

Projektbericht
Research Report
August 2024

Gesamtwirtschaftlicher Investitionsbedarf in Österreich zur Erreichung der Klimaziele

Klaus Weyerstraß

Michael Getzner, Bernd Gugele, Elisabeth Laa, Hannah Lucia Müller,
Maria Niedertscheider, Kerstin Plank, Leonhard Plank, Wolfgang
Schieder, Ilse Schindler, Daniel Schmidtner, Hannes Zenz

Unter Mitarbeit von

Florian Teurezbacher, Herbert Wiesenberger, Thomas Krutzler, Raphael Wasserbaur;
Sigrid Svehla-Stix; Margarethe Staudner; Holger Heinfellner

Studie im Auftrag

der Kammer für Arbeiter und Angestellte für Wien sowie der Wirtschaftskammer Österreich im
Namen des Beirats für Wirtschafts- und Sozialfragen

AutorInnen

Klaus Weyerstraß, Michael Getzner, Bernd Gugele, Elisabeth Laa, Hannah Lucia Müller, Maria Niedertscheider, Kerstin Plank, Leonhard Plank, Wolfgang Schieder, Ilse Schindler, Daniel Schmidtner, Hannes Zenz

Titel

Gesamtwirtschaftlicher Investitionsbedarf in Österreich zur Erreichung der Klimaziele

Kontakt

T +43 1 59991-233

E klaus.weyerstrass@ihs.ac.at

Institut für Höhere Studien – Institute for Advanced Studies (IHS)

Josefstädter Straße 39, A-1080 Wien

T +43 1 59991-0

F +43 1 59991-555

www.ihs.ac.at

ZVR: 066207973

In Zusammenarbeit mit Umweltbundesamt Gesellschaft mit beschränkter Haftung (UB - GmbH), Wien, und dem Forschungsbereich Finanzwissenschaft und Infrastrukturpolitik (Institut für Raumplanung), Technische Universität Wien.

Die Publikation wurde sorgfältig entsprechend der guten wissenschaftlichen Praxis erstellt und kontrolliert. Dennoch erfolgen alle Inhalte ohne Gewähr. Jegliche Haftung der Mitwirkenden oder des IHS aus dem Inhalt dieses Werks ist ausgeschlossen.

Inhaltsverzeichnis

Executive Summary.....	i
1 Hintergrund.....	1
2 Szenarien zur weitgehenden Klimaneutralität	2
3 Versorgungssicherheit & Investitionen in das Energiesystem.....	14
4 Veränderung der Investitions- und Betriebskosten.....	18
4.1 Industrie.....	18
4.2 Gebäude	22
4.3 Verkehr	27
4.4 Investitionskosten gesamt	32
5 Aufbringung der Mittel	35
5.1 Grundlagen zur Finanzierung der Dekarbonisierung	35
5.2 Zur Finanzierung der Dekarbonisierung: vorhandene theoretische und empirische Befunde	37
5.3 Costs of Capital/Debt (Kapital-/Finanzierungskosten).....	42
5.4 Green Public Finance: Die Rolle der öffentlichen Hand.....	43
5.5 Abgrenzung der Brutto-Investitionen vom Finanzierungsbedarf	45
5.5.1 Branchen- und technologiespezifische Investitionszyklen.....	45
5.5.2 Betriebswirtschaftlich rentable Investitionen.....	46
5.5.3 Volkswirtschaftlich rentable Investitionen	47
5.6 Ableitung des Dekarbonisierungs-Finanzierungsbedarfs der Brutto-Investitionen	47
5.6.1 Finanzierungsbedarf der Dekarbonisierung nach den Sektoren der THG-Inventur und den institutionellen Sektoren der Volkswirtschaft.....	47
5.6.2 Einordnung der Ergebnisse	56
5.7 Finanzierungsinstrumente für den Klimaschutz in Österreich	61
5.7.1 Finanzierung von Klimaschutzinvestitionen des öffentlichen Sektors	61
5.7.2 Finanzierung Klimaschutzinvestitionen des privaten Sektors.....	67
6 Wettbewerbsfähigkeit, Sozial- und Standortverträglichkeit	69
6.1 Volkswirtschaftliche Effekte & Verteilungswirkungen	69
6.2 Wettbewerbsfähigkeit und Standortverträglichkeit.....	78
6.2.1 Literaturübersicht zum Zusammenhang zwischen Energiepreisen und Wettbewerbsfähigkeit	80
6.2.2 Produktion in der energieintensiven Industrie	87

6.2.3	Wettbewerbsmaße	93
6.2.4	Modellansatz	98
6.2.5	Datenquellen	100
6.2.6	Schätzergebnisse	102
6.2.7	Deskriptive Analyse von Energiekosten, Energieintensität und Exporten des verarbeitenden Gewerbes	107
6.2.8	Annahmen zur Entwicklung der Energiestückkosten bis 2050	119
6.2.9	Simulationsergebnisse	122
6.3	Analyse zur Sozialverträglichkeit	133
6.3.1	Forschungsdesign: Qualitative Interviews	136
6.3.2	Ergebnisse	137
7	Zusammenfassung	146
8	Verzeichnisse	165
8.1	Abbildungsverzeichnis	165
8.2	Tabellenverzeichnis	167
8.3	Literaturverzeichnis	171
8.4	Abkürzungsverzeichnis	192
9	Anhang	193
9.1	Energiewirtschaft	193
9.2	Industrie	196
9.3	Gebäude	199
9.5	Verkehr	202
9.6	Wirkung des CO ₂ -Preises auf die Energiepreise	205
9.7	Volkswirtschaftliche Effekte und Verteilungswirkungen	206
9.8	Maßnahmen in den Szenarien WEM, KN40 und KN40/50	207

Executive Summary

Um die im Rahmen internationaler Abkommen und nationaler Ziele angestrebten Verringerungen von Treibhausgasemissionen bis hin zur Klimaneutralität zu erreichen, sind bis zum Jahr 2040 beträchtliche Investitionen, insbesondere in der Industrie, dem Verkehr sowie dem Energie- und dem Gebäudebereich notwendig. Darüber hinaus ist eine weitgehende ökonomische und gesellschaftliche Transformation notwendig, die Fragen der Machbarkeit, der Finanzierung sowie der betriebswirtschaftlichen und volkswirtschaftlichen Auswirkungen und zur sozialen und standortpolitischen Verträglichkeit aufwirft.

Szenarien zu Energieeinsatz und Treibhausgasemissionen

Im Szenario WEM (with existing measures) ist die weitere Entwicklung von Energieeinsatz und Treibhausgasemissionen für Österreich „mit bestehenden Maßnahmen“ abgebildet. Aufbauend auf bisherigen Arbeiten des Umweltbundesamts wurden im Rahmen des Projekts zwei Szenarien zum Erreichen weitgehender Klimaneutralität 2040 erstellt, das Szenario KN40 und das Szenario KN40/50.

Zusammen mit weiteren Rechtsvorschriften und Förderungen ist der CO₂-Preis ein wichtiger Hebel für die Transformation aller Sektoren des Energiesystems zur Verringerung des Energieverbrauchs und einem zunehmenden Einsatz erneuerbarer Energieträger.

Eine ergänzende Maßnahme in den Szenarien KN40 und KN40/50 ist der Einsatz von CO₂-Abscheidung und -Speicherung (Carbon Capture and Storage/Use (CCS/U) bei Industrieanlagen (von Prozessemissionen, die schwer zu vermeiden sind) nach dem Jahr 2035. Im Fall der Nutzung von Abwärme ist der dafür notwendige Energieaufwand weitgehend im KN40 bzw. KN40/50 enthalten.

Das KN40/50 unterscheidet sich vom KN40 insbesondere durch höhere Treibhausgasemissionen (THG) im Emissionshandelsbereich (ETS) in den Jahren 2030 und 2040. Im Jahr 2050 sind die Emissionen gleich hoch. Beide Szenarien erreichen das für Österreich gültige Ziel für 2030 für die Sektoren außerhalb des Emissionshandels (Non-ETS). Tabelle A zeigt die THG-Emissionen im Szenario KN40.

Tabelle A: Entwicklung der Treibhausgasemissionen im Szenario KN40 nach Sektoren bis 2050

Mio. t CO ₂ -Äquivalent	2005	2020	2030	2040	2050
Energie & Industrie mit Emissionshandel	41,6	32,4	20,5	4,3	1,8
<i>Energie & Industrie ohne Emissionshandel</i>	5,8	5,3	3,6	0,4	0,3
<i>Energie & Industrie Emissionshandel</i>	35,7	27,0	17,0	3,9	1,5
Verkehr	24,6	20,8	13,7	0,3	0
Gebäude	12,7	8,0	3,7	0,2	0,1
Landwirtschaft***	8,3	7,9	5,8	5,3	5,0
Abfallwirtschaft	3,6	2,3	2,0	1,2	0,4
F-Gase	1,8	2,2	0,8	0,2	0,2
Treibhausgasemissionen gemäß Klimaschutzgesetz (ohne Emissionshandel)*	56,8	46,5	29,6	7,6	6,0
Treibhausgasemissionen gesamt**	92,6	73,6	46,5	11,5	7,5

Quellen: Umweltbundesamt KN40, Umweltbundesamt REP-0880, Umweltbundesamt REP-0856

* Ziel 2030 im Non-ETS -Bereich 29,6 Mio. t CO₂-äq.

**THG ohne Berücksichtigung des LULUCF-Ziels. Ab 2040 Einsatz von CCS ersichtlich; die verbleibenden Emissionen müssen mittels LULUCF, weiteren CCS/U, Biomasse-CCS oder DACCS kompensiert werden, um Netto Null Emissionen zu erreichen. Die Bilanzierungsregeln für Carbon Removal werden auf EU-Ebene erst bis 2026 erarbeitet. Auf Grund der vielen technischen, rechtlichen und finanziellen Unsicherheiten bei diesen Kompensationstechnologien war eine finanzielle Abschätzung nicht sinnvoll. Auf eine Darstellung der Null in der Tabelle wurde daher auch verzichtet.

*** Für den Sektor Landwirtschaft liegt kein Szenario Transition vor, das insbesondere die Aspekte der Anpassung der Produktionsmethoden an den Klimawandel und die Herausforderungen der Lebensmittelversorgung einer steigenden Bevölkerung bei fortschreitendem Klimawandel, die Wechselwirkungen mit dem höheren Biomassebedarf anderer Sektoren, die Anpassung der Fördermaßnahmen an Klimaschutzvorgaben und adäquate Preise für hochwertige und regionale Lebensmittel behandelt. Daher konnten auch keine Investitionskosten für diesen Sektor angegeben werden. Abgebildet ist das Szenario WAM+ aus dem Umweltbundesamt REP-0856.

Investitionskosten

Die Gesamtinvestitionen und die Mehrinvestitionen sind nach emittierenden Sektoren in Tabelle B dargestellt. Den Unsicherheiten bei den Gesamtinvestitionen und den Mehrinvestitionen wurde mit der Angabe eines oberen und eines unteren Bereichs-Wertes Rechnung getragen. Bei den angegebenen Mehrinvestitionen sind mögliche Ersatzinvestitionen (z.B. neuer Hochofen statt Elektrostahlwerk oder Wasserstoff-Reduktion; Energie: Erneuerung/Instandhaltung von Stromleitungen, Gas-KWK statt Wind oder PV)

beziehungsweise die bereits im WEM enthaltenen Investitionen von den Gesamtinvestitionen abgezogen.

Tabelle B: Gesamt- und Mehrinvestitionen gem. institutioneller Sektoren, 2024-2040 (Szenario KN40, Mrd. Euro, Preisbasis 2024)

	Gesamtinvestitionen						Mehrinvestitionen	
	Privater Sektor		Öffentl. Sektor		Summe		Summe	
	Unternehmen	Haushalte	Sektor Staat	Öffentl. Untern.	Bereich unten	Bereich oben	Bereich unten	Bereich oben
Industrie	16,0	0,0	0,0	0,0	16,0	28,0	8,6	15,4
Energie	20,3	5,7	0,8	128,9	155,9	174,5	38,5	83,0
Verkehr	94,9	63,7	84,0	30,3	273,0	391,8	45,1	65,3
Gebäude	30,4	230,1	22,2	21,2	303,8	438,3	10,3	15,0
Summe	161,7	299,5	107	180,4	748,7	1032,6	102,5	178,7

Quellen: Umweltbundesamt: Gesamtinvestitionen und Mehrinvestitionen, TU Wien: Verteilung auf privaten und öffentlichen Sektor; Rundungsdifferenzen werden nicht ausgeglichen. Aufgeteilt wurde der untere Bereichs-Wert der Gesamtinvestitionen. Dienstleistungsunternehmen und ihre Investitionskosten sind in den Sektoren Gebäude und Verkehr inkludiert.

