

ECO

AUSTRIA

INSTITUT FÜR
WIRTSCHAFTSFORSCHUNG

Wien, im Juli 2023

ENDBERICHT

Auswirkungen der Energiepreisentwicklungen auf Oberösterreichs Wirtschaft

Studie im Auftrag
der Industriellenvereinigung Oberösterreich

www.ecoaustria.ac.at

ENDBERICHT

Auswirkungen der Energiepreisentwicklungen auf Oberösterreichs Wirtschaft

Johannes Berger, EcoAustria – Institut für Wirtschaftsforschung
Monika Köppl-Turyna, EcoAustria – Institut für Wirtschaftsforschung
Ludwig Strohner, EcoAustria – Institut für Wirtschaftsforschung

Studie im Auftrag der Industriellenvereinigung Oberösterreich

Juli 2023

Executive Summary

Nachdem die Volkswirtschaften der Industriestaaten in der Corona-Krise in größere Turbulenzen geschlittert sind, ergeben sich durch den Überfall Russlands auf die Ukraine weitere Herausforderungen für die internationale wie auch die (ober-)österreichische Wirtschaft. Wesentliche Energieträger haben sich deutlich verteuert.

- Die Preisanstiege waren in Europa deutlich stärker als in anderen Regionen der Welt, was die Wettbewerbsfähigkeit europäischer Unternehmen einschränkt.
- Besonders ausgeprägt war der Anstieg aufgrund der hohen Bedeutung Russlands für Europas Versorgung bei Erdgas, was sich in der Folge in massiv höheren Strompreisen niedergeschlagen hat.
- Die Markterwartungen indizieren zwar mittelfristig eine spürbare Entspannung, ein Teil der Preissteigerungen dürfte aber persistent sein.

In der vorliegenden Studie wird dargestellt, dass Oberösterreich deutlich energieintensiver und damit stärker von diesen Entwicklungen betroffen ist als andere Bundesländer. Vor diesem Hintergrund werden die volkswirtschaftlichen Effekte mit dem Makromodell E-PuMA untersucht.

- Die hohen Preise für Energie haben demnach beträchtliche Auswirkungen auf Beschäftigung, Investitionen und Wirtschaftsleistung in Oberösterreich.
- Im (optimistischeren) Szenario basierend auf Markterwartungen für Erdgas- und Strompreise würden die Investitionen mittelfristig um knapp 12 Prozent und das reale Bruttoregionalprodukt um 2,3 Prozent (2030: 1,2 Prozent) niedriger als ohne Energiekrise ausfallen.
- Bleiben die Energiepreise noch über längere Zeit sehr hoch, dann werden Unternehmen die Verlagerung von Wirtschaftsaktivitäten stärker ins Auge fassen. Es ist dann damit zu rechnen, dass die Investitionstätigkeit über längere Zeit auf einem sehr niedrigen Niveau verharrt und die Wertschöpfung auch längerfristig noch immer um 2,8 Prozent niedriger ist.

Es bedarf daher einer Strategie, die einerseits die wettbewerbsfähige Energieversorgung in Europa gewährleistet und andererseits den Klimawandel durch das Zurückfahren fossiler Energieträger einbremst. Mit einer vergleichsweise kürzeren Umsetzungszeit könnten im bereits bestehenden System folgende Maßnahmen angedacht werden:

- eine Entkopplung von Strom- und Gaspreisen,
- geringere Abgaben auf elektrische Energie bzw. Stärkung der Flexibilität im Stromtarif,
- eine Anpassung der Strompreiszonen in Europa
- sowie die Förderung von Innovationen und Investitionen in den Industrieunternehmen.

Auf mittlere und längere Sicht ergibt sich folgender Handlungsbedarf zur Bewältigung der Herausforderungen:

- Für die Verwendung von Wasserstoff als Energieträger bedarf es unter anderem eines Ausbaus der Netze, funktionierender regulatorischer Rahmenbedingungen, einer Diversifizierung der Wasserstoffquellen sowie einer Unterstützung von Investitionen in der Frühphase.
- Für die notwendige Elektrifizierung der Gesellschaft sind insbesondere der Ausbau erneuerbarer Energiequellen sowie der Netzinfrastruktur, eine flexiblere Anpassung von Energie-Angebot und -Nachfrage sowie eine Sicherstellung der Versorgung mit kritischen Rohstoffen von Bedeutung.
- Viele der für die Umstellung der Energieversorgung notwendigen neuen Technologien befinden sich noch in einem frühen Entwicklungsstadium. Innovationen in diesem Bereich können insbesondere durch Maßnahmen, die die Finanzierung von Investitionen in neue Technologien unterstützen, vorangetrieben werden.

Inhalt

1.	Hintergrund und Motivation	1
2.	Ausgangssituation auf den Energiemärkten	2
2.1.	Erdgas	2
2.2.	Strom	7
2.3.	CO ₂ -Zertifikate	11
3.	Energieverbrauch in Oberösterreich	13
4.	Wirtschaftliche Effekte hoher Energiepreise für Oberösterreich	19
4.1.	Zugrunde liegende Annahmen und berücksichtigte öffentliche Maßnahmen.....	20
4.2.	Volkswirtschaftliche Auswirkungen der Energiepreisentwicklungen im Hauptszenario.	24
4.3.	Volkswirtschaftliche Auswirkungen im Alternativszenario.....	28
4.4.	Hauptaussagen zu den wirtschaftlichen Effekten.....	30
5.	Handlungsempfehlungen	32
5.1.	Ausgangssituation	32
5.2.	Allgemeine Maßnahmen im bestehenden System.....	33
5.3.	Ausbau der Wasserstoffinfrastruktur	37
5.4.	Unterstützung der Elektrifizierung	39
5.5.	Entwicklung neuer Technologien	42
6.	Appendix: Beschreibung von E-PuMA – ein Makromodell für Österreich.....	45
7.	Appendix 2: Diskussion technischer Möglichkeiten für die Produktionsprozesse.	48
8.	Literatur	52

Abbildungen und Tabellen

Abbildung 1: Erdgaspreise in Europa (TTF) und den USA (Henry Hub).....	3
Abbildung 2: Spreads in den Erdgaspreisen zwischen Europa und den USA in Prozent.....	4
Abbildung 3: Bruttoimporte von Erdgas aus Russland und von LNG in die EU27.....	5
Abbildung 4: Veränderung der Gasnachfrage in Europa (2022 zu 2021, in Mrd. Kubikmetern)...	6
Abbildung 5: Bruttostromerzeugung in Österreich 1951 bis 2021 (in GWh).....	8
Abbildung 6: Stromerzeugung monatlich zwischen Juni 2022 und Mai 2023 (in GWh).....	9
Abbildung 7: Vergangene Preise und Markterwartung der Preise für Erdgas und Strom (in €/MWh) bis 2028.....	10
Abbildung 8: EEX-Strompreise für 2024 (Baseload) in €/MWh.....	11
Abbildung 9: Vergangene und erwartete Preise für EU-ETS Zertifikate (in Euro je Tonne CO ₂)	12
Abbildung 10: Prognose der EU-ETS-Preise (Pietzcker et al., 2021).....	12
Abbildung 11: Gesamtenergiebilanz Oberösterreichs 2000 – 2021, in Tsd. TJ.....	14
Abbildung 12: Gegenüberstellung Energieverbrauch, reales Bruttoregionalprodukt und Treibhausgasemissionen Oberösterreichs 2000 – 2021 (2000 = 100).....	14
Abbildung 13: Gesamtenergieverbrauch der Bundesländer absolut und relativ zum Bruttoregionalprodukt 2021.....	15
Abbildung 14: Energieverbrauch Oberösterreichs nach Energieträgergruppen, 2000 – 2021, in Tsd. TJ.....	17
Abbildung 15: Anteile der Energieträgergruppen am gesamten Bruttoinlandsverbrauch in den Bundesländern, 2021.....	18
Abbildung 16: Stromverbrauch in Oberösterreich 2000 – 2021, in Tsd. TJ.....	18
Abbildung 17: Graphische Darstellung wesentlicher E-PuMA-Simulationsergebnisse.....	31
Abbildung 18: Nettopreise für elektrische Energie sowie Abgaben (2. Jahreshälfte 2022).....	34
Abbildung 19: Monatliche Großhandelspreise in ausgewählten Ländern (Base-Preis).....	35
Abbildung 20: Anteil der Hochtemperaturprozesse am Erdgasverbrauch (Oberösterreich 2019, in Prozent).....	49
Tabelle 1: Unterstellte Beschaffungskosten von Energielieferanten (Haushalte/Gewerbe) bzw. in der Großindustrie auf Basis typischer Beschaffungsstrategien basierend auf Einschätzungen von Experten (Euro je MWh).....	20
Tabelle 2: Energiepreisannahmen (vor Abgaben) für die Simulationsanalyse (2019 bis 2030).....	21
Tabelle 3: Preisannahmen für Erdgas und Elektrische Energie im Alternativszenario.....	22
Tabelle 4: Diskretionäre wirtschaftspolitische Maßnahmen in Österreich im Rahmen der Energiepreisentwicklung (2022 bis 2026).....	24
Tabelle 5: E-PuMA Simulationsergebnisse für das Hauptszenario (2022 bis 2030).....	26
Tabelle 6: E-PuMA Simulationsergebnisse für das Alternativszenario (2022 bis 2030).....	29
Tabelle 7: Einsatz von Erdgas und Strom für verschiedene Verwendungsformen in Oberösterreich (2019, in TJ).....	50

1. Hintergrund und Motivation

Nachdem die österreichische Wirtschaft in der Corona-Krise in den Jahren 2020 und 2021 in größere Turbulenzen geschlittert ist, ergeben sich durch den Überfall Russlands auf die Ukraine im Februar 2022 weitere Herausforderungen für die internationale wie auch die (ober-)österreichische Wirtschaft. Unmittelbar nach Beginn der russischen Invasion schnellten die Preise wichtiger Rohstoffe, darunter vor allem Erdgas und Weizen aufgrund der globalen Rolle der beiden Länder in der Bereitstellung dieser Produkte, in die Höhe. Zudem entwickelten sich Preise auch auf anderen Rohstoffmärkten wie etwa dem Rohölmarkt sehr dynamisch. All dies führte in einem ersten Schritt zur Erhöhung der Produktionskosten für beinahe alle Bereiche der Wirtschaft, was auch das allgemeine Preisniveau befeuerte (vgl. auch Koch und Hofer, 2022). Infolge dieser Entwicklungen zeigen sich daher negative Auswirkungen auf die österreichische Volkswirtschaft, wie im Vorjahr in einer Kurzanalyse von EcoAustria dargelegt wurde (Köppel-Turyna und Berger, 2022).

Österreichs Unternehmen sind von der Entwicklung an den Energiemärkten in mehrfacher Weise betroffen. Zunächst trifft sie direkt die energieintensiven Unternehmen und führt zu massiven Kostenerhöhungen bei einem wichtigen Produktionsfaktor. Aber auch nicht-energieintensive Unternehmen sind betroffen, und zwar in zweifacher Weise: erstens beziehen sie Vorleistungen energieintensiver Unternehmen zu höheren Kosten, zweitens erhöhen sich auch ihre Energiekosten. In weiterer Folge schlagen sich die erhöhten Kosten in höheren Verbraucherpreisen nieder, wodurch sich die Lohnforderungen der ArbeitnehmerInnen erhöhen, was die Kosten weiter steigen lässt. Darüber hinaus zeichnet sich in Europa eine höhere Persistenz der Inflation als in anderen Teilen der Welt ab.

Wenn die Kostensteigerungen unter anderem im Energie- und Rohstoffbereich auch Unternehmen in anderen EU-Ländern und außerhalb der EU im gleichen Ausmaß trafen, würde sich die Wettbewerbsfähigkeit (ober-)österreichischer Unternehmen nicht verschlechtern. Da dies allerdings nicht der Fall ist, müssen Unternehmen versuchen, diese Kosten teilweise zu tragen bzw. die Produktivität zu erhöhen, da sie sonst Wettbewerbsfähigkeit einbüßen. Zu beachten ist dabei auch, dass in den einzelnen EU-Staaten unterschiedliche öffentliche Unterstützungsmaßnahmen umgesetzt werden, die die Wettbewerbsfähigkeit der österreichischen Wirtschaft beeinflussen.

Ziel der vorliegenden Studie ist eine Analyse der Auswirkungen der Energiemarktentwicklungen auf die oberösterreichische Volkswirtschaft. Dafür werden zunächst die Ausgangssituation auf den Energiemärkten sowie Daten zu Oberösterreichs Energieverbrauch dargestellt. In weiterer Folge werden potenzielle makroökonomische Effekte sowie unternehmensbezogene Aspekte wie Investitionen und Beschäftigung mit dem E-PuMA-Modell untersucht. Die Studie schließt mit Handlungsempfehlungen bzw. Lösungsvorschlägen.

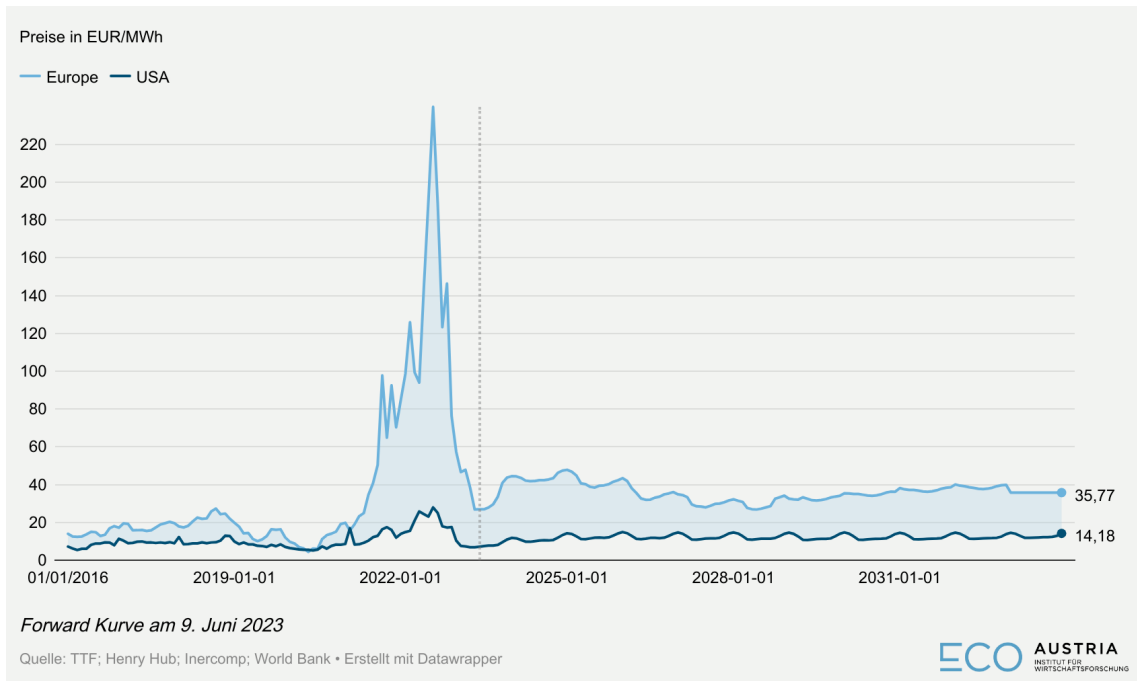
2. Ausgangssituation auf den Energiemärkten

Der Krieg in der Ukraine hat zu erheblichen Verwerfungen auf den Rohstoffmärkten geführt. So haben sich viele wesentliche Energieträger deutlich verteuert. Besonders ausgeprägt war dies bei Erdgas aufgrund der hohen Bedeutung Russlands für die Versorgung in Europa. Aber auch die Preise für Rohöl, Kohle oder Holzprodukte, wie Pellets oder Holzabfälle, haben deutlich angezogen, teilweise auch aus Gründen, die mit der Situation in Russland nichts tun haben. Die Erhöhung der Rohstoffpreise hat sich auch im Strompreis niedergeschlagen. Die Entwicklung im letzten Jahr hat gezeigt, dass Europa hinsichtlich der Energieabhängigkeit sehr verwundbar ist und die Wettbewerbsfähigkeit sehr stark im Zusammenhang mit diesen Energieimporten steht. Dies ist besonders bei Erdgas relevant, da die unterschiedliche örtliche Verfügbarkeit zu sehr unterschiedlichen Preisen etwa in Europa und den USA und damit Produktionskosten führt. Nachfolgend wird die Situation bei Erdgas und Strom für die Vergangenheit und die Zukunft diskutiert und die Problemlage für Österreich bzw. Oberösterreich näher analysiert.

2.1. Erdgas

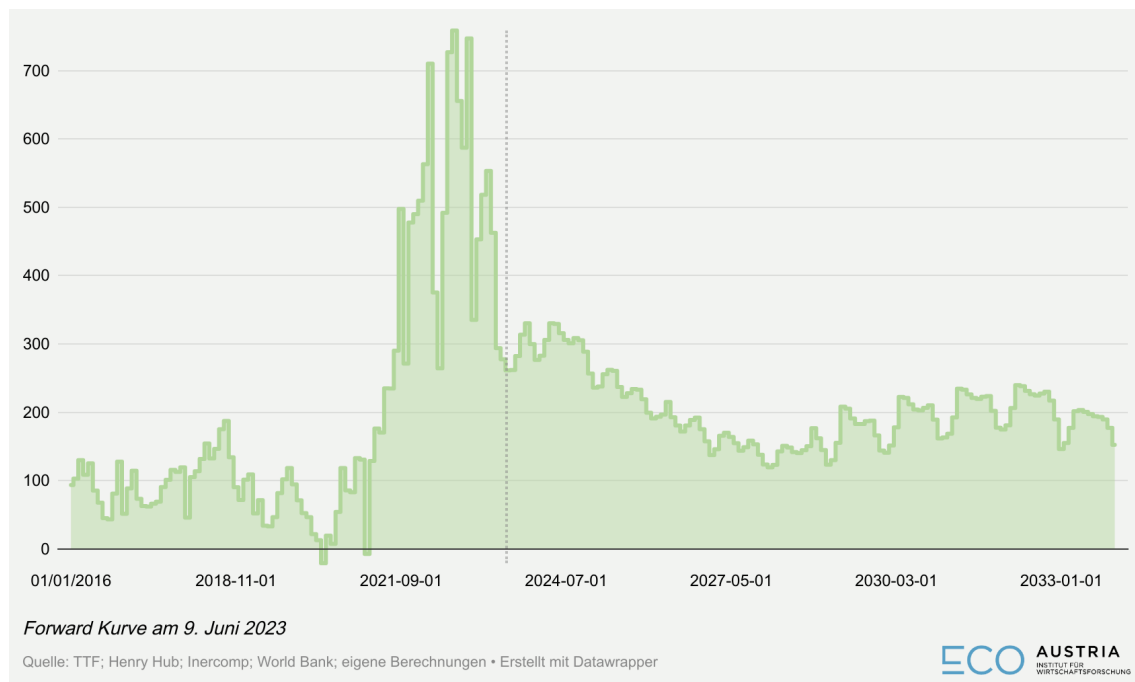
Der Angriff Russlands auf die Ukraine hatte starke Reaktionen auf internationalen Märkten, insbesondere auf Energie- und Rohstoffmärkten, zur Folge. Teilweise schon vor, insbesondere aber unmittelbar nach Beginn der kriegerischen Auseinandersetzungen schnellten die Preise stark nach oben, in ganz besonderem Maße galt dies für Erdgas in Europa. Abbildung 1 zeigt die Preise für Erdgas ab dem Jahr 2006 sowie die Markterwartungen auf den Großhandelsmärkten in Rotterdam (TTF) und Louisiana (Henry Hub). In den Jahren 2006 bis 2021 waren die europäischen Preise zwar schon spürbar höher als die US-amerikanischen, aber diese Unterschiede betrug meistens nicht mehr als 100 Prozent (doppelt so hohe Preise wie in den USA). Auch in den USA erhöhten sich die Preise im Jahr 2022 spürbar, aber der Anstieg fiel in Europa deutlich stärker aus. In der EU ist der Preis immer noch deutlich höher als vor der Krise, auch wenn er seit dem Höchststand von Mitte 2022 zurückgegangen ist. Nach den aktuellen Markterwartungen ist davon auszugehen, dass sich die Preisdifferenz zwischen den USA und Europa in den kommenden zehn Jahren nicht schließen wird und die Unterschiede voraussichtlich langfristig auf einem signifikant höheren Niveau als in der Vergangenheit bleiben. Die letzten verfügbaren „quotes“ für Ende 2033 gehen von einem Preis für eine MWh Erdgas von knapp 36 Euro in Europa und 14 Euro in den USA aus.

Abbildung 1: Erdgaspreise in Europa (TTF) und den USA (Henry Hub)



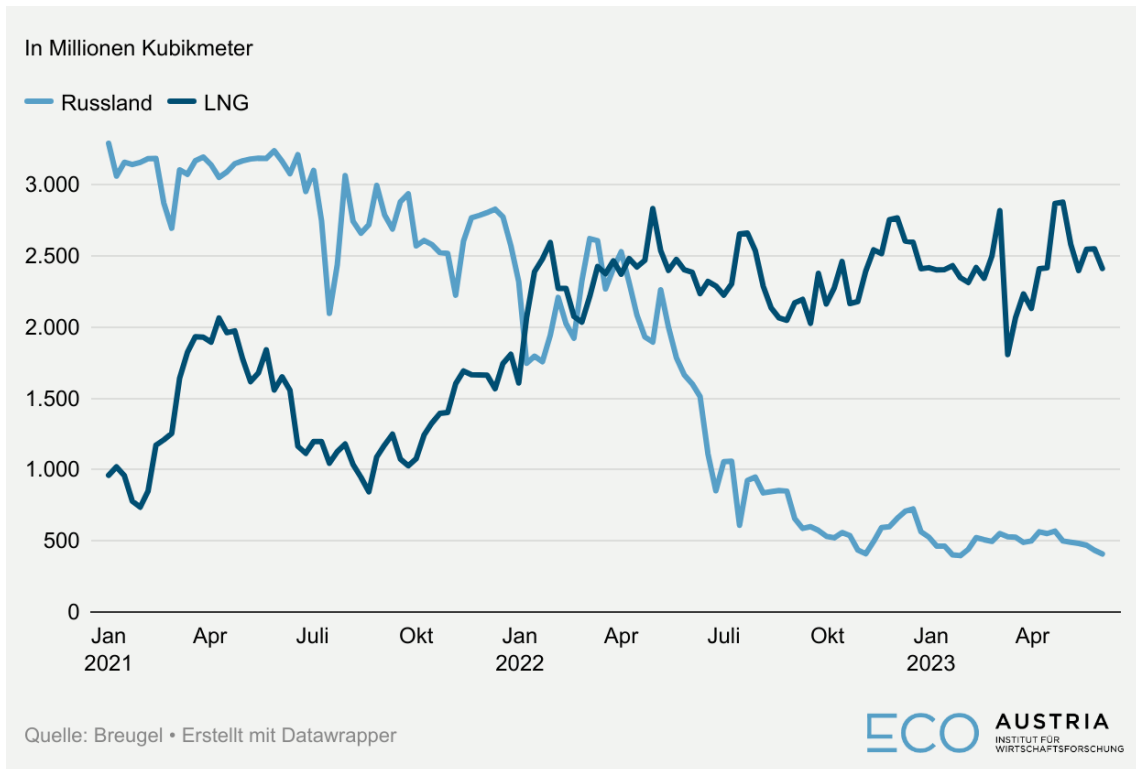
Der Spread in Prozent, das heißt der prozentuelle Unterschied zwischen den Preisen in Europa und den USA, wird in Abbildung 2 gezeigt. Während der Spread in den Jahren 2016 bis 2021 ungefähr 100 Prozent betrug, d.h. die europäischen Preise in etwa doppelt so hoch wie in den USA waren, wird für die Zukunft eine dauerhafte Erhöhung der Spreads gegenüber den USA erwartet, trotz im Vergleich zu 2022 deutlich geringeren Preisen. So wird derzeit erwartet, dass die Preise für Erdgas bis in das Jahr 2033 rund das Dreifache der US-amerikanischen Preise ausmachen werden.

Abbildung 2: Spreads in den Erdgaspreisen zwischen Europa und den USA in Prozent



Wie etwa Sgaravatti et al. (2023) anmerken, bedeutete der massive Anstieg der Strom- und Gaspreise für europäische energieintensive Unternehmen also einen spürbaren Verlust an Wettbewerbsfähigkeit, und es ist zu erwarten, dass ein Teil dieser Auswirkungen persistent bleibt. Trotz großer Unsicherheit über die weitere Entwicklung (Lieferungen aus Russland könnten wieder aufgenommen werden, was zu einem Preisrückgang führen würde, oder ganz ausbleiben, was den gegenteiligen Effekt hätte) ist zu erwarten, dass sich die Situation nicht wesentlich von der heutigen unterscheiden wird, und die EU strukturell stärker auf Flüssigerdgas (Liquefied Natural Gas – LNG) angewiesen sein wird als in der Vergangenheit. Die im Jahr 2022 zusätzlichen LNG-Lieferungen haben etwa die Hälfte des Verlustes der russischen Pipelinelieferungen ersetzt (siehe Abbildung 3).

