesen Anstieg dämpft. Nach einer „grobe Überschlagsrechnung“ von Frontier Economics (2024) würden sich die Netzentgelte bis 2030 in etwa verdoppeln. Prognos (2025) kommt in einer Studie im Auftrag von oecolution zu dem Ergebnis, dass ein bis 2050 gestreckter Netzausbau mit einem etwas moderateren Anstieg der Netzentgelte verbunden wäre als ein ambitionierter Ausbau bis 2040. Nach dieser Modellrechnung würde dadurch der Anstieg der Netzentgelte für einen Einfamilienhaushalt im Jahr 2040 um 0,8 Cent je kWh schwächer ausfallen, wobei die Kostendämpfung von höheren Großhandelspreisen abgeschwächt würde.

Es ist also davon auszugehen, dass Netzkosten, die schon jetzt eine relevante Komponente des Strompreises bilden, in Zukunft noch signifikant zunehmen werden. Wenn angesichts der angespannten Situation der öffentlichen Finanzen davon auszugehen ist, dass diese Kosten weiterhin weitgehend nach dem Kostenverursacherprinzip (nach dem jene, die das Netz nutzen oder Instandhaltungsaufwand verursachen, anteilig an den Kosten beteiligt werden) getragen werden, können dennoch mehrere Maßnahmenbereiche angedacht werden, um diesen Anstieg zu dämpfen.

Die Kapitalvergütung für Netzbetreiber wird regulatorisch aus den Abschreibungen sowie der Kapitalverzinsung (Weighted Average Cost of Capital – WACC) auf den regulatorischen Anlagenbestand (RAB) bestimmt. Der WACC wird von E-Control getrennt nach Altbestand und Neuinvestitionen festgelegt, und beruht auf einer ebenfalls regulatorisch vorgegebenen Eigenkapitalquote von 40 Prozent. Eine Verlängerung der regulatorischen Abschreibungsdauer würde die Kapitalvergütung zeitlich strecken, das heißt kurz- und mittelfristig die abdiskontierten Netzkosten reduzieren, weil die Kosten stärker in die Zukunft verschoben werden. Ökonomisch lässt sich das argumentieren, weil bzw. wenn damit Kosten und Nutzen zeitlich aneinander angeglichen werden.³³ Zu prüfen wäre gegebenenfalls, ob ein niedrigerer (regulatorisch vorgegebener) Eigenkapitalanteil oder geringere Zinssätze vertretbar sind, was jeweils die Kapitalverzinsung reduzieren würde. Stühlinger et al. (2025) argumentieren zudem, dass die Bereitstellung von (z.B. durch einen reduzierten Zinssatz) begünstigtem

³² Siehe Stühlinger et al. (2025).

³³ Nach Stühlinger et al. (2025) dürfte die tatsächliche Nutzung des Anlagevermögens teils deutlich über die derzeitige Abschreibungsdauer hinaus gehen.

Mezzaninkapital durch die öffentliche Hand eine Option darstellt. Mezzaninkapital ist eine Mischform von Eigen- und Fremdkapital und könnte unter gewissen Bedingungen als Eigenkapital eingestuft werden und so einen Teil des Eigenkapitals mittels einer geringeren Kapitalverzinsung kostengünstiger ersetzen.

Wesentlicher Aspekt bei der Eindämmung der Netzkosten sind eine effiziente Netzinfrastruktur bzw. ein effizientes Energiesystem sowie eine netzdienlichere Netznutzung durch Angleichung von Energieangebot und -nachfrage. Vereinfacht ausgedrückt hat das zur Folge, dass das Netz bei geringeren Ausbaurkosten "gleich viel" leistet, was die Netzkosten und damit die Netzentgelte reduziert. Für diese effizientere Nutzung bietet sich ein Bündel an Maßnahmen an, die sowohl das Angebot, als auch die Nachfrage betreffen. Beispielsweise kann genannt werden, dass eine Forcierung von Hybridparks für die Stromerzeugung (insbesondere aus Windkraft- und PV-Anlagen) die zeitliche Auslastung der vorhandenen Netzkapazitäten erhöhen kann. Damit kann der Ausbau erneuerbarer Energien mit weniger Netzinvestitionen bzw. Netzkosten vonstattengehen, wobei zu beachten ist, dass dieses Thema u.a. die Widmungen von Gemeinden und Ländern betrifft. Auch eine bessere Nutzung von (Groß)Batteriespeichern kann die Netzauslastung verbessern und die Netzkosten reduzieren. Dies kann u.a. über eine Reduktion regulatorischer Beschränkungen, eine stärkere Forcierung von Speichersystemen etwa über die Fördersystematik oder Anpassungen bei (doppelten) Netzentgelten erreicht werden.

Ein weiterer Aspekt ist, dass öffentliche Entwicklungspläne wie etwa der Netzinfrastrukturplan (ÖNIP) an sich ändernde Rahmenbedingungen angepasst und regelmäßig aktualisiert werden, weil andernfalls die Gefahr besteht, dass die Infrastruktur am Bedarf vorbei entwickelt wird, was die (Netz-)Kosten treibt. Dabei muss Augenmerk auf Kosteneffizienz und Wirtschaftlichkeit der Investitionen gelegt werden. Durch eine Umsetzung einer laufenden Mittel- und Langfristprognose über die Entwicklung der Netzentgelte durch die E-Control könnten zudem die Transparenz und die Planungssicherheit für Unternehmen und Haushalte gestärkt werden.

Erneuerbaren-Förderkosten

Die Erneuerbaren-Förderung ist ein zentrales Element der österreichischen Klimapolitik. Zentrale Stelle zur Abwicklung der Förderung ist die OeMAG. Eine Förderschiene sieht die Förderung von produziertem und eingespeisten Ökostrom vor. Sie nimmt die eingespeisten Ökostrommengen zu Fördertarifen oder zu einem regulatorisch ermittelten Marktpreis ab und verkauft diese an Stromhändler oder vermarktet sie an der Strombörse. In der zweiten wesentlichen Förderschiene wickelt die OeMAG Investitionszuschüsse ab. Die über die Erlöse hinaus gehenden notwendigen Fördermittel werden im Wesentlichen über die Erneuerbaren-Förderpauschale und den Erneuerbaren-Förderbeitrag

aufgebracht, die durch die Netzbetreiber von den Endverbrauchern eingehoben und an die OeMAG abgeführt werden.

In den Jahren 2022 und 2023 wurden der Erneuerbaren-Förderbeitrag und die Erneuerbaren-Förderpauschale ausgesetzt³⁴ und für das Jahr 2024 aus Budgetmitteln finanziert. Im Jahr 2025 beträgt der Erneuerbaren-Förderbeitrag für Haushalte (Netzebene 7, nicht gemessene Leistung) 0,796 Cent pro kWh zuzüglich 4,695 Euro/Zähler, die Erneuerbaren-Förderpauschale beträgt für Haushalte (Netzebene 7) 19 Euro pro Jahr. Im Jahr 2021, also vor ihrer Aussetzung, betrugen die Einnahmen aus Ökostrom-Abgaben nach der Einzelsteuerliste von Statistik Austria 1 Mrd. Euro, laut Geschäftsbericht der OeMAG 2021 machten die Erlöse aus dem Ökostromförderbeitrag 0,6 Mrd. und die Erlöse aus der Ökostrompauschale 0,36 Mrd. Euro aus.

Das Erneuerbaren-Fördersystem macht also durchaus einen relevanten Teil der Strompreise aus, den private Haushalte und Unternehmen zu entrichten haben. In Kapitel 4.4 werden einige mögliche Maßnahmen im Bereich der Erneuerbaren-Förderung besprochen, die einerseits das Marktdesign verbessern und andererseits die Fördereffizienz erhöhen können. Dies kann in weiterer Folge dazu genutzt werden, die Erneuerbaren-Förderkosten zu reduzieren, was wiederum die Energiepreise dämpfen kann.