Im Vergleich zu den anderen Sektoren weist die Industrie niedrigere Gesamt- und mit dem Gebäudesektor vergleichbare Mehrinvestitionen auf. Die Investitionen im Sektor Energie fließen zu annähernd gleichen Teilen in den Ausbau erneuerbarer Energieträger und den Ausbau der Netzinfrastruktur, wobei das wesentlich größere Stromnetz gegenüber dem Wasserstoff- und dem CO₂-Netz dominiert. Die Gesamtinvestitionen im Sektor Verkehr liegen in der gleichen Größenordnung wie bei Gebäuden. In diesen beiden Sektoren sind die Mehrinvestitionen im Vergleich zu den Gesamtinvestitionen gering. Im Gebäudebereich werden im KN40 Mehrinvestitionen in die Gebäudesanierung durch Minderinvestitionen im Neubau teilweise kompensiert; die höhere Sanierungsrate im KN40 erfordert weniger Neubau als im Szenario WEM. Bei den Mehrkosten im Verkehrsbereich wird berücksichtigt, dass in absehbarer Zeit mit einer Preisparität in den Anschaffungskosten für E-PKW/E-LKW gegenüber Verbrenner-Kfz gerechnet werden kann. Basierend auf internationalen Studien wird von einer Preisparitäten zwischen 2028 (PKW) und 2032 (schwere LKW) ausgegangen.

Basierend auf dem Szenario KN40 belaufen sich die Gesamtinvestitionen (Bruttoinvestitionen) über den Zeitraum 2024 bis 2040 auf mindestens 748,7 Mrd. Euro und maximal 1.032,6 Mrd. Euro. Davon zu differenzieren sind die tatsächlichen Mehrinvestitionen, die sich zwischen 102,5 Mrd. und 178,7 Mrd. Euro bzw. 14 Prozent bzw. 17 Prozent der Gesamtinvestitionen bewegen (Tabelle B). Während die Gesamtinvestitionen mehrheitlich im privaten Sektor anfallen, ist der Anteil des öffentlichen Sektors bei den Mehrinvesti-

tionen bedeutsamer. Dies liegt nicht zuletzt daran, dass private Investitionen, insbesondere bei der Umstellung auf Elektromobilität sowie bei der Dekarbonisierung der Wohngebäude, zwar ein hohes Brutto-Investitionsvolumen darstellen, aber über die Gesamtperiode betrachtet geringe zusätzliche Investitionen erforderlich machen. Hingegen sind im öffentlichen Sektor wichtige Vorhaben, wie der Ausbau des Öffentlichen Verkehrs sowie der Energienetze, durch höhere Additionalität gekennzeichnet. Dies gilt auch für den aus Sicht der Bruttoinvestitionen relativ kleinen Industriesektor.

Innerhalb des öffentlichen Sektors fallen Investitionen im Sektor Staat vor allem im Verkehrssektor und Gebäudesektor an, während der Energiesektor vor allem durch Investitionen von öffentlichen Unternehmen gekennzeichnet ist (Tabelle C).

Tabelle C: Gesamtinvestitionen - Öffentlicher Sektor, Aufteilung auf Gebietskörperschaftsebenen, 2024-2040 (Szenario KN40, in Mrd. Euro, Preisbasis 2024)

	Sektor Staat			Öffentliche Unternehmen			Summe
	Bund	Länder (ohne Wien)	Gemeinden (inkl. Wien)	Bund	Länder (ohne Wien)	Gemeinden (inkl. Wien)	
Industrie	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Energie	0,2	0,2	0,4	27,8	70,7	30,5	129,8
Verkehr	65,3	1,8	17,0	4,8	18,8	6,8	114,4
Gebäude	3,1	6,8	12,2	1,1	2,4	17,7	43,3
Summe	68,5	8,8	29,6	33,7	91,8	55,0	287,4

Quellen: Umweltbundesamt: Gesamtinvestitionen und Mehrinvestitionen, TU Wien: Verteilung auf privaten und öffentlichen Sektor. Aufgeteilt wurde der untere Bereichs-Wert der Gesamtinvestitionen des öffentlichen Sektors (vergl. Tab. B). Rundungsdifferenzen werden nicht ausgeglichen.

Legt man die Gesamtinvestitionen gemäß dem Szenario KN40 auf ein durchschnittliches Jahr um, dann betragen sie zwischen 46,8 Mrd. und 64,5 Mrd. Euro pro Jahr im Zeitraum 2024 bis 2040. Die zusätzlich notwendigen jährlichen Investitionen sind hingegen mit 6,4 Mrd. Euro (untere Grenze) und 11,2 Mrd. Euro (obere Grenze) deutlich geringer und entsprechen 1,1 Prozent bis 1,9 Prozent des modellierten durchschnittlichen jährlichen BIP über den Zeitraum 2024 bis 2040 im Szenario KN40. Von diesen Mehrinvestitionen fallen pro Jahr etwa einen Drittel im privaten Sektor und etwa zwei Drittel im öffentlichen Sektor an. Die zusätzlich notwendigen privaten Investitionen bewegen sich demgemäß zwischen 2 und 3,7 Mrd. Euro pro Jahr, während die Mehrinvestitionen im öffentlichen Sektor in einer Bandbreite von 4,4 bis 7,5 Mrd. Euro liegen.

Aufbringung der Mittel

Die vorhandenen Untersuchungen zeigen durchgehend, dass die für die Dekarbonisierung notwendigen Mittel sowohl im öffentlichen als auch im privaten Sektor gesamtwirtschaftlich vorhanden sind, insbesondere im Lichte der notwendigen Umlenkung der derzeit nach wie vor erheblichen fossilen Investitionen in die sozial-ökologische Transformation (z.B. Egli et al., 2022; Polzin & Sanders, 2020; Sanders et al., 2022). Es ist somit nicht von einem Ressourcenmangel auszugehen, sondern es sind die rechtlichen, institutionellen, politischen und ökonomischen Rahmenbedingungen für Investitionen in die Dekarbonisierung wesentlich zu verbessern. Dazu zählt insbesondere eine strikte, verlässliche, stringente und kohärente Klimaschutzpolitik, die vor allem auch mit entsprechenden Standards sowohl kurz- als auch längerfristige Unsicherheiten der privaten Entscheidungsträger:innen (private Haushalte, Unternehmen) beseitigt.

Zusammengefasst ergibt sich für die Finanzierung der Dekarbonisierung in Österreich, dass nominell und im Vergleich sowohl zum Bruttoinlandsprodukt als auch zu den Bruttoinvestitionen in der österreichischen Volkswirtschaft die zusätzlichen Investitionserfordernisse bewältigbar erscheinen (beispielsweise müsste der Sektor Staat gemessen am BIP etwa 0,3 bis 0,5 Prozent höhere Investitionen tätigen). Hinsichtlich der Finanzierung ist einerseits auf die verschiedenen Rahmenbedingungen zu achten, beispielsweise sind die fiskalpolitischen Spielräume für höhere staatliche Investitionen derzeit praktisch kaum vorhanden. Für Unternehmen können sich Erschwernisse hinsichtlich der Wettbewerbsfähigkeit ergeben, wenn entgegen den europäischen und internationalen Vereinbarungen in den anderen Industriestaaten, mit denen sich die österreichische Volkswirtschaft im Wettbewerb befindet, wesentlich geringere Dekarbonisierungsinvestitionen getätigt würden. Schlussendlich kann für bestimmte Gruppen (z.B. Haushalte mit unterdurchschnittlichem Einkommen, Kleinunternehmen) die Finanzierung aufgrund der individuellen Situation (Liquiditätsprobleme, sozial ungleiche Belastungen) entsprechend schwieriger sein. Diese Probleme scheinen im Hinblick auf die vorhandenen und allenfalls weiter zu entwickelnden Instrumente lösbar.

Wettbewerbsfähigkeit und Standortverträglichkeit

Als kleine offene Volkswirtschaft steht Österreich stark im internationalen Wettbewerb. Änderungen der Energiepreise oder Investitionen zur Erreichung der weitgehenden Klimaneutralität beeinflussen die Wettbewerbsfähigkeit. Dies gilt insbesondere dann, wenn die Produktionskosten im Inland relativ zum Ausland steigen. Dabei sind in den meisten Wirtschaftszweigen andere EU-Länder sowohl die wichtigsten Exportmärkte als auch die wesentlichen Konkurrenten für Österreichs Unternehmen. Insofern, als erhöhte Klimaschutzinvestitionen weltweit getätigt werden, ist dies neutral im Hinblick auf die

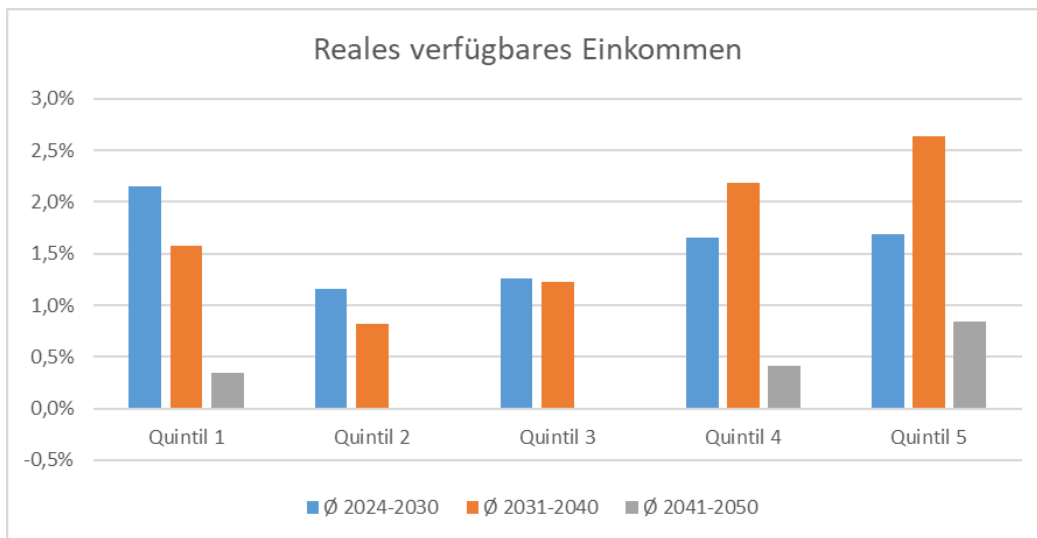
Wettbewerbsfähigkeit einzelner Volkswirtschaften. Sollten ambitionierte Klimaschutzziele, die zu erhöhten Produktionskosten führen, aber ausschließlich in der EU verfolgt werden und keine weiteren Maßnahmen (z.B. Nicht-Inkrafttreten des Carbon Border Adjustment Mechanism [CBAM] ab dem Jahr 2026) getroffen werden, würde der Standort EU weltweit ins Hintertreffen geraten, und Österreich würde als Zulieferer etwa der im globalen Wettbewerb stehenden deutschen Industrie verlieren. In einer empirischen Analyse wird im Rahmen der Studie für die Wirtschaftszweige des verarbeitenden Gewerbes untersucht, wie die Exporte auf Änderungen der Auslandsnachfrage sowie der Energiestückkosten und anderer Kosten reagieren.