Abbildung 3: Bruttoimporte von Erdgas aus Russland und von LNG in die EU27

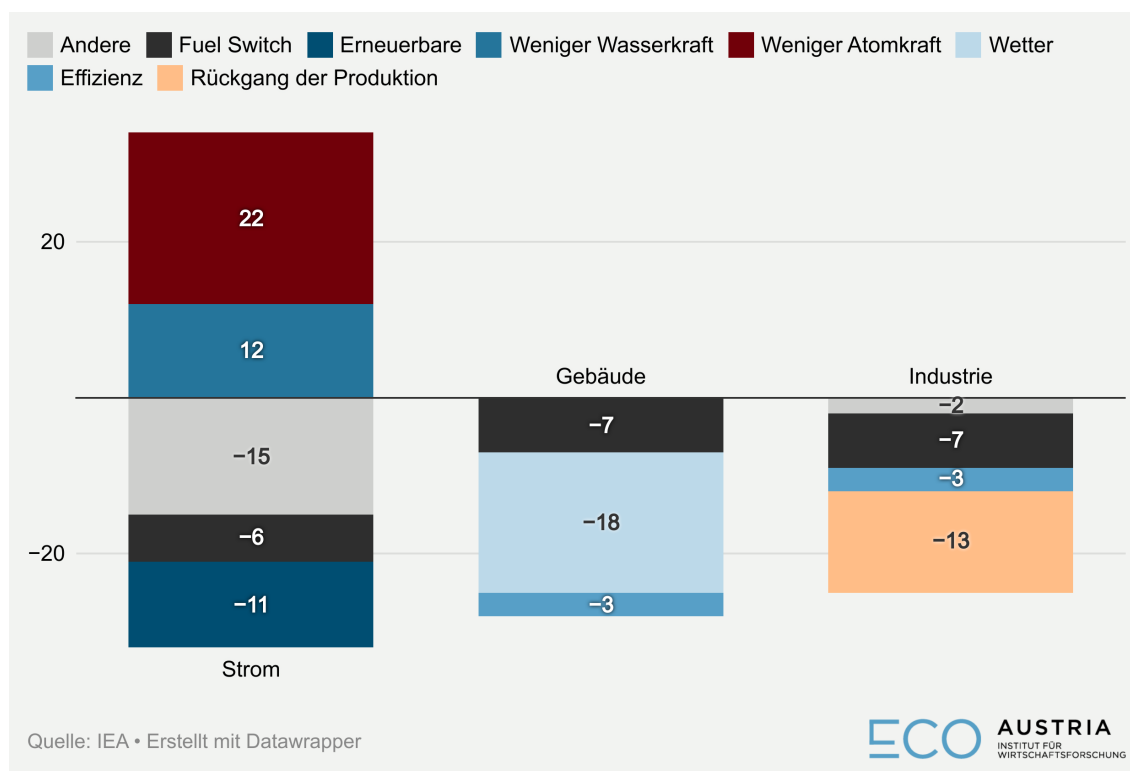


Der wichtigste Grund für die höhere Erwartung des künftigen europäischen Preises ist die Tatsache, dass von einem deutlich höheren Anteil von LNG-Importen als in der Vergangenheit auszugehen ist. Flüssiggas weltweit (etwa an den japanischen Märkten) war im Durchschnitt der Jahre 2017 bis 2021 etwa 30 Prozent teurer als europäisches Pipelinegas, LNG-Lieferungen aus den USA sind pro Einheit 52 Prozent teurer als das durchschnittlich in die EU importierte Pipelinegas (Di Comite und Pasimeni, 2023). Ein wesentlicher Grund dafür liegt in den zusätzlichen Kosten für die energieintensive Verflüssigung und den Transport per Spezialschiff. Außerdem sind Preisunterschiede auf die unterschiedliche Verfügbarkeit alternativer Gasquellen in den jeweiligen Zielmärkten zurückzuführen, die in vielen asiatischen Ländern weniger stark ausgeprägt ist als etwa in der EU vor dem Krieg in der Ukraine. Grundsätzlich war in den vergangenen Jahren weltweit eine stark steigende Nachfrage nach LNG zu beobachten, die mit einer hohen Auslastung der Exportkapazitäten einhergeht. Da die Gasnachfrage insbesondere in Asien, dem bis dato wichtigsten Zielmarkt für LNG, in Zukunft weiter steigen wird, bleibt die Nachfrage nach LNG weltweit auf absehbare Zeit hoch, und damit auch die Preiserwartungen in Europa und Asien (Hüther et al., 2023). Trotz einer Entspannung der Gasversorgung ist daher nicht mit einer Rückkehr zu Vorkrisenpreisen zu rechnen.

Die Rekordpreise im Jahr 2022 haben in Europa zu einem erheblichen Nachfragerückgang geführt. Abbildung 4 zeigt die Veränderung der Nachfrage nach Erdgas in Europa im Jahr 2022 verglichen mit 2021 für die drei Bereiche Stromerzeugung, Gebäude und Industrie. Im Bereich der Stromerzeugung ist die Gasnachfrage sogar etwas gestiegen, was laut der Untersuchung der IEA (2023) auf zwei ungünstige Faktoren zurückzuführen ist: erstens eine reduzierte Stromerzeugung in Atomkraftwerken insbesondere in Frankreich wegen Wartungsarbeiten und

Ausfällen, sowie zweitens der trockenen Witterung, die einer niedrigeren Stromproduktion der Wasserkraftwerke zur Folge hatte. In Summe und trotz Verhaltensänderungen, Fuel Switch (Steigerung der Produktion in Kohlekraftwerken) sowie des Einsatzes zusätzlicher erneuerbarer Energieträger ist die Gasnachfrage in der Stromproduktion um 2 Mrd. Kubikmeter gestiegen.

Abbildung 4: Veränderung der Gasnachfrage in Europa (2022 zu 2021, in Mrd. Kubikmetern)



Der Gebäudesektor verzeichnete einen Rückgang um 28 Mrd. Kubikmeter, der größtenteils wetterbedingt war. Höhere Energieeffizienz und Fuel Switch waren gemeinsam für nur etwa ein Drittel des Rückganges verantwortlich. Auch in der Industrie ist die Nachfrage nach Gas gesunken, und zwar in Summe um etwa 25 Mrd. Kubikmeter, was etwa 25 Prozent der gesamten Nachfrage des Sektors entspricht. Während Effizienz und Fuel Switch mit gemeinsam etwa 10 Mrd. Kubikmeter dazu beigetragen haben, ist der größte Teil auf die Reduktion bzw. die Reallokation der industriellen Produktion zurückzuführen. Wie die IEA (2023) anführt, waren die energieintensiven Industrien die ersten, die auf die Gaspreisschocks in der Europäischen Union reagierten. Mehrere Betriebe drosselten ihre Produktion und importierten in einigen Fällen Produkte von außerhalb der EU, anstatt sie im Inland zu höheren Kosten selbst herzustellen. Dadurch verringerte sich der Bedarf um rund 13 Mrd. Kubikmeter Erdgas, wobei fast die Hälfte dieser Menge auf die Düngemittelindustrie entfiel. Einige Industriezweige verringerten ihren Gasbedarf auch dadurch, dass sie Importe von gasintensiven Vorleistungsprodukten erhöhten, sodass die Gesamtproduktion von Endprodukten weitgehend unverändert blieb.

Die Produktion in einigen energieintensiven Branchen ist im Jahr 2022 bereits signifikant gesunken. In der chemischen Industrie belief sich der Produktionsrückgang gegenüber dem Jahr 2021 auf 6,1 Prozent, in der Metallindustrie auf 4,2 Prozent (siehe auch Sgaravatti et al., 2023).

Nach Angaben der International Fertilizer Association¹ waren im August 2022 rund 70 Prozent der Ammoniakproduktionskapazitäten in der EU außer Betrieb, im Oktober 2022 waren rund 40 Prozent noch immer nicht wieder angelaufen. Produktionseinschränkungen gab es auch in der Stahl- und Aluminiumindustrie, wo die hohen Gas- und Strompreise in den ersten zehn Monaten des Jahres 2022 zu einem Produktionsrückgang um 10 Prozent gegenüber dem gleichen Zeitraum des Jahres 2021 führten. Auch in der Zement-, Glas-, Keramik-, Lebensmittel- und Maschinenproduktion wurde weniger Erdgas verbraucht, obwohl dies in diesen Bereichen größtenteils auf Effizienzsteigerungen und Brennstoffwechsel zurückzuführen ist. Dies erklärt, warum die Industrieproduktion in gasintensiven Sektoren – wie Düngemittel, Stahl und Aluminium – im Jahr 2022 in der EU im Durchschnitt um etwa 8 Prozent zurückging, also weniger als der entsprechende Rückgang ihres Gasverbrauchs. Nichtsdestotrotz hat das Jahr 2022 gezeigt, dass die Reduktion der Produktion bzw. die Verlagerung von Teilen der Wertschöpfungskette in andere Regionen der Welt bereits in vollem Gang ist.

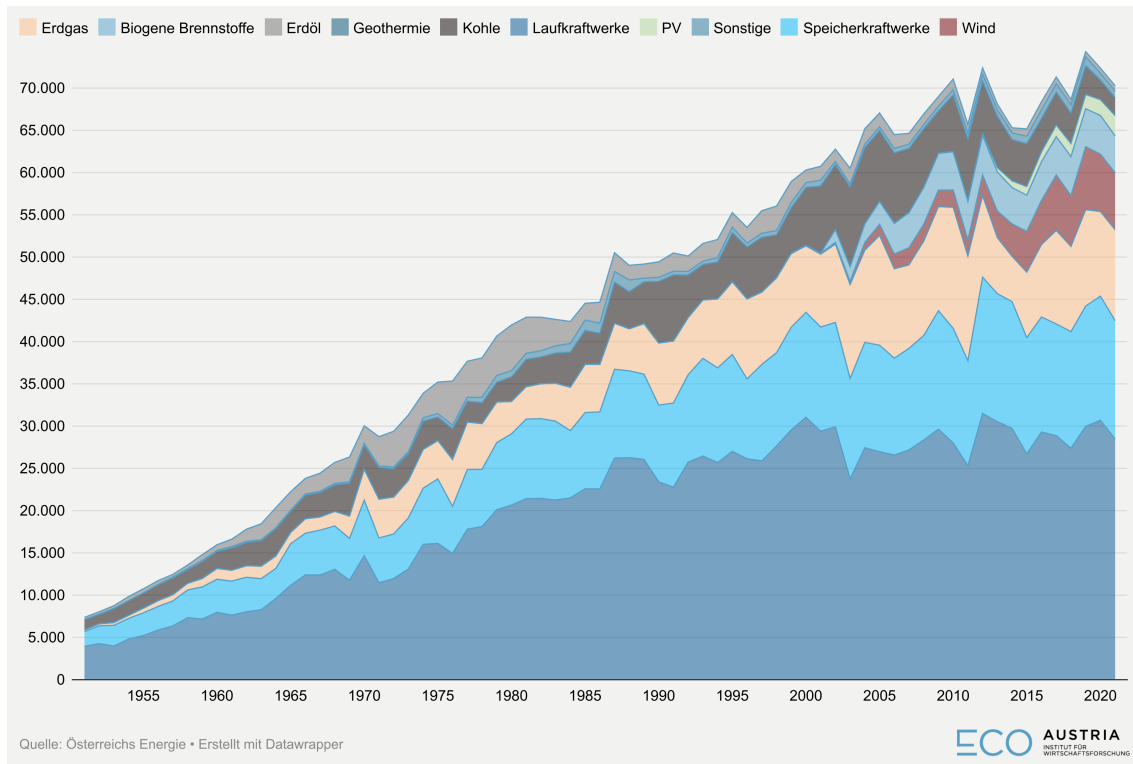
2.2. Strom

Mit dem Anstieg der Erdgaspreise haben auch die Strompreise massiv zugelegt. Österreich ist derzeit insbesondere in den Wintermonaten auf die Erzeugung elektrischer Energie aus Erdgas angewiesen. Die Stromerzeugung ist in den letzten Jahren „grüner“ geworden (siehe Abbildung 5). Im Jahr 2021 stammten 79,6 Prozent des in Österreich erzeugten Stroms aus erneuerbaren Quellen. Nach Daten von Österreichs Energie ist hier vor allem die Wasserkraft (Lauf- und Speicherkraftwerke) mit einem Anteil von 60,4 Prozent zu nennen, gefolgt von Windenergie mit 9,6 Prozent und Photovoltaik mit 3,4 Prozent sowie Strom aus biogenen Brennstoffen mit 6,2 Prozent. Beim Strom aus Wasserkraft stammen 32 Prozent aus Speicher-, die verbleibenden 68 Prozent aus Laufwasserkraftwerken. Die stärksten Zuwachsraten verzeichnete in den letzten Jahren der Bereich Photovoltaik (PV) – hier verdoppelte sich der Zubau zeitweise im Vergleich zu den jeweiligen Vorjahren, sodass die installierte Leistung im Jahr 2022 3,8 Gigawatt peak (GW_{peak})² erreichte, siehe BMK (2023). Nichtsdestotrotz zeigt sich insbesondere seit Anfang der 2000er Jahre ein konstant hoher Anteil von Strom aus Erdgas. Zu erwarten ist, dass mit der fortschreitenden Elektrifizierung der Mobilität, der Wärmebereitstellung und der Produktion im Zusammenhang mit der Dekarbonisierung ein rapider Anstieg des Stromverbrauchs verbunden ist.

¹ <https://www.fertilizer.org>

² Diese Einheit bezeichnet die maximale Leistung von PV-Modulen unter Standardbedingungen.

Abbildung 5: Bruttostromerzeugung in Österreich 1951 bis 2021 (in GWh)



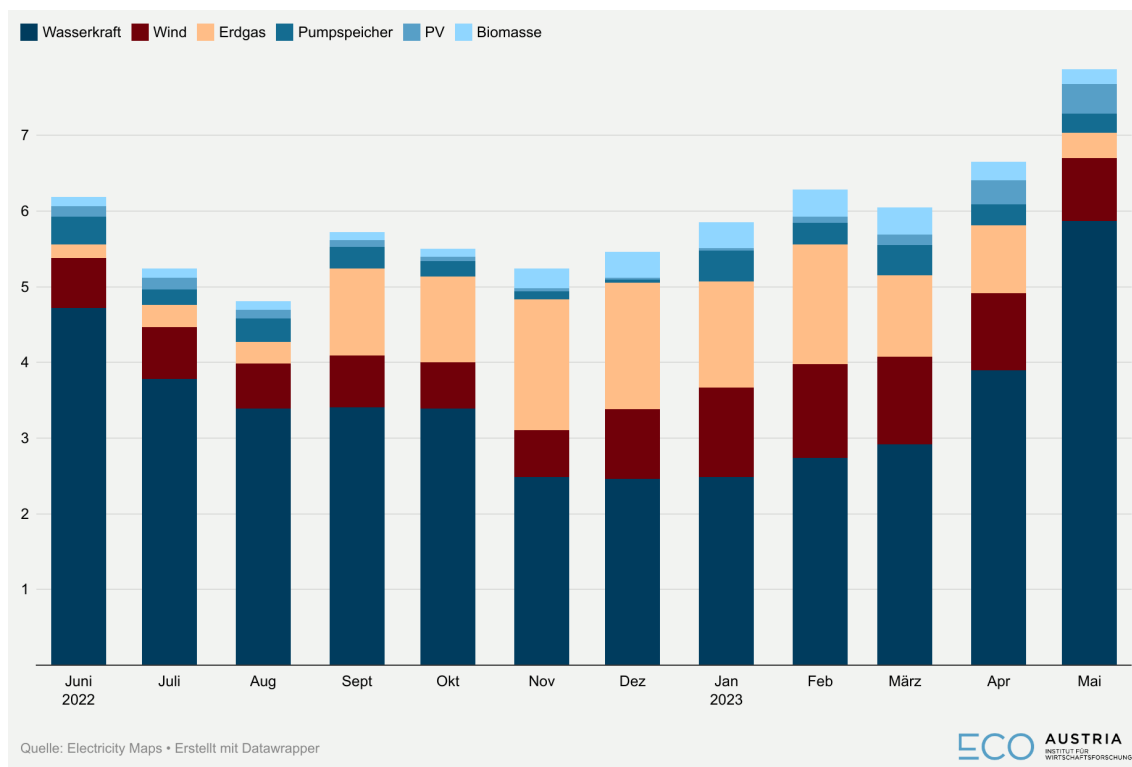
Trotz eines steigenden Anteils der Stromerzeugung aus den erneuerbaren Energieträgern Wind, Sonne, Biomasse und Wasserkraft gibt es weiterhin einen hohen Bedarf nach gesicherter Erzeugungsleistung, die dargebotsunabhängig³ zur Deckung der Residuallast (Residuallast = nachgefragte elektrische Leistung nach Abzug der volatilen erneuerbaren Einspeisung) zur Verfügung steht. Mit dem fortschreitenden Ausbau dargebotsabhängiger Erzeugungskapazitäten wird über das Jahr gesehen zwar immer mehr Strom aus erneuerbaren Energien erzeugt. Gleichzeitig lassen sich Zeiten mit einer besonders niedrigen Einspeisung aus diesen Quellen nicht vermeiden. Das Konzept der „Dunkelflaute“, bei der beispielsweise im Winter eine geringe Erzeugung aus Wasserkraft und Solarenergie auf einen saisonal hohen Strombedarf trifft, muss in der Planung ebenso berücksichtigt werden wie die Thematik der Speicherung von überschüssigem Strom insbesondere im Sommer. Erdgaskraftwerke sind aus derzeitiger Sicht besser geeignet, diese Lücke zu füllen, als andere fossile Quellen wie Kohle oder Erdöl. Dies liegt zum einen an der geringeren CO₂-Intensität von Erdgas im Vergleich zu anderen fossilen Quellen (Kernenergie stellt derzeit aufgrund verfassungsrechtlicher Bestimmungen sowie politischer Mehrheiten für Österreich eine wenig aussichtsreiche Option dar). Zum anderen sind Gaskraftwerke flexibel, weil sie kurze Anlaufzeiten und hohe Bandbreiten bzw. Leistungsänderungsraten der Erzeugung aufweisen.

In Österreich lag der Anteil des aus Erdgas erzeugten Stroms im Jahr 2021 bei 15,3 Prozent, in den Monaten Juni 2022 bis Mai 2023 sogar bei 16,5 Prozent. Darüber hinaus ist eine hohe Variation der Stromerzeugungsquellen übers Jahr zu verzeichnen. Abbildung 6 zeigt die Quellen

³ Das heißt unabhängig von äußeren Einflüssen wie Sonneneinstrahlung, Wind und Wasserständen.

der Stromerzeugung im Zeitraum Juni 2022 bis Mai 2023 auf Monatsbasis. Insbesondere in den Wintermonaten stammt ein erheblicher Anteil der erzeugten elektrischen Energie aus Erdgas. Während der Anteil etwa im Juni 2022 nur 2,9 Prozent betrug, nahm er in den Wintermonaten erheblich zu und betrug im November 2022 beinahe 33 Prozent und im Dezember 2022 knapp über 30 Prozent.

Abbildung 6: Stromerzeugung monatlich zwischen Juni 2022 und Mai 2023 (in GWh)

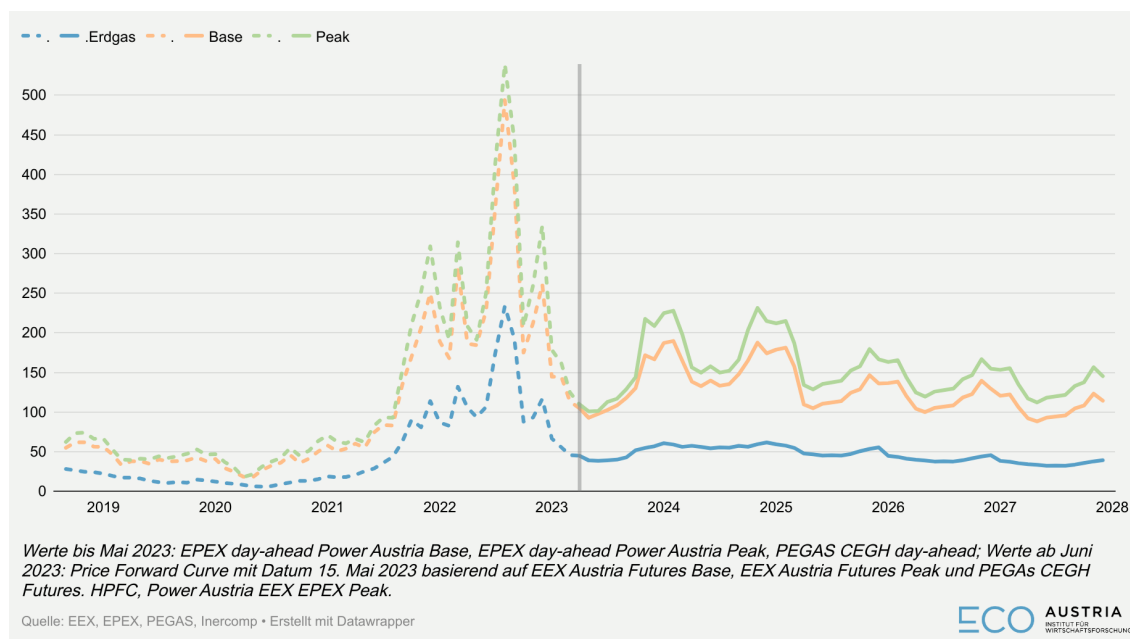


Die Abhängigkeit von Erdgas in der Stromerzeugung führt dazu, dass sich die dauerhaft höheren Erdgaspreise in höheren Preisen für elektrische Energie in Österreich widerspiegeln. Die vergangenen Preise und aktuellen Markterwartungen für Erdgas und elektrische Energie auf den Großhandelsmärkten (Central European Gas Hub und Strombörse EEX) sind in Abbildung 7 dargestellt. Dabei werden die Preise für Erdgas (PEGAS-Vertrag) sowie Base- und Peak-Lieferungen für Strom in Österreich abgebildet.⁴ Es zeigt sich, dass die Preiserwartungen für elektrische Energie mittelfristig signifikant über den Niveaus der letzten Jahre liegen. Base-Lieferungen wurden in den Jahren 2018 bis Mitte 2021 um knapp über 40 €/MWh angeboten, für Peak lag der Preis im Durchschnitt bei etwas über 50 €/MWh. Die Preiserwartungen ab Juni 2023 liegen signifikant höher zwischen 100 und 250 €/MWh mit einer hohen saisonalen Variation, die auf das hohe Gewicht der Erdgaspreise in den Markterwartungen hindeutet. Im Schnitt liegt der Preis für 2024 bei knapp 160 €/MWh für einen Base- und 186 €/MWh für einen Peakvertrag, und die Preise gehen auch in der Folge nur langsam nach unten. Insbesondere im Winter 2023/24

⁴ Base entspricht einer Lieferung mit gleichbleibender Leistung (in MW) 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.

und 2024/25 spiegelt sich die große Unsicherheit eines ausreichenden Angebots an Erdgas in den erwarteten Preisen wider.

Abbildung 7: Vergangene Preise und Markterwartung der Preise für Erdgas und Strom (in €/MWh) bis 2028

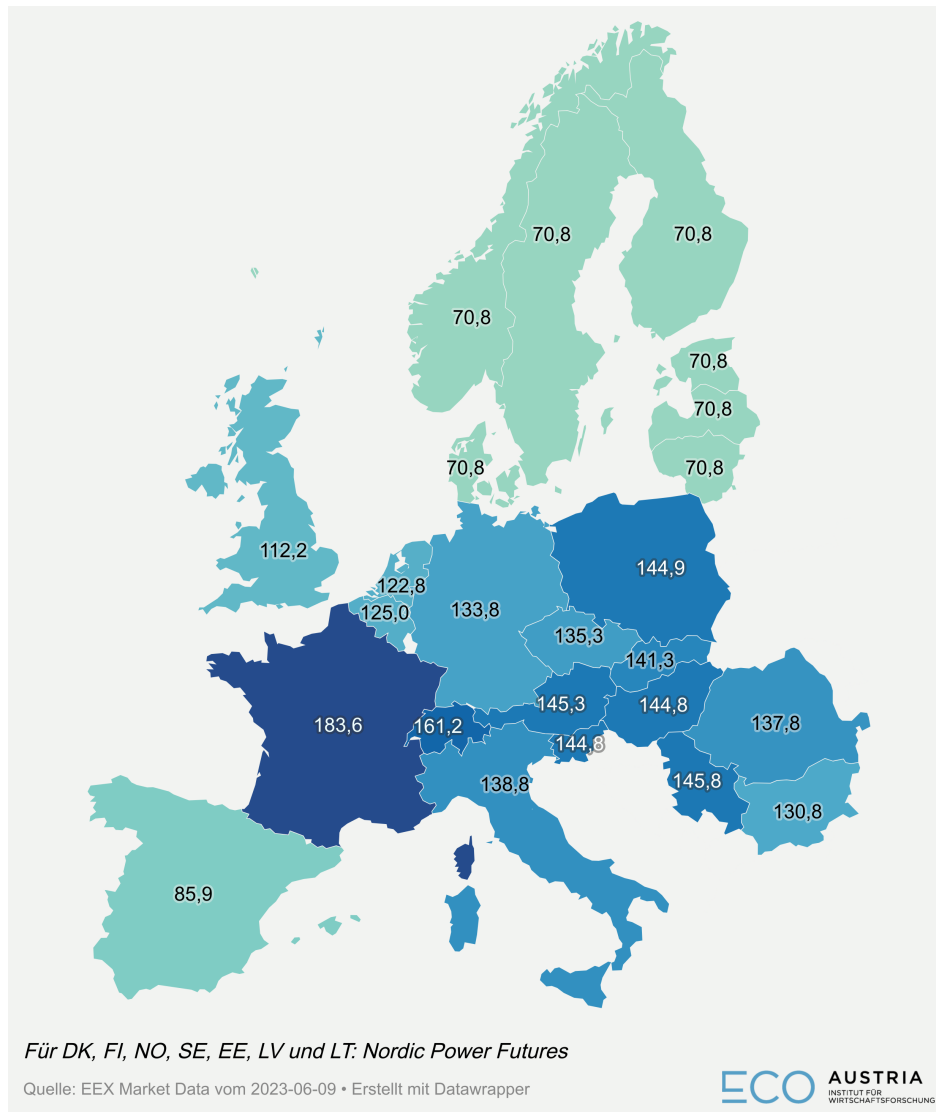


Während die Unsicherheit bzgl. des Angebots an Erdgas die Strommärkte in ganz Europa mitbestimmt, ist Österreich aufgrund des hohen Anteils an Gasimporten aus Russland besonders betroffen. Somit entsteht nicht nur ein Wettbewerbsnachteil gegenüber USA und Asien, sondern auch innerhalb Europas. Strompreise sind, anders als die Gaspreise, regional stark unterschiedlich und von den jeweiligen „Bidding-Zonen“ (Gebotszonen) abhängig.⁵ Die Preise für Jahreslieferungen im Jahr 2024 in europäischen Gebotszonen sind in Abbildung 8 dargestellt. Unter den betrachteten Ländern weist Österreich derzeit den vierthöchsten Preis hinter Frankreich, Schweiz und fast gleichauf mit Serbien auf. Besonders deutlich ist der Abstand zu den skandinavischen Ländern sowie Spanien, die nur etwa halb so hohe Preise aufweisen. Der Abstand zu Deutschland macht knapp 10 Prozent aus. Diesen Spread zu Deutschland gibt es allerdings erst seit der Trennung der Gebotszonen im Jahr 2018. Der Spread lag nach der Auftrennung meist bei drei bis vier Euro pro MWh, der Preisunterschied ist im Jahr 2022 allerdings auf über 30 Euro je MWh angewachsen. Der Kostenunterschied, der Österreich dadurch entstanden ist, lässt sich für 2022 mit 1,9 Mrd. Euro beziffern.⁶

⁵ Eine Gebotszone ist das größte geografische Gebiet, in dem die Marktteilnehmer ohne Kapazitätszuweisung elektrische Energie austauschen können. Derzeit sind die Gebotszonen in Europa meist durch nationale Grenzen definiert.