4.3 Infrastruktur, Wasserstoff, Netze, Diversifizierung von Energie

Infrastrukturausbau vorantreiben

Ein Gelingen der Energiewende erfordert einen massiven Ausbau der Übertragungs- und Verteilernetze. Auf europäischer Ebene besteht zwar formal ein Binnenmarkt für Strom, u.a. bedingt durch fehlende Netzkapazitäten ist die Integration der einzelnen Regionen in diesen Markt aber nur bedingt umgesetzt, was zu erheblichen Unterschieden in den Großhandelspreisen führt, siehe Abbildung 3. So entstand durch die Trennung der Strompreiszonen zwischen Deutschland und Österreich im Jahr 2018 ein positiver Strompreis-Spread, was höhere Stromkosten in Österreich zur Folge hatte. Auch die in Kapitel 2.1.2 angesprochenen hohen Kosten für den Re-Dispatch sind eine Folge mangelnder Netzkapazitäten zwischen Regionen mit Überschussangebot und Regionen mit Überschussnachfrage.

Wie oben diskutiert gehen Schätzungen für Österreich von einem erheblichen Investitionsbedarf in Übertragungs- und Verteilernetze im Ausmaß von bis zu 53 Mrd. Euro bis 2040 aus. Ebenso ist der Ausbau der transnationalen europäischen Netze voranzutreiben, um unterschiedliche regionale Gegebenheiten besser nutzen zu können, etwa damit in Photovoltaik-Anlagen in Südeuropa oder

³⁴ Die Mehreinnahmen der OeMAG aus der Vermarktung waren so hoch, dass Berechnungen Ende 2022 festgestellt hatten, dass damit auch die Förderkosten des Jahres 2023 abgedeckt waren.

Windkraftanlagen in Nordeuropa erzeugter Strom in andere Regionen Europas transportiert werden kann. Wünschenswert wäre daher, die europaweite Integration der Netze bzw. des Strommarktes voranzutreiben. Dafür ist ein stärker koordiniertes Vorgehen der europäischen Mitgliedstaaten notwendig, um sowohl bestehende Koordinierungsprobleme zu beseitigen als auch die Effizienz bei der Erzeugung und Verteilung der Energie zu steigern (SVR, 2022).

Wie schon angesprochen werden durch den enormen Investitionsbedarf die Netzkosten deutlich zulegen. Es besteht daher Bedarf nach einem kosteneffizienten Ausbau der Infrastruktur und entsprechender Incentivierung netzdienlicher Nutzung. Einer allfälligen Kostenbeteiligung bzw. Querfinanzierung durch die öffentliche Hand sind angesichts der schwierigen budgetären Situation gewisse Grenzen gesetzt.

Auch wenn sich Erdgas im Zuge der Energiepreiskrise deutlich verteuert hat und im Zuge der Bestrebungen zur Eindämmung des Klimawandels durch erneuerbare Energieträger ersetzt werden soll, sind zumindest auch mittelfristig klimafreundliche Alternativen nur eingeschränkt verfügbar. Es ist daher zu prüfen, inwieweit bestehende Lücken der Infrastruktur für die Versorgung durch Erdgas, Flüssiggas oder auch Erneuerbare Gase bzw. alternative Lieferrouten für Erdgas oder LNG bestehen.

Wasserstoffinfrastruktur

Damit Wasserstoff Erdgas als Energieträger mittelfristig ersetzen kann und die Unternehmen entsprechende Investitionen in technologische Umrüstung vornehmen, ist eine gesicherte und zeitnahe Versorgung der Abnehmer zu wettbewerbsfähigen Preisen wichtig. Notwendig dafür ist u.a. der Ausbau eines Wasserstoff-Backbone-Netzes, möglichst europaweit (SVR, 2022). Dabei kann bis zu einem gewissen Grad auf dem bestehenden Erdgas-Pipelinennetz aufgebaut werden. Die Kosten für die Bereitstellung des Wasserstoff-Netzes sind stark mit Skaleneffekten verbunden. Je umfassender der Ersatz von Erdgas durch grünen Wasserstoff gelingt, desto markanter würden die Netzkosten zurückgehen. Der Aufbau eines europäischen Netzes soll länderübergreifend koordiniert werden und europäische Gremien wie ENTSO-G einbeziehen. Relevant ist neben der Infrastruktur naturgemäß auch das Angebot an klimafreundlichem Wasserstoff, das u.a. durch Energiepartnerschaften forciert werden kann, die zwischen der Europäischen Union und Ländern, in denen Energie günstiger aus regenerativen Quellen erzeugt abgeschlossen werden.

In Bezug auf die Wasserstoffinfrastruktur und den Markthochlauf stellen die Unsicherheit hinsichtlich der aktuellen und zukünftigen Auslastung der Netzinfrastuktur, die Gefahr prohibitiv hoher Netzentgelte bei Markteinführung sowie das Risiko wettbewerbsfähiger Preise von klimafreundlichem Wasserstoff große Herausforderungen dar. Diese hohen Netzentgelte entstehen dann, wenn die hohen

Investitionskosten kurz- und mittelfristig auf eine geringe Wasserstoffmenge umgelegt werden.³⁵ Um dies zu verhindern, sind eine anfängliche Risikoübernahme bzw. Subventionierung durch die öffentliche Hand sinnvoll. Für eine derartige öffentliche Beteiligung stehen verschiedene Optionen zur Verfügung. In Deutschland wurde ein *Amortisationskonto* umgesetzt, auf dem anfängliche Verluste der Netzbetreiber aufgrund verordneter moderater Netzentgelte, die die anfänglichen tatsächlichen Kosten nicht decken, erfasst werden. Diese Verluste können zu einem späteren Zeitpunkt bei größerer Wasserstoffmenge vereinnahmt werden. Die öffentliche Hand fungiert als Darlehensgeberin für dieses Amortisationskonto und/oder übernimmt eine Garantie für den Ausgleich des Amortisationskontos. Eine solche Regelung dürfte EU-beihilfenrechtlich konform sein, wenn es sich um klimafreundlichen bzw. CO₂-armen Wasserstoff handelt (Deutsche Energie-Agentur, 2023). Im März 2025 hat die H2 Amortisationskonto GmbH die erste Zwischenfinanzierung an die Wasserstoffnetzbetreiber überwiesen. In einer Studie von FINGREEN und Prognos im Auftrag des österreichischen BMK (Hobohm et al., 2023) wurden mehrere Finanzierungsoptionen des Wasserstoffnetzes für Österreich diskutiert und zwei Optionen als vorteilhaft ausgewählt. Durch ein Modell *Hohe Investitionsförderung mit Rückzahlung (Pay-back)* wird das Investitionsrisiko für Netzbetreiber stark reduziert. Diese hohe Förderung führt jedoch dazu, dass das regulierte Anlagevermögen und damit auch die durch die Kapitalverzinsung erzielbaren Gewinne gering sind. Aus diesem Grund soll den Netzbetreibern in diesem Modell die Möglichkeit eingeräumt werden, die gewährten Förderungen freiwillig zurückzuzahlen, um das regulierte Anlagevermögen zu erhöhen und folglich höhere Erlöse erzielen zu können. Nach den Autor:innen liefert dieses Modell eine ausgewogene Risikoverteilung zwischen Betreibern und der öffentlichen Hand, nachteilig sind aber u.a. die hohen öffentlichen Kosten des Bundes während des Hochlaufs. Im Modell *Mindestmenge/Korridor* vermarkten die Netzbetreiber ihre Kapazitäten selbst, der Bund garantiert aber für eine bestimmte Laufzeit eine Mindestmenge an Auslastung. Die Differenz zwischen dem tatsächlichen Hochlauf und der garantierten Menge wird gegebenenfalls finanziell ausgeglichen. Dadurch sind die Betreiber vor einem niedrigen HochlaufszENARIO abgesichert, aber in diesem Fall sind die Kosten des Bundes dauerhaft hoch. Die Autor:innen sprechen keine Empfehlung für eines der ausgewählten Modelle aus. Beide Modelle haben Vor-, aber auch Nachteile, die es durch die weitere Ausgestaltung der Konditionen zu lindern gilt. Beim Modell des Amortisationskontos wird von den Autor:innen zwar die Investitionssicherheit der Betreiber hervorgehoben, es wird aber nicht als mögliches Modell ausgewählt, weil zum einen die Kosten für den Bund im Fall eines verlangsamten oder nicht funktionierenden Hochlaufs hoch sind und zum anderen fehlende institutionelle

³⁵ Diese Situation unterscheidet sich etwas von hohen Netzentgelten im Zusammenhang mit dem Ausbau des Stromnetzes, weil diese Kosten schon jetzt auf eine vergleichsweise hohe Strommenge umgelegt werden.