Im Rahmen der Analyse der Standortverträglichkeit der weitgehenden Klimaneutralitätsszenarien werden drei Szenarien betrachtet. Ein Basisszenario, in dem die Energiestückkosten bis 2050 auf dem Niveau von 2021 verharren, ein Transitionsszenario, in dem nur in der EU die Energiestückkosten infolge von Anstrengungen zur Erreichung der weitgehenden Klimaneutralität bis 2040 steigen, und ein (realistischeres) Transitionsszenario, in dem auch außerhalb die Energiestückkosten steigen, und halb so stark wie in der EU. Im gesamten verarbeitenden Gewerbe beläuft sich die mittlere Abweichung der Exporte im zweiten Transitionsszenario gegenüber dem Basisszenario im Jahr 2030 auf 1,5 Prozent, im Jahr 2040 auf 3,6 Prozent und im Jahr 2050 auf 4,9 Prozent. Unter den vier energieintensivsten Sektoren führen den Simulations- und Schätzergebnissen zufolge die Steigerungen der Energiestückkosten in den Sektoren C17 (Papier und Pappe) und C20 (Chemische Erzeugnisse) zu Rückgängen der Exporte um 4,7 Prozent bzw. 9,6 im Mittelwert im Jahr 2040. Beide Sektoren exportieren einen Großteil ihrer Erzeugnisse (>70 Prozent), allerdings primär in EU-Länder. Größenmäßig liegen sie mit 0,6 Prozent bzw. 0,8 Prozent der heimischen Gesamtwertschöpfung im Mittelfeld der betrachteten Sektoren. In den beiden anderen energieintensiven Wirtschaftszweigen C23 (Sonstige nicht-metallische Erzeugnisse) und C24 (Metallerzeugung und -bearbeitung) sind die Exportrückgänge mit Mittelwerten von 6,2 Prozent bzw. 4,2 Prozent noch moderater, was angesichts geringerer Exportquoten in Nicht-EU-Länder nicht unerwartet ist. Es zeigt sich, dass verstärkte Klimaschutzbemühungen in der EU, die zu steigenden Energiekosten führen, die Wettbewerbsfähigkeit der heimischen Industrie beeinträchtigen. Eine De-Industrialisierung ist aber gemäß den hier vorgestellten Resultaten nicht zu befürchten. Einige besonders energieintensive Wirtschaftszweige geraten stärker, andere Bereiche weniger unter Druck. Je mehr Staaten Klimaschutz betreiben und mit höheren Energiepreisen konfrontiert sind, umso neutraler ist dies im Hinblick auf die relative Wettbewerbsposition einzelner Volkswirtschaften.

Volkswirtschaftliche Effekte und Verteilungswirkungen

Die im KN40 hinterlegten höheren Investitionen gegenüber dem WEM-Szenario führen zu einem **höheren Wirtschaftswachstum** (hier ausgedrückt als Wertschöpfung). Das trifft vor allem auf die Periode 2031 bis 2040 zu, in der das größte Volumen an Investitionen in die Transformation ausgelöst wird. Investitionen in die Energiewende sind zudem zuteilweise Treiber für **steigende Beschäftigung** und im Gegenzug für sinkende Arbeitslosenraten absolut, und relativ zum WEM-Szenario.

Abbildung A: Verteilungseffekte nach Quintilen im KN40 (Differenz zum WEM)



Quelle: Umweltbundesamt, eigene Berechnungen mit dem MIO-ES-Modell

In der Periode bis 2030 liegt das **verfügbare Einkommen** des ersten Quintils im KN40 rund 2 Prozent über dem Niveau des Einkommens im Basisszenario WEM (Abbildung A). Hier machen sich die Investitionen in den Klimaschutz bemerkbar, welche auch Beschäftigung generieren, wovon das erste Quintil besonders profitiert. Allerdings führt die höhere Nachfrage nach Arbeitskräften in weiterer Folge auch zu höheren Löhnen, was vermehrte Substitution von Arbeit durch Kapital induziert. Damit steigen der Kapitalstock und die damit verbundenen Betriebsüberschüsse und es profitieren die Quintile 4 und 5 im KN40 etwas überproportional in der Periode 2031 bis 2040 gegenüber dem WEM. In der letzten Periode sind im Szenario KN40 pauschale Sozialtransfers an die unteren drei Quintile als Ausgleich für leicht negative Verteilungseffekte hinterlegt. Dies zeigt, dass die Transformation mit gezielten Maßnahmen begleitet werden muss, um einen gerechten Übergang (just transition) zu ermöglichen.

Die **Konsumausgaben** steigen mit dem verfügbaren Einkommen, wobei es zu Verschiebungen in der Konsumstruktur kommt. Beispielsweise sinken die Anteile der Energieausgaben an den Konsumausgaben über alle Quintile hinweg sowohl im Basisszenario WEM als auch im KN40, wobei die Anteile im KN40 dank der höheren Investitionen in Klimaschutzmaßnahmen deutlich rascher sinken. Etwaige steigende Energiepreise werden mehr als überkompensiert durch den sinkenden Energieverbrauch.

Soziale Aspekte

Im Rahmen der Studie wurden zwei Branchen – Holzbau sowie die Papier- und Zellstoffindustrie – ausgewählt, um die Auswirkungen der Dekarbonisierung auf die Beschäftigten zu untersuchen. Es wurden insgesamt zehn Interviews mit 13 Personen aus fünf Unternehmen (2 Holzbau- und 3 Papier- und Zellstoffbetriebe) und den jeweiligen Branchenvertretungen geführt und anschließend ausgewertet. Bei den Unternehmen wurde, sofern möglich, jeweils mit der Geschäftsführung und dem Betriebsrat gesprochen. Beide Branchen verbindet das Holz als wichtigster Rohstoff, dessen Reste auch als Energieträger in den Unternehmen verwendet werden. Bei der Wärmeversorgung herrsche bereits ein hoher Selbstversorgungsanteil vor, beim Strom werde vor allem im Holzbau zum Großteil zugekauft. Insgesamt weisen beide Branchen hochgradig technologische und digitalisierte Produktionsprozesse auf. Hinsichtlich der Dekarbonisierung haben fast alle Unternehmen bereits konkrete Reduktionsziele gesetzt und – zumindest in den großen Betrieben – eine ausformulierte Dekarbonisierungsstrategie, die mit (vorwiegend technologischen) Maßnahmen einhergehe. Die Einbindung der Betriebsräte sei bei den befragten Unternehmen gegeben, wenngleich zum Teil Verbesserungspotenzial bestünde. In beiden Branchen seien keine grundlegenden Veränderungen für die Beschäftigten durch die Dekarbonisierung absehbar. Es stünden zwar eine Reihe an Investitionen an, die aber laut den befragten Personen die Kernprozesse nicht verändern würden. Erwartbar sei aber ein sehr kleiner auf die Dekarbonisierung zurückzuführender zusätzlicher Bedarf an Arbeitskräften, beispielsweise für die Nachhaltigkeitsberichterstattung und in der Umwelttechnik. Zu den großen Herausforderungen in den Branchen zählen der Fachkräftemangel, die politischen Rahmenbedingungen, die Energie- und Rohstoffversorgung sowie allgemein die gestiegenen Kosten und der damit einhergehende Verlust an Wettbewerbsfähigkeit.

1 Hintergrund

Das Klimaübereinkommen von Paris (BGBl. III Nr. 197/2016) sieht eine Begrenzung des durchschnittlichen globalen Temperaturanstiegs im Vergleich zum vorindustriellen Zeitalter auf deutlich unter 2 °C vor, um die weitreichenden Auswirkungen des Klimawandels auf Gesellschaft und Ökosysteme zu begrenzen. Der Weg dorthin impliziert die sozial-ökologische Transformation unseres gesamten sozioökonomischen Systems und erhebliche Investitionen, unter anderem in erneuerbare Energieträger sowie das Stromnetz. Der österreichische Beitrag zur EU-Klimazielerreichung ist zeitlich ambitionierter als das EU-Ziel selbst und wurde im aktuellen Regierungsprogramm mit „Klimaneutralität in Österreich bis 2040“ formuliert. Aktuell liegt Österreich jedoch weit hinter den gesteckten Zielen. Laut einem Bericht des Rechnungshofes (2021) drohen Kosten für Zertifikatskäufe in Höhe von 4,6 bis 9,2 Milliarden Euro im Jahr 2030.

Auch vor diesem Hintergrund ist es wesentlich, den strukturellen Wandel und die Transformation zur Nachhaltigkeit auch als Chance für Wirtschaft und Gesellschaft zu nutzen und mit geeigneten Instrumenten zu begleiten, sowie Anreize für verstärkten Klimaschutz zu setzen. EU-weit wird von einem Mehrinvestitionsbedarf von rund 650 Mrd. Euro pro Jahr bis 2030 oder rund 4,5 Prozent des EU-BIP ausgegangen, um die klimapolitischen Ziele bis 2030 bzw. Klimaneutralität bis 2050 zu erreichen (European Commission, 2018a), (European Commission, 2018b).

Eine Studie des Umweltbundesamts aus dem Jahr 2022 geht von einem Mehr-Investitionsvolumen von rund 145 Mrd. Euro kumuliert in der Periode 2022-2030 in Österreich aus, um die nationalen Klimaziele einzuhalten (Umweltbundesamt, 2022c). Noch nicht berücksichtigt wurden in diesen Schätzungen jedoch unter anderem Fragen der sich ändernden sozioökonomischen Bedingungen, Folgen für den Wirtschaftsstandort und Aspekte der Wettbewerbsfähigkeit, die im vorliegenden Projekt behandelt werden.

Der gesamtwirtschaftliche Investitionsbedarf zur Erreichung der Klimaneutralität bis 2040 steht im Zentrum der Arbeit, ergänzt um Aspekte der Machbarkeit, der Finanzierung, der betriebswirtschaftlichen und volkswirtschaftlichen Auswirkungen sowie Fragen zur sozialen und standortpolitischen Verträglichkeit. Den Sektoren Energie, Industrie, Verkehr und Gebäude kommt dabei eine zentrale Rolle zu – in diesen Bereichen wird der größte Investitionsbedarf speziell in die Infrastruktur verortet. Hinsichtlich der Finanzierung der Investitionen wird darauf eingegangen, wie die Instrumente bzw. Rahmenbedingungen für die private und die öffentliche Mittelaufbringung gestaltet sein könnten.

Vor diesem Hintergrund wird in der Studie der gesamtwirtschaftliche Investitionsbedarf zur Erreichung der weitgehenden Klimaneutralität bis 2040 in Österreich ausgewiesen.

Ein besonderer Fokus liegt dabei auf den durch höhere Energie- und CO₂-Preise veränderten wirtschaftlichen Rahmenbedingungen der Transformation für private Haushalte und Unternehmen, die durch das Konzept von Betriebskosten operationalisiert werden. Die Absicherung von Wettbewerbsfähigkeit und Standortverträglichkeit Österreichs wird ebenso berücksichtigt wie Fragen zur Versorgungssicherheit und der sozialen Wirksamkeit.

Die klimawandelbedingten Herausforderungen und die erforderlichen Maßnahmen sind weitreichend und müssen intensiv mit Wirtschaft und Gesellschaft ausverhandelt werden. Auch zu den Szenarien und dem vorliegenden Bericht gab es im Stakeholderbeirat kritische Kommentare. Diese sind zu diskutieren und geeignete Lösungswege zu entwickeln, um eine gemeinsame Transformation in eine positive Klimazukunft zu ermöglichen.

2 Szenarien zur weitgehenden Klimaneutralität

Das Umweltbundesamt erstellt in regelmäßigen Abständen Szenarien zur Entwicklung von Energieeinsatz und Treibhausgasemissionen für Österreich. Basisszenario ist hier bei das Szenario WEM (with existing measures) - die weitere Entwicklung „mit bestehenden Maßnahmen“. Das gegenständliche Szenario WEM bildet alle gesetzlichen Maßnahmen ab, die bis zum 1.1.2022 umgesetzt wurden (BMK, 2024a). Für alle bestehenden Maßnahmen werden von Sektorexpert:innen Annahmen zu den Investitionen und Förderungen bis zum Jahr 2050 getroffen. Im Szenario WEM wird keine CO₂-Bepreisung außerhalb des Emissionshandels hinterlegt, daher ist auch keine Rückverteilung der Mittel als Klimabonus vorgesehen. Das Szenario WEM zeigt einen leichten Rückgang des Energieverbrauchs (vgl. Tabelle 5 auf Seite 12 bis

Tabelle 8 auf Seite 14) und der Treibhausgasemissionen (vgl. Abbildung 1 auf Seite 12), jedoch werden alle europarechtlich verbindlichen Energie- und THG-Ziele bis 2030 verfehlt.