⁶ <https://www.derstandard.at/story/2000144392733/oesterreich-droht-milliardennachteil-durch-rausfall-aus-deutscher-strompreiszone>

Abbildung 8: EEX-Strompreise für 2024 (Baseload) in €/MWh



2.3. CO₂-Zertifikate

Ein zusätzliches Element, das die europäische energieintensive Produktion im Vergleich zur Konkurrenz aus den USA und Asien belastet, sind die CO₂-Preise im Zusammenhang mit dem europäischen Emissionshandelssystem EU-ETS (Emissions Trading System). Abbildung 9 zeigt die vergangene Preisentwicklung sowie die derzeitigen Markterwartungen für EU-ETS-Zertifikate. Nach einer langen Phase niedriger Preise bewegen sich diese bereits seit 2018 und insbesondere seit 2021 deutlich nach oben. Dies hat erstens mit der gestiegenen Nachfrage nach industrieller Produktion nach den Corona-Lockdowns zu tun und zweitens mit dem Beginn von Phase IV des EU-ETS (2021 – 2030), in welcher die jährliche Reduktion der Zertifikate beschleunigt und die Gratis-Zuteilung reduziert wird, bzw. der Erwartung einer weiteren Reduktion der Anzahl der Zertifikate im Rahmen des „Fit-for-55“-Pakets. Drittens kann der Preisanstieg auch mit gestiegenen Vermeidungskosten in Zusammenhang stehen. An den Futures-Märkten werden dementsprechend für die Zukunft steigende ETS-Preise erwartet. Auch die wissenschaftliche Literatur untersucht mögliche Preisanstiege im EU-ETS. So kommen etwa Pietzker et al. (2021)

zu dem Ergebnis, dass die CO₂-Preise in einem ambitionierten Reduktionsszenario auf 129 Euro je Tonne CO₂ im Jahr 2030 steigen und bis 2050 sogar über 300 Euro erreichen werden (siehe Abbildung 10, „ambitious“ Szenario (AMB) und „reference“ Szenario (REF)). Wie Sgaravatti et al. (2023) anmerken, können Maßnahmen zur Bewältigung der aktuellen Energiepreiskrise nicht losgelöst von den umfangreichen klimapolitischen Maßnahmen in diesen Sektoren diskutiert werden. In einigen Produktionsprozessen entsprechen die Kosten der Zertifikate einem hohen Anteil des Produktverkaufspreises. So wird beispielsweise eine Tonne Wasserstoff, die mittels Erdgas hergestellt wird, um 1500 Euro gehandelt, während die mit der Wasserstoffherzeugung verbundenen 10 Tonnen Kohlendioxidemissionen bei einem Zertifikate-Preis von 100 Euro je Tonne CO₂ 1000 Euro ausmachen (Sgaravatti et al., 2023).

Abbildung 9: Vergangene und erwartete Preise für EU-ETS Zertifikate (in Euro je Tonne CO₂)

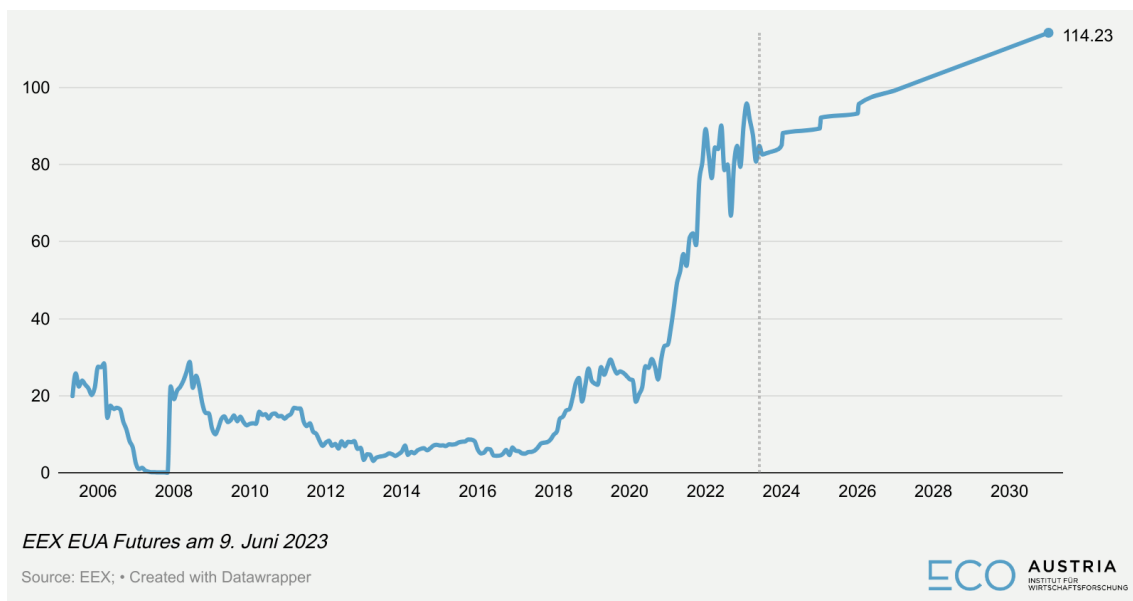
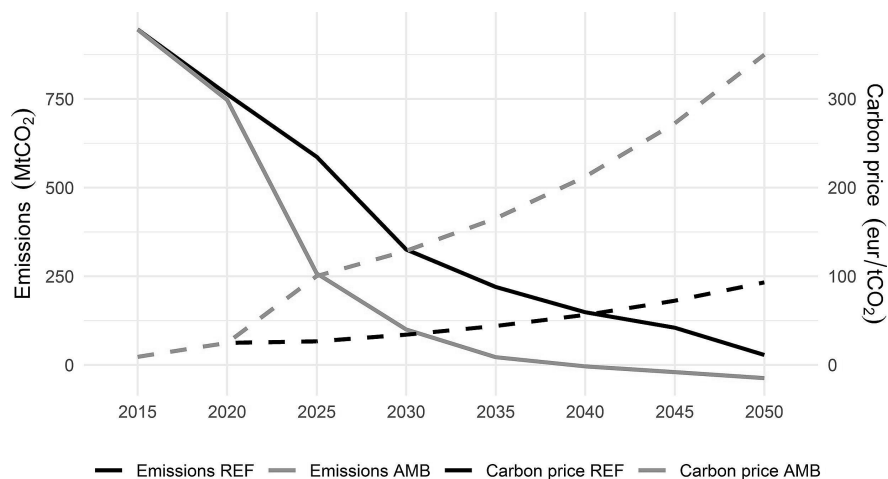


Abbildung 10: Prognose der EU-ETS-Preise (Pietzcker et al., 2021)



3. Energieverbrauch in Oberösterreich

Informationen zum Energieverbrauch Oberösterreichs können der regionalen Energiebilanz von Statistik Austria entnommen werden. Die Energiebilanz enthält Informationen über das Aufkommen und den Einsatz von Energieträgern in spezifischen Mengeneinheiten (Tonnen, Liter, m³, etc.) oder energetischen Einheiten (TJ, MWh). Die Energieträger werden in der Energiebilanz nach dem sogenannten Inlandsprinzip erfasst. 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, wird dies hier dem oberösterreichischen Energieverbrauch zugerechnet.

Gesamter Energieverbrauch

Die Entwicklung von Oberösterreichs gesamtem Energieverbrauch (d. h. von allen Energieträgern) seit 2000 ist in Abbildung 11 dargestellt. Dabei handelt es sich um den sogenannten Bruttoinlandsverbrauch, der sich aus dem energetischen und dem nicht-energetischen Endverbrauch, Transportverlusten, dem Verbrauch des Sektors Energie sowie dem Umwandlungseinsatz abzüglich des Umwandlungsausstoßes⁷ von Energie ergibt. Mit dem Berücksichtigen des Umwandlungsausstoßes werden Doppelzählungen vermieden, etwa dann, wenn der Energieträger Erdgas zur Stromerzeugung und dieser Strom wiederum von VerbraucherInnen für den Endverbrauch verwendet wird. Auf der Aufkommenseite wird diese Energie über Primärproduktion (d. h. die inländische Erzeugung von Rohenergie), (Netto-)Importe aus dem Ausland oder einem anderen Bundesland sowie Lagerstandsänderungen aufgebracht.

Der Energieverbrauch Oberösterreichs hat in den 2000er-Jahren von 295.200 TJ im Jahr 2000 auf 346.700 TJ im Jahr 2008 deutlich zugenommen. Seit 2008 zeigt sich im Wesentlichen eine Seitwärtsbewegung. Im Jahr 2021 betrug der Bruttoinlandsverbrauch 349.100 TJ, Daten für 2022 sind aktuell noch nicht verfügbar. In Abbildung 11 erkennt man gewisse Schwankungen bzw. einen rückläufigen Energieverbrauch in den Jahren 2009 (Wirtschaftskrise), 2018 (u. a. im Zusammenhang mit der milden Witterung und einem Wartungsstillstand eines Hochofens) sowie 2020 (Covid-19). Die heimische Primärproduktion, die ebenfalls in Abbildung 11 dargestellt ist, beträgt in Oberösterreich jährlich rund 100.000 TJ, im Jahr 2021 belief sie sich auf 106.400 TJ. Der Vergleich mit dem Verbrauch macht deutlich, dass Oberösterreich eine große Menge an Energie (netto) importiert. Bei der Primärproduktion spielen insbesondere biogene Brenn- und Treibstoffe (37.300 TJ), Wasserkraft (33.600), Scheitholz (11.400), brennbare Abfälle (9.900) und Umgebungswärme eine größere Rolle.

⁷ 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 die Menge des eingesetzten Erdgases der Umwandlungseinsatz, die erzeugte elektrische Energie der Umwandlungsausstoß.

Abbildung 11: Gesamtenergiebilanz Oberösterreichs 2000 – 2021, in Tsd. TJ

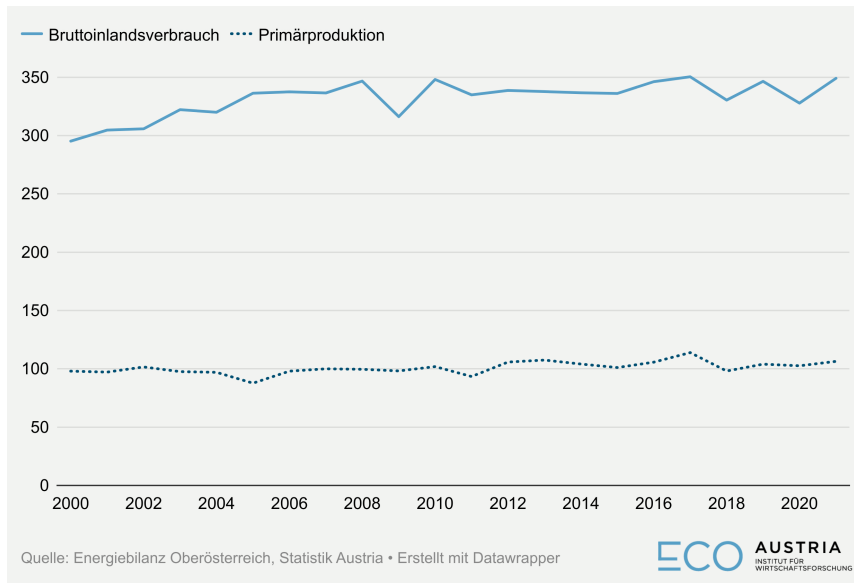


Abbildung 12: Gegenüberstellung Energieverbrauch, reales Bruttoregionalprodukt und Treibhausgasemissionen Oberösterreichs 2000 – 2021 (2000 = 100)

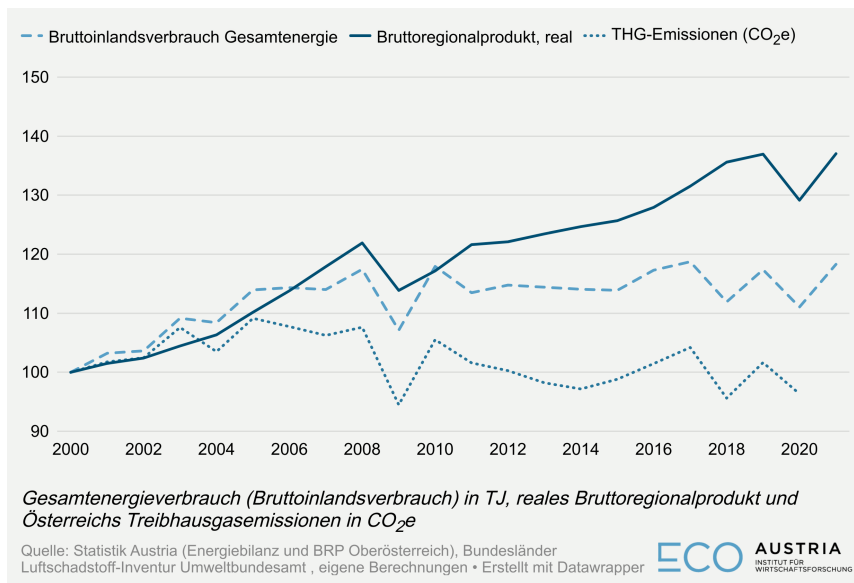
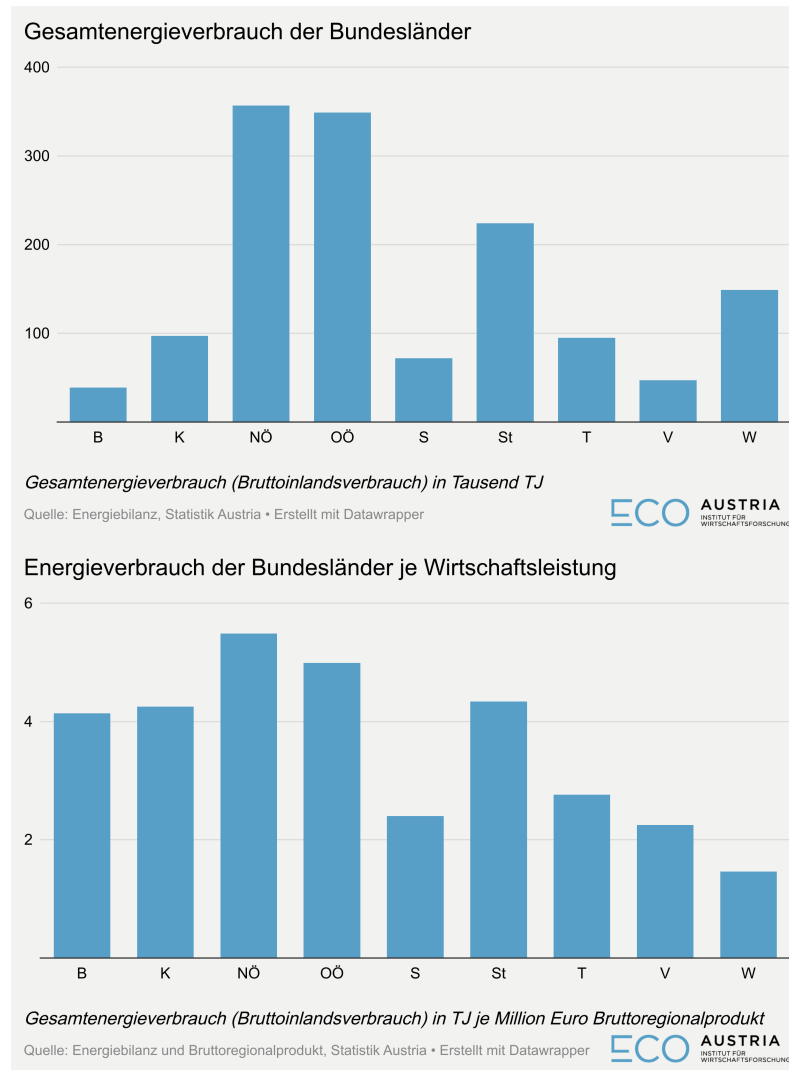


Abbildung 12 stellt die Entwicklung der Wirtschaftsleistung, des Energieverbrauchs und der Treibhausgasemissionen Oberösterreichs gegenüber. Der Anstieg des Energieverbrauchs von 295.200 TJ (2000) auf 349.100 TJ im Jahr 2021 beträgt 18,3 Prozent. Das reale Bruttoregionalprodukt ist 2021 um 37 Prozent höher als 2000 (dies entspricht einem Wachstum um durchschnittlich 1,5 Prozent pro Jahr). Gesamtwirtschaftlich hat damit das Bruttoregionalprodukt pro verbrauchter Energieeinheit um 16 Prozent zugenommen. Oberösterreichs Treibhausgasemissionen betragen im Jahr 2000 22,4 Mio. Tonnen CO₂e-Äquivalente (CO₂e). Der höchste Wert wurde 2005 mit 24,5 Mio. t CO₂e erreicht, was einem Anstieg um 9 Prozent seit 2000 entspricht. Aktuell liegen sie mit rund 22 Mio. Tonnen in etwa gleich hoch wie im Jahr 2000. Somit lässt sich festhalten, dass es in Oberösterreich zumindest

gelingen ist, die Entwicklung der Treibhausgasemissionen vom realen Trendwachstum der Wirtschaft zu entkoppeln.

Abbildung 13: Gesamtenergieverbrauch der Bundesländer absolut und relativ zum Bruttoregionalprodukt 2021



Der Gesamtenergieverbrauch der österreichischen Bundesländer ist sehr unterschiedlich. Den höchsten Wert weisen Niederösterreich und Oberösterreich mit 357.200 bzw. 349.100 TJ im Jahr 2021 auf, gefolgt von der Steiermark mit 224.000 und Wien mit 149.300 TJ, siehe Abbildung 13.⁸ Im Allgemeinen ist der Energieverbrauch naturgemäß in den größeren Bundesländern deutlich höher. Im unteren Teil von Abbildung 13 wird der Energieverbrauch auf das Bruttoregionalprodukt bezogen. Dividiert man Oberösterreichs Energieverbrauch von 349.100 TJ durch das Bruttoregionalprodukt von 70 Mrd. Euro, so ergibt sich ein Verbrauch von 4,99 TJ Energie je Mio.

⁸ Zwei wesentliche Faktoren für den höheren Energieverbrauch Niederösterreichs sind Umwandlungsverluste (das heißt höherer Umwandlungseinsatz als Umwandlungsausstoß) beim Energieträger Öl im Ausmaß von 22.500 TJ (insbesondere in Raffinerien) sowie der nichtenergetische Verbrauch von Öl im Ausmaß von 58.300 TJ (hier ist insbesondere der Verbrauch von Naphtha in der in der chemischen Industrie relevant). Diese wirken etwa dem höheren Verbrauch von Kohle in Oberösterreich entgegen.

Euro Wertschöpfung. Wiederum weist Niederösterreich mit 5,49 TJ einen höheren Wert auf. Am unteren Ende der Energieintensität findet sich Wien mit 1,46 TJ je Mio. Euro Wertschöpfung, was insbesondere durch den hohen Dienstleistungsanteil zu begründen ist. Das bedeutet, dass in Niederösterreich und Oberösterreich der Energieverbrauch deutlich höher als in anderen Bundesländern ist und diese beiden Bundesländer damit stärker von den Energiepreisentwicklungen betroffen sind.

Verbrauch nach Energieträgergruppen

In Abbildung 14⁹ ist Oberösterreichs Bruttoinlandsverbrauch von Energie in den Energieträgergruppen Kohle, Öl, Gas, Erneuerbare, Abfälle und Stromimporte zusammengefasst.¹⁰ Insbesondere die vier Gruppen Kohle, Öl, Gas und erneuerbare Energieträger sind bedeutend. In diesem Zusammenhang ist noch einmal darauf hinzuweisen, dass für den Bruttoinlandsverbrauch der Verbrauch (d. h. energetischer und nicht-energetischer Endverbrauch, Verbrauch des Sektors Energie und Transportverluste) plus Umwandlungseinsatz minus Umwandlungsausstoß gerechnet wird. 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. Aus diesem Grund wird der Stromverbrauch weiter unten in Abbildung 16 (ohne Subtraktion des Umwandlungsausstoßes) noch getrennt ausgewiesen.

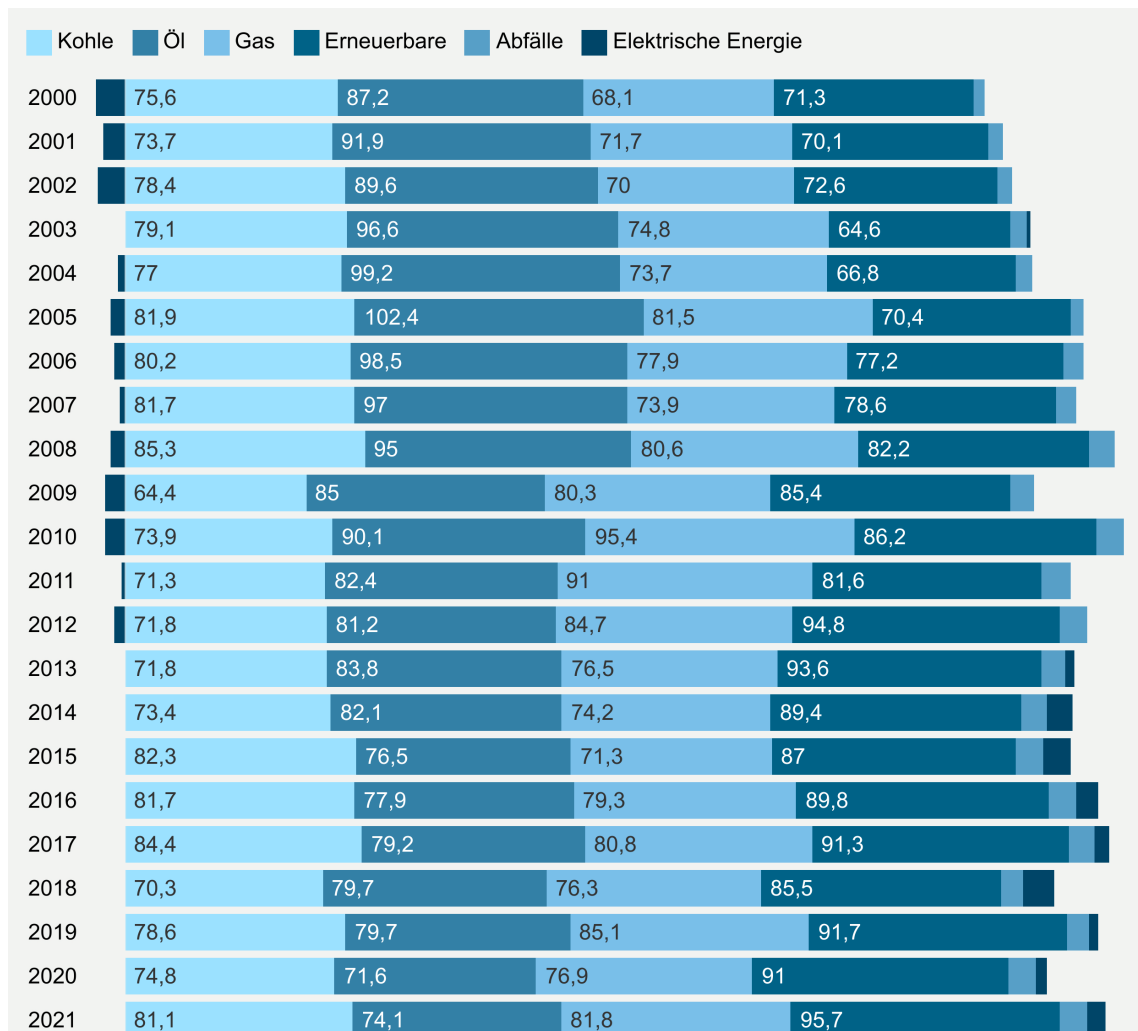
Im Jahr 2021 sind in Oberösterreich insbesondere vier Energieträgergruppen relevant für den Bruttoinlandsverbrauch. Von den insgesamt 349.100 TJ entfallen 95.700 auf Erneuerbare, 81.800 auf Gas, 81.100 auf Kohle und 74.100 auf Öl. Im Vergleich dazu ist der Verbrauch von Abfällen (9.900 TJ) und der Netto-Import von elektrischer Energie (6.500 TJ) gering. Im zeitlichen Verlauf hat insbesondere der Verbrauch von erneuerbarer Energie von 71.300 TJ im Jahr 2000 auf 95.700 TJ 2021 deutlich zugenommen. Der Verbrauch von Gas ist von knapp 70.000 TJ auf etwas über 80.000 TJ ebenfalls angewachsen. Auch der Kohleverbrauch steigt leicht. Im Gegensatz dazu hat der Verbrauch von Öl seit 2005 von mehr als 100.000 TJ auf rund (bzw. in den beiden von Corona geprägten Jahren 2020 und 2021 unter) 80.000 TJ signifikant abgenommen. In der mittel- und längerfristigen Entwicklung wirkt 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

⁹ Das Burgenland, Salzburg, Tirol und Kärnten exportierten mehr Strom, als sie importierten. Diese Bundesländer sind daher in Abb. 14 und 15 mit einem negativen Bruttoinlandsverbrauch von Strom dargestellt.