Rahmenbedingungen und Erfahrungen (z.B. keine entsprechende Erfahrung mit einer Förderbank) die praktische Ausgestaltung und Abwicklung des Modells in Österreich verkomplizieren.

Nicht nur in Bezug auf die Netzinfrastruktur, sondern auch für neue Anwendungen für Wasserstoff sowie Projekte zur Versorgung mit sauberem Wasserstoff gilt, dass diese im Vergleich zu herkömmlichen Investitionen bzw. Markteinführungen als risikoreich anzusehen sind. Dies spricht dafür, dass gezielte und zeitlich begrenzte Darlehen, Garantien und andere Instrumente der öffentlichen Hand eingesetzt werden, um das Investitionsrisiko zu mindern und die Investitionsneigung zu stärken. Auf Verbraucherseite wird angemerkt, dass technologische Voraussetzungen für die Dekarbonisierung in den Unternehmen selbst oft gegeben wären, dass aber die (Wasserstoff-)Infrastruktur fehle bzw. klimafreundlicher Wasserstoff keinen wettbewerbsfähigen Preis habe. Nach Küper (2023) liegen die Herausforderungen europäischer Elektrolyseure in der Anwendung des bestehenden Know-How, fehlender Investitionssicherheit und bürokratischen Hürden.

Investitionsumfeld: Stabilität bei den Vorgaben, Bürokratie etc.

Stabilität bei den Vorgaben: Investitionen im energieintensiven Bereich, eine Umstellung der Produktion hin zu klimafreundlicheren Prozessen, aber auch Standortentscheidungen sind umfassende Unternehmensentscheidungen, die mit Großinvestitionen, langer Planungs- und Betriebsdauer der Anlagen etc. verbunden sind.

Laufende Veränderungen relevanter Rahmenbedingungen, wie sie etwa über Verschärfungen der Klimaziele im Rahmen des Fit-for-55-Pakets der Europäischen Kommission stattfinden, erschweren die Kalkulationen, ob sich eine Investition am österreichischen Standort rechnet oder nicht, signifikant und führen zu Investitionszurückhaltung bzw. zur Verlagerung von Produktionsaktivitäten in andere Regionen. Wesentlich wäre daher, dass sich die Politik gemeinsam auf Ziele verständigt und diese in weiterer Folge konsequent verfolgt und nicht schrittweise Verschärfungen bzw. Veränderungen vornimmt. Dieser Aspekt ist sowohl für die EU-Ebene als auch die nationale Ebene relevant.

Klimaneutralität 2040: Die vergangene Bundesregierung aus ÖVP und Grünen hat sich im Regierungsprogramm das Ziel gesetzt, bis zum Jahr 2040 Klimaneutralität in jenen Sektoren, die in Anhang 1 des Klimaschutzgesetzes festgelegt sind, zu erreichen. Das Ziel wurde aber nicht in einem rechtsgültigen Text formuliert. Zum überwiegenden Teil betrifft es Emissionen außerhalb des bestehenden EU-ETS, die im Rahmen des EU-ETS2 für Gebäude-, Verkehrs- sowie weitere Emissionen einem „Cap-and-Trade“ unterliegen werden. Auch im Regierungsprogramm der aktuellen Regierung wird auf das Ziel der Klimaneutralität 2040 verwiesen, aktuell wird ein Klimagesetz ausgearbeitet.

Mehrere Gründe sprechen dafür, dieses Ziel zu diskutieren. Zunächst sind dafür hohe Investitionen der Unternehmen (aber auch der öffentlichen Hand sowie der privaten Haushalte) notwendig, deren

Finanzierung große Herausforderungen mit sich bringt. Diese Problematik gilt für Unternehmen umso mehr, weil diese Investitionen zwar dazu geeignet sind, Emissionen zu reduzieren, jedoch oftmals nicht mit einem entsprechenden Ertrag bzw. einer entsprechenden Produktivitätssteigerung verbunden sind. Zu beachten ist auch, dass Österreich nicht unabhängig vom Rest der Welt agiert. Forschung an klimafreundlichen Technologien, aber auch der Ausbau der Infrastruktur oder die Behandlung von CCS (Carbon Capture and Storage - CO₂-Abscheidung und -Speicherung) orientiert sich u.a. an den EU-Vorgaben, die Klimaneutralität bis 2050 vorsehen. Dementsprechend wäre vermutlich ein nationaler Alleingang wegen fehlender klimafreundlicher Technologien und Energie sowie Infrastruktur im Ausland nicht möglich bzw. bei entsprechendem Aufbau von Kapazitäten im Inland mit sehr hohen Kosten und mangelnder Wettbewerbsfähigkeit verbunden. Dazu wäre zu klären, inwieweit ein ambitionierteres Vorgehen Österreichs im Zusammenspiel mit einem EU-weiten Cap-and-Trade-System überhaupt die EU-Emissionen reduzieren würde. Eine Streckung bzw. Angleichung des Zeithorizonts an die EU-Vorgaben würde daher auch die Koordinierung über die Ländergrenzen hinweg erleichtern.

Bürokratie abbauen, bestehende Regelungen durchforsten und kein Gold-Plating: Bürokratische Verfahren können häufig ein Hemmnis für Investitionen darstellen, wenn sie mit zusätzlichen Kosten verbunden sind oder Verfahrensdauern verlängern. Beispielsweise hat die Novelle zur Umweltverträglichkeitsprüfung zwar einige Verbesserungen gebracht, die zu einer Beschleunigung führen sollen. Zu hinterfragen ist aber etwa die Verschärfung der Schwellenwerte für Projekte oder das Erfordernis eines geringen Flächenverbrauchs bzw. geringer Versiegelungserfordernisse. Diese Punkte gehen über unionsrechtliche Erfordernisse hinaus.³⁶ In diesem Zusammenhang können etwa auch regulatorische Beschränkungen genannt werden, die eine stärkere Nutzung von Batteriespeichern einschränken. Das Elektrizitätswirtschaftsgesetz (ElWG), das sich aktuell in Begutachtung befindet, enthält einige Schritte in diesem Zusammenhang.

Wichtig ist zudem, dass von Gold-Plating-Maßnahmen, d.h. der Übererfüllung von EU-Vorgaben im nationalen Recht, die die Kosten für Unternehmen und private Haushalte noch weiter erhöhen, abgesehen wird.

Investitionen in klimafreundliche Technologien unterstützen

Wie schon diskutiert, sind die Erträge von Investitionen in klimafreundliche Technologien mit hohen Unsicherheiten verbunden, u.a. deshalb, weil die weitere Entwicklung der ETS-Preise, aber auch der Preise klimafreundlicher Technologien und Energieträger schwer abschätzbar sind. Hinzu kommt, dass diese Investitionen in anderen Regionen der Welt aufgrund weniger strenger Emissionsvorgaben oftmals

³⁶ Siehe [Link](#).

nicht erforderlich sind. Damit müssen europäische Unternehmen nicht nur eine normale Kapitalrendite aus der Geschäftstätigkeit erzielen, sondern auch die Finanzierung für die Investitionen in klimafreundliche Technologien, die oftmals nicht mit Produktivitätssteigerungen verbunden sind. Dementsprechend kann selbst vor dem Hintergrund der angespannten budgetären Situation argumentiert werden, dass die öffentliche Hand diese Transformation durch Förderungen unterstützt.