Daher wurden durch das Umweltbundesamts zwei Szenarien zum Erreichen der weitgehenden Klimaneutralität 2040 erstellt, das Szenario KN40 und das Szenario KN40/50¹. Das Szenario KN40 sieht sowohl in den Branchen, die dem Emissionshandel unterliegen (ETS-Bereich), als auch in den Non-ETS-Sektoren die Erreichung der weitgehenden Klimaneutralität im Jahre 2040 vor. Das Szenario KN40/50 sieht im Gegensatz dazu für den

¹ Die Szenarien KN40 bzw. KN40/50 basieren maßgeblich auf dem Szenario „Transition“ des Umweltbundesamts (Umweltbundesamt, 2023b)

ETS-Bereich durch eine spätere Umsetzung der Dekarbonisierung in der Industrie die Erreichung von weitgehender Klimaneutralität im Jahr 2050 vor.

Wie im Szenario Transition sehen KN40 und KN40/50 als notwendige Voraussetzung, dass nicht nur in Österreich, sondern auch weltweit entsprechende Maßnahmen umgesetzt werden, um eine gesellschaftliche, wirtschaftliche, politische, rechtliche und institutionelle Transformation zur weitgehenden Klimaneutralität zu unterstützen.

Zudem werden weitere Annahmen zu zukünftigen Entwicklungen getroffen:

- Durch die vollständige Implementierung der Kreislaufwirtschaft werden zukünftig verstärkt langlebige Produkte ressourcenschonend hergestellt, können repariert werden und sind auch preislich an die hohe Qualität angepasst. Gemeinsam mit regionaler, biologischer und saisonaler Landwirtschaft mit entsprechenden Produktpreisen wird dadurch auch eine Reduktion des Flächenverbrauchs ermöglicht und die Erhaltung der Biodiversität unterstützt. Die Auswirkungen auf Flächenverbrauch und Biodiversität können jedoch im gesamtwirtschaftlichen Modell nicht dargestellt werden.
- Um ökologisch und gesellschaftlich nachhaltige Entwicklungen zu ermöglichen, sind ökonomische Rahmenbedingungen (z.B. CO₂-Preis, Maut, Förderungen, Klimabonus etc.) zu setzen, die auch einen sozial gerechten Übergang (Just Transition) ermöglichen. Die Öffentliche Hand ist ein wesentlicher Akteur bei der Energiewende, aber auch privates Kapital wird in Dekarbonisierungsprojekte gelenkt (Taxonomie).
- Technologische Entwicklungen (Energieeffizienz, neue Prozesse, neue Produkte) und die genannten ökonomischen Rahmenbedingungen ermöglichen Aktivitätsänderung und Effizienzsteigerung und somit einen sinkenden Energieverbrauch in allen Sektoren. Zentrale Elemente hierbei sind etwa der Ausbau von erneuerbaren Energieträgern (Wind, PV für Strom und Wasserstoff sowie Biogene für erneuerbare Wärme), der Umstieg auf erneuerbare Energieträger (Heizkesseltausch, Prozessumstellungen Industrie), die Verlagerung zu öffentlichem Verkehr und Elektromobilität, die Wärmedämmung von Gebäuden und klimaneutraler Neubau.

Wesentliche Inputparameter für die Modellierung der Szenarien sind Preisentwicklungen für Energie und CO₂-Zertifikate sowie das Bevölkerungswachstum (Tabelle 1).

Tabelle 1: Annahmen für die Szenarien WEM, KN40 und KN40/50

Szenario	Parameter	2020	2030	2040	2050
	Internat. Ölpreis [Euro ₂₀₂₀ /GJ]	6	15	16	20
	Internat. Erdgaspreis [Euro ₂₀₂₀ /GJ]	3,1	11,3	11,3	11,8
	Internat. Kohlepreis [Euro ₂₀₂₀ /GJ]	7	7	8	8
	Bevölkerung [Mio.]	8,92	9,25	9,47	9,63
KN40 & KN40/50	Strom HH/Verkehr [Euro ₂₀₂₀ /GJ]	47	58-64	65-71	65-71
	Strom Industrie [Euro ₂₀₂₀ /GJ]	29	33-37	34-38	34-38
	Wasserstoff [Euro ₂₀₂₀ /GJ]	56	54-58	48-52	45-49
KN40	CO ₂ -Preis im EU-ETS [Euro ₂₀₂₀ /t CO ₂]	24	200	400	500
	CO ₂ -Preis in Non-ETS Sektoren [Euro ₂₀₂₀ /t CO ₂]		200	400	500
WEM	CO ₂ -Preis im EU-ETS [Euro ₂₀₂₀ /t CO ₂]	24	80	85	160
	CO ₂ -Preis in Non-ETS Sektoren [Euro ₂₀₂₀ /t CO ₂]	-	-	-	-
KN40/50	CO ₂ -Preis im EU-ETS [Euro ₂₀₂₀ /t CO ₂]	24	200	350	500
	CO ₂ -Preis in Non-ETS Sektoren [Euro ₂₀₂₀ /t CO ₂]		200	350	500

Quellen: EU-Kommission, Statistik Austria (2024), Umweltbundesamt.

Die Szenarien zeigen in Abhängigkeit von Umfang und Intensität der Maßnahmen deutliche Effekte hinsichtlich Energieeinsatz und Treibhausgasemissionen in den wesentlichen Sektoren.

Industrie

Im Szenario WEM werden nur wenige Veränderungen der österreichischen Industriestruktur und deren Anlagenparks angenommen, sodass auch bis zum Jahr 2050 weiter-

hin fossile Energieträger eingesetzt werden. Der Energieverbrauch steigt in diesem Sektor weiter an. Es kommt durch Energieträgerumstellung nur zu einem geringen Rückgang der THG-Emissionen bis 2040 und 2050. Dagegen führen die in den Szenarien KN40 und KN40/50 angenommenen Maßnahmen in allen Branchen zum Wechsel der Produktionstechnologien und/oder zum Umstieg auf erneuerbare Energieträger (Strom, Wasserstoff, Biogene) sowie für „hard to abate“ klassifizierte Emissionen zum Einsatz von CCS und BECCS.¹ Der Energieeinsatz reduziert sich und die THG-Emissionen sinken deutlich unter die THG-Emissionen der nichtenergetischen Sektoren (vgl. Tabelle 3 auf Seite 10 und Tabelle 4 auf Seite 11).

Der CO₂-Preis ist zusammen mit weiteren Rechtsvorschriften und Förderungen ein wichtiger Hebel für die Transformation des Sektors Industrie (und für alle anderen Sektoren des Energiesystems) durch die Verringerung des Energieverbrauchs und den Einsatz erneuerbarer Energieträger. Ein wesentlicher Unterschied der beiden Szenarien KN40 bzw. KN40/50 zum Szenario Transition ist der Einsatz von Carbon Capture and Storage/Use (CCS/U) bei Industrieanlagen („hard to abate“-Prozessemissionen aus der Zement-, Kalk-, Feuerfest- sowie Eisen/ Stahlindustrie sowie der Raffinerie) und Abfallverbrennungsanlagen nach dem Jahr 2035. Die Abscheidung der 4 bis 6 Mio. t CO₂-äq benötigen ca. 30 bis 50 PJ Energie (Prognos, 2021), davon 20 Prozent Strom und 80 Prozent Wärme. Der Strombedarf kann durch eine Verringerung der Nettoexporte bzw. eine geringe Mehrproduktion oder durch Einsparungen (Effizienz) gedeckt werden. Die Wärme (in Ausmaß von ca. 15 Prozent des Endverbrauchs des Industriesektors) müsste, soweit nicht aus Abwärme der Anlagen bereitstellbar, zusätzlich aus erneuerbarem Wasserstoff (Erhöhung des Imports um ca. 50 Prozent) oder Biogenen erzeugt werden. Die Infrastrukturkosten für ein CO₂-Netz mit 700 km Länge wurden in Tabelle 9 (S. 16) mit 2 bis 3 Mrd. Euro abgeschätzt. Eine vor kurzem veröffentlichte AIT-Studie zeigt einen Bereich von 570 bis 1.270 km Netzlänge. Auch der angegebene untere Kostenbereich passt größenordnungsmäßig mit der vorliegenden Arbeit zusammen. Mit 700 km liegt die Netzlänge zwischen jenen von Szenario 1 und 3 der AIT-Studie (2024).

Die verbleibenden nichtenergetischen Emissionen von Landwirtschaft, Abfall (Deponien), F-Gasen und ggf. industriellen Prozessen in Höhe von 7,5 bis 11,5 Mio. Tonnen THG (vgl. Tabelle 3 auf Seite 10) müssen zur Erreichung von bilanziell Null Emissionen kompensiert werden. Zur Verfügung stehen neben den natürlichen Senken (Wald, Moore etc.) technische Senken wie Biomasse - CCS (BECCS) oder direct air carbon capture and storage (DACCS). Die größten Quellen für biogenes CO₂ sind dem ETS zugeordnet. Die Bilanzierungsregeln dafür (Carbon Removal) werden auf EU Ebene erst bis 2026 erarbeitet. Es ist nicht sicher, dass diese Quellen für die Kompensation der Nicht-Energiesektoren verwendet werden können. Quellen für biogenes CO₂ im Non-ETS-Bereich

¹ CCS: Carbon Capture and Storage; BECCS: Bioenergy with Carbon Capture and Storage

sind idR klein (< 20 kt) und erreichen insgesamt die verbleibenden Restemissionen (vgl. Tabelle 3 auf Seite 10) bei Weitem nicht. Zusätzlich zu beachten sind bei derartigen Technologien die Aufwände: Der Energieaufwand (ohne Transport) für BECCS oder DACCS liegt zwischen 8 und 15 GJ/Tonne CO₂ (Prognos, 2021). Für die Kompensation der ca. 6 bis 7 Mio. Tonnen CO₂-äq außerhalb des Emissionshandels wären daher zwischen 50 und 105 PJ Energieaufwand notwendig, davon 30-40 Prozent Strom und 60-70 Prozent Wärme (Prognos, 2021). Dieser zur Kompensation notwendige Energieaufwand ist nicht im KN40 bzw. KN40/50 abgebildet und würde bedeuten, dass wesentlich mehr erneuerbare Energie, überwiegend durch Importe, bereitgestellt werden muss (im Ausmaß von 7 bis 15 Prozent des gesamten Endenergieverbrauchs oder 20-40 Prozent des Endenergieverbrauchs der Industrie).

Die jährlichen Kosten für den notwendigen Strombedarf, um die Reduktion der insgesamt verbleibenden THG-Emissionen des KN40 von ca. 11 Mio. t im Jahr 2040 im KN40 durch CCS bzw. BECCS oder DACCS zu ermöglichen, liegen zwischen 0,8 Mrd. und 2,3 Mrd. Euro. Zusätzlich fallen noch Kosten für Wärme (ca. 1,6 bis 5,5 Mrd. Euro), den Transport des CO₂ und die Untertagebringung an (Bui et al., 2018; IEA, 2020, 2023; Ozkan et al., 2022; Umweltbundesamt, 2021). Die jährlichen Kosten, um die THG-Emissionen durch Abscheidung und Lagerung auf netto Null zu bringen, würden auf Basis dieser Abschätzung ca. 3 bis 10 Mrd. Euro betragen.

Strom- und Wärmeaufbringung

Im Szenario WEM erfolgt die erneuerbare Stromaufbringung bis 2030 entsprechend dem EAG und bis 2040 leicht steigend sowie in geringem Umfang auch durch fossile Energieträger in öffentlichen Versorgungsunternehmen, ein kleiner Teil des Stroms wird aus industriellen Eigenanlagen auf fossiler Energieträgerbasis erzeugt (Tabelle 2).