¹⁰ 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.

produziert, das heißt, es kommt zu Netto-Importen. Davor war Oberösterreich ein Netto-Stromexporteur.

Abbildung 14: Energieverbrauch Oberösterreichs nach Energieträgergruppen, 2000 – 2021, in Tsd. TJ

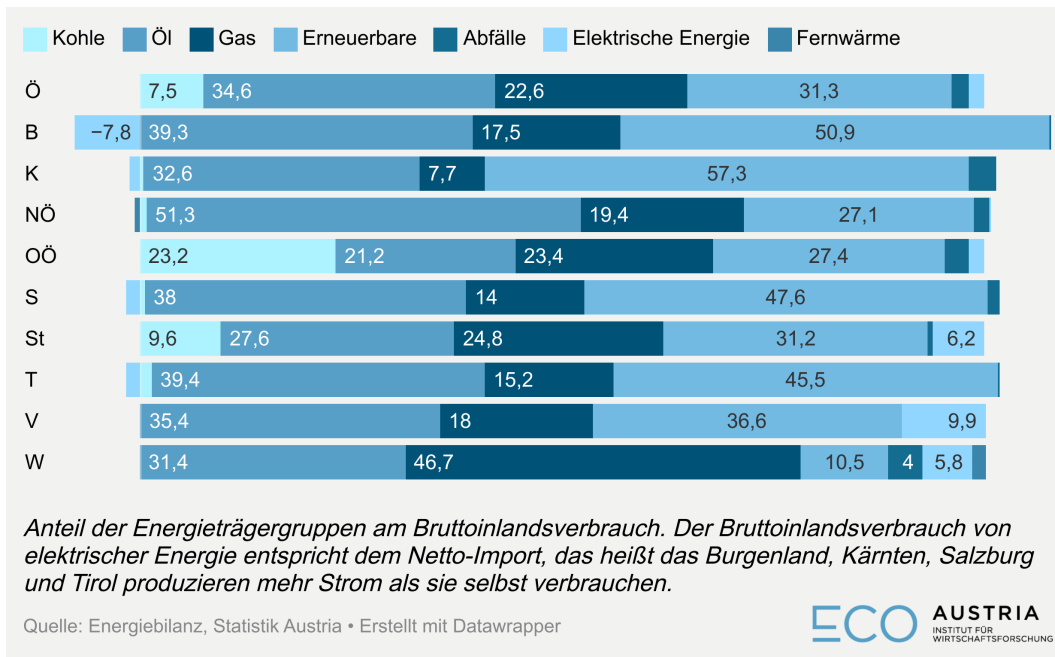


Bruttoinlandsverbrauch nach Energieträgergruppen. Der Bruttoinlandsverbrauch von elektrischer Energie entspricht dem Netto-Import, das heißt bis 2012 hat Oberösterreich mehr Strom produziert als selbst verbraucht.

Quelle: Energiebilanz Oberösterreich, Statistik Austria • Erstellt mit Datawrapper

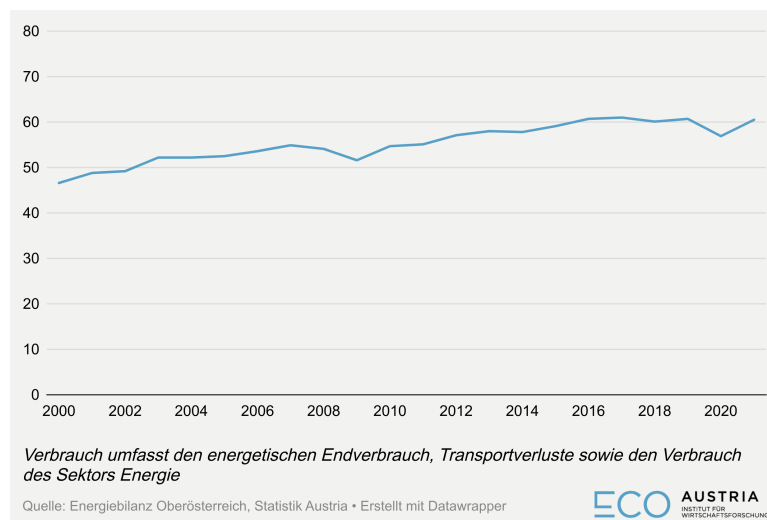
Die Anteile der verschiedenen Energieträgergruppen am jeweiligen Bruttoinlandsverbrauch der neun Bundesländer bzw. Österreichs sind in Abbildung 15 dargestellt. Wie schon diskutiert, ist in Oberösterreich der Verbrauch von Kohle (23,4 Prozent), Gas (21,2 Prozent), Öl (23,4 Prozent) und erneuerbarer Energie (27,4 Prozent) jeweils ähnlich hoch. Im Vergleich zu den anderen Bundesländern sticht vor allem der hohe Kohleverbrauch ins Auge. Nur die Steiermark hat mit einem Anteil von knapp 10 Prozent ebenfalls einen relevanten Verbrauch an Kohle, in allen anderen Ländern ist er von untergeordneter Bedeutung. Der hohe Anteil in Oberösterreich (und der Steiermark) ist auf die große Bedeutung der Metallherzeugung zurückzuführen.

Abbildung 15: Anteile der Energieträgergruppen am gesamten Bruttoinlandsverbrauch in den Bundesländern, 2021



Ergänzend 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 nicht abgezogen). Dieser Verbrauch hat seit 2000 fast fortlaufend zugenommen, lediglich im Zusammenhang mit der Wirtschaftskrise 2009 und der Covid-19-Krise 2020 zeigt sich ein spürbarer Rückgang zum jeweiligen Vorjahr. Insgesamt ergibt sich im betrachteten Zeitraum ein Anstieg von 46.600 TJ im Jahr 2000 auf 60.500 TJ im Jahr 2021. Der Anstieg ist damit mit 30 Prozent stärker als der Energieverbrauch insgesamt, aber dennoch schwächer als jener des realen Bruttoregionalprodukts (BRP), vergleiche Abbildung 12.

Abbildung 16: Stromverbrauch in Oberösterreich 2000 – 2021, in Tsd. TJ



4. Wirtschaftliche Effekte hoher Energiepreise für Oberösterreich

Die vorangegangene Analyse hat aufgezeigt, dass die industriell geprägte Wirtschaftsstruktur Oberösterreichs mit einem überdurchschnittlichen Energieeinsatz zur Generierung der Wertschöpfung verbunden ist. Dementsprechend ergibt sich daraus, dass die oberösterreichischen Unternehmen einer deutlichen Steigerung der Produktionskosten ausgesetzt sind. Insbesondere die exportorientierte Wirtschaft steht einer großen Herausforderung gegenüber, insofern die Kostensteigerungen in Oberösterreich stärker als im internationalen Umfeld ausfallen. Auf mittlere und längere Frist stellen sich die Fragen der Standortqualität und der Wettbewerbsfähigkeit. In diesem Abschnitt wird der Frage nachgegangen, was hohe Energiepreise für die oberösterreichische Wirtschaft, den Arbeitsmarkt und die privaten Haushalte bedeuten.

Um die wirtschaftlichen Folgen der Energiepreissteigerungen zu ermitteln, wird das Makromodell E-PuMA herangezogen. Das Modell ist eine Erweiterung des regelmäßig bei EcoAustria verwendeten PuMA-Modells und bildet zusätzlich zum Unternehmensbereich, zum Arbeitsmarkt und zum öffentlichen Sektor den Energiebereich detailliert ab. Sowohl das Angebot als auch die Nachfrage nach Energie werden, differenziert nach Energieträgern, explizit modelliert. Damit lassen sich die wesentlichen Zusammenhänge, die mit der Energiepreisentwicklung verbunden sind, ermitteln und darstellen.¹¹ Prinzipiell ist das E-PuMA-Modell für die österreichische Volkswirtschaft kalibriert. Mittels detaillierter Daten zum Verbrauch verschiedener Energieträger für Oberösterreich auf Basis der Energiebilanz und der regionalen Gesamtrechnung, beide von Statistik Austria, werden die Ergebnisse auf die oberösterreichische Wirtschaft ermittelt. Anzumerken ist, dass aktuell nur eingeschränkt Informationen darüber vorliegen, wie sich das Verhalten von Unternehmen und privaten Haushalten mittel- und längerfristig bei derart ausgeprägten Preiserhöhungen anpasst. Empirische Untersuchungen zu dieser Frage basieren in der Regel auf moderateren Preisveränderungen. Die gleichzeitig stattfindende Erhöhung insbesondere von Gas- und Strompreisen schränkt zudem die Möglichkeiten zur Substitution zwischen diesen beiden Energieträgern deutlich stärker ein, als wenn nur einer der beiden Energieträger betroffen wäre.

Der Analysezeitraum umfasst die Jahre 2022 bis 2030, ist also mittel- bis längerfristig. Die Entwicklung der Preise und auch die Preisermutungen auf den Gas- und Elektrizitätsmärkten weisen zwar auf eine gewisse Beruhigung und ein Abklingen des enormen Preisauftriebs im letzten Jahr hin. Dennoch dürften die Preise für die beiden Energieträger auch auf längere Frist deutlich über den Preisniveaus in anderen Teilen der Welt (insbesondere USA und China) verharren, als dies vor dem Krieg in der Ukraine der Fall war.

Die Analyse sieht zwei Szenarien vor. Das Hauptszenario basiert auf den Future-Preisen der beiden Energiemärkte. Es wird also davon ausgegangen, dass die derzeit bestehenden Preisermutungen eintreten und sich die Energiepreise wieder entspannen. In dem an dieser

¹¹ Berger und Strohner (2020) liefern eine ausführliche Modelldokumentation des PuMA-Modells, die Erweiterungen um die Bereiche Energie und Klima sind in Berger und Strohner (2022) beschrieben. Eine kurze Beschreibung des Modells findet sich im Appendix.

Stelle diskutierten Alternativszenario wird unterstellt, dass sich die Preisentwicklung weniger deutlich entspannt. Es wird davon ausgegangen, dass Preise auf den Energiemärkten auf dem Niveau für Lieferungen für das Jahr 2024 verharren. Dementsprechend werden die negativen wirtschaftlichen Folgen in diesem zweiten Szenario spürbar kräftiger ausfallen, und die Wettbewerbsfähigkeit wird sich in stärkerem Ausmaß verringern. Die unterstellte Preisentwicklung nach 2024 basiert nicht auf einem dahinterliegenden Energiemarktszenario, sondern soll insbesondere dazu dienen, die Folgen höherer Energiepreise zu verdeutlichen.


4.1. Zugrunde liegende Annahmen und berücksichtigte öffentliche Maßnahmen

Für die Analyse der Auswirkungen des mit dem Ukraine-Krieg verbundenen Energiepreisanstiegs ist eine Prognose der Preisentwicklung im betrachteten Zeitraum notwendig. Um ein umfassenderes Bild zu bieten, werden neben den Preissteigerungen für die beiden kostenmäßig bedeutendsten Energieträger Erdgas und Strom auch jene für andere Energieträger berücksichtigt. So kam es im Jahr 2022 auch zu einem deutlichen Anstieg der Preise von Benzin, Diesel, Heizöl, Pellets etc. Dies war teilweise bedingt von Beschränkungen auf Importe aus Russland, teilweise aber auch eine Folge der Substitution hin zu diesen Energieträgern, weg von Erdgas.

Tabelle 1: Unterstellte Beschaffungskosten von Energielieferanten (Haushalte/Gewerbe) bzw. in der Großindustrie auf Basis typischer Beschaffungsstrategien basierend auf Einschätzungen von Experten¹² (Euro je MWh)

	Elektrische Energie		Erdgas	
	Haushalte/Gewerbe	Großindustrie	Haushalte/Gewerbe	Großindustrie
2019	50.31	44.74	21.54	19.35
2020	54.94	45.73	18.03	16.48
2021	46.06	61.95	18.54	23.77
2022	98.25	142.30	62.71	61.58
2023	348.13	256.42	94.68	96.31
2024	173.36	160.91	57.72	58.06
2025	143.58	133.63	51.81	50.63
2026	127.26	119.11	43.10	40.84
2027	105.00	95.00	38.97	35.00

Annahmen zur Einkaufsstrategie basieren auf Einschätzungen von Experten
 Quelle: EEX, EPEX, PEGAS, eigene Berechnungen auf Basis von Expertise von Inercomp GmbH. • Erstellt mit Datawrapper



Grundlage für die Preisannahme für Erdgas und Strom sind Preise für Future-Kontrakte (siehe Kapitel 2) sowie die Heranziehung typischer Einkaufsstrategien von Unternehmen und Anbietern von Erdgas und Strom, wie in Tabelle 1 zusammengefasst. Mit den Einkaufsstrategien sind zeitlich verzögerte Auswirkungen der Energiepreisanstiege auf die Beschaffungskosten verbunden. Bei den Erdgaspreisen zeigen sich nur geringfügige Unterschiede zwischen

¹² Eine Darstellung der angenommenen Einkaufsstrategien findet sich in <https://ecoaustria.ac.at/wp-content/uploads/2022/01/KA16-EcoAustria-Analyse-Energiepreise.pdf>.

Energieanbietern, die für die Energiepreise von Haushalten und Gewerbe relevant sind, und der Großindustrie. Die Kosten legten bei beiden Gruppen von Konsumenten von etwa 20 Euro je MWh Energie im Jahr 2019 auf etwa 60 Euro im Jahr 2022 zu und erreichen 2023 mit über 90 Euro den Höchstwert. Im weiteren Verlauf ist den Future-Kontrakten folgend wieder ein merklicher Rückgang auf etwa 35 Euro zu erwarten, was aber dennoch deutlich über den Werten vor 2022 liegt. Für die Jahre nach 2027 wird in der Analyse der reale Preis auf diesem Niveau festgezurret.

Beim Strom zeigt sich, dass die Beschaffungskosten für die Großindustrie zwar rascher zugelegt haben, jedoch der Anstieg im Jahr 2023 zwar sehr kräftig, aber weniger stark als für Haushalte und Gewerbe ausfällt. Dies ist eine Folge davon, dass der Spotmarkt, in welchem die Preise 2022 kräftig angezogen haben, für die Industrie zur Strombeschaffung wichtig ist. Die Entwicklung am Spotmarkt dämpft wiederum im Jahr 2023 bislang den Preisaufrtrieb im Vergleich zu Haushalten und Gewerbe.

Neben den Marktpreisen, Beschaffungskosten und den zugrunde liegenden Beschaffungsstrategien sind jedoch auch andere Informationsquellen für die Ermittlung von Preisanstiegen relevant. Aufgrund von vertraglichen Bindungen bei Preisen ist beispielsweise bei privaten Haushalten von einer zusätzlichen Verzögerung der Weitergabe von Kostensteigerungen auszugehen. Dementsprechend werden auch der Verbraucherpreisindex bzw. die Statistik zu Energiepreisen und -steuern von Statistik Austria herangezogen. Für relevante Energieträger wird auf Basis dieser Informationsquellen von der in Tabelle 2 dargestellten Nettopreisentwicklung ohne Abgaben und Kosten für CO₂-Zertifikate bzw. -Abgaben für die Simulationsanalyse ausgegangen.

Tabelle 2: Energiepreisannahmen (vor Abgaben) für die Simulationsanalyse (2019 bis 2030)

	Elektrische Energie (Energiepreis Cent je kWh)		Erdgas (Energiepreis Cent je kWh)		Andere Energieträger in Euro			
	Private Haushalte	Unternehmen	Private Haushalte	Unternehmen	Benzin je Liter	Diesel je Liter	Diesel kommerziell je Liter	Kokskohle je Tonne
2019	6,8	4,7	3,2	1,8	0,54	0,60	0,68	122,1
2020	7,2	5,0	3,2	1,5	0,41	0,47	0,61	91,5
2021	7,3	6,3	3,2	3,4	0,58	0,63	0,69	133,6
2022	11,5	14,3	6,1	8,8	0,94	1,09	1,26	298,7
2023	36,5	25,8	10,5	9,5	0,71	0,82	0,95	219,7
2024	19,1	16,3	6,8	5,7	0,66	0,76	0,88	167,9
2025	16,1	13,6	6,2	5,0	0,64	0,74	0,86	158,7
2026	14,4	12,1	5,4	4,0	0,64	0,74	0,86	146,5
2027	12,2	9,7	4,9	3,4	0,64	0,74	0,86	134,3
2028	12,2	9,7	4,9	3,4	0,64	0,74	0,86	134,3
2029	12,2	9,7	4,9	3,4	0,64	0,74	0,86	134,3
2030	12,2	9,7	4,9	3,4	0,64	0,74	0,86	134,3

Quelle: E-Control, Energiepreisstatistik von Statistik Austria, Ibisworld, eigene Berechnungen. • Erstellt mit Datawrapper

ECO AUSTRIA
INSTITUT FÜR
WIRTSCHAFTSFORSCHUNG


Die Preise für relevante Energieträger haben im Jahr 2022 markant angezogen. Neben Strom und Erdgas legten auch die Preise für Benzin, Diesel und Kohle besonders kräftig zu und lagen deutlich über dem Niveau des Jahres 2019, nachdem 2020 COVID-19-bedingt die

Beschaffungspreise für Treibstoffe und Kohle deutlich zurückgegangen waren. Bei elektrischer Energie und Erdgas war der Preisanstieg im Jahr 2022 insbesondere bei den Unternehmen besonders kräftig. Für private Haushalte fällt aufgrund der Vertragslaufzeiten und verzögerten Preisanpassungen bei den Energieanbietern der Preisschub 2023 im Jahresschnitt kräftiger aus. Im Laufe des Jahres 2023 sollte sich die Lage bei diesen Energieträgern jedoch deutlich entspannen. Für Erdgas und Strom werden die Preise für 2027, die sich auf Basis der Future-Kontrakte ergeben, auch in den Folgejahren fortgeschrieben. Damit wird für die mittlere und längere Frist bis 2030 wird gegenüber dem Jahr 2019 ein etwas höheres Niveau unterstellt. In Tabelle 2 sind staatliche Unterstützungsmaßnahmen noch nicht eingerechnet, die jedoch in der Modellanalyse berücksichtigt werden. Die Strompreisbremse, die Abgeltung der gestiegenen Netzverlustkosten und die Senkung der Energieabgaben (welche Ende des Jahres 2023 ausläuft) dämpfen den Anstieg bei den Strompreisen deutlich.

Tabelle 3: Preisannahmen für Erdgas und Elektrische Energie im Alternativszenario

	Elektrische Energie (Energiepreis Cent je kWh)		Erdgas (Energiepreis Cent je kWh)	
	Private Haushalte	Unternehmen	Private Haushalte	Unternehmen
2019	6,8	4,7	3,2	1,8
2020	7,2	5,0	3,2	1,5
2021	7,3	6,3	3,2	3,4
2022	11,5	14,3	6,1	8,8
2023	36,5	25,8	10,5	9,5
2024	19,1	16,3	6,8	5,7
2025	19,1	16,3	6,8	5,7
2026	19,1	16,3	6,8	5,7
2027	19,1	16,3	6,8	5,7
2028	19,1	16,3	6,8	5,7
2029	19,1	16,3	6,8	5,7
2030	19,1	16,3	6,8	5,7

Quelle: E-Control, Energiepreisstatistik von Statistik Austria, eigene Berechnungen. • Erstellt mit Datawrapper



Im Alternativszenario werden für Erdgas und Strom abweichend zum Hauptszenario mittel- und längerfristig höhere Preisniveaus angenommen. Gegeben die Unsicherheit hinsichtlich des Angebots an Energie sind derzeitige Future-Kontrakte nur mit großer Vorsicht für die Prognose zukünftiger Preise heranzuziehen. Im Alternativszenario wird davon ausgegangen, dass ab dem Jahr 2025 die Preise auf dem Niveau von 2024 verharren und nicht weiter zurückgehen. Für diese Preisannahme gibt es zwar keine Grundlage auf den Finanz- bzw. Energiemärkten. Es soll damit jedoch verdeutlicht werden, welche Folgen mit dauerhaft höheren Preisen für die oberösterreichische Wirtschaft verbunden wären. Bei einer derartigen Preisentwicklung würde die Konkurrenzfähigkeit der oberösterreichischen Wirtschaft deutlich leiden, mit entsprechenden Folgen für den Arbeitsmarkt, die Beschäftigung und das Einkommen der privaten Haushalte. Die unterstellte Preisentwicklung ist in Tabelle 3 zusammengefasst.

Nach den Annahmen bleiben die Preise ab dem Jahr 2024 bis zum Ende des Analysezeitraums konstant. Gegenüber dem Jahr 2019 ist das Preisniveau damit deutlich höher. Für private Haushalte liegen die Energiepreise ab 2024 für Erdgas 2,1 Mal so hoch, für Strom 2,8 Mal. Für Unternehmen ist der Anstieg noch deutlich ausgeprägter. Für Erdgas beträgt der Anstieg das 3,1-fache, für elektrische Energie das 3,5-fache. Gegeben, dass das Preisniveau für Energie bereits im Jahr 2019 höher als in anderen Regionen der Welt (beispielsweise in den Vereinigten Staaten) war, ist mit der angenommenen Entwicklung ein deutlicher Wettbewerbsverlust verbunden.

Den höheren Kosten stehen insbesondere in den Jahren 2022 und 2023 diskretionäre öffentliche Fördermaßnahmen gegenüber, die die Kosten und damit auch die volkswirtschaftlichen Effekte der Energiepreisanstiege dämpfen sollen. Die Auflistung in Tabelle 4 folgt der Zusammenstellung im Österreichischen Stabilitätsprogramm, wobei Einnahmen aus dem Energiekrisenbeitrag und Ausgaben für die Gasdiversifizierung unberücksichtigt bleiben. Die Unterstützungen beliefen sich für das Jahr 2022 auf 6,9 Mrd. Euro, legen im Jahr 2023 auf etwa 13,8 Mrd. Euro zu und laufen (nach aktuellem Stand) in den folgenden Jahren aus. Die größten öffentlichen Unterstützungsmaßnahmen sind der Energiekostenzuschuss mit bislang angenommenen 7 Mrd. Euro¹³, der Stromkostenzuschuss für Haushalte mit 3,8 Mrd. Euro („Strompreisbremse“), der Anti-Teuerungsbonus und zusätzliche Klimabonus mit 2,8 Mrd. Euro sowie der Teuerungsabsetzbetrag mit 1 Mrd. Euro. Ein nicht unerheblicher Teil der Förderungen besteht in pauschalen Transferleistungen an private Haushalte.

Nach dem Energiekostenzuschuss I für das Jahr 2022 steht für das Jahr 2023 der Energiekostenzuschuss II für Unternehmen zur Verfügung. Nach vorliegenden Informationen¹⁴ kann eine von 5 Stufen in Anspruch genommen werden. In der Basisstufe (Stufe 1) werden Mehrkosten aufgrund von Preissteigerungen bei Erdgas, elektrischer Energie, Fernwärme/-kälte¹⁵, Treibstoffe, Heizöl, Pellets und Hackschnitzel bis zu einem Ausmaß von 2 Mio. Euro gefördert. Ab höheren Stufen muss neben anderen Kriterien auch ein EBITDA-Kriterium¹⁶ erfüllt werden. Die maximale Förderung von Preiserhöhungen bei Erdgas, Strom und Fernwärme/-kälte über 150 Prozent des Niveaus von 2021 hinaus reicht von 4 Mio. Euro in der Stufe 2 bis 150 Mio. Euro in der Stufe 4.

Die öffentlichen Stützungsmaßnahmen für Oberösterreich werden für die Analyse auf Basis des Anteils Oberösterreichs an der gesamtwirtschaftlichen Wertschöpfung Österreichs heruntergebrochen und im Modell implementiert. Der Anteil beträgt demnach rund 17,2 Prozent bzw. 3,8 Mrd. Euro.

¹³ Hinsichtlich der tatsächlichen Ausgaben bestehen dabei erhebliche Unsicherheiten, die budgetären Kosten sind insbesondere von der weiteren Energiepreisentwicklung und der Gewinnsituation der Unternehmen abhängig.

¹⁴ Die endgültige Version der Richtlinie des aws liegt derzeit noch nicht vor.

¹⁵ Gefördert wird Fernwärme/-kälte, insofern sie unter Einsatz von Erdgas oder Strom erzeugt wird. In Stufe 1 sind auch noch Wärme/Kälte aus Heizöl, Pellets und Hackschnitzel förderwürdig.

¹⁶ Entweder ist das EBITDA im Jahr 2023 negativ oder ein Rückgang gegenüber 2021 im Ausmaß von 40 Prozent gegeben.