In diesem Zusammenhang hat die österreichische Bundesregierung eine Förderschiene zur Transformation der Industrie aufgelegt, wofür ursprünglich nach dem Umweltförderungsgesetz bis zum Jahr 2030 knapp 3 Mrd. Euro zur Verfügung gestellt werden sollten. Mit diesem Programm wird die Reduktion von Treibhausgasemissionen aus der Verbrennung von fossilen Energieträgern oder unmittelbar aus industriellen Produktionsprozessen unterstützt, um so zur Dekarbonisierung sowie zur Aufrechterhaltung und Stärkung des Standorts beizutragen. Die Förderungen werden im Rahmen von kompetitiven Ausschreibungsverfahren vergeben und können in Form von Transformations- oder Investitionszuschüssen gewährt werden. Der Transformationszuschuss unterstützt den Ausgleich der Kostendifferenz zwischen bestehenden fossilen und neuen erneuerbaren Energieträgern im Zusammenhang mit einer Investition und umfasst sowohl laufende Mehrkosten (OPEX) als auch anteilmäßige Investitionskosten (CAPEX). Der Investitionszuschuss fördert die Investitionskosten (CAPEX) und unterstützt Investitionen in technische Anlagen bzw. Aggregate zur Vermeidung oder Verringerung von Umweltbelastungen durch Treibhausgasemissionen i) durch effizienten Energieeinsatz, ii) zur Umstellung und/oder zum Einsatz erneuerbarer Energieträger einschließlich deren Speicherung zur späteren Nutzung und/oder iii) zur sonstigen Vermeidung oder Verringerung von Emissionen. Die Ausgestaltung der Förderschiene soll jedoch reformiert werden. Zwar hat sich die Bundesregierung im Regierungsprogramm zur Fortführung und Verbesserung bekannt, im Zuge der Pläne zur Budgetsanierung wurden aber Kürzungen angekündigt.

4.4 Marktdesign

Vorteile der Energiemarktliberalisierung, Marktdesign und Stärkung des Wettbewerbs

Aus Anlass von 20 Jahren Strom- und Gasmarktliberalisierung in Österreich untersuchen die Österreichische Energieagentur und CESAR (Egglar et al., 2021) im Auftrag von E-Control die energie- und volkswirtschaftlichen Effekte der Liberalisierung. Basierend auf einer ökonometrischen Zeitreihenanalyse betrachten die Autor:innen Szenarien mit und ohne Liberalisierung und kommen zu dem Ergebnis, dass die Liberalisierung erhebliche Preis- und Kostenreduktionen zur Folge hatte. Nach dieser Analyse lagen durch die Strommarktliberalisierung die Preise für Haushalte im Zeitraum bis 2019 um durchschnittlich 13 Prozent niedriger, wodurch sich Haushalte durchschnittlich 305 Mio. Euro pro Jahr ersparten. Bei Unternehmen beträgt die Preisdämpfung 10 Prozent, sie ersparten sich

durchschnittlich 347 Mio. Euro pro Jahr. Berücksichtigt man zusätzlich die indirekten Auswirkungen geringerer Energiepreise in Deutschland, die ohne liberalisierten Strommarkt vermutlich nicht in Österreich angekommen wären, dann steigt die Ersparnis auf das Doppelte.

Eine zentrale Herausforderung für den Strommarkt ist der Umstand, dass zur Aufrechterhaltung der Frequenz- und Spannungsstabilität zu jeder Zeit gewährleistet sein muss, dass Angebot und Nachfrage nach elektrischer Energie übereinstimmen. Dafür greifen eine Reihe von Instrumenten und Maßnahmen ineinander. Erzeuger und Abnehmer werden in sogenannten Bilanzgruppen zusammengefasst, die jeweils verpflichtet sind, Erzeugung und Verbrauch innerhalb der Gruppe auszugleichen. Treten unvorhergesehene Schwankungen auf, dann muss die ausgeglichene Energiebilanz durch Zu- oder Abschaltung von Erzeugungseinheiten (z.B. von Regelkraftwerken) durch Ausgleichsmaßnahmen gewährleistet werden.³⁷ Eine Analyse von Anpassungen am Strommarktdesign ist nicht Fokus der vorliegenden Analyse, in der Folge werden nur ausgewählte Aspekte kurz diskutiert. Eine ausführlichere Diskussion insbesondere der Vorschläge der Europäischen Kommission liefert beispielsweise die Energieagentur (Furtwängler et al., 2023). Dabei werden die Bereiche nach zu setzenden Maßnahmen unterschieden. Unter *Preserve* fallen Instrumente, die in ihrer Funktionsweise erhalten werden und allenfalls geringen Korrekturen unterworfen werden sollen, dazu zählen das Grunddesign des Strommarkts, Merit-Order, Uniform Pricing, Marktkopplung und Power Purchase Agreements (PPA). Unter *Repair* fallen Aspekte, für die eine Reparatur oder eine Anpassung des Strommarkts z.B. durch Implementierung neuer Instrumente empfohlen werden, das betrifft insbesondere Hedging Standards, Stromkostenbremse bzw. Konsumentenrechte sowie freiwillige Flexibilitätsmechanismen bzw. freiwilliges Peak-Shaving. Unter *Rebuild* sind grundsätzlichere Reformen beziehungsweise eine Neuaufsetzung zugrundeliegender Marktsegmente zu verstehen. In diesem Bereich werden CfDs und Virtual Hubs als wichtige Instrumente genannt.

Im Zuge der Energiepreiskrise sind das Merit-Order- bzw. das „Pay-as-cleared“-Prinzip in den Fokus der öffentlichen Diskussion gerückt. Merit-Order impliziert, dass die Kraftwerke zu jedem Zeitpunkt nach ihren Kosten bzw. ihrem Preisangebot gereiht werden. Der Strompreis wird in der Folge durch das teuerste Kraftwerk bestimmt, das benötigt wird, um die Nachfrage zu decken („pay-as-cleared“). Obwohl Österreich jahresbilanziell einen großen Anteil seines Stroms aus kostengünstigen erneuerbaren Energien produziert, implizieren die Tatsache, dass das preissetzende Kraftwerk oftmals fossil-befeuert ist sowie die stark steigende marginale Kostenkurve, dass der Marktpreis im Schnitt deutlich höher als die Durchschnittsgestehungskosten sind. Prinzipiell ist jedoch festzuhalten, dass das Merit-Order-Prinzip

³⁷ <https://markt.apg.at/strommarkt/oesterreichisches-strommarktmodell/>

marginal effizient ist, weil es sicherstellt, dass die Kraftwerke nach ihren Kosten gereiht werden und entsprechend nur die kostengünstigsten Gebote zur Deckung des Angebots abgerufen werden. Mitunter wird das pay-as-bid-Prinzip als Alternative vorgeschlagen, wonach die Erzeuger nach ihrem jeweils eigenen Angebot entlohnt werden. In diesem Fall kann strategisches Gebotsverhalten der Anbieter eine wesentliche Rolle spielen: die Anbieter werden versuchen, Angebots- und Nachfragevolumen abzuschätzen sowie die Zahlungsbereitschaft vorherzusagen, und die Aktivierung von Produktionskapazitäten würde nicht mehr nach ökonomischer Effizienz, sondern auf Basis der Antizipation des Marktes erfolgen. Dies kann die effiziente Preisfindung deutlich beeinträchtigen.