Der Strombedarf im Jahr 2040 ist im WEM deutlich niedriger als im KN40. Die Stromaufbringung im Szenario KN40 und KN40/50 beruht ab 2040 ausschließlich auf erneuerbaren Energien, vor allem Wasserkraft, Wind und PV. Die gasförmigen Energieträger zur Erzeugung von Wärme sind ab 2040 nur mehr Biogas und erneuerbarer Wasserstoff (der sowohl im Inland produziert als auch zu mehr als 50 Prozent importiert wird (BMK, 2023d)). Bedeutende Wärmemengen werden zudem aus Biomasse und Geothermie bereitgestellt.

Tabelle 2: Stromerzeugung nach Energieträgern in den Szenarien in PJ

in PJ Energieträger	Energiebilanz 2021	Szenario WEM		Szenario KN40	
		2030	2040	2030	2040
fossil	51	30	27	22	1
Wasserkraft	140	170	174	169	173
Biomasse (inkl. Biomethan)	16	20	21	20	21
Umgebungswärme u.a.	0	-	-	0	4
Photovoltaik	10	48	54	74	149
Wind	24	62	69	74	105
Grüner Wasserstoff	-	-	-	0	4
Stromerzeugung	241	330	346	360	456
Nettoimporte	27	-16	21	-25	-6

Quellen: Statistik Austria (2024) , Umweltbundesamt auf Basis vom REP-0882.
Die Stromerzeugung ist im KN40 und KN40/50 gleich.

Verkehr

Das Szenario WEM geht von einer langsamer voranschreitenden Elektrifizierung der PKW-Flotte und einem steigenden Fahrzeugbestand aus. Im Güterverkehr, beim Kraftstoffexport im Tank und beim Flugverkehr kommt es nur zu geringen Änderungen, daher bleiben erdölbasierte Energieträger (Diesel, Benzin, Kerosin) die wichtigsten.

Die Szenarien KN40 und KN40/50 unterscheiden sich vom Szenario Transition im Wesentlichen dadurch, dass die Umstellung der Fahrzeugflotte auf elektrische Antriebe zwei Jahre später erfolgt. Im Szenario KN40 werden ab dem Jahr 2032 keine PKW und leichten Nutzfahrzeuge mit Verbrennungsmotoren mehr zugelassen. Im Szenario WEM erfolgt dies gemäß der EU-Richtlinie ab dem Jahr 2035, während im Szenario Transition das Aus der Neuzulassung von Verbrennern im Jahr 2030 angenommen wird. Der gegenüber bestehender Gesetzgebung frühere Ausstieg aus Verbrennungsmotoren ist insofern plausibel, als sich die Automobilindustrie schon mitten im Umstellungsprozess befindet und Produktentwicklung und Marketingaktivitäten deutlich auf Elektro-Mobilität ausrichtet. Zudem wird aufgrund sinkender Batteriekosten erwartet, dass in naher Zukunft (noch vor 2030) die Anschaffungskosten eines E-PKWs in etwa gleich hoch sein werden wie die Anschaffungskosten eines Verbrenner-PKW (BloombergNEF & Transport & Environment, 2021). Da in den Szenarien davon ausgegangen wird, dass Anfang der 2030er Jahre das Ladenetz schon gut ausgebaut sein wird und die Betriebskosten für Verbrenner-Motoren deutlich über jenen der E-PKW liegen werden (höhere Effizienz der E-PKW; CO₂-Bepreisung), werden in beiden Szenarien unabhängig von gesetzlichen und

regulatorischen Rahmenbedingungen schon vor 2035 de facto kaum mehr Verbrenner-PKW nachgefragt.

Gebäude

Im Szenario WEM wird angenommen, dass die Förderungen zum Wohnbau oder Heizkesseltausch der vergangenen Jahrzehnte in geringerer Form fortgesetzt werden. Es gibt aber keine ordnungsrechtlichen Verpflichtungen etwa für einen Kesseltausch. Dennoch sinkt der Energieverbrauch, und der Anteil erneuerbarer Energieträger steigt. Allerdings bleibt fossiles Erdgas besonders in urbanen Bereichen im Bestand, und auch die Fernwärme wird zu etwa 50 Prozent aus fossilen Quellen bereitgestellt.

Für den Sektor Gebäude sind in den Szenarien KN40 und KN40/50 vor allem die Errichtung von kompakten, flächen- und energieeffizienten Neubauten, ein Verbot des Einbaus von Ölheizungen und Gasheizungen in Neubauten, die thermische Sanierung und der Umstieg auf klimafreundliche Heizsysteme durch Förderungen und Ordnungspolitik in Bestandsgebäuden hinterlegt. Dabei verlängern erhöhte Investitionen in den Bestand die Nutzungsdauer der Gebäude und erfordern weniger Neubau.

Landwirtschaft

Das Szenario WEM beschreibt bestehende Maßnahmen, die gegenwärtig umgesetzt werden, z. B. Gemeinsame-Agrarpolitik-Strategieplan 2023-2027 (BMK, 2024b). Im Verhältnis zum Vergleichsjahr 2005 kommt es 2030 zu einem THG-Emissionsrückgang von 10 Prozent. Details sind im Umweltbundesamt Bericht REP-0856 dargelegt.

Ebenfalls in diesem Bericht beschrieben sind umfangreiche THG-Reduktionsmaßnahmen im Ausmaß von 30 Prozent zwischen 2005 und 2050 im Sektor Landwirtschaft im Szenario WAM+ (Umweltbundesamt, 2023b), die für das KN40 bzw. KN40/50 herangezogen werden. Die volkswirtschaftlichen Auswirkungen des noch ambitionierteren WAM++ (minus 40 Prozent THG im Sektor Landwirtschaft) sind im Report REP-0856 grob abgeschätzt; bei diesem Szenario würde sich im Jahr 2050 die Wertschöpfung um 1,5 Mrd. Euro und die Beschäftigung um 43.000 Personen gegenüber 2020 reduzieren. Weniger stark, aber ähnlich führen Maßnahmen wie Düngemittelreduktion (führt zu Reduktion des Pflanzenertrags) und Reduktion der Tierzahlen im WAM+ ebenfalls zu einer Reduktion der volkswirtschaftlichen Leistung (Wertschöpfung -0,6 Mrd. Mio. Euro, Beschäftigung -20.000 Personen). Die geringen energetischen fossilen Treibhausgasemissionen können zum Großteil durch Biokraftstoffe vermieden werden.

Wesentliche Elemente eines Klimaneutralitätsszenarios für die Landwirtschaft, die bisher nicht ausmodelliert wurden, sind der Anpassungsbedarf der Produktionsmethoden an den Klimawandel und die Herausforderungen der Versorgung einer steigenden

(Welt-)Bevölkerung, die Wechselwirkungen mit dem höheren Biomassebedarf anderer Sektoren, die Anpassung der Fördermaßnahmen an Klimaschutzvorgaben, adäquate Preise für hochwertige und regionale Lebensmittel, veränderte Ernährungsgewohnheiten, die Vermeidung von Lebensmittelabfällen und eine möglichst hohe Biogaserzeugung aus Wirtschaftsdünger. Die Sicherstellung der Ernährungssouveränität bei rasant fortschreitendem Klimawandel in unserer Region hat für den Landwirtschaftssektor in einem praxisrelevanten Szenario die höchste Priorität.

Entwicklung der Treibhausgasemissionen

In Tabelle 3 und Tabelle 4 sowie in Abbildung 1 sind die Treibhausgasemissionen der Szenarien KN40 und KN40/50 dargestellt. Abbildung 1 enthält zusätzlich die THG-Emissionen des Szenarios WEM. Nicht in Tabelle 3 und Tabelle 4 abgebildet ist das verbindliche LULUCF-Ziel für Österreich für 2030 bzw. angenommene natürliche Senken darüber hinaus. Das liegt daran, dass die LULUCF- bzw. C-Senken-Werte in Abhängigkeit von der Berechnungsmethodik deutliche Schwankungsbreiten aufweisen und eine Projektion für 2040 bzw. 2050 durch die vielen Einflussfaktoren bei fortschreitendem Klimawandel schwierig ist. Laut Verordnung (EU) 2023/839 beträgt das Ziel für den gesamten LULUCF-Sektor für 2030 für Österreich -5,65 Mio. Tonnen CO₂ Äquivalent, dies entspricht einer Erhöhung der jährlichen Senkenwirkung um -0,879 Mio. Tonnen CO₂-Äquivalent bzw. ca. 18 Prozent gegenüber dem Durchschnittswert von -4,771 Mio. Tonnen CO₂-Äquivalent jährlicher Senkenleistung der Jahre 2016, 2017 und 2018 (Umweltbundesamt, 2023a). Natürliche C-Senken sind jedenfalls durch vielfältige Kontraindikationen bei fortschreitendem Klimawandel (erhöhte Schlagzahl an Extremwetterereignissen, verschärfte Kalamitäten durch Schadinsekten, veränderte biotische Aktivitäten, beschleunigte C-Abbauraten im Boden, etc.) hohen Risiken ausgesetzt. Die großen direkten und indirekten Wertschöpfungseffekte der Holznutzung in der gesamten Wertschöpfungskette Forst-Holz-Papier bedingen die Fokussierung des Land- und Forstwirtschaftssektors auf die Optimierung der C-Aufnahmeraten und der Resilienzsteigerung der Waldbestände mittels aktiver nachhaltiger Waldbewirtschaftung statt auf riskante Maximierungen der natürlichen C-Senken im Kontext mit LULUCF.

Das KN40/50 unterscheidet sich vom KN40 insbesondere durch höhere Treibhausgasemissionen im Emissionshandelsbereich in den Jahren 2030 (+10 Prozent) und 2040 (+80 Prozent). Im Jahr 2050 sind die Emissionen gleich hoch. Beide Szenarien erreichen das für Österreich gültige 2030 Ziel im Non-ETS. Das Szenario WEM beinhaltet nur bereits bestehende (rechtlich verpflichtende) Maßnahmen zum Stichtag 1.1.2022.

Tabelle 3: Entwicklung der Treibhausgasemissionen im Szenario KN40 nach Sektoren 2005 bis 2050

Mio. t CO ₂ -äq	2005	2020	2030	2040	2050
Energie & Industrie mit Emissionshandel	41,6	32,4	20,5	4,3	1,8
<i>Energie & Industrie ohne Emissionshandel</i>	5,8	5,3	3,6	0,4	0,3
<i>Energie & Industrie Emissionshandel</i>	35,7	27,0	17,0	3,9	1,5
Verkehr	24,6	20,8	13,7	0,3	0
Gebäude	12,7	8,0	3,7	0,2	0,1
Landwirtschaft	8,3	7,9	5,8	5,3	5,0
Abfallwirtschaft	3,6	2,3	2,0	1,2	0,4
F-Gase	1,8	2,2	0,8	0,2	0,2
Treibhausgasemissionen gemäß Klimaschutzgesetz (ohne Emissionshandel)*	56,8	46,5	29,6	7,6	6,0
Treibhausgasemissionen gesamt**	92,6	73,6	46,5	11,5	7,5

Quellen: Umweltbundesamt KN40, Umweltbundesamt REP-0880, Umweltbundesamt REP-0856

*Ziel 2030 im Non-ETS-Bereich 29,6 Mio. t CO₂-äq,

**THG ohne Berücksichtigung des LULUCF-Ziels. Ab 2040 Einsatz von CCS ersichtlich; die verbleibenden Emissionen müssen mittels LULUCF, weiteren CCS/U, Biomasse-CCS oder DACCS kompensiert werden, um Netto Null Emissionen zu erreichen. Die Bilanzierungsregeln für Carbon Removal werden auf EU-Ebene erst bis 2026 erarbeitet. Auf Grund der vielen technischen, rechtlichen und finanziellen Unsicherheiten bei diesen Kompensationstechnologien war eine finanzielle Abschätzung nicht sinnvoll. Auf eine Darstellung der Null in der Tabelle wurde daher auch verzichtet.

*** Für den Sektor Landwirtschaft liegt kein Szenario Transition vor, daher konnten auch keine Investitionskosten für diesen Sektor angegeben werden. Abgebildet ist das Szenario WAM+ aus dem Umweltbundesamt REP-0856.