Tabelle 4: Diskretionäre wirtschaftspolitische Maßnahmen in Österreich im Rahmen der Energiepreisentwicklung (2022 bis 2026)

	2022	2023	2024	2025	2026
Einmalzahlung vulnerable Gruppen	416				
Einmalzahlung Familienbeihilfe	341				
Einmalzahlung PensionistInnen 2022/2023 und Gutschrift Selbständige	452	680			
Wohn- und Heizkostenzuschuss		675			
Wohnschirm	8	45	65	15	10
Energiekostenausgleich (Gutschein Haushalte)	628				
Abgeltung Netzverlustkosten		558			
Energiekostenausgleich Schienenverkehr		100			
Senkung Energieabgaben (Elektrizitäts- und Erdgasabgabe)	600	500	-225		
Pendler Kostenausgleich	120	220	80		
Teuerungsprämie	300	300			
Teuerungsabsatzbetrag (500 Euro)		1.000			
Vorziehen Familienbonus + Kindermehrbetrag (inkl. Erhöhung)	100	250	50	50	50
Anti-Teuerungsbonus und Erhöhung Klimabonus	2.800				
Stromkostenzuschuss (für private Haushalte)		2.733	1.093		
Energiekostenzuschuss I, II und Pauschalfördermodell (für Unternehmen)	950	6.050			
Strompreiskompensation		233			
Versorgungssicherheitsbeitrag, Stromkostenzuschuss Landwirtschaft	110	120			
Stromverbrauchsreduktionsgesetz		100			
Förderung alternativer Antriebsformen in Unternehmen	60	60			
Investitionsoffensive in erneuerbare Energien und Speicher	30	55	55	55	
Photovoltaik fast track		150			
Gesamt	6.915	13.829	1.118	120	60

Quelle: BMF, Österreichisches Stabilitätsprogramm - Fortschreibung für die Jahre 2022 bis 2026. • Erstellt mit Datawrapper



Entsprechend den öffentlichen Ausgaben sind diese Maßnahmen insbesondere in den Jahren 2022 und 2023 relevant. Für die nachfolgenden Jahre werden keine öffentlichen Unterstützungen über die dargestellten hinaus angenommen. Dies ist auch vor dem Hintergrund der Knappheit öffentlicher Mittel zu sehen. COVID-19-Unterstützungen und die energiepreisbedingten Transfers haben die öffentliche Verschuldung deutlich erhöht. Zusätzliche öffentliche Ausgaben für die Transformation hin zu einer nachhaltig aufgestellten Wirtschaft (Stichwort Grüne Transformation) und die demographische Entwicklung sind zusätzliche fiskalische Herausforderungen, die einen sparsamen Umgang mit den öffentlichen Mitteln erfordern.

4.2. Volkswirtschaftliche Auswirkungen der Energiepreisentwicklungen im Hauptszenario

Die Entwicklung der Energiepreise bringt sowohl angebots- als auch nachfrageseitige Wirkungen mit sich. Die Energiepreiserhöhung trifft direkt private Haushalte und Unternehmen, insbesondere im Bereich der energieintensiven Industrie. Auf die privaten Haushalte entfällt nach der E-PuMA-Modellkalibrierung auf Basis der Energiebilanz Oberösterreichs im Jahr 2019 ein Verbrauch von Erd- und Flüssiggas im Ausmaß von knapp 13.700 TJ bzw. 3,8 TWh sowie ein energetischer Endverbrauch von Strom von 11.200 TJ (3,1 TWh).¹⁷ Oberösterreichs Unternehmen (inklusive der Energieunternehmen) hatten im Jahr 2019 einen Erd- und Flüssiggasverbrauch von 72.900 TJ bzw. 20,2 TWh sowie einen Energetischen Endverbrauch von Strom im Ausmaß von 41.200

¹⁷ In diesen Zahlen ist bereits der Erdgasverbrauch inkludiert, den Fernwärmeerzeuger für die Bereitstellung von Wärme für die privaten Haushalte aufbringen.

TJ bzw. 11,4 TWh. Dementsprechend sind sowohl private Haushalte als auch Unternehmen erheblich von den Preissteigerungen betroffen, Unternehmen aber merklich kräftiger.

Angesichts der Unsicherheit bezüglich der Entwicklung der Energiepreise werden zwei verschiedene (Preis-)Szenarien für die Untersuchung angenommen, um potenzielle Konsequenzen besser einordnen zu können. Die angenommene Energiepreisentwicklung im hier untersuchten Hauptszenario orientiert sich wie oben diskutiert an Markterwartungen und nimmt dementsprechend für die nächsten Jahre einen deutlichen Rückgang dieser Preise an, ein Rückgang auf Vorkrisen-Niveaus zeigt sich aber nicht.

In Bezug auf den zeitlichen Verlauf der ökonomischen Auswirkungen sind im Basisszenario drei verschiedene Entwicklungen wesentlich. Erstens steigen die Energiepreise für Endkunden im Jahr 2022 spürbar an, erreichen 2023 ihren Höhepunkt und gehen ab 2024 schrittweise und merklich wieder zurück, wie in Tabelle 2 dargestellt. Zweitens weisen andere Größen aber eine deutlich andere zeitliche Dynamik auf. Beispielsweise reagieren die Nominallöhne verzögert auf den Anstieg von Energie- bzw. Konsumentenpreisen, insbesondere für 2023 und 2024 zeigen sich hohe Lohnabschlüsse bzw. werden hohe Abschlüsse erwartet. Drittens werden (nur) jene öffentlichen Unterstützungsmaßnahmen in der Modellsimulation abgebildet, die bereits beschlossen wurden. Insbesondere für das Jahr 2023 fließen demnach starke Unterstützungsmaßnahmen in die Modellsimulation ein (hier sind etwa die Strompreisbremse und der Energiekostenzuschuss II zu nennen) und für das Jahr 2024 wird mit jetzigem Stand ein Auslaufen vieler dieser Maßnahmen angenommen.

Die Ergebnisse der E-PuMA-Simulation für das Hauptszenario sind in Tabelle 5 dargestellt. Auf der Konsumnachfrageseite schlägt sich der starke Verbraucherpreisanstieg vor allem 2022 und 2023 in geringeren realen verfügbaren Einkommen nieder. Dazu kommt, dass durch die höheren Verbraucherpreise auch Betriebsüberschüsse sowie Nettovermögen der privaten Haushalte, die ebenfalls zur Finanzierung des privaten Konsums herangezogen werden, real an Wert verlieren. Dementsprechend reduziert sich durch die (Energiepreis-)entwicklung der reale private Konsum in Oberösterreich deutlich. Dieser fällt nach den E-PuMA-Ergebnissen im Jahr 2023 um 4,2 Prozent geringer als im Basisszenario ohne höhere Energiepreise aus.¹⁸ Weil den Prognosen bzw. der Modellsimulation zufolge die Inflation auch über 2 Prozent liegen wird und zudem die öffentlichen Unterstützungsmaßnahmen (größtenteils) zurückgefahren werden, fällt der Konsumeffekt 2024 trotz hoher Lohnabschlüsse sogar noch etwas stärker negativ aus als 2023. Da der Preisauftrieb erst auf längere Frist etwas abklingt, ist der reale private Konsum auch in den folgenden Jahren deutlich schwächer als in einem Szenario ohne Preisauftrieb.

Wie bereits diskutiert, spielt nicht nur Strom, sondern auch Erdgas für die Produktion in Oberösterreich eine wichtige Rolle. Erdgas findet sowohl in der Erzeugung von Energie als auch bei nicht-energetischen Prozessen Anwendung. Auf der Angebotsseite führen daher die markant höheren Kosten insbesondere von Erdgas und Strom sowie die gleichfalls erhöhten Arbeitskosten

¹⁸ Die hier dargestellten Auswirkungen sind jeweils als Niveauabweichung im Vergleich zum Basisszenario ohne Energiepreisanstiege und die damit verbundenen Auswirkungen (etwa auf Preise für Vorleistungen) zu verstehen. Die Energiepreisszenarien unterscheiden sich vom Basisszenario nur durch diesen Unterschied. Dementsprechend kann man die dargestellten Auswirkungen als kausale Effekte interpretieren.

zu beträchtlich höheren Produktionskosten der Unternehmen, die den Preisauftrieb zusätzlich verstärken.

Dies wird noch dadurch verstärkt, dass die Inflation den Druck auf die Lohnverhandlungen verstärkt. Der Anstieg der Nominallöhne ist 2022 noch vergleichsweise gering, durch das Abgelten der hohen Inflation fallen die Lohnabschlüsse jedoch für 2023 schon deutlich stärker aus und auch für 2024 ist von hohen Lohnabschlüssen auszugehen. Nach den Modellsimulationen fallen die nominellen Arbeitskosten je geleisteter Stunde im Jahr 2022 um 1,4 Prozent höher aus als im Basisszenario ohne Energiepreiskrise. Durch überdurchschnittlich hohe Abschlüsse legt dieser Effekt jedoch in der Folge deutlich zu. Demnach sind die nominellen Arbeitskosten 2023 um 6,2 Prozent, 2024 um 11,2 Prozent und 2025 um 12,8 Prozent höher als im Basisszenario. Mit dem Abklingen der inflationären Entwicklung ab 2025 lässt der Druck auf höhere Lohnabschlüsse längerfristig wieder etwas nach.

Tabelle 5: E-PuMA Simulationsergebnisse für das Hauptszenario (2022 bis 2030)

	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
BRP, real	-0,91%	-2,42%	-2,28%	-2,31%	-2,01%	-1,49%	-1,33%	-1,27%	-1,23%
Investitionen, real	-5,94%	-11,09%	-11,91%	-11,66%	-8,99%	-6,51%	-5,16%	-4,37%	-3,73%
Privater Konsum, real	-2,19%	-4,19%	-4,38%	-3,77%	-3,15%	-2,57%	-2,26%	-2,03%	-1,87%
Arbeitskosten je Stunde, nominell	1,43%	6,18%	11,16%	12,77%	11,40%	9,67%	8,40%	7,74%	7,30%
-niedrig	1,24%	6,12%	11,12%	12,74%	11,46%	9,73%	8,43%	7,78%	7,34%
-mittel	1,40%	6,16%	11,13%	12,74%	11,36%	9,62%	8,36%	7,72%	7,28%
-hoch	1,51%	6,20%	11,17%	12,77%	11,33%	9,57%	8,32%	7,67%	7,24%
Nettolöhne je Stunde, real	-4,62%	-4,71%	-1,51%	1,00%	1,19%	0,88%	0,34%	0,17%	0,09%
-niedrig	-4,78%	-4,72%	-1,48%	1,05%	1,30%	0,99%	0,42%	0,24%	0,16%
-mittel	-4,63%	-4,70%	-1,47%	1,05%	1,22%	0,90%	0,36%	0,20%	0,12%
-hoch	-4,53%	-4,67%	-1,44%	1,07%	1,19%	0,85%	0,32%	0,15%	0,07%
Geleistete Arbeitsstunden	-0,38%	-1,19%	-1,65%	-1,88%	-1,74%	-1,29%	-1,00%	-0,85%	-0,76%
-niedrig	-0,39%	-1,28%	-1,88%	-2,23%	-2,29%	-1,96%	-1,65%	-1,40%	-1,21%
-mittel	-0,41%	-1,22%	-1,66%	-1,86%	-1,71%	-1,24%	-0,95%	-0,79%	-0,70%
-hoch	-0,29%	-1,03%	-1,47%	-1,74%	-1,52%	-1,02%	-0,77%	-0,69%	-0,65%
Verbraucherpreisindex	6,18%	11,12%	12,69%	11,61%	10,06%	8,67%	7,97%	7,51%	7,16%
BRP (in Mrd. Euro, Basis 2021)	-0,6	-1,7	-1,6	-1,6	-1,4	-1,0	-0,9	-0,9	-0,9

Niveauabweichung relativ zum Basisszenario ohne Energiepreisteigerungen. Niedrig: Personen mit höchstens Pflichtschulabschluss (ISCED 0-2), Hoch: Tertiäre Ausbildung (ISCED 5+).

Quelle: E-PuMA Simulationsmodell. • Erstellt mit Datawrapper

Die Verbraucherpreise sind 2022 um durchschnittlich rund 6 Prozent höher als im Basisszenario, dieser Effekt legt auf knapp 13 Prozent im Jahr 2024 zu und klingt erst in der Folge mit dem erwarteten Rückgang bei den Energiepreisen wieder etwas ab. An dieser Stelle sei noch einmal auf die Interpretation der Ergebnisse als Niveauunterschiede relativ zum Basisszenario hingewiesen. Zur Illustration: in Wirtschaftsprognosen von vor der Russland-Invasion, also etwa in der WIFO-Prognose vom Dezember 2021, wurde für die Jahre 2022 und 2023 eine Inflation von 3,3 bzw. 2,2 Prozent prognostiziert. Dementsprechend legt die Modellsimulation nahe, dass die Inflation im Jahr 2022 aufgrund der Energiepreisentwicklungen auf rund 8½ Prozent (~ 6,2 Prozent plus 3,3 Prozent) bzw. im Jahr 2023 auf gut 7 Prozent (Preissteigerung durch die Energiepreiskrise um 11,1 Prozent minus 6,2 Prozent plus 2,2 Prozent Basis) zulegt. Mit der

Reduktion der Energiepreise nehmen auch die Auswirkungen auf die Preise wieder schrittweise ab. Beispielsweise für das Jahr 2027 ergibt die Modellsimulation einen Preiseffekt von knapp 9 Prozent.¹⁹ Weil Lohnverhandlungen in Österreich üblicherweise auf dem Verbraucherpreisindex (VPI) der letzten zwölf Monate basieren, werden die Löhne mit Verzögerung an die höheren Preise angepasst. Dementsprechend dämpft die Energiepreisentwicklung die Reallöhne vor allem in den beiden Jahren 2022 und 2023. Längerfristig ergibt die Modellsimulation jedoch, dass die Auswirkungen der Energiepreiskrise auf Nominallöhne und VPI annähernd gleich stark sind und sich also keine Reallohneffekte ergeben.

Die geringere Konsumgüternachfrage und der deutliche Anstieg der Produktionskosten dämpfen die Beschäftigungsnachfrage der Unternehmen. Das insgesamt in der Ökonomie geleistete Arbeitsvolumen (diese Größe entspricht der Beschäftigung in Personen mal der Zahl der durchschnittlich pro Person geleisteten Stunden) fällt im Jahr 2023 um 1,2 Prozent schwächer aus als im Basisszenario ohne Energiepreiskrise. Durch das Auslaufen der öffentlichen Unterstützungsmaßnahmen sowie die hohen Nominallohnabschlüsse, die die Beschäftigungsnachfrage dämpfen, steigt dieser Beschäftigungseffekt auf 1,9 Prozent im Jahr 2025, trotz rückläufiger Energiepreise. Die Modellsimulation legt nahe, dass dieser Beschäftigungseffekt im weiteren zeitlichen Verlauf wieder zurückgeht. Dennoch zeigt sich auch im Jahr 2030 noch ein negativer Beschäftigungseffekt von 0,8 Prozent. Dies liegt erstens daran, dass auch längerfristig höhere Energiepreise zu erwarten sind als noch vor der Energiepreiskrise. Zweitens sinkt die internationale Wettbewerbsfähigkeit, wenn die Preise bzw. Arbeitskosten in (Ober-)Österreich stärker zunehmen als in anderen Regionen, mit denen das Land im Wettbewerb steht. Die Auswirkungen auf die Beschäftigung hängen in besonderem Maße von der Lohnentwicklung ab.

Die deutlich eingetrübten Wirtschaftsaussichten spiegeln sich auch in der Investitionstätigkeit in Oberösterreich wider. Die realen Investitionen fallen als Folge der Energiepreisentwicklung und der damit verbundenen Folgewirkungen (z. B. Preise für Vorleistungen, Arbeitskosten) mittelfristig um rund 10 Prozent niedriger aus. Damit sinkt auch die Kapitalausstattung je Beschäftigtem, sodass in den kommenden Jahren auch mit einer geringeren Produktivitätsentwicklung zu rechnen ist. Die schwache Investitionsneigung dämpft wiederum die Nachfrage nach Investitionsgütern, wovon ein erheblicher Anteil importiert wird.

Die reale Wirtschaftsleistung bleibt im Gefolge der Energiepreiskrise deutlich zurück. Gemäß der Modellsimulation fällt das reale Bruttoregionalprodukt (BRP) Oberösterreichs 2023 um 2,4 Prozent geringer aus als im Szenario ohne Energiepreiserhöhungen. Bezogen auf Oberösterreichs Regionalprodukt von 70 Mrd. Euro im Jahr 2021 entspricht dies einer Dämpfung der Wirtschaftsleistung um 1,7 Mrd. Euro. In den Folgejahren wirken u. a. das Auslaufen öffentlicher Unterstützungsmaßnahmen und das deutliche Anziehen der nominellen Arbeitskosten dem spürbaren Rückgang der Energiepreise entgegen, sodass die Wirtschaftsleistung mit 2,3 Prozent 2024 und 2025 und 2 Prozent 2026 ähnlich stark gedämpft wird wie 2023. Mittel- und längerfristig klingt der Effekt auf die Wirtschaftsleistung wieder etwas

¹⁹ Das schrittweise Abklingen der Preiseffekte ist äquivalent dazu, dass die Inflation im Reformszenario mittelfristig geringer ist als im Basisszenario.

ab, wenn die Energiepreise (wie vom Markt erwartet) wieder auf ein deutlich niedrigeres Niveau zurückkehren und die inflationären Tendenzen etwas abflauen. Dennoch fallen die Energiepreise in der Analyse spürbar höher aus als vor der Krise und auch das allgemeine Preisniveau ist höher, sodass auch längerfristig Auswirkungen auf Oberösterreichs Wettbewerbsfähigkeit und Wirtschaftsleistung zu erwarten sind. So fällt das Bruttoregionalprodukt gemäß der Modellsimulation im Jahr 2030 um 1,2 Prozent geringer aus als im Basisszenario ohne Energiepreiskrise, was (bezogen auf das BRP 2021) knapp 1 Mrd. Euro entspricht.

Es lässt sich festhalten, dass die hohen Preise für Energie beträchtliche Auswirkungen auf Beschäftigung, Investitionen und Wirtschaftsleistung in Oberösterreich haben werden. Inwiefern auch längerfristig Auswirkungen eintreten, hängt u.a. davon ab, wie lange die Energiepreise auf hohem Niveau verbleiben und inflationäre Tendenzen anhalten. Je länger diese Situation andauert, desto stärker werden Unternehmen die Verlagerung von Wirtschaftsaktivitäten ins Auge fassen, da sich die Produktionskosten in anderen Teilen der Welt dann deutlich günstiger entwickeln. Dementsprechend wird im folgenden Kapitel ein Szenario mit länger anhaltend hohen Energiepreisen untersucht.

4.3. Volkswirtschaftliche Auswirkungen im Alternativszenario

Die Entwicklung im Hauptszenario, dem zeitnahe Markterwartungen zugrunde liegen, ist zwar von einer anhaltenden Verschlechterung der Wettbewerbsfähigkeit österreichischer Unternehmen geprägt. Mit der Beruhigung bei den Energiepreisen kommt es jedoch auch zu einer Entspannung bei den volkswirtschaftlichen Folgewirkungen. Dennoch sind die Auswirkungen auf die Beschäftigung, den privaten Konsum und die Investitionstätigkeit der Unternehmen negativ. Im alternativen Szenario wird der Frage nachgegangen, welche Folgen für die oberösterreichische Wirtschaft damit verbunden sind, wenn die Energiepreise (Erdgas und Strom) weiterhin sehr hoch bleiben und damit die Wettbewerbsfähigkeit stärker leidet. Um dies zu analysieren, wird, wie oben beschrieben, davon ausgegangen, dass die Preise von Erdgas und Strom auf dem für 2024 erwarteten Niveau verharren.

Die Ergebnisse für Oberösterreich sind in Tabelle 6 wiederum für die Jahre bis 2030 zusammengefasst. Für die ersten Jahre bis 2024 werden dieselben Rahmenbedingungen wie im Hauptszenario angenommen, sodass die wirtschaftlichen Effekte auch jenen des Hauptszenarios entsprechen. Ab dem Jahr 2025 zeigen sich jedoch markant stärkere negative Wachstums- und Beschäftigungseffekte.

Die höheren Gas- und Strompreise dämpfen die Investitionsneigung der Unternehmen. Es zeigt sich zwar eine Verbesserung mit -6,8 Prozent (im Vergleich zum Basisszenario ohne Energiepreisanstiege) im Jahr 2030 gegenüber -12,6 Prozent im Jahr 2025. Dennoch bleiben die Investitionen sehr verhalten, was die Kapitalausstattung der Beschäftigten reduziert und damit die Produktivitätsentwicklung dämpft. Markant höher fallen auch die Verbraucherpreise aus. Gegenüber dem Hauptszenario bleiben die Verbraucherpreise mittel- und längerfristig auf einem deutlich höheren Niveau. So reduziert sich im Hauptszenario der Anstieg des VPI von 12,7 Prozent im Jahr 2024 auf 7,2 Prozent im Jahr 2030. In diesem Szenario bleibt der

Verbraucherpreisindex mit einem Zuwachs von 10,3 Prozent (+3,1 Prozentpunkte im Vergleich mit dem Hauptszenario) gegenüber dem Basisszenario ohne Energiepreisanstieg weiterhin hoch.

Die hohen Verbraucherpreise schlagen sich auch in höheren Lohnabschlüssen als im Hauptszenario nieder. Mit etwa 9,1 Prozent höheren nominellen Arbeitskosten je Arbeitsstunde im Jahr 2030 fallen diese um 1,8 Prozentpunkte höher aus (7,3 Prozent im Hauptszenario). Diese 9,1 Prozent sind etwas weniger als der Anstieg beim Verbraucherpreisindex, da die schwächere wirtschaftliche Entwicklung moderatere Lohnabschlüsse zur Folge hat. Die realen Nettolöhne je Arbeitsstunde gehen in diesem Szenario um etwa 1,3 Prozent zurück. Hinsichtlich der Bildungsstruktur zeigt sich, dass die Lohnentwicklung bei höheren Qualifikationen leicht schwächer ausfällt. Dies ist insbesondere eine Folge der schwachen Investitionstätigkeit der Unternehmen, die die Produktivität bei höheren Qualifikationen stärker reduziert.

Tabelle 6: E-PuMA Simulationsergebnisse für das Alternativszenario (2022 bis 2030)

	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
BRP, real	-0,91%	-2,42%	-2,28%	-2,74%	-2,83%	-2,83%	-2,83%	-2,81%	-2,75%
Investitionen, real	-5,94%	-11,09%	-11,91%	-12,65%	-10,98%	-9,79%	-8,74%	-7,70%	-6,78%
Privater Konsum, real	-2,19%	-4,19%	-4,38%	-4,42%	-4,24%	-4,20%	-4,02%	-3,85%	-3,69%
Arbeitskosten je Stunde, nominell	1,43%	6,18%	11,16%	12,59%	11,71%	10,80%	10,26%	9,63%	9,06%
-niedrig	1,24%	6,12%	11,12%	12,56%	11,86%	11,00%	10,49%	9,88%	9,32%
-mittel	1,40%	6,16%	11,13%	12,56%	11,68%	10,77%	10,23%	9,61%	9,06%
-hoch	1,51%	6,20%	11,17%	12,60%	11,59%	10,64%	10,05%	9,39%	8,80%
Nettolöhne je Stunde, real	-4,62%	-4,71%	-1,51%	0,17%	-0,05%	-0,67%	-0,82%	-1,04%	-1,25%
-niedrig	-4,78%	-4,72%	-1,48%	0,22%	0,16%	-0,43%	-0,54%	-0,75%	-0,96%
-mittel	-4,63%	-4,70%	-1,47%	0,22%	0,00%	-0,64%	-0,78%	-0,99%	-1,20%
-hoch	-4,53%	-4,67%	-1,44%	0,25%	-0,09%	-0,77%	-0,96%	-1,21%	-1,45%
Geleistete Arbeitsstunden	-0,38%	-1,19%	-1,65%	-2,13%	-2,31%	-2,29%	-2,23%	-2,15%	-2,05%
-niedrig	-0,39%	-1,28%	-1,88%	-2,46%	-2,83%	-2,98%	-2,99%	-2,93%	-2,82%
-mittel	-0,41%	-1,22%	-1,66%	-2,10%	-2,27%	-2,24%	-2,17%	-2,08%	-1,97%
-hoch	-0,29%	-1,03%	-1,47%	-2,02%	-2,12%	-2,03%	-1,96%	-1,89%	-1,81%
Verbraucherpreisindex	6,18%	11,12%	12,69%	12,31%	11,66%	11,43%	11,04%	10,64%	10,30%
BRP (in Mrd. Euro, Basis 2021)	-0,6	-1,7	-1,6	-1,9	-2,0	-2,0	-2,0	-2,0	-1,9

Niveaubewertung relativ zum Basisszenario ohne Energiepreissteigerungen. Niedrig: Personen mit höchstens Pflichtschulabschluss (ISCED 0-2), Hoch: Tertiäre Ausbildung (ISCED 5+).

Quelle: E-PuMA Simulationsmodell. • Erstellt mit Datawrapper

Durch die höheren Produktionskosten (insbesondere Energie und Löhne) verliert Österreich im internationalen Wettbewerb an Boden. So nehmen die Kosten für Energie in anderen Regionen der Welt in deutlich geringerem Ausmaß zu, sodass sich auch die Verbraucherpreise und Löhne moderater entwickeln. Dies führt dazu, dass (ober-)österreichische Unternehmen größere Probleme beim Absatz ihrer Produkte haben. Des Weiteren entwickelt sich auch die heimische Nachfrage sehr schwach. Neben dem Rückgang der Investitionen ist auch die Entwicklung des realen privaten Konsums mit einem um 3,7 Prozent geringeren Niveau gegenüber dem Basisszenario nur schwach. Diese Entwicklung reduziert die Arbeitsnachfrage, sodass die geleisteten Arbeitsstunden auch mittel- und längerfristig um mehr als 2 Prozent zurückbleiben. Nach Qualifikationen betrachtet fällt der Rückgang bei geringeren Qualifikationen stärker aus (2,8 Prozent bei geringer Qualifikation gegenüber 1,8 Prozent bei hoher Qualifikation).

Die schwache Investitionstätigkeit und die geringere Arbeitsnachfrage schlagen sich in der Wirtschaftsleistung nieder. Gegenüber dem Jahr 2025 ist in diesem Szenario kein Aufholen zu beobachten. Sie würde in diesem Fall um rund 2,8 Prozent niedriger ausfallen als im Basisszenario. Gemessen am Bruttoregionalprodukt des Jahres 2021 mit insgesamt 70 Mrd. Euro entwickelt sich damit die Wirtschaftsleistung Oberösterreichs um etwa 2 Mrd. Euro schwächer als Folge der persistent hohen Energiepreise.