Österreich ist ein kleines, vergleichsweise offenes Land in Mitteleuropa, in welchem Strom (anders als etwa bei der Iberischen Halbinsel) in signifikantem Umfang international gehandelt wird. Eine allfällige Anpassung der Strompreisbildung kann daher nicht auf staatlicher Ebene, sondern nur im europäischen Kontext umgesetzt werden. Nach aktuellem Stand ist aber eine Anpassung des Preismechanismus im europäischen Kontext u.a. aus oben den genannten Gründen nicht angedacht. Gegebenenfalls wäre zu diskutieren, ob im Falle einer signifikanten Energiepreiskrise Anpassungen bei der Preisbildung wie etwa die „Iberische Lösung“ europäisch sinnvoll umgesetzt werden können.³⁸ Grundlegend ist aber, dass die Folgen u.a. für Angebots- und Nachfrageanreize wohl ausgestaltet sein müssen.

Eines von mehreren Instrumenten am Energiemarkt, deren Attraktivität die Europäische Kommission stärken will, sind Power Purchase Agreements (PPAs). Ein PPA ist ein zumeist langfristiger Stromliefervertrag zwischen Produzent und Abnehmer. Da es sich um einen bilateralen Vertrag handelt, kann ein PPA, in dem die Konditionen (Menge, Preis, Sanktionen etc.) geregelt sind, viele Formen annehmen. Ein PPA kann als langfristiges Absicherungsinstrument für Erzeuger (etwa für nicht förderfähige Investitionen) und Abnehmer (Preisabsicherung der eigenen Stromversorgung mit klimafreundlichen Technologien) dienen. Allerdings ist ein langjähriger Vertrag immer auch mit Risiken verbunden, etwa in Bezug auf die Börsenpreisentwicklung oder der Produktion des Stromanbieters bzw. des tatsächlichen Bedarfs des Käufers. Zu klären ist etwa, ob bzw. wie stark das Ausfallsrisiko eines Vertragspartners bei PPAs über staatliche Haftungen abgesichert werden soll. Grundsätzlich ist jedoch zu beachten, dass eine Ausweitung von PPAs alleine nicht per se die Energiepreise reduziert, weil sich der vereinbarte Preis in der Regel am Großhandelspreis orientiert. Zudem ist das Zusammenspiel mit dem Fördersystem zu beachten, da Erzeuger den Strom nur dann langfristig an Industrieunternehmen verkaufen, solange die geförderten Tarife nicht attraktiver sind.

³⁸ Bei diesem Modell erfolgte ein Preisabschlag für den Einsatz der fossilen Energieträger in den Kraftwerken. Die Subvention des Preisabschlags wurde in einem Umlagesystem finanziert, das die Subvention auf die gesamte Nachfrage umlegte und so den durchschnittlichen Strompreis reduzierte.

Die Bundeswettbewerbsbehörde und E-Control (2025) stellen in einem gemeinsamen Bericht fest, dass in Österreich nur begrenzter Wettbewerb zwischen Energieversorgern herrscht. Demnach dominieren die „Incumbents“ ihre jeweiligen Netzgebiete mit Marktanteilen zwischen 68 und 98 Prozent. Eine erhebliche Anzahl dieser Incumbents, insbesondere jene mit extrem hohen Marktanteilen innerhalb ihres Netzgebietes, bieten Strom und Gas nicht bundesweit, sondern ausschließlich im eigenen Netzgebiet an. Zudem kommt, dass Österreicher:innen im EU-Vergleich selten den Energieanbieter wechseln. Nach Zahlen von ACER und CEER (2024) haben im Jahr 2023 3,8 Prozent der österreichischen Haushalte den Anbieter gewechselt, während die Wechselrate im EU-Schnitt bei 7,2 Prozent und in Deutschland bei 12 Prozent lag und insbesondere in Spanien (20,8 Prozent) und Italien (18,9 Prozent) sehr hoch war. Auch bei Unternehmen war die Wechselrate mit 4 Prozent deutlich geringer als im EU-Schnitt (13,9 Prozent). Außerdem wird im Bericht von BWB und E-Control kritisch angemerkt, dass die Energieversorger aufgrund von Kreuzbeteiligungen strukturell miteinander verflochten sind, sodass der „common-ownership“-Effekt den Wettbewerb unterlaufen kann. Als mögliche Maßnahmen zur Stärkung des Wettbewerbs führen BWB und E-Control u.a. an, dass Energielieferverträge besser vergleichbar und transparenter gestaltet werden, dass gesetzliche Grundlagen zur Durchsetzung wettbewerbsrechtlicher Maßnahmen verbessert werden und dass Kreuzbeteiligungen begrenzt werden.

Ausgestaltung von EAG-Förderungen

Die EAG-Förderungen in Österreich sind ein zentrales Element der Förderung der Klimawende und werden, wie schon in Kapitel 4.3 diskutiert, über Umlagen finanziert. Seit Inkrafttreten des EAG im Jahr 2022 sind die zentralen Instrumente Investitionszuschüsse und laufende Betriebsförderungen (Marktprämien). Gefördert werden die Erzeugung von Strom und von Gas aus erneuerbaren Quellen und die Erzeugung von Wasserstoff, der aus erneuerbaren Quellen gewonnen wird. Bei der EAG-Investitionsförderung handelt es sich um einen einmaligen Investitionszuschuss für Errichtung bzw. Erweiterung einer an das Stromnetz angeschlossenen Anlage sowie einer damit im Zusammenhang gleichzeitig installierten Stromspeicheranlage. Die Marktprämie ist ein Aufschlag auf den Referenzmarktwert (der „erzeugungsgewichtete Mittelwert der Stundenpreise einer Technologie eines gegebenen Zeitraums einer Gebotszone“), der im Rahmen einer Auktion ermittelt wird.

Im Zuge der Bestrebungen zur Eindämmung des Klimawandels bzw. des signifikanten Ausbaus erneuerbarer Energien hat sich das Energiemarktumfeld massiv gewandelt. So hat die Zahl der Stunden mit negativen Großhandelspreisen für Strom angesichts des hohen Angebots aus PV-Anlagen untertags in den letzten Jahren massiv zugenommen. Dies spricht dafür, auch die Förderung erneuerbarer Energien laufend zu evaluieren bzw. an geänderte Umstände anzupassen. Diesem Aspekt wird auch im neuen EIWG Rechnung getragen. Im Allgemeinen ist dabei aufgrund bestehender Verträge bzw. der Thematik

der Investitionssicherheit zwischen Bestands- und Neuanlagen zu unterscheiden. Anpassungen im Fördersystem sollten nicht abrupt, sondern mit planbaren, im Voraus bekannten Pfaden umgesetzt werden und üblicherweise nur für neue Anlagen, bzw. mit einer Opt-in-Möglichkeit für Bestandsanlagen, gelten.³⁹ Im Sinne der Netz- bzw. Systemdienlichkeit kann es jedoch durchaus sinnvoll, ein freiwilliges Opt-in von Bestandsanlagen mittels Kompensationen zu unterstützen. Damit kann die Fördereffizienz etwa über eine Stärkung des Wettbewerbs zwischen Fördernehmer:innen gestärkt und so eine Dämpfung von Erneuerbaren-Förderkosten erreicht werden. In der Folge werden exemplarisch einige Beispiele dargestellt, wie das System angepasst und effizienter gestaltet werden könnte.