Tabelle 4: Entwicklung der Treibhausgasemissionen im Szenario KN40/50 nach Sektoren 2005 bis 2050

Mio. t CO ₂ -äq	2005	2020	2030	2040	2050
Energie & Industrie mit Emissionshandel	41,6	32,4	24,4	12,6	1,8
<i>Energie & Industrie ohne Emissionshandel</i>	5,8	5,3	3,6	0,6	0,3
<i>Energie & Industrie Emissionshandel</i>	35,7	27,0	20,9	12	1,5
Verkehr	24,6	20,77	13,7	0,3	0
Gebäude	12,7	8,0	3,7	0,2	0,1
Landwirtschaft	8,3	7,9	5,8	5,3	5,0
Abfallwirtschaft	3,6	2,3	2,0	1,2	0,4
F-Gase	1,8	2,2	0,8	0,2	0,2
Treibhausgasemissionen gemäß Klimaschutzgesetz (ohne Emissionshandel)*	56,8	46,5	29,6	7,8	6,0
Treibhausgasemissionen gesamt**	92,6	73,6	50,4	19,8	7,5

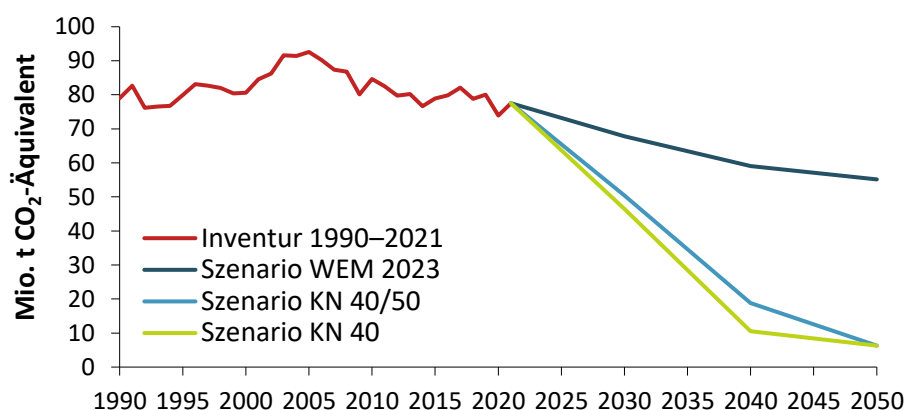
Quellen: Umweltbundesamt KN40/50, Umweltbundesamt REP-0880, Umweltbundesamt REP-0856

* Ziel 2030 im Non-ETS-Bereich 29,6 Mio. t CO₂-äq

**THG ohne Berücksichtigung des LULUCF-Ziels. Ab 2040 Einsatz von CCS ersichtlich; die verbleibenden Emissionen müssen mittels LULUCF, weiteren CCS/U, Biomasse-CCS oder DACCS kompensiert werden, um Netto Null Emissionen zu erreichen. Die Bilanzierungsregeln für Carbon Removal werden auf EU-Ebene erst bis 2026 erarbeitet. Auf Grund der vielen technischen, rechtlichen und finanziellen Unsicherheiten bei diesen Kompensationstechnologien war eine finanzielle Abschätzung nicht sinnvoll. Auf eine Darstellung der Null in der Tabelle wurde daher auch verzichtet.

*** Für den Sektor Landwirtschaft liegt kein Szenario Transition vor, daher konnten auch keine Investitionskosten für diesen Sektor angegeben werden. Abgebildet ist das Szenario WAM+ aus dem Umweltbundesamt REP-0856.

Abbildung 1: Entwicklung der Treibhausgasemissionen der Szenarien WEM, KN40 und KN40/50 nach Sektoren 1990 bis 2050



Quelle: Umweltbundesamt KN40 und KN40/50, Umweltbundesamt REP-0882, Grafik: Umweltbundesamt

Entwicklung des Energieverbrauchs

Nachfolgend werden in Tabelle 5 bis

Tabelle 8 der energetische Endverbrauch (nach Verbrauchssektoren) und der Bruttoinlandsverbrauch (nach Energieträgern) der Szenarien KN40 und KN40/50 jenen des Szenarios WEM gegenübergestellt. Der geringste Verbrauch ist jeweils im KN40 bzw. KN40/50 zu finden, der höchste im Szenario WEM.

Tabelle 5: Energetischer Endverbrauch nach Sektoren in den Szenarien WEM und KN40

in PJ	Energiebilanz	Szenario WEM		Szenario KN40	
		2030	2040	2030	2040
Sektoren	2021	2030	2040	2030	2040
Verkehr	371	384	325	303	154
Industrie	310	340	348	265	260
Gebäude	428	398	392	357	300
Landwirtschaft	14	12	13	11	11
EEV	1.123	1.134	1.079	936	725

Quellen: (Statistik Austria, 2024), Umweltbundesamt eigene Berechnungen auf Basis von REP-0882

*Der Energieverbrauch der off-road Maschinen aus Industrie und Landwirtschaft ist aus modelltechnischen Gründen im Sektor Verkehr subsummiert.

Tabelle 6: Energetischer Endverbrauch nach Sektoren in den Szenarien WEM und KN40/50

in PJ	Energiebilanz	Szenario WEM			Szenario KN40/50		
		2021	2030	2040	2050	2030	2040
Sektoren	2021	2030	2040	2050	2030	2040	2050
Verkehr	371	384	325	308	303	154	129
Industrie	310	340	348	347	274	269	242
Gebäude	428	398	392	396	357	300	269
Landwirtschaft	14	12	13	14	11	11	9
EEV	1.123	1.134	1.079	1.065	952	742	649

Quellen: (Statistik Austria, 2024), Umweltbundesamt eigene Berechnungen auf Basis von REP-0882

*Der Energieverbrauch der off-road Maschinen aus Industrie und Landwirtschaft ist aus modelltechnischen Gründen im Sektor Verkehr subsummiert.

Der Bruttoinlandsverbrauch umfasst die Gesamtbilanz aller Energieträger. Neben dem Endverbrauch in den Sektoren werden hier u.a. auch die Umwandlungsprozesse von einem Energieträger in andere bilanziert (Strom- und Fernwärmeerzeugung, Raffinerie, Hochofen, Kokerei, Wasserstoffelektrolyse). Bei Wasserstoff, Strom und Fernwärme scheint daher nur die Differenz aus inländischem Verbrauch und inländischer Erzeugung im Bruttoinlandsverbrauch auf.

Tabelle 7: Bruttoinlandsverbrauch nach Energieträgerkategorien für ausgewählte Jahre im Szenario KN40

in PJ	Energiebilanz	Szenario WEM		Szenario KN40	
		2021	2030	2040	2030
Kohle	108	106	105	76	0
Öl*	494	466	355	329	65
Gas	324	265	249	137	2
Erneuerbare (inkl. Biomasse)	448	580	609	651	793
Abfall	28	30	30	28	15
Strom	27	-17	21	-37	-8
Wasserstoff; e-Fuels	-	-	-	6	72
BIV	1.429	1.431	1.369	1.190	940

Quellen: Statistik Austria (2024), Umweltbundesamt eigene Berechnungen auf Basis von REP-0882

*Öl wird im Szenario KN40 im Jahr 2040 noch im Flugverkehr und im nichtenergetischen Verbrauch eingesetzt

Tabelle 8: Bruttoinlandsverbrauch nach Energieträgerkategorien für ausgewählte Jahre im Szenario KN40/50

in PJ	Energiebilanz	Szenario WEM			Szenario KN40/50		
		2021	2030	2040	2050	2030	2040
Kohle	108	106	105	104	85	39	0
Öl*	494	466	355	320	332	85	63
Gas	324	265	249	235	150	10	0
Erneuerbare (inkl. Biomasse)	448	580	609	633	643	793	760
Abfall	28	30	30	30	28	19	8
Strom	27	-17	21	40	-33	-20	-45
Wasserstoff; e-Fuels	-	-	-	-	3	23	77
BIV	1.429	1.431	1.369	1.363	1.206	948	864

Quellen: Statistik Austria (2024), Umweltbundesamt eigene Berechnungen auf Basis von REP-0882

*Öl wird im Szenario KN40/50 im Jahr 2050 noch im Flugverkehr und im nichtenergetischen Verbrauch eingesetzt

3 Versorgungssicherheit & Investitionen in das Energiesystem

Die Versorgungssicherheit hat in Österreich einen hohen wirtschaftlichen und sozialen Stellenwert und ist auch in der Gesetzgebung (z.B. ELWOG) verankert. Die zukünftige Versorgungssicherheit in einem dekarbonisierten Energiesystem erfordert den Ausbau des Stromnetzes und die Errichtung eines Wasserstoffnetzes, beginnend mit einem *Hydrogen Backbone* (EHB, 2022) sowie den bedarfsorientierten Rück- und Umbau des Methangasnetzes einschließlich der Einspeisung von erneuerbarem Methan (Biogas und synthetischem Methan). Für die Netze sind zunächst bedeutende Investitionen zu tätigen. Die Nachfrage nach den erneuerbaren Energieträgern wird neben Lenkungsmaßnahmen (z.B. Erneuerbares Wärmegesetz, Kraftstoffverordnung) vor allem durch die Preisdifferenz zwischen fossilen und erneuerbaren Energieträgern bestimmt werden. Zur Beschleunigung des Ausbaus der Infrastrukturen für Erneuerbare Energieträger wurden insbesondere das UVP-G novelliert und der Entwurf des Erneuerbaren-Ausbau-Beschleunigungsgesetzes vorgelegt. Eine nationale Versorgung mit erneuerbarem Strom und erneuerbarem Gas sowie Brenn- und Kraftstoffen stärkt die Versorgungssicherheit und die Wertschöpfung im Land. Während Strom und Biogas in den Szenarien vollständig im Inland aufgebracht werden, wird Wasserstoff zu 60 Prozent importiert.

Die Versorgungssicherheit mit Strom basiert auf ausreichenden Erzeugungs- und Netzkapazitäten, wobei die Bedeutung von und der Bedarf an Strom als Energieträger in einem klimaneutralen Energiesystem deutlich steigen wird. Der Ausbau an erneuerbarem Strom ist dem Szenario Transition 2023 (Umweltbundesamt, 2023b) sowie dem Österreichischen Netzinfrastukturplan (ÖNIP) entnommen. Die Kosten dazu sind in Tabelle 9 und in Tabelle 10 gemeinsam mit den Kosten für die Infrastruktur dargestellt. Hierbei wurde berücksichtigt, dass insbesondere bei Windkraft und Photovoltaik (PV) höhere Leitungskapazitäten benötigt werden als bei konventionellen Kraftwerken, um die gleiche Energiemenge zu erzeugen. Außerdem werden Speicherkapazitäten für den Erhalt der Systemstabilität wichtiger. Weitere Sektoren werden über „Demand Side Management“ und Sektorkopplung in die Versorgungssicherheit mit einbezogen.

Zudem führt die Transformation zur Klimaneutralität zum Aufbau einer Wasserstoffinfrastruktur und zum Rückbau und Umbau der bestehenden Gasinfrastruktur. Während der Aufbau der Wasserstoffinfrastruktur einschließlich Investitionskosten strategisch planbar ist, wird sich der Rückbau des bestehenden Gasnetzes ausgehend von der Raumwärmebereitstellung entwickeln. Verfügbare alternative Energieträger (Strom, synthetisches Methan, Biogas) und gesetzliche Ausbaupläne (Erneuerbare-Gase-Gesetz) spielen dabei ebenso eine Rolle wie der Umgang mit dem „letzten Abnehmer“ und die Verteilung der Netzkosten.

Investitionskosten für Strom- und Gasnetze sind in der Literatur verfügbar und in den Szenarien des Umweltbundesamtes abgebildet, ebenso ein Kostenspektrum für die Produktion von Wasserstoff, synthetischem Methan und Biomethan. Auf Basis dessen wird im vorliegenden Projekt der Investitionsbedarf für die Versorgungssicherheit mithilfe erneuerbarer Energieträger explizit ausgewiesen. In den Energieszenarien wird kein synthetisches Methan als Energieträger eingesetzt, die maximale Menge von Biomethan beträgt 10 TWh. Verfügbare Mengen an Biodiesel werden im off-road Bereich (Baumaschinen, Traktoren etc.) eingesetzt.