Die ökonomischen Auswirkungen nehmen mit der Energieintensität einzelner Wirtschaftsbereiche zu, sowohl was die Wertschöpfung als auch die Beschäftigungsnachfrage betrifft. Hölzl et al. (2023) fokussieren auf den Wirtschaftsbereich „Herstellung von Waren“. Sie kommen in einem vergleichbaren Preisszenario zu dem Schluss, dass in Branchen mit sehr hoher Energieintensität der reale Produktionswert und die Beschäftigung im Szenario „weiterhin hohe Energiepreise“ um 7,2 Prozent bzw. 6,1 Prozent niedriger ist als im Szenario „keine Krise“. Für Branchen mit normaler Energieintensität belaufen sich die Auswirkungen auf 4,4 Prozent bzw. 2,8 Prozent. Die Ergebnisse in der Studie stellen langfristige Auswirkungen dar, eine dynamische Entwicklung wird nicht behandelt.

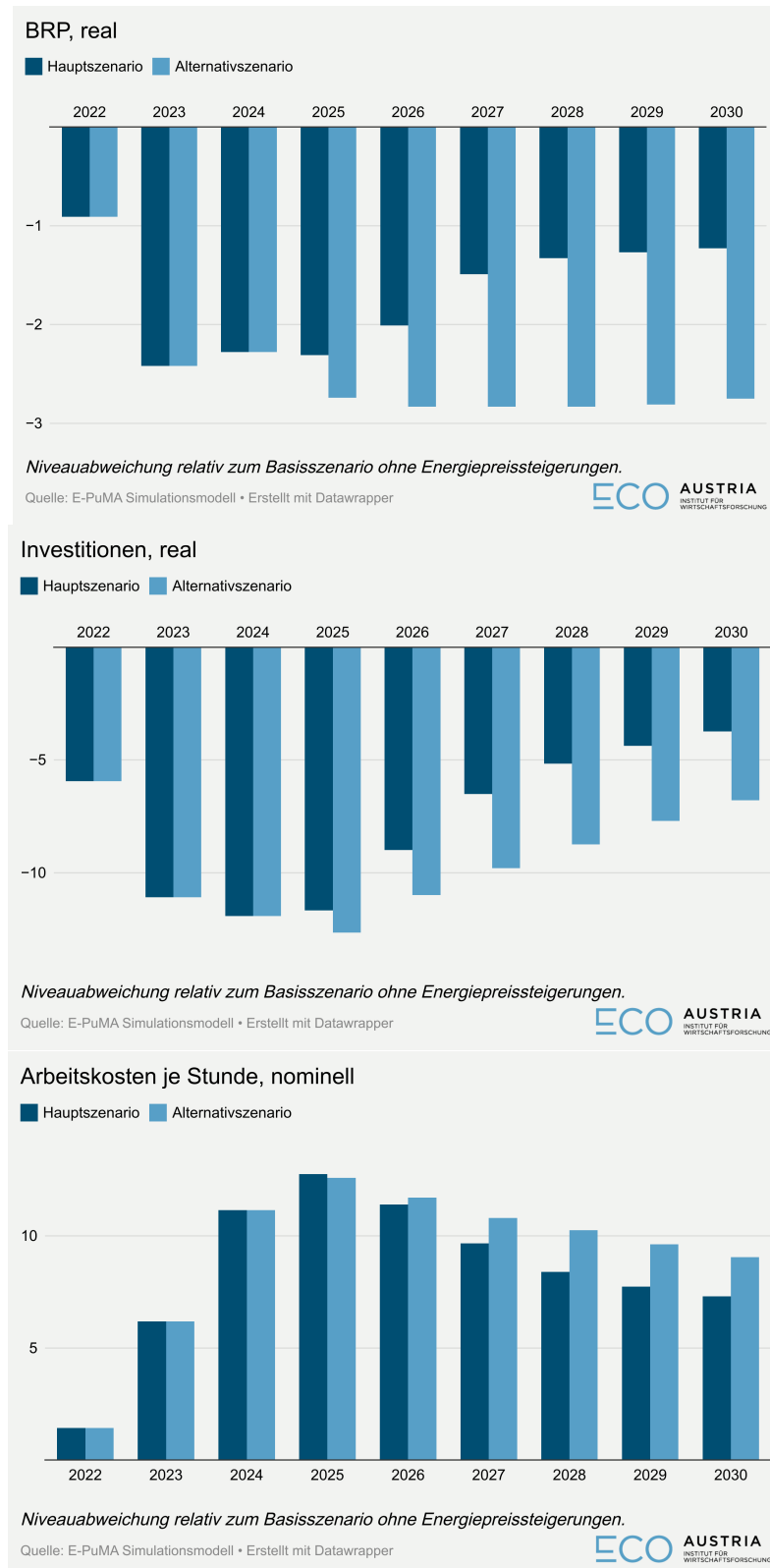
4.4. Hauptaussagen zu den wirtschaftlichen Effekten

Zusammenfassend zeigt sich, dass die hohen Preise für Energie beträchtliche Auswirkungen auf Beschäftigung, Investitionen und Wirtschaftsleistung in Oberösterreich haben werden. Weil Oberösterreich im Vergleich zu anderen Bundesländern überdurchschnittlich energieintensiv ist (siehe Kapitel 3), sind auch überdurchschnittlich starke wirtschaftliche Auswirkungen zu erwarten. Im (optimistischeren) Szenario, dem Markterwartungen für Erdgas- und Strompreise zugrunde liegen, würden mittelfristig die Investitionen um knapp 12 Prozent und das regionale Bruttoregionalprodukt um 2,3 Prozent niedriger als ohne Energiekrise ausfallen, siehe auch Abbildung 17 für eine graphische Darstellung der Ergebnisse. Bezogen auf Oberösterreichs BRP 2021 entspricht dies einem Wertschöpfungseffekt von mehr als 1,5 Mrd. Euro. Die nominellen Arbeitskosten fallen nach den E-PuMA-Ergebnissen mittelfristig um mehr als 10 Prozent höher aus als im Basisszenario ohne höhere Energiepreise, der reale private Konsum um gut 4 Prozent geringer.

In welchem Ausmaß auch längerfristig Auswirkungen eintreten, hängt aber auch davon ab, wie lange die Energiepreise auf hohem Niveau verbleiben und inflationäre Tendenzen anhalten. Je länger diese Situation andauert, desto stärker werden Unternehmen die Verlagerung von Wirtschaftsaktivitäten ins Auge fassen, da sich die Produktionskosten in anderen Teilen der Welt deutlich günstiger entwickeln. Im Szenario mit dauerhaft hohen Energiepreisen bleibt daher die Beschäftigung stärker zurück als im Hauptszenario, das Wachstum des privaten Konsums fällt deutlich schwächer aus und die Unternehmen drehen die Investitionstätigkeit zurück, was die Produktivität und damit die Wettbewerbsfähigkeit der Unternehmen noch weiter schwächt. In diesem Szenario ist die Wertschöpfung längerfristig noch immer um 2,8 Prozent geringer als im Szenario ohne Energiekrise. Angesichts der kräftigen Auswirkungen konstant hoher Energiepreise ist es daher nicht nur aus umweltpolitischer Sicht, sondern insbesondere auch wegen der wirtschaftlichen Folgen notwendig, das Augenmerk der Wirtschaftspolitik auf diesen

Bereich zu legen. Wesentliche Handlungsoptionen werden daher im nächsten Abschnitt behandelt.

Abbildung 17: Graphische Darstellung wesentlicher E-PuMA-Simulationsergebnisse



5. Handlungsempfehlungen

Die steigenden und dauerhaft höheren Gaspreise, die sich darüber hinaus im zweiten Schritt in höheren Strompreisen widerspiegeln, bedrohen die Wettbewerbsfähigkeit der österreichischen Wirtschaft und insbesondere der oberösterreichischen Industrie. Die (exportorientierte) Industrie ist ein wesentliches Standbein für die österreichische Volkswirtschaft. Nur eine wettbewerbsfähige Exportwirtschaft erlaubt es, am weltweiten Wohlstand und an neuen Technologien teilzunehmen. Die Industrie nimmt hierbei eine wichtige Position ein. Hohe Innovationskraft, Investitionen in Forschung und Entwicklung und entsprechend ausgebildete MitarbeiterInnen haben in der Vergangenheit dafür gesorgt, dass der Standort Oberösterreich auch für energieintensive Unternehmen attraktiv geblieben ist. Damit dies auch in Zukunft möglich ist und um die nun entstandenen Nachteile auch vor dem Hintergrund der klimapolitischen Herausforderungen hinreichend zu kompensieren, müssen wirksame Maßnahmen kurz-, aber vor allem mittelfristig getroffen werden.

5.1. Ausgangssituation

Vor dem Hintergrund der Entwicklung auf den Energiemärkten, der Kostenentwicklung bei den Unternehmen allgemein (Stichwort Lohnkostenentwicklung) und der derzeit bestehenden Nachfrageschwäche (im Gefolge der Politik der Zentralbanken zur Reduzierung der Inflation) hat die Wirtschaftspolitik europa- und weltweit zahlreiche Maßnahmen zur Unterstützung der privaten Haushalte und Unternehmen gesetzt. Dabei hat sich gezeigt, dass mangelhafte Koordinierung der Wirtschaftspolitik innerhalb Europas zu sehr teuren Maßnahmen geführt hat. Bei stärkerer Koordinierung hätte man möglicherweise ähnliche Ergebnisse zu deutlich niedrigeren Kosten erreichen können.

Die Problematik unkoordinierter Förderungen besteht darin, dass externe Effekte auf andere Verbraucher und andere Länder nicht berücksichtigt werden. In Ländern mit großzügigeren Förderungen reduziert sich die Nachfrage nach Erdgas und Strom ceteris paribus in geringerem Umfang als in Ländern mit geringerem Fördervolumen. Die Folge davon sind ein lediglich schwacher Rückgang der Energienachfrage, höhere Energiepreise in Europa, insbesondere für Erdgas, und eine Ausweitung der öffentlichen Förderungen zur Stützung von privaten Haushalten und Unternehmen. Die Folge davon sind hohe budgetäre Kosten bei weiterhin hohem Energieverbrauch. Vor dem Hintergrund bereits hoher öffentlicher Schuldenstände in Europa nach der COVID-19-Krise und dem Finanzbedarf für die Transformation der einzelnen Volkswirtschaften hin zu einer klimaneutralen Wirtschaft und für die demographische Entwicklung ist dies besonders problematisch. Kurzfristig muss vor allem darauf geachtet werden, dass es innerhalb von Europa zu keinem (weiteren) Subventionswettbewerb kommt. Ansonsten wird Europa weiter an Wettbewerbsfähigkeit gegenüber anderen Regionen der Welt verlieren.

Die Koordinierung innerhalb der EU sollte für die Bereiche der strategischen Beschaffung und Diversifizierung der Importe intensiviert werden. Die angelegten Reservekapazitäten von Erdgas im letzten Jahr sollten weiter bestehen bleiben und auch auf andere wichtige Rohstoffe erweitert werden. Dies schafft einen Puffer für einen gewissen Übergangszeitraum für den Fall von

Angebotsengpässen aus anderen Regionen und bietet einen Spielraum für die Suche nach neuen Bezugsquellen.

Bereits kurzfristig ist es ebenso relevant, öffentliche Förderungen daraufhin abzuklopfen, ob sie Technologieneutralität gewährleisten. Dies mag beispielsweise für Investitionsförderungen gelten. Werden lediglich Investitionen gefördert, Betriebskosten jedoch nicht, dann kann dies die Neutralität verletzen. Technologien mit hohen Investitions-, aber geringen Betriebskosten werden dann in größerem Umfang gefördert als Technologien mit einer gegenteiligen Kostenstruktur. Dabei ist aber zu beachten, dass Anreize zur Reduktion des Energieverbrauchs nicht untergraben werden sollen.

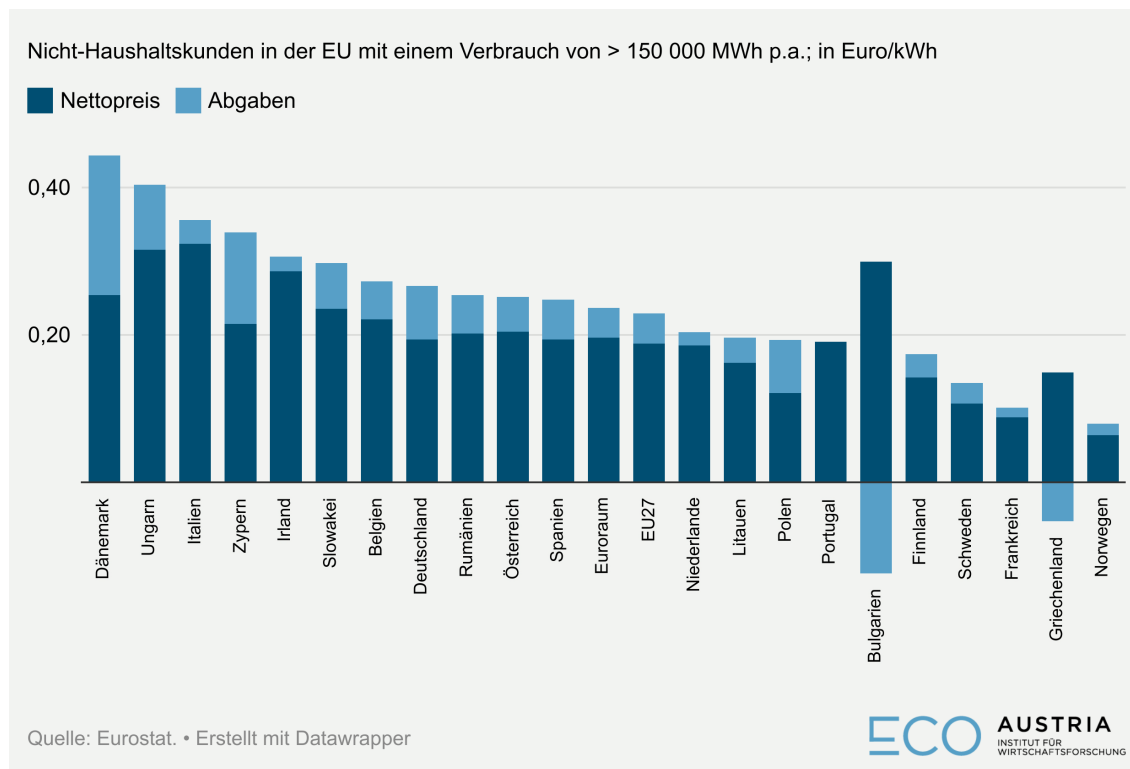
Nicht nur kurzfristig, sondern auch mittelfristig müssen Maßnahmen ergriffen werden, da die derzeitigen Markterwartungen auch für die Zukunft von deutlich höheren Energiepreisen ausgehen. Darüber hinaus wird die CO₂-Bepreisung in Zukunft die Preisdynamik verstärken. Mittelfristig geht es darum, industriell eingesetztes Erdgas, sei es energetisch oder nicht-energetisch, durch andere Energieträger und Rohstoffe zu ersetzen, um international wettbewerbsfähige Produktionspreise zu ermöglichen. Aus technologischer Sicht gibt es drei Ansatzpunkte, die eine Substitution von Erdgas als Energieträger ermöglichen. Dies sind die Elektrifizierung im Produktionsprozess, die Verwendung von Wasserstoff oder die Verwendung von Biomethan als alternativen Energieträgern. Ein technischer Überblick, der als Basis für die ökonomischen Überlegungen dient, findet sich in Appendix 2.

Auch wenn diverse alternative Technologien für die Substitution von Erdgas bzw. fossiler Energieträger im Allgemeinen bereits bestehen, erfordert der Einsatz in großem Maßstab zusätzliche Maßnahmen, um im Alltag und im internationalen Wettbewerb bestehen zu können. Dazu gehören allgemeine Maßnahmen im bestehenden System, der Ausbau der Wasserstoffinfrastruktur, geeignete Rahmenbedingungen, um die Elektrifizierung voranzutreiben und auch die öffentliche Unterstützung, wenn es um die Entwicklung neuer Technologien geht. Diese Aspekte und entsprechende Vorschläge werden nachfolgend behandelt.

5.2. Allgemeine Maßnahmen im bestehenden System

Die hohen Elektrizitätspreise, vorrangig bedingt durch teure Gasimporte, führen dazu, dass die elektrifizierten Produktionsprozesse mit höheren Kosten als in den anderen Ländern verbunden sind (siehe Abbildung 8 und Abbildung 18). Zwischen den Staaten der Europäischen Union variieren die Strompreise für energieintensive, industrielle Abnehmer teilweise deutlich. Dies liegt unter anderem auch an unterschiedlichen öffentlichen Be- und Entlastungseingriffen, wie Beihilfen, Abgaben und Netzentgelten. Preise für große industrielle Abnehmer sind in Abbildung 18 zusammengefasst. Vom durchschnittlichen Arbeitspreis in Österreich von 25,1 Cent/kWh in der zweiten Jahreshälfte 2022 entfielen 4,7 Cent auf Abgaben – obwohl bereits Anfang 2022 Abgaben auf Energie, unter anderem die Elektrizitätsabgabe, auf das EU-rechtlich mögliche Minimum verringert worden sind. Dadurch ist der Preis in Österreich derzeit geringer als es ohne diese Maßnahmen der Fall wäre. Nichtsdestotrotz sind die hohen Strompreise für die mangelnde preisliche Wettbewerbsfähigkeit mitverantwortlich.

Abbildung 18: Nettopreise für elektrische Energie sowie Abgaben (2. Jahreshälfte 2022)



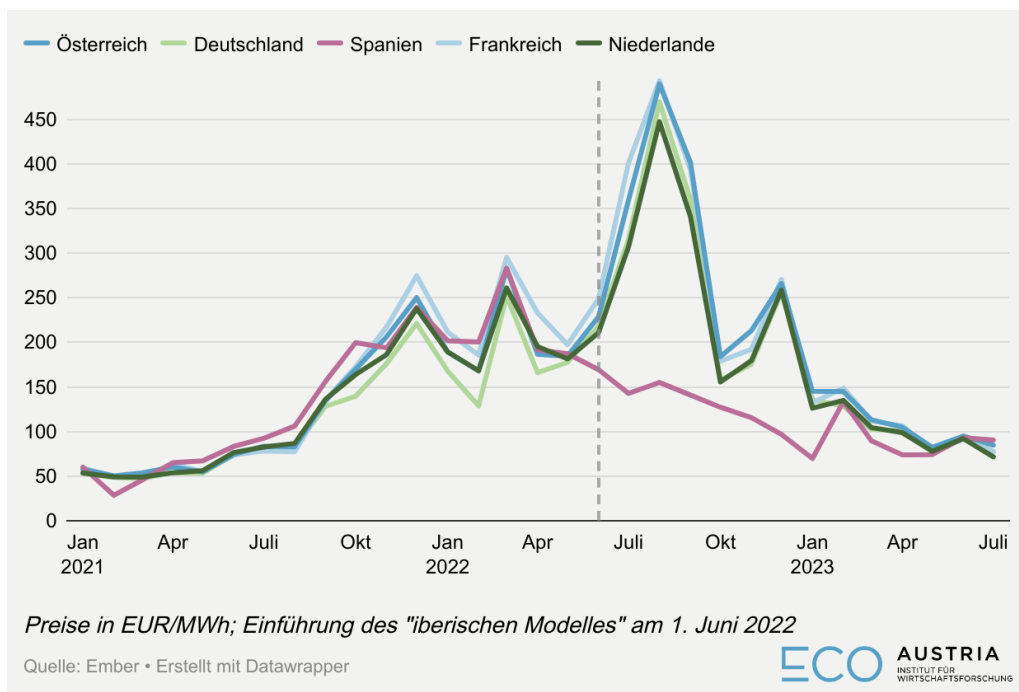
Im europäischen Vergleich sind die Preise für industrielle Kunden in Österreich höher als im EU- und Euroraumschnitt und spürbar höher als in Norwegen, Finnland, Frankreich oder den Niederlanden. Während die Preise im 2. Halbjahr 2022 noch niedriger als in Deutschland waren, ändert sich die Situation aufgrund der dort bereits beschlossenen bzw. diskutierten Maßnahmen für die Industrie für Österreich signifikant. Verschärfend kommt hinzu, dass die Reduktion der Energieabgaben in Österreich mit nächstem Jahr ausläuft. Um die Nachteile im internationalen Wettbewerb auszugleichen, können teilweise auch schon kurzfristig verschiedene Maßnahmen ergriffen werden, wobei das Ziel der Stärkung der Energieeffizienz nicht aus dem Auge verloren werden darf. Mögliche Maßnahmen sind:

- **Entkopplung der Strom- und Gaspreise („Iberisches Modell“):** Eine Möglichkeit besteht in der Einführung des Iberischen Modells. Spanien hat dieses Modell im Juni 2022 gestartet, sodass Erdgas, das zur Stromerzeugung verwendet wird, subventioniert wird. Der Einkaufspreis von Erdgas wurde anfänglich mit 40 EUR je MWh gedeckelt. Die Differenz zum Börsenpreis wird über ein Umlageverfahren finanziert. Die Preise für Strom an den Großhandelsbörsen sind daher 2022 in Spanien deutlich weniger stark gestiegen als in anderen europäischen Ländern, siehe Abbildung 19.²⁰ Eine solche Regelung wäre insbesondere in den Wintermonaten hilfreich. Eine Einführung des iberischen Modells auf rein nationaler Ebene ist in Österreich kaum umzusetzen, da sonst ausländischer Verbrauch über Stromexporte subventioniert wird. Dementsprechend ist eine

²⁰ Weil der Gaspreis gegenüber Sommer 2022 wieder deutlich gesunken ist, greift das iberische Modell im Jahr 2023 kaum noch.

europäische Lösung Voraussetzung. Für die Umsetzung ist es notwendig, eine Untergrenze für die Förderung festzulegen. Dabei ergibt sich einerseits eine Beschränkung durch die Beschaffungskosten für andere Energieträger und andererseits aufgrund von Anreizen zum Energiesparen. Während derzeit (August 2023) die Spotpreise für Erdgas und Kohle so ausgestaltet sind, dass in der Merit-Order-Kurve Gas- günstiger als Kohlekraftwerke produzieren, ist dies voraussichtlich für das Jahr 2024 und danach umgekehrt. Der „Fuel Switch“ von Kohle auf Erdgas würde derzeit bei etwa 60 EUR/MWh erfolgen. Will man verhindern, dass weitere Energieträger subventioniert werden, müsste die Subvention dementsprechend begrenzt werden (diese Grenze könnte auch dynamisch je nach Erdgas- und Kohlepreise angepasst werden).

Abbildung 19: Monatliche Großhandelspreise in ausgewählten Ländern (Base-Preis)



- **Senkung der Abgaben auf elektrische Energie:** Wie oben erwähnt, wurden Anfang 2022 Abgaben auf diverse Energieträger (Erdgas und elektrische Energie) auf das EU-weit gesetzliche Mindestniveau gesetzt. Darüber hinaus wurden die Ökostrompauschale und der Ökostromförderbetrag zeitweise ausgesetzt. Möglich wäre eine Verlängerung dieser Maßnahmen in den kommenden Jahren, sofern die Nettopreise am Großhandelsmarkt hoch bleiben. Dies würde die preisliche Wettbewerbsfähigkeit der oberösterreichischen Unternehmen gegenüber dem EU-Ausland stärken, ohne dass die Lenkungswirkung zu stark beeinträchtigt wird. Anzumerken ist dennoch, dass diese Senkungen die Nachfrage nach Energie positiv beeinflussen.
- **Anpassung und Dynamisierung der Systemnutzungstarife (Leistungspreis):** das Netznutzungsentgelt ist eine Tarifkomponente, die Abnehmer von elektrischer Energie für die Nutzung öffentlicher Netze zu leisten haben. Es setzt sich aus mehreren

Komponenten zusammen, unter anderem dem Leistungspreis. Dieser wird in der Regel jährlich abgerechnet, was Verbraucher dazu veranlassen soll, Leistungsspitzen zu vermeiden. Ursprünglich ist aus der Perspektive der Verteilnetzbetreiber „Peak Shaving“ durchaus sinnvoll: geringe Schwankungen bei Stromerzeugung und Stromverbrauch sind durchaus erwünscht. Im Zuge der Energiewende wird durch die volatilen Energieträger Wind und Sonne zunehmend eher lastabhängige Flexibilität als Gleichmäßigkeit gefordert. Ist an sonnigen und windigen Tagen besonders viel Strom im Netz, kann dieser günstig durch flexible Stromverbraucher eingesetzt werden – was allerdings im bisherigen System aufgrund der möglicherweise auftretenden Lastspitzen die Netznutzungskosten steigen lassen würde. Es ergeben sich zwei Möglichkeiten, die nicht nur der Systemstabilität nutzen würden, sondern auch die Energiekosten für Industrieunternehmen senken würden: der Leistungspreis könnte gesenkt werden oder die Abrechnungsperioden könnten dynamisiert werden bzw. über kürzere Zeitspannen abgerechnet werden. Beides würde dazu führen, dass die Industrieunternehmen in den Perioden von niedrigeren Preisen Produktionskapazitäten nutzen könnten und die Nachfrage elastischer wird.