Im EAG-Evaluierungsbericht (BMK, 2024) wird festgestellt, dass für die Marktteilnehmer:innen in den Ausschreibungen der Marktprämien über die Zeit zu erkennen war, dass diese laufend unterzeichnet waren, d.h. das eingereichte Volumen der Gebote geringer als das ausgeschriebene Fördervolumen war. Dies hatte zur Folge, dass sich die Gebote zunehmend am geförderten Höchstpreis orientierten und sich die durchschnittlichen Zuschlagswerte so von der ersten Ausschreibung im Jahr 2022 bis zur letzten evaluierten Ausschreibung im Jahr 2023 um 9 Prozent erhöht haben. Dem kann etwa über das in Polen angewendete Prinzip des „Erzwungenen Wettbewerbs“ im Auktionssystem entgegengewirkt werden, wonach nur die besten 80 Prozent der Anträge einen Zuschlag erhalten. Damit wird der Wettbewerb zwischen den Antragstellern gestärkt.⁴⁰

Wenn die (erneuerbare) Stromerzeugung insbesondere zu Mittagszeiten die Stromnachfrage übersteigt, sind negative Strommarktpreise die Folge. Gemäß §15 EAG wird derzeit die Marktprämie nach sechs Stunden negativer Strommarktpreise ausgesetzt. Dies reduziert den Finanzierungsbedarf und den Anreiz zu Zeiten mit negativen Strompreisen erzeugten Strom ins Netz einzuspeisen. Forderungen gehen dahin, diese Zeitspanne zu verkürzen. Für die über Investitionszuschüsse geförderten Anlagen empfiehlt der Evaluierungsbericht die Marktpreisvergütung in der OeMAG-Abnahmeverpflichtung stärker an Spot-Markt-Preisen auszurichten und so Marktsignale direkt an die Einspeiser:innen weiterzugeben, um die Marktintegration (insbesondere von PV-Anlagen) zu unterstützen und das Kostenrisiko für die Ökostromabwicklung zu reduzieren.

Zudem sollten Maßnahmen gesetzt werden, die Anreize zum netzdienlichen Betrieb von Batteriespeichern erhöhen bzw. die Wirtschaftlichkeit von Batteriespeichern stärken.

³⁹ Im von der Energieagentur umgesetzten EAG-Evaluierungsbericht (BMK, 2024) wird argumentiert, dass davon (nur) dann abgewichen werden sollte, wenn Änderungen etwa aus Gründen der Versorgungssicherheit bzw. für eine notwendige Erhöhung der Marktintegration eine schnelle Wirksamkeit erfordern.

⁴⁰ Siehe etwa BMK (2024).

5. APPENDIX: MODELLBESCHREIBUNG VON E-PUMA

E-PuMA (Energy-Public policy Model for Austria) ist ein allgemeines dynamisches Gleichgewichtsmodell (dynamic computable general equilibrium model – DCGE), mit besonderem Fokus auf den Arbeitsmarkt, den öffentlichen Sektor und den Energieeinsatz. Es eignet sich speziell für die Beurteilung von wirtschaftspolitischen Maßnahmen und strukturellen Änderungen und deren Auswirkungen auf die österreichische Volkswirtschaft. Einige Beispiele dafür sind Reformen im Bereich der öffentlichen Finanzen, der staatlichen Pensionen, der CO₂-Besteuerung, der Aus- und Weiterbildung, der aktiven Arbeitsmarktpolitik oder auch eine Analyse der Auswirkungen verschiedener Zuwanderungsszenarien. Die dynamische Struktur des Modells erlaubt die Untersuchung von kurz-, mittel- und langfristigen Effekten. Durch die Modellierung des Verhaltens der Haushalte und der Unternehmen können deren Reaktionen genau analysiert werden. Österreich wird als kleine offene Volkswirtschaft modelliert, was impliziert, dass der Kapitalverkehr mobil und der heimische Zinssatz durch weltweite Kapitalnachfrage und -angebot bestimmt wird. Die Kalibrierung von E-PuMA repliziert die gegenwärtige Situation der österreichischen Volkswirtschaft. Dieses Modell ist eine Weiterentwicklung von EU-LMM, das die Autoren für die Generaldirektion Beschäftigung der Europäischen Kommission entwickelt haben, siehe etwa Berger et al. (2009) und Berger et al. (2024). Eine ausführliche Beschreibung von PuMA findet sich in Berger und Strohner (2020a), die Modellerweiterungen für den Energiebereich sind in Berger und Strohner (2022) dokumentiert.

Keuschnigg und Kohler (2002) bzw. Ratto et al. (2009) folgend werden Unternehmen in Investitionsgüter- und Endproduktproduzenten unterteilt. Investitionsgüterproduzenten transformieren Endprodukte, die sie aus dem In- und Ausland beziehen, in Investitionsgüter. Diese Unternehmen maximieren den Gegenwartswert der Dividendenzahlungen über die optimale Wahl des Investitionsniveaus gemäß der von Hayashi (1982) entwickelten Q-Theorie und stellen die Investitionsgüter wiederum den Endproduktproduzenten für die Produktion zur Verfügung. Kapital wird mit einer variablen Rate abgeschrieben, die von der Kapitalnutzung abhängt. Auf dem Investitionsgütermarkt herrscht perfekter Wettbewerb.

Energieunternehmen transformieren verschiedene Energieträger in Kombination mit jeweiliger Kapitalausstattung in Energie für Endproduktproduzenten. Die Struktur des Energie- und Elektrizitätssektors ist an die Arbeit von Annicchiarico et al. (2017) angelehnt. Auf verschiedenen Stufen werden einzelne Energieträger kombiniert, um Energie zu erzeugen. Dies ermöglicht die Abbildung verschiedener Substitutionsmöglichkeiten zwischen den Energieträgern. Zur Energieerzeugung werden die Energieträger Kohle, Öl, Erdgas, erneuerbare Energieträger und elektrische Energie herangezogen. Elektrizitätsunternehmen erzeugen elektrische Energie unter Einsatz derselben Energieträger (mit

Ausnahme von elektrischer Energie) und bieten diese den Energieunternehmen und privaten Haushalten an. Wie bei den Energieunternehmen erfordert der Einsatz eines Energieträgers einen entsprechenden Kapitalstock.

Durch die optimale Wahl der Energie-, Kapital- und Arbeitsnachfrage produzieren Endproduktunternehmen Güter für die private und öffentliche Konsumnachfrage, die Investitions- und die Auslandsnachfrage. Darüber hinaus wählen sie das optimale Niveau an Weiterbildungsmaßnahmen für die MitarbeiterInnen und an Kapitalnutzung. In E-PuMA wird unvollkommene Substituierbarkeit zwischen den verschiedenen Ausbildungsgruppen in der Produktion angenommen. Wie in Jaag (2005) und Krusell et al. (2000) wird Kapital-Ausbildungs-Komplementarität unterstellt. Das bedeutet, dass Höherqualifizierte und der Kapitaleinsatz stärker zueinander komplementär sind (weniger einfach substituiert werden können) als dies bei Geringqualifizierten der Fall ist. Eine geringere Investitionstätigkeit ist damit mit einer schwächeren Produktivitäts- und Lohnentwicklung bei Personen mit höherer Qualifikation verbunden, womit sich auch die Anreize in Bildung zu investieren reduzieren. Endproduktproduzenten unterliegen monopolistischer Konkurrenz mit freiem Markteintritt: Jedes Unternehmen produziert eine eigene Marke, welche sich von den Konkurrenzprodukten unterscheidet. Die Nachfrage basiert auf Dixit-Stiglitz (1977) Präferenzen, wobei die einzelnen Marken unvollkommene Substitute darstellen.

Der Arbeitsmarkt wird im Rahmen eines Sucharbeitslosigkeitsmodells repräsentiert (vgl. Mortensen, 1986, und Mortensen und Pissarides, 1999). Dabei wird auf ein statisches Sucharbeitslosigkeitsmodell wie etwa bei Boone und Bovenberg (2002) zurückgegriffen, das die wesentlichen Einsichten des dynamischen Modells erlaubt. Unternehmen fragen Arbeit und Kapital für die Produktion nach. Der Arbeitsinput wird analog zu Jaag (2005) mit Hilfe einer dreistufigen CES-Produktionsfunktion weiter nach dem Ausbildungsniveau (gering, mittel, hoch) unterschieden. Die Endproduktunternehmen maximieren den Gegenwartswert ihrer Profite durch die optimale Wahl der ausgeschriebenen Stellen, die optimale Kündigungsentscheidung und die optimale Menge von firmenfinanziertem Training sowie das Ausmaß an Kapitaleinsatz sowie dessen Auslastung. Kapitalgüter werden von Investitionsgüterproduzenten bereitgestellt.