Den Unsicherheiten bei den Gesamtinvestitionen und den Mehrinvestitionen wurde mit der Angabe eines oberen und eines unteren Bereichs-Wertes Rechnung getragen. Bei den angegebenen Mehrinvestitionen sind mögliche Ersatzinvestitionen (z.B. Erneuerung von Stromleitungen, Gas-KWK statt Wind oder PV) beziehungsweise die bereits im WEM enthaltenen Investitionen von den Gesamtinvestitionen abgezogen.

Tabelle 9: Investitionskosten und Mehrinvestitionen der Energiewirtschaft 2024 bis 2040 (Angaben in Mrd. Euro₂₀₂₄) im Szenario KN40

Energie	Gesamtinvestitionen		Mehrinvestitionen	
	2024-2040		2024-2040	
	Bereich unten	Bereich oben	Bereich unten	Bereich oben
Ausbau Erneuerbare	87,7	94	0	36,3
Stromnetz	57	63,3	28,7	34,3
H ₂ -Netz	8,9	14,2	7,5	9,4
CO ₂ -Netz	2,3	3	2,3	3
<i>Summe Netze</i>	<i>68,2</i>	<i>80,5</i>	<i>38,5</i>	<i>46,7</i>
Gesamtsumme	155,9	174,5	38,5	83

Quelle: Umweltbundesamt, eigene Berechnungen auf Basis der folgenden Literatur: (AIT, 2024; BMF, 2021; BMK, 2023a; Bundesamt für Energie, 2021; IHS, 2022; Oesterreichs Energie, 2022, 2024; Spörk, 2020).

Tabelle 10: Investitionskosten und Mehrinvestitionen der Energiewirtschaft 2024 bis 2050 (Angaben in Mrd. Euro₂₀₂₄) im Szenario KN40/50

Energie	Gesamtinvestitionen		Mehrinvestitionen	
	2024-2050		2024-2050	
	Bereich unten	Bereich oben	Bereich unten	Bereich oben
Ausbau Erneuerbare	94,0	100,3	0	36,3
Stromnetz	63,3	69,6	31,8	38,1
H ₂ -Netz	11,8	18,8	10,0	12,5
CO ₂ -Netz	2,6	3,5	2,6	3,5
<i>Summe Netze</i>	<i>77,7</i>	<i>91,9</i>	<i>44,4</i>	<i>54,1</i>
Gesamtsumme	171,7	192,2	44,4	90,4

Quelle: Umweltbundesamt, eigene Berechnungen auf Basis der folgenden Literatur: (AIT, 2024; BMF, 2021; BMK, 2023a; Bundesamt für Energie, 2021; IHS, 2022; Oesterreichs Energie, 2022, 2024; Spörk, 2020).

Die Investitionskosten für die Aufbringung des erneuerbaren Stroms im Inland liegen mit ca. 90 Mrd. Euro in etwa in derselben Höhe wie die Netzkosten, wobei die Kosten für das Stromnetz dominieren. Für das Wasserstoff- und das CO₂-Netz (jeweils 700 bis 1.000 km) fallen 18-25 Prozent der Netzkosten an, da diese Netze eine deutlich geringere Länge haben, erst nach 2030 ausgebaut werden und alte Erdgasleitungen auf Wasserstoff umgestellt werden können.

Für die Mehrinvestitionen sind nur für das Stromnetz Angaben der Branchenvertretung (Oesterreichs Energie) und des Übertragungsnetzbetreibers (APG) verfügbar (Oesterreichs Energie, 2022). Das Wasserstoffnetz wurde zum Großteil als Mehrinvestition bewertet, insbesondere zu Beginn der Transformation wird das umgerüstete Erdgasnetz benutzt. Das CO₂-Netz wurde zur Gänze als Mehrinvestition bewertet (Bundesamt für Energie, 2021; vbw, 2023). Die Mehrinvestitionen in die Netze liegen je nach Szenario zwischen 40 und 54 Mrd. Euro und damit bei etwas über der Hälfte der Gesamtinvestitionen, wobei die Gesamtinvestitionshöhe maßgeblich vom Stromnetz bestimmt wird.

Die Kosten für den zusätzlichen Ausbau von Kapazitäten zur Herstellung von erneuerbarem Strom (Mehrinvestitionen gegenüber dem Szenario WEM, das die EAG-Ausbaukosten enthält) wurden auch gegen den alternativ Ausbau anderer Kraftwerkstypen, insbesondere gegen Biomasse-KWK und GUD (Gas-und-Dampf) dargestellt.

Neben der Verfügbarkeit spielt auch die Leistbarkeit von erneuerbaren Energieträgern – ausgedrückt durch Energiekosten als Teil der Betriebskosten (variable Kosten) bzw. Ausgaben der privaten Haushalte – eine wichtige Rolle und kann ebenso als Aspekt der Versorgungssicherheit gesehen werden. In den Jahren 2022 und 2023 wurde deutlich, dass auch billige fossile Energie nicht immer zur Verfügung steht und dass die Preise fossiler Energieträger diejenigen der erneuerbaren beeinflussen, sogar bestimmen können. Diese Aspekte werden auch in Kapitel 4 (Veränderung der Betriebskosten) beleuchtet.

Fragen der Versorgungssicherheit sind ebenfalls essenziell für die Wettbewerbsfähigkeit der Unternehmen eines Wirtschaftsstandorts, einerseits im Sinne der Höhe von Energiepreisen, welche die Betriebskosten direkt beeinflussen, und andererseits im Sinne der Planungssicherheit für Unternehmen. Vor allem im produzierenden Bereich gilt es, frühzeitig den Ausstieg aus fossilen Energieträgern durch das Zurverfügungstellen entsprechender Infrastruktur für die Strom- und Wasserstoffherzeugung, -verteilung und -speicherung sicherzustellen. Dieser Ausbau erfordert entsprechende Investitionen, wofür es wiederum der Aufbringung der notwendigen Mittel und der raschen Umsetzung der Infrastrukturvorhaben bedarf.

4 Veränderung der Investitions- und Betriebskosten

Die Analyse der Investitions- und Betriebskosten als Folge der Dekarbonisierung erfolgt qualitativ und quantitativ auf Sektorebene. Betrachtet werden die Sektoren Verkehr (Personen- und Güterverkehr), Gebäude (Wohn- und Dienstleistungsgebäude) sowie die Industrie.

Den Unsicherheiten bei den Gesamtinvestitionen und den Mehrinvestitionen wurde mit der Angabe eines oberen und eines unteren Bereichs-Wertes Rechnung getragen. Bei den angegebenen Mehrinvestitionen sind mögliche Ersatzinvestitionen (z.B. neuer Hochofen statt Elektrostahlwerk / Wasserstoffreduktion; Fahrzeuge mit Verbrennungsmotor statt Elektrofahrzeugen, Ölheizungen statt Wärmepumpen) beziehungsweise die bereits im WEM enthaltenen Investitionen von den Gesamtinvestitionen abgezogen.

4.1 Industrie

In diesem Kapitel werden die erwarteten Investitions- und Betriebskosten des Sektors Industrie gesamt und im Detail für Eisen und Stahlindustrie, der Ammoniak- und Düngemittelherstellung, der Steine und Erden Industrien, der Papier- und Zellstoffindustrie sowie der chemischen Industrie dargestellt. Für die übrigen Branchen werden die Investitionskosten gesamthaft und die Betriebskosten nach der Veränderung der Energieträger abgeschätzt.

Im Szenario WEM mit einem CO₂-Preis von 85 Euro im Jahr 2040 würde die teilweise Dekarbonisierung auf den Biomasseeinsatz (v.a. Papier- & Zellstoffindustrie) und eine geringe Anzahl an elektrifizierten Prozessen (Eisen/Stahl und ev. Ammoniakherstellung, ev. Steine/Erden-Sektor) beschränkt bleiben. Wasserstoff würde als Energieträger nicht zum Einsatz kommen, und auch CCS wäre nicht wirtschaftlich. Die CO₂-Emissionen in der Industrie (wie in allen anderen Sektoren) würden bis 2040 nur um wenige Mio. Tonnen sinken ((Umweltbundesamt, 2023a), Szenario WEM). Österreich würde alle seine Energie- und Klima-Ziele gemäß der entsprechenden EU-Rechtsakte klar verfehlen.

Eine andere Entwicklung zeigt sich in den Szenarien KN40 bzw. KN40/50. Veränderte Produktionsprozesse im Sinne der Dekarbonisierung bedingen oft auch neue Anlagen (Investitionskosten siehe Tabelle 11 und Tabelle 12) und zu den neuen Energieträgern (Energiekosten) mitunter auch neue Rohstoffe (Betriebskosten). In der Literatur gibt es zur gesamten Prozessumstellung Angaben für die Eisen- und Stahlindustrie und für die Ammoniakherstellung über die Wasserstoffelektrolyse anstatt über die Erdgasroute.

Tabelle 11 und Tabelle 12 geben einen Überblick über die erwarteten Investitionskosten und die abgeschätzte Mehrinvestition des Sektors Industrie im KN40 bis 2040 und im KN40/50 bis 2050.

Tabelle 11: Erwartete Investitionskosten und die abgeschätzte Mehrinvestition des Sektors Industrie (in Mrd. Euro₂₀₂₄) im Szenario KN40

	Gesamtinvestitionen 2024-2040		Mehrinvestitionen 2024-2040	
	Bereich unten	Bereich oben	Bereich unten	Bereich oben
Eisen/Stahl	5	6,9	1,9	3,6
Steine - Erden	3,8	5,6	1,9	2,8
Papier & Zellstoff	1,1	2,1	0,6	1,1
Chemische Industrie	0,6	3,8	0,4	1,8
Ammoniak/Dünger	0,5	0,8	0,3	0,5
Übrige Branchen & Quer	5	8,8	3,5	5,6
Summe	16	28	8,6	15,4

Quelle: Umweltbundesamt, eigene Berechnungen auf Basis der folgenden Literatur: (Air Liquide, 2023; Bonaccorso, 2021; Circular Economy, 2022; EEFA, 2013; European Commission, 2019, 2021; Heidelberg Materials, 2024; industr.com, 2019; KFN, 2023; Klimafonds & TU Wien IET, 2014; Logar & Skrjanc, 2021; NZZ, 2023; Umweltbundesamt, 2022b; VDZ, 2020; voestalpine, 2021, 2024; Volsund et al., 2018; Wienerberger, 2023).

Tabelle 12: Erwartete Investitionskosten und die abgeschätzte Mehrinvestition des Sektors Industrie (in Mrd. Euro₂₀₂₄) KN40/50

	Gesamtinvestitionen 2024-2050		Mehrinvestitionen 2024-2050	
	Bereich unten	Bereich oben	Bereich unten	Bereich oben
Eisen/Stahl	5,6	7,5	1,9	3,8
Steine-Erden	4,4	6,3	1,9	3,1
Papier & Zellstoff	1,4	2,8	0,6	1,3
Chemische Industrie	0,8	4,9	0,4	2,1
Ammoniak/Dünger	0,5	0,6	0,3	0,5
Übrige Branchen & Quer	5,6	10	3,8	6,3
Summe	18,3	32,1	8,9	17,1

Quelle: Umweltbundesamt, eigene Berechnungen auf Basis der folgenden Literatur: (Air Liquide, 2023; Bonaccorso, 2021; Circular Economy, 2022; EEFA, 2013; European Commission, 2019, 2021; Heidelberg Materials, 2024; industr.com, 2019; KFN, 2023; Klimafonds & TU Wien IET, 2014; Logar & Skrjanc, 2021; NZZ, 2023; Umweltbundesamt, 2022b; VDZ, 2020; voestalpine, 2021, 2024; Volsund et al., 2018; Wienerberger, 2023).

Der Unterschied zwischen dem KN40 und dem KN40/50 liegt an der Verschiebung der größeren Investitionen in den Anlagenpark von der Periode 2024-2040 im KN40 auf die Periode 2030-2050 im KN40/50. Die Elektrifizierung von Prozessen verschiebt sich im KN40/50 auf spätere Zeiträume. Insbesondere der Einsatz von Wasserstofftechnologien findet im KN40 kurz vor 2040 und im KN40/50 erst kurz vor 2050 statt.