- **Nutzen von komparativen Vorteilen in der Stromerzeugung:** Formell besteht in Europa ein Binnenmarkt für Strom. Die Integration der einzelnen Regionen in diesen Markt ist aber nicht hinreichend umgesetzt. Eine Folge davon ist zum Beispiel der Unterschied zwischen österreichischen und deutschen Strompreisen aufgrund der Trennung der Strompreiszonen im Jahr 2018. Seitdem gibt es einen positiven „Spread“, etwa im ersten Jahr nach der Trennung von 8 Prozent zu Deutschland²¹. Das ist ein Wettbewerbsnachteil Österreichs. Um die Strompreiszone zu Deutschland wieder aufzubauen wäre ein signifikanter Ausbau der Netzkapazitäten in den Grenzgebieten sowie ein Ausbau der Leitungskapazitäten zwischen Nord- und Süddeutschland notwendig.
- **Weiterer Ausbau der Netzinfrastruktur:** Die unzureichende Stromtransportinfrastruktur führt dazu, dass die komparativen Vorteile einzelner Länder und Regionen in der Stromerzeugung nicht im vollen Ausmaß genutzt werden können. Um die Nachfrage bedienen zu können, werden stattdessen eigene, teils ineffiziente, Produktionskapazitäten aufgebaut, wie etwa Anlagen in Regionen mit ungeeigneten Wetterbedingungen. Es wäre daher wünschenswert, die europaweite Integration des Strommarktes voranzutreiben. Dafür wäre ein stärker koordiniertes Vorgehen der europäischen Mitgliedstaaten notwendig, das sowohl bestehende Koordinierungsprobleme beseitigen als auch die Effizienz bei der Erzeugung und Verteilung der Energie steigern würde (SVR, 2022, Ziffer 529 ff.). Wie das Beispiel der Offshore-Stromproduktion in der Nordsee zeigt, kann die Effizienz dadurch erhöht werden, dass die einzelnen Länder ihre komparativen Vorteile wie Wetterlagen nutzen.

²¹ https://www.ots.at/presseaussendung/OTS_20191002_OTS0115/ein-jahr-strompreiszonentrennung-preise-um-8-hoher-als-in-deutschland.

- **Förderung von Innovationen und Investitionen in den Industrieunternehmen:** Zudem muss F&E in etablierten Unternehmen gestützt werden, um die Umstellung auf neue Technologien zu gewährleisten. Im Rahmen der Klima- und Transformationsoffensive werden öffentliche Mittel im Ausmaß von 3 Mrd. Euro bis zum Jahr 2030 bereitgestellt. Für Forschungsprojekte stehen zusätzlich 240 Mio. Euro bis 2026 zur Verfügung. Dazu kommen bestehende Programme zur Verbesserung der Energieeffizienz und der Umweltförderung. Zusammen ergibt das mehr als 5 Mrd. Euro bis 2030. Zu gewährleisten ist eine rasche Umsetzung und Zugänglichkeit der Mittel für Unternehmen. In der Abwicklung der Förderanträge ist darauf zu achten, dass Mitnahmeeffekte gering ausfallen. Dies wird dann der Fall sein, wenn primär Projekte mit langer Entwicklungszeit, hohem Risiko und besonders hoher Kapitalintensität (und somit hohem Risiko von „stranded assets“) gefördert werden.

5.3. Ausbau der Wasserstoffinfrastruktur

Die Produktion einer hinreichend großen Menge an Wasserstoff, insbesondere grünem Wasserstoff, zu wettbewerbsfähigen Preisen zur Deckung des Bedarfs der Industrie im Inland ist nicht gegeben. Der Import von Wasserstoff wird deswegen zukünftig eine Rolle spielen und prinzipiell über Pipelines oder auf dem Seeweg erfolgen. Gasförmiger Wasserstoff kann grundsätzlich kostengünstig über Pipelines transportiert werden. Dies ist insbesondere dann der Fall, wenn auf bestehende Infrastruktur für den Erdgas-Weitertransport zurückgegriffen werden kann. Diese Möglichkeit besteht jedoch nicht für alle Regionen der Welt. Alternativ kann Wasserstoff auf dem Seeweg – wie heute LNG oder Erdöl – transportiert werden. Allerdings muss der Wasserstoff für den Schiffstransport in einen flüssigen Zustand umgewandelt werden. Hierfür bieten sich mehrere Optionen an, die jedoch verschiedene Zeithorizonte für die Nutzung in großem Maßstab aufweisen – etwa die Verflüssigung des Wasserstoffs zu Liquid H₂ (LH₂) oder die Nutzung von Ammoniak, Methanol oder Liquid Organic Hydrogen Carriers (LOHC) als Träger (Grimm, 2023). Um die Vorteile von Wasserstoff ausschöpfen zu können, sind folgende Schritte wichtig:

- **Netze ausbauen:** Damit Wasserstoff Erdgas als Energieträger ersetzen kann und entsprechende Investitionen in die technologische Umrüstung vorgenommen werden, ist eine gesicherte und zeitnahe Versorgung der Abnehmer wichtig. Dementsprechend ist der Ausbau eines Wasserstoff-Backbone-Netzes, möglichst europaweit, notwendig (SVR, 2022). Dabei ist es möglich, auf dem bestehenden Pipelinennetz für den Erdgastransport aufzubauen. Die Kosten für die Bereitstellung von grünem Wasserstoff sind sehr stark mit Skaleneffekten verbunden. Je umfassender der Ersatz von Erdgas durch grünen Wasserstoff gelingt, desto markanter würden die Produktionskosten zurückgehen. Der Aufbau eines europäischen Netzes soll länderübergreifend koordiniert werden und europäische Gremien wie ENTSO-G einbeziehen.
- **Regulierung:** Wie Grimm (2023) anführt, handelt es sich bei einem Wasserstoffnetz wahrscheinlich um ein natürliches Monopol, womit eine staatliche Regulierung

verbunden sein sollte. Der Netzausbau und -betrieb könnte durch staatlich regulierte private Unternehmen oder ein Unternehmen mit öffentlicher Beteiligung erfolgen.

- **Unterstützung in der Frühphase:** Die anfänglichen Unsicherheiten hinsichtlich der Auslastung der Netzinfrastruktur und der Gefahr von prohibitiven Netzentgelten bei Markteinführung können den Markthochlauf verlangsamen. Um dies zu verhindern, dürfte eine anfängliche Risikoübernahme durch den Staat und eine Subventionierung sinnvoll sein. Neue Anwendungen für Wasserstoff sowie Projekte zur Versorgung mit sauberem Wasserstoff und Infrastrukturinvestitionen stehen an der risikoreichsten Stelle der Markteinführung. Gezielte und zeitlich begrenzte Darlehen, Garantien und andere Instrumente können die Investitionsneigung stärken, erlauben das Sammeln von Erfahrungen und mindern das Investitionsrisiko.
- **Beseitigung unnötiger regulatorischer Hindernisse und Harmonisierung von Standards:** Projektentwickler sehen sich mit Hürden konfrontiert, wenn Vorschriften und Genehmigungsanforderungen unklar, für neue Zwecke ungeeignet oder in verschiedenen Sektoren und Ländern uneinheitlich sind. Mit dem Inflation Reduction Act (IRA) haben die USA einen deutlichen Impuls für die Entwicklung einer eigenen Wasserstoffwirtschaft gesetzt. Aufgrund der geringen Komplexität der Rahmenbedingungen dürfte die Marktdurchdringung rascher erfolgen als bei komplexen und unsicheren Rahmenbedingungen. Europa steht damit vor der Aufgabe, die regulatorische Komplexität deutlich zu reduzieren und Importe sowie den Netzausbau mit hohem Tempo voranzutreiben.
- **Diversifizierung der Wasserstoffquellen:** Aufgrund der langfristigen Kostenvorteile wird grüner Wasserstoff primär in jenen Regionen der Welt hergestellt, in welchen die notwendigen erneuerbaren Energieträger, wie Solarenergie, ausreichend und kostengünstig zur Verfügung stehen. Nach den Prognosen der IEA²² kann man davon ausgehen, dass die niedrigsten Herstellungskosten in Nordafrika, in Chile, in Westasien, auf der Arabischen Halbinsel und in China anfallen werden. Da es sich in einigen Fällen um Länder mit instabilen politischen Verhältnissen handelt, ist besonderes Augenmerk auf die Diversifizierung der Bezugsquellen zu legen, um politischen Druck zu verringern sowie die Resilienz der Produktion zu erhöhen.
- **Strategische Resilienz durch Handelsabkommen:** Nicht nur in Bezug auf Wasserstoff, sondern auch für andere kritische Rohstoffe muss die Diversifizierung vorangetrieben werden. Um die Diversifizierung von Wertschöpfungsketten voranzutreiben und die Autonomie zu stärken, sollten wirtschaftliche Allianzen mit strategisch wichtigen Partnern gebildet bzw. erneuert und gepflegt werden. Handelsabkommen, die kurz vor einem Abschluss stehen, sollten deshalb zeitnah ratifiziert und laufende Verhandlungen zügig abgeschlossen werden. Auch Handelsabkommen mit südamerikanischen Partnerländern können zum Ausbau der erneuerbaren Energien beitragen, da das Rohstoffpotenzial

²² Siehe etwa <https://www.iea.org/reports/the-future-of-hydrogen>.

etwa in der Lithiumgewinnung in dieser Region als sehr hoch eingeschätzt wird.²³ So sind etwa allein in Chile, Bolivien und Argentinien Lithiumreserven²⁴ von etwa 25 Mio. Tonnen vorhanden, was etwa dem Vierfachen der Reserven der restlichen Welt entspricht.

5.4. Unterstützung der Elektrifizierung

Der Stromverbrauch im Allgemeinen und der Industrie im Speziellen wird zukünftig deutlich zunehmen. So werden bis zu einer gewissen Temperatur Wärmepumpen zur Energiebereitstellung wichtiger werden. Gewisse Industrieprozesse, für die niedrigere Temperaturen ausreichend sind (etwa in der Lebensmittelproduktion oder in der Papierverarbeitung), können direkt elektrifiziert werden und somit teures Erdgas ersetzen. Die direkte Nutzung von Strom wird verstärkt auch eingesetzt werden, um die Dekarbonisierung voranzutreiben. Wasserstoff und grüne Gase, die durch ihre Herstellung den Stromverbrauch indirekt erhöhen, werden für die stoffliche Nutzung und Hochtemperaturprozesse relevanter werden. Daher wird durch direkten und indirekten Einsatz von Strom auch in der Industrie der Strombedarf steigen.

Derzeit ist die Stromproduktion, insbesondere in den Wintermonaten, noch sehr stark vom Einsatz von Erdgas abhängig. Damit Strom zu wettbewerbsfähigen Preisen angeboten werden kann, gibt es grob gesagt zwei Möglichkeiten, die verfolgt werden können. Erstens kann Erdgas weiterhin als wichtiger Energieträger eingesetzt werden. In diesem Fall ist es aber notwendig, verstärkt auf heimische (aus europäischer Sicht) Erdgasreserven zurückzugreifen, um teures LNG zu ersetzen. Aber auch in diesem Fall kann das Problem bestehen, dass Arbitragemöglichkeiten bestehen und das geförderte Erdgas exportiert wird. Zusätzlich ist zu berücksichtigen, dass die Erfüllung der Klimaziele die Preise für fossile Energieträger erhöhen wird. Diese Aspekte führen dazu, dass Erdgas zur Stromgewinnung lediglich zur Überbrückung Einsatz finden sollte.

Der zweite Weg, der zwar deutlich komplexer, mittelfristig aber kostengünstiger ist, sieht den vollständigen Ersatz von Erdgas in der Stromproduktion durch andere Energieträger bzw. die Nutzung von überschüssiger elektrischer Energie zur Produktion von grünem Gas (Power-to-Gas) vor. Durch Power-to-Gas erzeugte Energieträger, wie Wasserstoff, können fossile Energieträger in diversen Industrieprozessen nahezu vollständig substituieren. Dies wird insbesondere in jenen Branchen relevant, in welchen Hochtemperaturprozesse notwendig sind, aber keine marktreifen Technologien für die direkte Verwendung von elektrischer Energie existieren.

Kostengünstige Elektrizität kann erreicht werden durch: 1) den Einsatz erneuerbarer Energien (beispielsweise durch bessere Genehmigungs- und Investitionssignale), 2) den Aufbau und die Verstärkung des Netzes und 3) Flexibilität (kurzfristige und langfristige Energiespeicherung, flexible Kraftwerke und Demand Response).

²³ <https://www.economist.com/the-americas/2023/05/02/the-green-revolution-will-stall-without-latin-americas-lithium>.

²⁴ Es wird jedoch intensiv an Batterietechnologien, die andere Rohstoffe als Lithium verwenden, geforscht, siehe etwa <https://futurezone.at/science/akku-batterie-lithium-nickel-kobalt-revolution-forschung-e-auto/402219123>.

Wichtige Elemente für eine erfolgreiche Elektrifizierung sind:

- **Ausbau der Netzinfrastruktur:** Sowohl der direkte Einsatz von Strom in der Industrie als auch eine heimische Produktion von Wasserstoff sowie die Elektrifizierung in anderen Bereichen abseits der industriellen Produktion führen zu einem enorm steigenden Strombedarf. Österreichs Energie (2022) prognostiziert bis 2040 einen Anstieg um etwa 90 Prozent oder beinahe 70 TWh.²⁵ Durch den steigenden Bedarf und höhere Varianz der Spitzenlasten im Zusammenhang mit dem Ausbau der erneuerbaren Energiequellen steigen die Anforderungen an das Stromnetz. Dementsprechend ist eine wichtige Voraussetzung für die Energiewende, die Leistungsfähigkeit der Übertragungs- und Verteilernetze deutlich zu erhöhen. Da die Potenziale für erneuerbare Energieträger regional sehr unterschiedlich sind, wird es notwendig sein, Strom von Regionen mit billigeren Produktionskosten in Regionen mit höheren Kosten zu transportieren. Ein starkes und leistungsfähiges Stromnetz schafft die Voraussetzung für diesen zeitlichen und räumlichen Ausgleich, die Speicherung sowie für Exporte und Importe von Strom. Dementsprechend muss die Netzinfrastruktur hierfür ausgelegt sein. Dies erfordert eine Ausweitung der Transportkapazitäten in den Verteilernetzen und den Übertragungsnetzen durch den Ausbau der Anbindungen der Verteilernetze an das Hochspannungs- und Übertragungsnetz (inkl. Umkehr der Lastflussrichtung), durch die Verstärkung der nationalen Verbindungen im Höchstspannungsnetz (v. a. der 380-kV-Ebene) und durch eine stärkere Anbindung an das europäische Stromnetz sowie eine gesamtheitliche und sektorenübergreifende Planung des Stromsystems (Österreichs Energie, 2022). Die Strompreistarife sollen darüber hinaus flexibel auf Ungleichgewichte zwischen Angebot und Nachfrage reagieren, damit die Stabilität der Netzinfrastruktur gestärkt wird.
- **Management der Flexibilitäten:** Für die Sicherstellung der zukünftigen Stromnachfrage müssen Modelle gefunden werden, um Angebot und Nachfrage zukünftig in Einklang zu bringen. Es wird mehr Flexibilität notwendig sein. Dabei muss zwischen kurz-, mittel- und langfristigen Flexibilitätserfordernissen unterschieden werden. Kurzfristig kann die Erzeugung aus PV- und Windkraftanlagen sowie die Stromnachfrage für den Betrieb von Wärmepumpen enorme Schwankungen aufweisen. Mittelfristig entstehen Angebotsschwankungen zum Beispiel durch Großwetterlagen. Dieser mehrtägige bis mehrwöchige Bedarf an Speicherkapazitäten kann durch Batterien und steuerbare Lasten nur unzureichend bzw. zu sehr hohen Kosten bereitgestellt werden. Hierfür bieten sich insbesondere Speicherkraftwerke und Pumpspeicherkraftwerke an, die den Ausgleich von Angebot und Nachfrage unterstützen können. Langfristig besteht eine erhebliche Saisonalität in der Stromproduktion. So ist die Produktion im Frühjahr und Sommer höher als in den Wintermonaten. Während Batterien als Speichermedium nicht dafür geeignet sind, saisonale Schwankungen in der Produktion auszugleichen, und die derzeit vorhandenen (Pump)speicherkraftwerke nur einen relativ geringen Beitrag zu

²⁵ Dies erfolgt unter der Annahme, dass etwa 25 Prozent des Wasserstoffbedarfs von Verkehr und Industrie in Österreich aus erneuerbarem Strom hergestellt werden müssten, während die restlichen 75 Prozent importiert werden würden.

dieser langfristigen Speicherung leisten können, haben Wasserstoff und grüne Gase das Potenzial, die notwendigen Energiemengen für die Überbrückung der Erzeugungslücke in den Wintermonaten sowie längerer Dunkel- und Flauteperioden bereitzustellen. Bei der Erzeugung grünen Wasserstoffs treten jedoch erhebliche energetische Umwandlungsverluste auf, die einen zusätzlichen Kapazitätsaufbau von Produktionsanlagen auf Basis erneuerbarer Energien voraussetzen. Aus wirtschaftlichen Gesichtspunkten ist damit eine Abwägung der Verwendung der Kapazitäten notwendig. Der Einsatz marktbasierter Instrumente ist daher wichtig, damit diese Kapazitäten bestmöglich genutzt werden. Um Effizienz und Versorgungssicherheit zu garantieren, müssen Flexibilitätsmärkte ausgebaut werden, etwa über Preissignale wie spezielle angebotsorientierte Tarife. Ein effizienter Markt gleicht dann Unterschiede von Angebot und Nachfrage über Preissignale aus. Des Weiteren müssen Rahmenbedingungen adaptiert werden (z. B. Netzentgelte), damit große NutzerInnen Flexibilitäten bereitstellen können.

- **Versorgung mit kritischen Rohstoffen:** Eine zentrale Bedingung für den Ausbau erneuerbarer Energien und die Elektrifizierung der Industrie ist eine sichere Versorgung mit kritischen Rohstoffen. Obwohl es in Europa bei vielen Rohstoffen umfangreiche Vorkommen gibt, werden diese aus Umweltschutzgründen und wegen geringer Wirtschaftlichkeit gegenüber Importen aus Drittstaaten nicht gefördert (Lewicka et al., 2021). Derzeit werden Rohstoffe aus Staaten mit niedrigeren Sozial- und Umweltauflagen bezogen, ein heimischer Abbau aber von der Bevölkerung oder der Politik abgelehnt. Diese Problematik sollte mehr Beachtung finden und auch der heimische Abbau von Rohstoffen wieder forciert werden, insbesondere vor dem Hintergrund des prognostizierten Nachfragewachstums (Grimm, 2022). Die Internationale Energieagentur prognostiziert, dass sich bis zum Jahr 2040 die Nachfrage nach Metallen aus der Platingruppe gegenüber 2020 ver Hundertfünzigfach und die Nachfrage nach Lithium vervierzigfach. Aber auch die Nachfrage nach anderen Rohstoffen wie etwa Graphit, Kobalt, Magnesium, Nickel oder Boraten dürfte sich vervielfachen. Neben der Intensivierung der Rohstoffgewinnung kann auch das Recycling von Rohstoffen eine wichtige Rolle spielen.
- **Schneller Ausbau von erneuerbaren Energiequellen:** Um einen möglichst schnellen Ausbau bei erneuerbaren Energieträgern zu erreichen, sind einige Reformen notwendig. Grundlegend ist die Beschleunigung von Genehmigungsverfahren und die laufende Evaluierung der Notwendigkeit der einzelnen Auflagen. Im Jahr 2022 wurden beispielsweise mehrere schwimmende Regasifizierungsanlagen in weniger als einem Jahr in Europa installiert, während die durchschnittliche Genehmigungsdauer für Offshore-Windkraftanlagen in Deutschland fünf Jahre und in Frankreich sieben Jahre beträgt (Sgaravatti et al., 2023). Nur so können Technologien effizient an den richtigen Standorten eingesetzt werden und einen maximalen Nutzen für das System bringen. Ein Kernziel eines reformierten europäischen Strommarktes sollte darin bestehen, starke Investitionssignale für die effizientesten Technologien an den sinnvollsten Standorten zu senden. Zweitens ist die Rechtssicherheit für Investitionen wichtig. Die Maßnahmen, die

gesetzt werden, um sogenannte „Zufallsgewinne abzuschöpfen“ und die Diskussion um die Preisgestaltung auf dem Strommarkt schwächen die Investitionsbereitschaft.

- **Demand-Response:** Der Einsatz neuer Technologien kann die Demand-Response in der Schwerindustrie verbessern und damit die Nachfrage stärker an das Angebot von Energie heranführen und Produktionskosten senken. So kann zum Beispiel aufgrund des Einsatzes neuer Technologien in Aluminiumschmelzen der Energieverbrauch nun um bis zu 30 Prozent variieren, ohne den empfindlichen Wärmehaushalt zu stören, der für die Herstellung von Aluminium erforderlich ist. Damit kann die Energienachfrage stärker an das Angebot angepasst werden. Bei Basismetallen können auch Anreize gesetzt werden, um die Sekundärproduktion (d. h. Recycling), die weit weniger energieintensiv als die Primärproduktion ist, zu forcieren (Sgaravatti et al., 2023).

5.5. Entwicklung neuer Technologien

Da es sich beim Einsatz von elektrischer Energie in der Hochtemperaturerzeugung um Technologien in einem frühen Entwicklungsstadium handelt, sind Maßnahmen notwendig, um Innovationen in diesem Bereich in Europa voranzutreiben. Ein ähnliches Problem besteht auch bei der Power-to-Gas-Technologie, die derzeit noch einen sehr niedrigen Wirkungsgrad aufweist. Wichtige Ziele sind in diesem Zusammenhang auch die Stärkung des Kapitalmarktes, die Ausweitung von Eigenkapital für Investitionen in Innovationen und die Forcierung von Spin-Off-Aktivitäten.

- **Sicherung von Investitionen in neue Technologien:** Criscuolo und Menon (2015) zeigen, dass öffentliche Interventionen mit einer langfristigen Perspektive (wie preisliche und mengenmäßige Maßnahmen für erneuerbare Energien, z. B. *feed-in tariffs* (FITs) und handelbare CO₂-Zertifikate) die Investitionsbereitschaft stärker erhöhen als kurzfristige fiskalpolitische Maßnahmen (wie steuerliche Investitionsförderungen). Cumming et al. (2016) zeigen darüber hinaus, dass die mediale Berichterstattung das Angebot von Venture Capital für Cleantech-Investitionen kräftigt.
- **Rahmenbedingungen für Risikokapitalgeber:** Die geringe Verfügbarkeit von Risikokapital in Europa und in Österreich im Besonderen zeigt, dass die Rahmenbedingungen hierfür verbessert werden müssen. Auf Grundlage einer umfassenden Literaturanalyse haben Köppl-Turyna et al. (2021) festgestellt, dass es eine Vielzahl von Anknüpfungspunkten gibt, die das Angebot von Risikokapital beeinflussen. Zu den angebotsseitigen Faktoren gehören insbesondere das steuerliche, das regulatorische und das kulturelle Umfeld. Zu den steuerlichen Aspekten gehören eine moderate Besteuerung von Unternehmensgewinnen, von Kapitalerträgen und von *carried interest* und Mitarbeiterbeteiligungen. Nachfrageseitig sind insbesondere niedrige Faktorkosten, Universitäten mit klarer Spin-off-Strategie sowie kulturelle Faktoren (wie z. B. eine höhere Wertschätzung von Unternehmertum im Allgemeinen) maßgeblich. So beeinflussen Arbeitskosten das Ausmaß von Unternehmensgründungen (siehe z.B. Baughn und Neupert, 2003 und Chen und Hshieh, 2022). Nach Chen und Hshieh (2022) führen niedrigere Lohnnebenkosten zu einer höheren Nachfrage nach Arbeitskräften für

F&E in Start-Ups. Nach diesen Ergebnissen verringern insbesondere Lohnnebenkosten, die einen erheblichen Anteil an den Arbeitskosten darstellen, die internationale Wettbewerbsfähigkeit von Start-Ups.

- **Spin-Off-Strategien:** Nach Statistik Austria beliefen sich im Jahr 2019 die Ausgaben für Forschung und Entwicklung in Österreich auf 12,4 Mrd. Euro bzw. 3,1 Prozent des BIP.²⁶ Auf den Hochschulsektor entfiel hiervon mehr als ein Fünftel. Die hohen Ausgaben schlagen sich jedoch nicht in Spin-Offs von öffentlichen Universitäten nieder. Im letzten Jahr wurden nach Spin-Off Austria Initiative²⁷ nur 11 Spin-Offs gegründet. Eine Reihe an Maßnahmen ist daher notwendig, um Ausgründungen aus den Universitäten attraktiver zu machen. Erstens muss Unternehmertum stärker an den österreichischen Universitäten und Fachhochschulen verankert werden. Zweitens sollten standardisierte Spin-Off-Verfahren etabliert werden, wie sie bereits an anderen auf diesem Gebiet erfolgreichen Universitäten angewendet werden, wie etwa in Norwegen, Großbritannien oder der Schweiz.²⁸ Wesentlich sind eindeutige Regeln und Verfahren bezüglich der Patentrechte.
- **Öffentliche indirekte Risikokapitalfinanzierung und Kofinanzierung von innovativen Unternehmen:** Die Entwicklung neuer Technologien im industriellen Bereich erfordert nicht nur hohe Kapitaleinsätze, sondern ist auch mit hohem Risiko und langen Entwicklungsphasen verbunden. Damit kommt es zu einem zu geringen Angebot an privatem Kapital im Vergleich zu anderen Investitionen. Dies führt dazu, dass eine Kapitallücke entsteht, die insbesondere in der Phase der Anschlussfinanzierung auftritt. Öffentliche Maßnahmen können an dieser Stelle wichtige Impulse liefern. Dabei zeigen empirische Untersuchungen, dass der Erfolg von der Art und Weise der öffentlichen Intervention abhängt. Während direkte staatliche Kapitalbeteiligungen Innovationen nicht stärken (siehe z. B. Köppl-Turyna et al., 2022a, Pierrakis und Saridakis, 2017 oder Da Rin, Hellmann und Puri, 2013), tragen *indirekte staatliche Programme* positiv zu den Innovationen bei (siehe Köppl-Turyna et al., 2022b). Bei den indirekten Modellen dienen öffentliche Mittel als Hebel für private Investitionen. Der Vorteil dieser Dachfonds-Investitionen gegenüber direkten Beteiligungen liegt insbesondere in der Expertise sowie der Anreizkompatibilität.
- **Ausbau der kapitalgedeckten Altersvorsorge:** Ein Aufbau einer kapitalgedeckten Altersvorsorge würde nicht nur Druck von den öffentlichen Finanzen nehmen, sondern führt auch zu einer Ausweitung des Angebots an Private-Equity-Kapital für innovative

²⁶ Im Jahr 2022 sind die Ausgaben auf 3,2 Prozent des BIP oder 14,3 Mrd. Euro gestiegen. Informationen über den Anteil des Hochschulsektors liegen jedoch nur bis 2019 vor.