In E-PuMA ist die Bevölkerung in acht verschiedene Altersgruppen unterteilt, von welchen die ersten fünf Gruppen die Personen im erwerbsfähigen Alter umfassen, während die restlichen drei Gruppen die ältere Bevölkerung abbilden. Die fünfte Altersgruppe unterscheidet sich von den ersten vier Gruppen dahingehend, dass sie eine Mischgruppe darstellt, d.h. ein Teil dieser Gruppe ist noch erwerbstätig, während der andere Teil bereits in Pension ist. Das Pensionsantrittsalter wird endogen von den Personen dieser Gruppe gewählt und passt sich bei Reformmaßnahmen oder strukturellen Änderungen an. Weiters

wird eine Unterscheidung in drei unterschiedliche Ausbildungsniveaus vorgenommen, nämlich Geringqualifizierte (maximal Pflichtschulabschluss, ISCED 0-2), Individuen mit mittlerer Qualifikation (Lehrlinge, Absolventen einer mittleren bzw. höheren Schule etc., ISCED 3-4) und Hochqualifizierte ((Fach-)Hochschüler und Absolventen von Akademien). Personen mit höherer Qualifikation treten später in den Arbeitsmarkt ein als Personen mit geringerer Qualifikation, wodurch der notwendige zeitliche Aufwand für Bildung berücksichtigt wird.

Die gewählte Unterteilung in die verschiedenen Gruppen ermöglicht es, Individuen im Modell unterschiedliche Charakteristika zuzuweisen. Dazu gehören z.B. die Arbeitsproduktivität, um das Lohnprofil in Österreich gut nachbilden zu können und Investitionen in die Weiterbildung. Altersabhängige Charakteristika sind z.B. Sterbewahrscheinlichkeiten und Gesundheitsausgaben. Durch die Struktur des Modells kann die prognostizierte demographische Entwicklung abgebildet werden.

Das Einkommen der privaten Haushalte setzt sich aus dem Nettoarbeits-, dem Arbeitslosen-, dem Pensions- und dem Kapitaleinkommen, Abfertigungsansprüchen sowie aus den sonstigen Transfer- und Sachleistungen des Staates an die Haushalte zusammen. Gegeben, dass öffentliche Pensionsleistungen im Durchschnitt geringer als das vor Pensionsantritt erwirtschaftete Einkommen sind, sparen Erwerbstätige, um das Einkommen in höherem Alter durch Auflösung von Ersparnissen aufzustocken.

Die Individuen maximieren den Gegenwartswert ihres Nutzens (ihre Wertfunktion) durch die optimale Wahl ihres Arbeitseinsatzes (Arbeitszeit, Partizipation), ihrer Suchintensität nach einer Arbeitsstelle, ihrer Aus- und Weiterbildungsentscheidung und durch die optimale intertemporale Bestimmung der Sparquote sowie die Aufteilung der Konsumausgaben auf die Bereiche Verkehr, Raumklima, Strom und andere Konsumgüter. Beim Verkehr und Raumklima wird die Nachfrage weiter nach den wesentlichen Energieträgern unterschieden. Im Bereich Verkehr sind dies beispielsweise Benzin, Diesel und Strom. Der Arbeit von Varga et al. (2021) folgend werden dauerhafte Konsumgüter in den beiden Nachfragekategorien von „Leasingunternehmen“ gemietet.

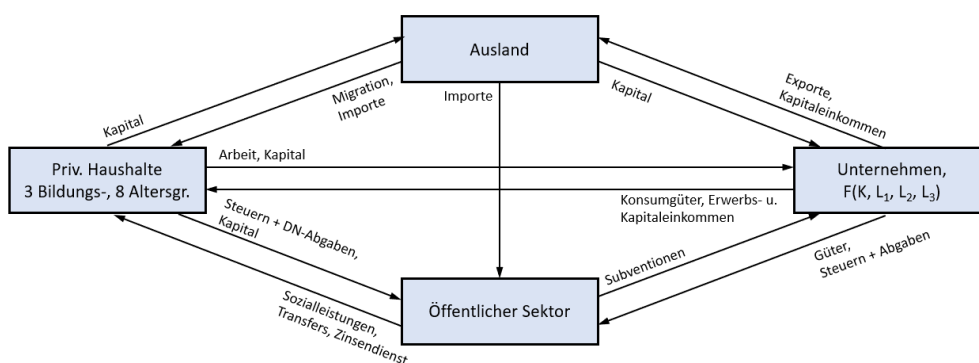
Die Wahl des Arbeitseinsatzes ist abhängig vom Nettolohn und berücksichtigt zusätzlich generierte Ansprüche an die öffentlichen Sozialversicherungsträger (zukünftige Pensions-, Arbeitslosenansprüche) sowie Abfertigungsansprüche. Arbeitslose Individuen wählen die Intensität ihrer Suche nach einer Arbeitsstelle. Diese Entscheidung ist abhängig vom Nettoarbeitseinkommen, dem Arbeitsloseneinkommen und der Wahrscheinlichkeit, einen Arbeitsplatz zu finden. Unternehmen wählen eine optimale Anzahl an ausgeschriebenen offenen Stellen. Eine sogenannte *matching function* führt Arbeitssuchende und offene Stellen zusammen. Zusätzlich treffen die Unternehmen eine Kündigungsentscheidung. Durch die Unterscheidung in einzelne Alters- und Ausbildungsgruppen kann E-PuMA alters- bzw. ausbildungsabhängige Arbeitslosenquoten abbilden. Die Wahl des

Pensionsantrittsalters bzw. die Partizipationsentscheidung wird im Wesentlichen vom Nettoarbeitseinkommen und der Nettoersatzrate bzw. der sozialen Absicherung bestimmt. Die Aus- und Weiterbildungsentscheidungen hängen vor allem von der erwarteten Rendite von höherem Humankapital und den Kosten (inkl. Opportunitätskosten durch Verdienstentgang) ab.

Im öffentlichen Bereich werden Budgets für die soziale Sicherung und ein allgemeines Budget zur Finanzierung der öffentlichen Ausgaben unterschieden. Einnahmen der Sozialversicherungen bestehen aus Dienstnehmer- und Dienstgeberbeiträgen bzw. Transfers aus dem allgemeinen Budget. Ausgabenerhöhungen im Sozialversicherungsbereich können alternativ durch eine Erhöhung der Beitragssätze oder über zusätzliche Zuschüsse aus dem Budget finanziert werden.

Aus dem allgemeinen Budget werden die Ausgaben des Bundes und untergeordneter Gebietskörperschaften für den öffentlichen Konsum, für die Zuschüsse an die Sozialversicherungsträger und Transfers an die privaten Haushalte und Unternehmen und für den Zinsdienst der Staatsverschuldung über Einnahmen aus dem Steuersystem finanziert. Dabei werden alle wesentlichen Steuern des österreichischen Steuersystems (wie Lohn- und Einkommensteuer, Körperschaftsteuer, Konsumsteuern, Kapitalertragssteuern auf Zinsen und Dividenden und Lohnsummensteuern) explizit modelliert. E-PuMA bildet hierbei sowohl das progressive Einkommensteuersystem als auch das System der Sozialversicherung (inklusive Höchstbeitragsgrundlage) und weitere lohnabhängige Abgaben ab. Eine schematische Darstellung des E-PuMA-Modells findet sich in Abbildung 23.

Abbildung 23: Schematische Darstellung von E-PuMA



LITERATURVERZEICHNIS

ACER und CEER (2024). Energy retail – Active consumer participation is key to driving the energy transition: how can it happen? 2024 Market Monitoring Report.

Andersen, T. B., O. B. Nilsen und R. Tveteras (2011). How is demand for natural gas determined across European industrial sectors?, Energy Policy 39, 5499-5508.

Annicchiarico, B., S. Battles, F. Di Dio, P. Molina und P. Zoppoli (2017). GHG mitigation schemes and energy policies: A model-based assessment for the Italian economy, Economic Modelling 61, 495–509.