²⁷ <https://www.spin-off-austria.at>.

²⁸ Beispielsweise: [https://assets.website-](https://assets.website-files.com/5f8564e7adfb7957794d2080/619ce63e562c874b2fe2c24d_Developing_University_Spinouts_in_the_UK_Tom_as_Coates_Ulrichsen_v2.pdf)

[files.com/5f8564e7adfb7957794d2080/619ce638ff3dc29ac43c1120_NorwayUniversitySpinOffsaer20160284.pdf](https://assets.website-files.com/5f8564e7adfb7957794d2080/619ce638ff3dc29ac43c1120_NorwayUniversitySpinOffsaer20160284.pdf) oder

[https://assets.website-](https://assets.website-files.com/5f8564e7adfb7957794d2080/619ce638685d4418399d383e_Richtlinien%20f%C3%BCr%20die%20Ausgr%C3%BCndung%20von%20Unternehmen%20an%20der%20ETH%20Z%C3%BCrich%20(Spin-off-Richtlinien).pdf)
[files.com/5f8564e7adfb7957794d2080/619ce638685d4418399d383e_Richtlinien%20f%C3%BCr%20die%20Ausgr%C3%BCndung%20von%20Unternehmen%20an%20der%20ETH%20Z%C3%BCrich%20\(Spin-off-Richtlinien\).pdf](https://assets.website-files.com/5f8564e7adfb7957794d2080/619ce638685d4418399d383e_Richtlinien%20f%C3%BCr%20die%20Ausgr%C3%BCndung%20von%20Unternehmen%20an%20der%20ETH%20Z%C3%BCrich%20(Spin-off-Richtlinien).pdf).

Projekte. Zwischen 2017 und 2022 sind in Schweden 26 Prozent (28 Mrd. Euro) der Private-Equity-Investitionen auf Pensionskassen zurückzuführen, im Vereinigten Königreich waren es beinahe 32 Prozent (112 Mrd. Euro, Invest Europe, 2023). Pensionskassen sind entsprechend in der Lage große Summen für die Entwicklung neuer Technologien bereitzustellen.

6. Appendix: Beschreibung von E-PuMA – ein Makromodell für Österreich

E-PuMA (Energy-Public Policy Model for Austria) ist ein allgemeines dynamisches Gleichgewichtsmodell (*dynamic computable general equilibrium model*), mit besonderem Fokus auf den Energieeinsatz, den Arbeitsmarkt und den öffentlichen Sektor. 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 CO₂-Besteuerung, der öffentlichen Finanzen, der staatlichen Pensionen, der Aus- und Weiterbildung oder der aktiven Arbeitsmarktpolitik. 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 analysiert werden. Österreich wird als kleine offene Volkswirtschaft modelliert, was impliziert, dass Kapital mobil ist 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, 2016). Für dieses Projekt wurde das Modell für Oberösterreich kalibriert. Datengrundlagen bilden insbesondere die Regionale Gesamtrechnung und die regionale Energiebilanz von Statistik Austria.

Die Bevölkerungsstruktur und -entwicklung der Volkswirtschaft wird mit Hilfe überlappender Generationen modelliert. Altersspezifische Variablen bestimmen den Übergang in die nachfolgende Altersgruppe bzw. die Sterbewahrscheinlichkeit. Das Grundmodell wurde von Blanchard (1985) entwickelt und von Gertler (1999) adaptiert. E-PuMA basiert auf der Arbeit von Grafenhofer et al. (2007), welche Gertlers Konzept erweitert, indem zusätzliche Altersgruppen implementiert werden. Die Arbeitslosigkeit wird als Sucharbeitslosigkeit dargestellt (vgl. Mortensen, 1986 bzw. 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.

Keuschnigg und Kohler (2002) bzw. Ratto et al. (2009) folgend werden Unternehmen in Investitionsgüter- und Endproduktproduzenten unterteilt. Darüber hinaus werden Energie- und Elektrizitätsunternehmen modelliert. 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 Elektrizitätssektor 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 Mitarbeiter und an Kapitalnutzung. In E-PuMA wird unvollkommene Substituierbarkeit zwischen den verschiedenen Ausbildungsgruppen in der Produktion angenommen. Den empirischen Ergebnissen von Krusell et al. (2000) und Ohanian et al. (2021) folgend, wird wie in Jaag (2009) Kapital-Ausbildungs-Komplementarität unterstellt. Das bedeutet, dass Höherqualifizierte und der Kapitaleinsatz stärker zueinander komplementär sind (weniger einfach substituiert werden können), als dies bei Geringqualifizierten und Kapital der Fall ist. 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 Präferenzen (Dixit-Stiglitz, 1977), wobei die einzelnen Marken unvollkommene Substitute darstellen.

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, AbsolventInnen einer mittleren bzw. höheren Schule etc., ISCED 3 – 4) und Hochqualifizierte ((Fach-)HochschülerInnen und AbsolventInnen 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- und 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, für 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, Körperschaftssteuer, Konsumsteuern, Kapitalertragssteuern auf Zinsen und Dividenden sowie Lohnsummensteuern) explizit modelliert. E-PuMA bildet hierbei sowohl das progressive Einkommensteuersystem als auch das System der Sozialversicherung (inklusive Höchstbeitragsgrundlage) und weitere lohnabhängige Abgaben ab.

7. Appendix 2: Diskussion technischer Möglichkeiten für die Produktionsprozesse

Dieser Appendix stellt einige Ansatzpunkte aus technologischer Sicht dar, wie Erdgas in Produktionsprozessen substituiert werden kann.

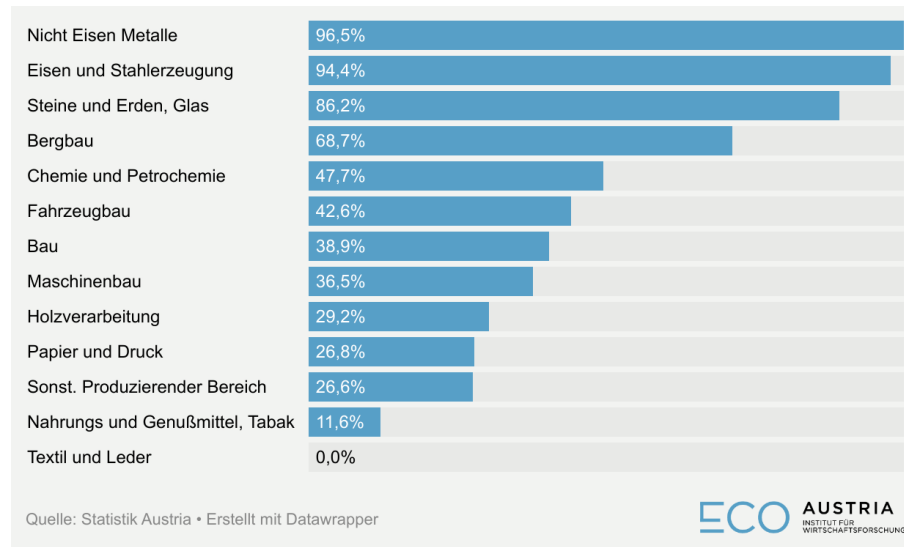
In einigen industriellen Prozessen wird Erdgas zur Gewinnung von Wasserstoff eingesetzt, der wiederum die Basis für das Endprodukt ist, wie bei der Produktion von Ammoniak, oder für bestimmte Produktionsprozesse im Hochtemperaturbereich, die einen gasförmigen Brennstoff für einen sauberen Verbrennungsprozess erfordern, wie beispielsweise in der Glas- und Keramikindustrie.

Für die nicht-energetischen Prozesse müssen Technologien entwickelt werden, um Erdgas zu ersetzen. Grünes Ammoniak beispielsweise kann durch die Verwendung von Wasserstoff, der mittels Elektrolyse aus Wasser erzeugt wurde, hergestellt werden. Dieses Verfahren ist besonders in jenen Gebieten kostengünstig durchzuführen, an denen Bedingungen herrschen, um grünen Strom entsprechend effizient und zu wettbewerbsfähigen Kosten zu erzeugen, wie z. B. in Marokko, Chile und Saudi-Arabien (Royal Society, 2020). Nach derzeitigem Stand ist die Produktion von grünem Ammoniak durch Elektrolyse die vielversprechendste Methode. Darüber hinaus (mehr dazu unten) kann grünes Ammoniak auch für die Energiespeicherung eingesetzt und über bestehende Wasserstoffinfrastruktur transportiert werden.

Für Prozesse, in denen Erdgas als Brennstoff verwendet wird, bietet sich potenziell der Ersatz durch Strom, Wasserstoff oder Biomethan an. Der Einsatz von elektrischer Energie ist bei niedrigen Temperaturen vielversprechend (z. B. in der Nahrungsmittel- und der Papierherstellung), für den breiten Einsatz in Hochtemperaturprozessen befinden sich, mit der Ausnahme der Elektrolichtbogenöfen in der Stahlerzeugung, die Technologien noch in einem frühen Stadium (Sgaravatti et al., 2023).

Der Anteil des Einsatzes von Erdgas in Hochtemperaturprozessen in einzelnen Wirtschaftsbereichen in Oberösterreich im Jahr 2019 ist in Abbildung 20 dargestellt. Demnach wird für diesen Zweck Erdgas vor allem in der Metallerzeugung und der Gewinnung von Steinen und Erden sowie der Glaserzeugung eingesetzt. Aber auch in der Chemie, dem Fahrzeugbau, der Bauwirtschaft und dem Maschinenbau entfällt ein erheblicher Anteil der Erdgasverwendung auf Hochtemperaturprozesse.

Abbildung 20: Anteil der Hochtemperaturprozesse am Erdgasverbrauch (Oberösterreich 2019, in Prozent)



Um den energetischen Verbrauch von Erdgas und Strom näher zu beleuchten, ist in Tabelle 7 die Verwendung in Oberösterreich nach Industrieprozess und Wirtschaftsbranche gegliedert. Die Daten beziehen sich auf das Jahr 2019.²⁹ Unterschieden wird zwischen dem Einsatz der beiden Energieträger für Raumklima und Warmwasser, Prozesswärme unter 200 Grad und Prozesswärme mit höherer Temperatur. Je nach Industriezweig gibt es beträchtliche Unterschiede im Anteil der Hochtemperaturprozesse. In manchen Wirtschaftszweigen spielen Hochtemperaturprozesse kaum eine Rolle, wie in der Textilverarbeitung, in anderen nur eine vergleichsweise geringe Rolle, wie etwa 10 Prozent in der Lebensmittelindustrie. In der Eisen- und Stahlerzeugung (94 Prozent) und im Bereich der Nicht-Eisen-Metalle (96 Prozent) wird Erdgas hauptsächlich für Hochtemperaturprozesse verwendet. Auch im Sektor Steine und Erden und Glas ist der Anteil mit über 86 Prozent besonders hoch. In diesen Branchen wird es besonders schwierig sein, den Einsatz von Erdgas signifikant zu ersetzen. Die Nutzung von Erdgas für Hochtemperaturprozesse im Jahr 2019 belief sich auf 21.640 TJ bzw. knapp über 6 TWh, was vor dem Hintergrund des Preisanstiegs seit dem Jahr 2022 gegenüber 2019 Mehrkosten für die Unternehmen in Oberösterreich von etwa 250 Mio. Euro (bei einem angenommenen Preis von knapp 62 Euro je MWh für 2022, siehe Tabelle 1) bzw. 460 Mio. Euro (bei 96 Euro je MWh für 2023) allein für diese Prozesse verursacht. Für Raumklima und Warmwasser sowie Prozesswärme geringer als 200°C wird Erdgas im Ausmaß von etwa 15.600 TJ eingesetzt.

²⁹ Zum Zeitpunkt der Erstellung der Studie waren die Daten für 2021 bereits verfügbar, aber aufgrund von pandemiebedingten Kurzarbeitsmaßnahmen verzerrt.

Tabelle 7: Einsatz von Erdgas und Strom für verschiedene Verwendungsformen in Oberösterreich (2019, in TJ)

Erdgas	Raumklima und Warmwasser	Prozesswärme <200 °C	Prozesswärme >200 °C	Standmotoren
Eisen und Stahlerzeugung	327	142	7.910	
Chemie und Petrochemie	1.880	2.471	3.967	
Nicht Eisen Metalle	42	50	2.559	0
Steine und Erden, Glas	165	340	3.144	
Fahrzeugbau	516	60	428	53
Maschinenbau	554	294	487	2
Bergbau	265	40	670	
Nahrungs und Genußmittel, Tabak	418	2.129	335	
Papier und Druck	1.541	3.576	1.872	
Holzverarbeitung	7	53	25	
Bau	195	28	142	1
Textil und Leder	42	96		
Sonst. Produzierender Bereich	167	113	101	0
Elektrische Energie	Raumklima und Warmwasser	Prozesswärme <200 °C	Prozesswärme >200 °C	Standmotoren
Eisen und Stahlerzeugung	103	4	1.209	2.320
Chemie und Petrochemie	387	19	941	4.363
Nicht Eisen Metalle	44	7	326	1.010
Steine und Erden, Glas	42		259	1.258
Fahrzeugbau	190	7	112	969
Maschinenbau	341	8	535	1.831
Bergbau	44	30	30	1.249
Nahrungs und Genußmittel, Tabak	137	122	131	1.404
Papier und Druck	451	465	6	4.602
Holzverarbeitung	32	18	8	606
Bau	82		5	224
Textil und Leder	31	13		132
Sonst. Produzierender Bereich	125	176	151	1.124

Quelle: Statistik Austria • Erstellt mit Datawrapper

Strombasierte (Wärme-)Prozesse können in einigen Fällen effizienter und wirtschaftlicher sein als auf fossilen Brennstoffen basierende Technologien. Die Elektrifizierung verringert die Kosten aber nur dann, wenn Strom kostengünstig und wettbewerbsfähig erzeugt werden kann (beispielsweise ohne den Einsatz von Erdgas). Die Eisen- und Stahlerzeugung verwendet nicht nur Erdgas, sondern auch elektrische Energie für Hochtemperaturprozesse. Als Beispiel kann das Werk der voestalpine Edelstahl in Kapfenberg herangezogen werden, in welchem Elektrolichtbogenöfen (*electric arc furnaces* – EAF) zum Einsatz kommen. Nichtsdestotrotz wird in diesem Wirtschaftssektor ein großer Teil der Hochtemperaturwärme durch die Verbrennung von Erdgas erzeugt. Nach Tabelle 7 müsste in Oberösterreich ein jährlicher Verbrauch von Erdgas für diesen Zweck im Ausmaß von etwa 7.900 TJ oder 2,2 TWh ersetzt werden. Für die Stahlproduktion bietet sich als vielversprechendste Lösung der Einsatz von (grünem) Wasserstoff in Kombination mit einem Direktreduktionsverfahren und Weiterverarbeitung in einem Elektrolichtbogenofen an. Um alternative Technologien wie diese sinnvoll einsetzen zu können,

müssen sowohl die Wasserstoffinfrastruktur als auch die notwendige Infrastruktur für die direkte Elektrifizierung ausgebaut werden. Generell ist zwar Power-To-Heat, das heißt direkte Nutzung des Stromes, etwa mittels Induktion, längerfristig effizienter (siehe z. B. NRW.Energy4Climate, 2023)³⁰. In vielen Fällen werden aber hybride Technologien, die sowohl elektrische Energie als auch grünen Wasserstoff einsetzen, notwendig sein.

Im Bereich der niedrigeren Temperaturen bieten sich verschiedene Technologien an. Zur elektrifizierten Dampf- bzw. Heißwassererzeugung werden häufig Elektrokessel (bis ca. 130°C), Elektrodenkessel (bis ca. 250°C) sowie kombinierte Anlagen aus Elektrodenkessel und Heizschwert (bis knapp 400°C) eingesetzt (siehe Gruber, Biedermann und von Roon, 2015). Die Vorteile dieser Anlagen zur Wärmebereitstellung sind die stufenlose Erzeugung (Minimallast 0 Prozent), die Erzielung höherer Wirkungsgrade im Vergleich zu brennstoffbefeuerten Dampf- und Heißwassererzeugern sowie das schnelle An- und Abfahrverhalten (Moser et al., 2020). Eine weitere Technologie, die Strom zur Wärmebereitstellung verwendet, sind Wärmepumpen. Im Gegensatz zu den zuvor beschriebenen Technologien wird die erforderliche Prozesswärme bei Wärmepumpen nicht ausschließlich aus Strom erzeugt. Vielmehr wird der Strom verwendet, um von einem niedrigen Temperaturniveau auf ein höheres Niveau zu gelangen. Nach Arpagaus et al. (2018) ist es möglich, Wärmepumpen für diverse industrielle Prozesse einzusetzen.

INFOBOX: Power-To-Heat vs. Grüner Wasserstoff (nach NRW.Energy4Climate)

Power-To-Heat (PtH) wie etwa Elektrodenkessel: weist im Vergleich zu einem Verbrennungsprozess in der Regel einen höheren Wirkungsgrad auf. Das würde sich positiv auf die Effizienz des internen Prozesses auswirken. Es würden keine Abgase mehr entstehen. Dadurch würde deutlich weniger oder keine direkt nutzbare Abwärme anfallen. Die regionale Fernwärme-Versorgung müsste bei Anwendung dieser Technologie auf andere Weise (mit Energiebedarf) gedeckt werden. Dazu wäre der Aufbau einer neuen Infrastruktur (z. B. zur Erschließung anderer niederkalorischer Wärmequellen oder für Wärmepumpen) notwendig, während die bestehende Infrastruktur (z. B. Wärmetauscher, Leitungsanbindung an das Fernwärme-Netz) nicht mehr genutzt werden würde.

Wasserstoff: Die Umwandlungsverluste, die mit der Herstellung von Wasserstoff verbunden sind, führen im Vergleich zu einer PtH-Technologie zu einem höheren Energiebedarf. Da weiterhin ein Feuerungsprozess mit Verbrennungsabgasen zur Anwendung kommt, könnte die Einspeisung der Abwärme in das Fernwärme-Netz auch zukünftig erfolgen. Darüber hinaus bietet die Weiternutzung der bereits aufgebauten Infrastruktur wirtschaftliche Vorteile.

³⁰ Abrufbar unter: https://issuu.com/nrw_energy4climate/docs/b22016_prozessw_rme_final.

8. Literatur

- 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.
- Arpagaus, C., F. Bless, M. Uhlmann, J. Schiffmann und S. S. Bertsch (2018). High temperature heat pumps: Market overview, state of the art, research status, refrigerants, and application potentials. *Energy* 152, 985–1010.
- 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 (2020). Documentation of the Public Policy Model for Austria and other European countries (PuMA), *EcoAustria Research Paper No. 11*.
- Berger, J., G. Biffi, U. Schuh und L. Strohner (2016). Updating of the Labour Market Model, *EcoAustria und Donauuniversität Krems, Studie im Auftrag von DG EMPL der Europäischen Kommission*.
- 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*.
- Baughn, C. C. und K. E. Neupert (2003). Culture and national conditions facilitating entrepreneurial start-ups, *Journal of International Entrepreneurship* 1(3), 313–330.
- Blanchard, O. J. (1985). Debt, Deficits and Finite Horizons, *Journal of Political Economy* 93, 223–247.
- BMK – Bundesministerium Klimaschutz, Umwelt, Energie, Mobilität, Innovation und Technologie (2023). *Innovative Energietechnologien in Österreich – Marktentwicklung 2022*.
- Boone, J. und L. Bovenberg (2002). Optimal Labour Taxation and Search, *Journal of Public Economics* 85, 53–97.
- Chen, J. und S. Hsieh (2022). The Labor Effects of R&D Tax Incentives: Evidence from VC-Backed Startups, available at SSRN 3903861.
- Criscuolo, C. und C. Menon (2015). Environmental policies and risk finance in the green sector: Cross-country evidence, *Energy Policy* 83, 38–56.
- Cumming, D., I. Henriques und P. Sadorsky (2016). ‘Cleantech’ venture capital around the world, *International Review of Financial Analysis* 44, 86-97.
- Dixit, A. und J. E. Stiglitz (1977). Monopolistic Competition and Optimum Product Diversity, *American Economic Review* 67(3), 297–308.
- Gertler, M. (1999). Government Debt and Social Security in a Life-Cycle Economy, *Carnegie-Rochester Conference Series on Public Policy* 50, 61–110.
- Grafenhofer, D., C. Jaag, C. Keuschnigg und M. Keuschnigg (2007). Probabilistic Aging, *CESifo Working Paper* 1680.
- Grimm, V. (2023). Wasserstoff – Handlungsbedarf und Chancen im Zuge der Energiekrise, *Wirtschaftsdienst* 103(3), 174–178.
- Grimm, V. (2022). Die Krise bekämpfen, das Wirtschaftsmodell neu justieren, *Wirtschaftsdienst* 102, 922–928.

- Gruber, A., F. Biedermann und S. von Roon (2015). Industrielles Power-to-Heat Potenzial, Vortrag bei der IEWT 2015 in Wien, München: Forschungsgesellschaft für Energiewirtschaft mbH.
- Hayashi F. (1982). Tobin's Marginal Q and Average Q. A Neoclassical Interpretation, *Econometrica* 50, 213–224.
- Hölzl, W., S. Kaniovski, B. Meinhart, F. Sinabell und G. Streicher (2023). Wettbewerbsfähigkeit der österreichischen Industrie bei weiterhin hohen Energiepreisen, WIFO Forschungsbericht im Auftrag der Wirtschaftskammer Österreich.
- Hüther, M., M. Küper und T. Schaefer (2023). Zukunft Erdgas. Wie viel brauchen wir noch und was kommt dann?, IW-Policy Paper Nr. 5, Köln.
- IEA (2023). Europe's energy crisis: What factors drove the record fall in natural gas demand in 2022?, [Link](#).
- Jaag, C. (2009). Education, demographics, and the economy, *Journal of Pension Economics and Finance* 8(2), 189–223.
- 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.
- Koch, S. und H. Hofer (2022). Update der Inflationsprognose, Presseinfo IHS, Wien.
- Köppl-Turyna, M., S. Köppl und D. Christopoulos (2022a). Syndication networks and company survival: evidence from European venture capital deals, *Venture Capital* 24(2), 105–135.
- Köppl-Turyna, M., S. Köppl und D. Christopoulos (2022b). Government-backed venture capital investments and performance of companies: The role of networks, *EcoAustria Research Paper No. 21*.
- Köppl-Turyna, M. und J. Berger (2022). Folgen der Entwicklung des Gas- und Elektrizitätspreises auf die österreichische Wirtschaft. Anstieg der Gas- und Strompreise mit kräftigem Wachstumseinbruch verbunden, *EcoAustria Kurzanalyse Nr. 19/08*, September 2022.
- Köppl-Turyna, M., S. Köppl, J. Berger und L. Strohner (2021). Determinanten und Effekte von Venture Capital und Private Equity: Eine Literaturanalyse, *List Forum für Wirtschafts- und Finanzpolitik* 47(2), 151–192.
- 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), 1029–1054.
- Lewicka, E., K. Guzik und K. Falls (2021). On the possibilities of critical raw materials production from the EU's primary sources, *Resources* 10(5), 50.
- Mortensen, D. (1986). Job search and labour market analysis, in: Ashenfelter, O., Layard, R. (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., Card, D. (Hrsg.), *Handbook of Labor Economics*, vol. 3B. Amsterdam: Elsevier Science.
- Moser, S., H. Böhm, J. Lindorfer, A. Zauner, G. Drexler-Schmid, S. Knötter, R. Hofmann, T. Kienberger, C. Sejkora, J. Dock, J. Fluch, C. Brunner und W. Glatzl (2020). Basispapier Elektrifizierung der Industrie, IEA IETS Annex 19, [Link](#).
- Ohanian, L. E., M. Orak und S. Shen (2021). Revisiting Capital-Skill Complementarity, Inequality, and Labor Share, NBER Working Paper Series 28747.
- Österreichs Energie (2022). Österreichs Weg in eine klimaneutrale Energiezukunft, [Link](#).

- Pierrakis, Y. und G. Saridakis (2017). Do publicly backed venture capital investments promote innovation? Differences between privately and publicly backed funds in the UK venture capital market, *Journal of Business Venturing Insights* 7, 55–64.
- Pietzcker, R. C., S. Osorio und R. Rodrigues (2021). Tightening EU ETS targets in line with the European Green Deal: Impacts on the decarbonization of the EU power sector, *Applied Energy* 293, 116914.
- 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.
- Royal Society (2020). Ammonia: Zero-Carbon Fertiliser, Fuel and Energy Store, Policy Briefing, [Link](#).
- Sgaravatti, G., S. Tagliapietra und G. Zachmann (2023). Adjusting to the energy shock: the right policies for European industry, *Bruegel Policy Brief* 11/23.
- SVR – Sachverständigenrat zur Begutachtung der gesamtwirtschaftlichen Entwicklung (2022). Energiekrise solidarisch bewältigen, neue Realität gestalten, *Jahresgutachten 2022/23*.
- United Nations (2008). *International Standard Industrial Classification of All Economic Activities (ISIC), Revision 4*, New York.
- 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.
- WIFO (2021). *Prognose für 2021 bis 2023: Neuerlicher Lockdown verzögert Konjunkturerholung in Österreich*, Dezember 2021.