BDI – Bundesverband der Deutschen Industrie (2024). Implementierung des CO₂-Grenzausgleichsmechanismus – Bürokratie und Herausforderungen für die deutsche Wirtschaft.

Berger, J., L. Strohner, N. Graf und M. Köppl-Turyna (2024). Update and Extension of the Labour Market Model, EcoAustria Research Report im Auftrag von Europäische Kommission, DG EMPL.

Berger, J., M. Köppl-Turyna und L. Strohner (2023). Auswirkungen der Energiepreisentwicklungen auf Oberösterreichs Wirtschaft, Studie im Auftrag der Industriellenvereinigung Oberösterreich.

Berger, J. und L. Strohner (2022). Extensions of the Energy PUBlic Policy Model for Austria and other European countries E-(PuMA), EcoAustria Research Paper No. 19.

Berger, J. und L. Strohner (2020a). Documentation of the Public Policy Model for Austria and other European countries (PUMA), EcoAustria Research Paper No. 11.

Berger, J., W. Schwarzbauer und L. Strohner (2020b). Umweltbezogene Abgaben auf Treibhausgasemissionen in Österreich, EcoAustria-Studie im Auftrag des Bundesministeriums für Finanzen.

Berger, J., C. Keuschnigg, M. Keuschnigg, M. Miess, L. Strohner und R. Winter-Ebmer (2009). Modelling of Labour Markets in the European Union. Studie im Auftrag der DG EMPL der Europäischen Kommission.

Bittó, V. und R. Janik (2022). Aspekte der handelsrechtlichen Ausgestaltung des CO₂-Grenzausgleichs in der EU, EcoAustria Kurzanalyse Nr. 20.

BMF (2024). Wirtschaftliche Entwicklung und öffentliche Finanzen 2023-2027, [Link](#).

BMK (2024). EAG Evaluierungsbericht 2024, Gesamtumsetzung durch Österreichische Energieagentur.

Boone, J. und L. Bovenberg (2002). Optimal Labour Taxation and Search, Journal of Public Economics 85, 53-97.

Budgetdienst (2022). Maßnahmenpakete zum Teuerungsausgleich.

Bundeswettbewerbsbehörde und E-Control (2025). Abschlussbericht der Taskforce der E-Control und der Bundeswettbewerbsbehörde 2023 bis 2025.

Deutsche Energie-Agentur (2023). Vereinbarkeit eines Amortisationskontos zur Förderung der H2-Netzinfrastruktur mit europäischem Beihilferecht,

Dixit, A. K. und J. E. Stiglitz (1977). Monopolistic Competition and Optimum Product Diversity, American Economic Review 67(3), 297-308.

Eggler, L., K. Kratena, K. Knaus, C. Schwarzmaier und A. Scharner (2021). Volkswirtschaftliche Effekte der Energiemarktliberalisierung, Studie der Österreichischen Energieagentur im Auftrag der E-Control.

Energieinstitut der Wirtschaft (2022). Wie funktioniert die Strompreiskompensation? Factsheet.

ERT (2024). Competitiveness of European Energy-Intensive Industries, European Round Table for Industry.

Europäische Kommission (2025). Delivering on the Clean Industrial Deal I, Communication COM(2025) 378 final.

Fontagné, L., P. Martin und G. Orefice (2024). The many channels of firm's adjustment to energy shocks: Evidence from France, Economic Policy 39(117), 5-43.

Frontier Economics (2024). Infrastrukturfonds Energie als Baustein für den Stromnetzausbau, Bericht für Erneuerbare Energie Österreich.

Furtwängler, C., K. Knaus, L. Zwieb und C. Dolna-Gruber (2023). Preserve, Repair or Rebuild? Eine Diskussion vorgeschlagener Reformoptionen für den europäischen Strommarkt. Policy Paper der Österreichischen Energieagentur im Auftrag des BMK.

Gasparella, A., D. Koolen und A. Zucker (2023). The Merit Order and Price-Setting Dynamics in European Electricity Markets, European Commission, Petten, JRC134300.

Hayashi, F. (1982). Tobin's Marginal Q and Average Q. A Neoclassical Interpretation, Econometrica 50, 213-224.

Hirth, L. (2025). Warum die Teilung der deutschen Strompreiszone sinnvoll ist, ifo Schnelldienst 3/2025, 7-10.

Hobohm, J., S. Lengning, R. Srikandam, L. Stühlinger, A. Panhofer und F. Alfery (2023). Finanzierungsoptionen für ein Wasserstoffstartnetz in Österreich, FINGREEN und prognos Studie im Auftrag des Bundesministeriums für Klimaschutz, Umwelt, Energie, Mobilität, Innovation und Technologie.

Hüther, M., M. Küper und T. Schaefer (2023). Zukunft Erdgas – Wie viel brauchen wir noch und was kommt dann? IW Policy Paper 5/2023.

Jaag, C. (2005). The Role of Endogenous Skill Choice in an Aging Society.

Keuschnigg, C. und W. Kohler (2002). Eastern Enlargement of the EU: How Much Is It Worth for Austria?, Review of International Economics 10(2), 324-342.

Kreidelmeyer, S., J. Breitenstein und F. Muralter (2025). Internationaler Strompreisvergleich – Einordnung und Handlungsempfehlungen zu Stromkosten der österreichischen Industrie, Gutachten von Prognos.

Krusell, P., L. E. Ohanian, J. V. Rios-Rull und G. L. Violante (2000). Capital-Skill Complementarity and Inequality: A Macroeconomic Analysis, Econometrica 68(5), 1029-1053.

Küper, M. (2023). Wasserstoff im Inflation Reduction Act: Was ist drin für Deutschland und die EU?, IW-Kurzbericht 8/2023.

Labandeira, X., J. M. Labeaga und X. López-Otero (2017). A meta-analysis on the price elasticity of energy demand, Energy Policy 102, 549-568.

Mortensen, D. (1986). Job search and labour market analysis, in: Ashenfelter, O. und R. Layard (Hrsg.), Handbook of Labour Economics, vol. 2, Amsterdam: Elsevier Science.

Mortensen, D. und C. Pissarides (1999). New developments in models of search in the labor market, in: Ashenfelter, O. und D. Card (Hrsg.), Handbook of Labor Economics, vol. 3B. Amsterdam: Elsevier Science.

Ohanian, L., M. Orak und S. Shen (2023). Revisiting Capital-Skill Complementarity, Inequality, and Labor Share, Review of Economic Dynamics 51, 479-505.

Österreichs Energie (2022). Österreichs Weg in eine klimaneutrale Energiezukunft.

Pietzker, R. et al. (2021). Notwendige CO₂-Preise zum Erreichen des europäischen Klimaziels 2030, Ariadne-Hintergrund Potsdam-Institut für Klimafolgenforschung.

Prognos (2025). Auswirkungen der Investitionen in die zukunftsgerichtete Netzinfrastruktur auf Wachstum und Wettbewerb, Analyse im Auftrag von oecolution.

Ratto, M., W. Roeger und J. in't Veld (2009). QUEST III: An estimated open-economy DSGE model of the euro area with fiscal and monetary policy, Economic Modelling 26, 222-233.

Sgaravatti, G., S. Tagliapietra und G. Zachmann (2023). Adjusting to the energy shock: the right policies for European industry, Bruegel Policy Brief No. 11/23.

Stühlinger, L., F. Krause und A. Panhofer (2025). Finanzierung des Stromnetzausbaus in Österreich, FINGREEN Kurzstudie im Auftrag der Kammer für Arbeiter und Angestellte für Wien.

SVR – Sachverständigenrat zur Begutachtung der gesamtwirtschaftlichen Entwicklung (2022). Energiekrise solidarisch bewältigen, neue Realität gestalten, Jahresgutachten 2022/23.

Varga, J., W. Roeger und J. in't Veld (2021). E-QUEST – A Multi-Region Sectoral Dynamic General Equilibrium Model with Energy, European Economy Discussion Paper 146.