Mit der Verschiebung des Energieträgerspektrums ändern sich entsprechend der angenommenen bzw. in den analysierten Szenarien hinterlegten Energie- und CO₂-Preise (vgl. Tabelle 1 auf Seite 4) die **Betriebskosten**. Dies gilt grundsätzlich für alle energieintensiven Wirtschaftssektoren und hat auch Auswirkungen auf Haushalte und Unternehmen. Insbesondere bei produzierenden Unternehmen mit hohem Energieverbrauch ist von einer Umstellung des Energieträgers bzw. des Prozesses dann auszugehen, wenn der neue Energieträger günstiger oder der bisherige nicht mehr verfügbar (ggf. auch nicht mehr erlaubt) ist.

Die Umstellung von Energieträgern vor 2030 wird maßgeblich durch günstige Biomasse, mögliche Effizienzsteigerungen und Förderungen der Transition bestimmt. Ab Mitte oder Ende der 2030er Jahre ist im KN40 und im KN40/50 erneuerbarer Strom betriebswirtschaftlich günstiger als alle fossilen Energieträger; erneuerbarer Wasserstoff gegenüber Erdgas erst nach 2040. Die Entwicklung der Energie- und Produktionskosten wichtiger Industriezweige in Österreich stellen sich im KN40 bzw. KN40/50 wie folgt dar (vgl. Tabelle 13):

Eisen-/Stahlindustrie: Bereits im Jahr 2030 ist der Elektrolichtbogenofen um ca. 10 Prozent günstiger als der Hochofen. Im Jahr 2040 ist dann die Direktreduktion mit Wasserstoff um ca. 9 Prozent, bis 2050 sogar um 22 Prozent günstiger als der Hochofen. Die Energiekosten pro Tonne Stahl steigen im KN40 von 320 Euro im Jahr 2030 auf 470 Euro im Jahr 2040 und liegen 2050 im Bereich zwischen 440 und 490 Euro. Die Produktionskosten pro Tonne Stahl steigen im KN40 von 790 Euro im Jahr 2030 auf 950 Euro im Jahr 2040 und liegen 2050 im Bereich um die 1.000 Euro (JRC, 2013; Logar & Skrjanc, 2021; voestalpine, 2021, 2024). Der Bau von drei Elektrostahlöfen ist vom Betreiber noch vor 2030 angekündigt. Auch der Umstieg auf die Wasserstoffreduktion ist angekündigt, der Zeitplan steht jedoch noch nicht fest.

Ammoniakherstellung: Im Jahr 2030 ist die Erdgasroute um ca. 18 Prozent günstiger als die Elektrolyse, im Jahr 2040 ist die Elektrolyse leicht günstiger, nach 2040 ist die Elektrolyse deutlich günstiger (2050 um ca. 22 Prozent) (Bonaccorso, 2021). Ein Teil der Ammoniakproduktion (42 Prozent) wird im KN40 bereits bis 2030 auf Wasserstoff aus Elektrolyse umgestellt, bis 2040 werden 100 Prozent Wasserstoff aus Elektrolyse hergestellt. Die Energiekosten pro Tonne Ammoniak steigen im KN40 von 1.275 Euro im Jahr 2030 auf 1.440 Euro im Jahr 2040 und liegen 2050 um die 1.390 Euro. Die Umstellung der

Ammoniakproduktion auf Wasserstoffelektrolyse ist Teil der österreichischen Wasserstoffstrategie und wird durch die RED III unterstützt.

Chemische Industrie: Der Anteil der Energiekosten liegt gegenwärtig bei zwischen 12 Prozent und 25 Prozent der Produktionskosten. Bei der Umstellung von Erdgas auf Wasserstoff steigen die Energiekosten im Jahr 2030 um 35 Prozent; im Jahr 2040 um 10 Prozent und im Jahr 2050 um 3 Prozent. Bei der Umstellung von Erdgas auf Strom steigen die Energiekosten im Jahr 2030 um 10 Prozent; im Jahr 2040 um 0 Prozent und im Jahr 2050 sinken sie um 5 Prozent. In der chemischen Industrie (außer Ammoniakherstellung) sind noch keine konkreten Dekarbonisierungsprojekte bekannt.

Papier- und Zellstoffindustrie: Der Anteil der Energiekosten liegt aktuell bei ca. 12 Prozent der Produktionskosten. Bei Umstellung von Erdgas auf Biomasse liegt eine Kostenersparnis vor, oder im schlechtesten Fall sind die Kosten gleich. Bei der Umstellung von Erdgas auf Wasserstoff steigen die Energiekosten im Jahr 2030 um 17 Prozent; im Jahr 2040 um 10 Prozent und im Jahr 2050 um 0 Prozent (Kostengleichheit) (Austropapier, 2022b, 2023; Kurier & Anzenberger, 2023; Zukunft Gas, 2024). Da der Anteil der Energiekosten an den Produktionskosten vergleichsweise gering ist, ist ein moderater Anstieg der Produktionskosten von 1.100 Euro pro Tonne 2030 auf 1.250 Euro im Jahr 2030 und 1.300 Euro im Jahr 2050 zu erwarten. In der Papier- und Zellstoffindustrie werden bereits neue Biomasse- und Abfallverbrennungskessel errichtet.

Steine-Erden-Sektor: Der Anteil der Energiekosten liegt bei ca. 22 Prozent der Produktionskosten. Bei der Umstellung von Erdgas auf Strom steigen die Energiekosten im Jahr 2030 um 10 Prozent; im Jahr 2040 um 0 Prozent und im Jahr 2050 sinken sie um 5 Prozent. Nach 2030 ist keine nennenswerte Erhöhung der Produktionskosten aus der Elektrifizierung zu erwarten. Aus dem Steine-Erden-Sektor sind elektrische Wannen in der Glasindustrie sowie erste Öfen in der Keramikindustrie bekannt. Der erste elektrische Ziegelofen in Österreich steht kurz vor der Inbetriebnahme (Air Liquide, 2023; Wienerberger, 2023).

Zementindustrie mit CCS: Der Emissionsfaktor der Zementindustrie beträgt ca. 0,6 Tonnen CO₂ pro Tonne Klinker. Für CO₂-Abscheidung, Reinigung, Kompression, Transport und Lagerung werden in der Literatur ca. 90 Euro pro Tonne Klinker (150 Euro/t CO₂) angegeben, das ist eine Erhöhung der Produktionskosten um 40-50 Prozent (Circular Economy, 2022; EEFA, 2013; European Commission, 2019, 2021; Heidelberg Materials, 2024; industr.com, 2019; KFN, 2023; Klimafonds & TU Wien IET, 2014; Lockwood, 2023; NZZ, 2023; VDZ, 2020; Volsund et al., 2018).

Tabelle 13: Jährliche Produktionskosten (in Euro₂₀₂₄) im KN40 und KN40/50

Jahr / Kosten pro t Produkt	2030	2040	2050
Stahl [Euro₂₀₂₄/t]	790	950	1000
Ammoniak [Euro₂₀₂₄/t]	1275 (42% H ₂)	1440 (100% H ₂)	1360 (100% H ₂)
Zellstoff [Euro₂₀₂₄/t]	1100	1250	1300

Quelle: Umweltbundesamt, eigene Berechnungen auf Basis der angegebenen Literatur. (Austropapier, 2022b, 2023; Bonaccorso, 2021; Logar & Skrjanc, 2021; voestalpine, 2021, 2024; Zukunft Gas, 2024).

4.2 Gebäude

Die Investitionskosten werden anhand der im Modell INVERT/EE (e-think, 2023) abgebildeten Kostenkategorien abgeschätzt (Fenster/Außentüren, Dämmstoffe für Fassade, Dach, oberste und unterste Geschoßdecke, Heizung). Das Modell deckt den Gebäudebestand Österreichs in den Sektoren Haushalte und Dienstleistungen ab. Es besteht im Wesentlichen aus einer disaggregierten Abbildung des Gebäudebestands nach Gebäudeklassen (Alter, Größe, Renovierungsstand), die wiederum in mehrere Gebäudesegmente (Kombination mit Heiz- und Warmwassersystemen und Modellregionen: Stadt bzw. Land) unterteilt werden. Die Gebäudesegmente werden im Modellalgorithmus einem jährlichen Entscheidungsverfahren unterzogen, um Technologien bzw. Maßnahmen (neue Heiz- und Warmwassersysteme, Dämmung Bauteile, Fenstertausch) einzusetzen. Ausgewählt wird die Maßnahme, die unter Berücksichtigung ökonomischer Aspekte am attraktivsten erscheint, wobei nichtökonomische Entscheidungsparameter auch berücksichtigt werden.

Im vorliegenden Bericht werden die Investitionskosten und Energiekosten für Neubauten und für den Gebäudebestand ausgewiesen. Als Neubauten werden alle jene Gebäude definiert, die ab dem Jahr 2009 errichtet wurden. Der Gebäudebestand (=Gebäude, die vor 2009 errichtet wurden) wird untergliedert in „thermisch renoviert“ und „nicht renoviert“. Die in diesem Bericht ausgewiesenen Gesamtkosten umfassen jene Kosten, die in die Gebäudehülle und in das Heizsystem fließen. Mehrinvestitionen sind als Abweichung gegenüber dem Szenario WEM definiert.

Den Berechnungen sind folgende Annahmen hinterlegt:

- **Neubau:**
 - Verbot des Einbaus von Ölheizungen und Gasheizungen
 - Es werden nur mehr energieeffiziente Gebäude errichtet
 - Kompakte, flächeneffiziente Gebäude
- **Bestand:**
 - Der Umstieg auf klimafreundliche Heizsysteme erfolgt durch Förderungen und Ordnungsrecht sowie Energieraumplanung (z.B. Fernwärmevorranggebiet).
 - Es besteht ein gestaffeltes umfassendes Renovierungsgebot (mit Umsetzungsfrist innerhalb von zehn Jahren); die Kosten für die Sanierungen sind in den Investitionskosten abgebildet.
 - Erweitertes Förderbudget zur Forcierung tiefer Renovierung und Deinstallation fossiler Heizungen (inkl. soziale Abfederung)
 - Erhöhte Investitionen in den Bestand verlängern die Nutzungsdauer der Gebäude. Daher ist weniger Neubau erforderlich.
- **Klimatische Entwicklung:**
 - Es sind die vom Climate Change Center Austria abgeschätzten Heiz- und Kühlgradtage den Szenarien hinterlegt.

Insgesamt werden im Szenario KN40 zwei Drittel der Bestandsgebäude zwischen 2020 und 2050 thermisch saniert (davon wird rund ein Sechstel doppelt saniert). Rund ein Sechstel der Bestandsgebäude wurde bis 2020 saniert, während ein weiteres Sechstel bis 2050 thermisch unsaniert bleibt.

Tabelle 14 und Tabelle 15 zeigen die Gesamtinvestitionen bzw. Mehr/Minderinvestitionen im Szenario KN40 bzw. KN40/50 gegenüber dem Szenario WEM für den Sektor Gebäude, insbesondere hinsichtlich thermischer Sanierungen und des Umstiegs auf klimafreundliche Heizsysteme. Im KN40 ergeben sich bis 2040 Mehrinvestitionen von rund 10 bis 15 Mrd. Euro gegenüber dem Szenario WEM, da die Sanierungsrate höher ist und die Heizkesseltäusche früher erfolgen. Im Szenario KN40/50 werden diese Mehrinvestitionen allerdings deutlich überkompensiert von den Minderinvestitionen, die in der Periode 2040-2050 für den Neubau notwendig sind. Da im Szenario KN40 der Gebäudebestand durch Sanierungen deutlich verlängert wird, werden weniger Gebäude abgerissen und es werden weniger Neubauten benötigt. Die genannten Investitionszahlen 2024-2040 unterscheiden sich nicht zwischen KN40 und KN40/50.

Tabelle 14: Erwartete Investitionskosten und die abgeschätzte Mehr/Minderinvestition des Sektors Gebäude (in Mrd. Euro₂₀₂₄) KN40

	Gesamtinvestitionen 2024-2040		Mehrinvestitionen 2024-2040	
	Bereich unten	Bereich oben	Bereich unten	Bereich oben
Wohngebäude	239,1	344,9	5,0	7,1
Dienstleistungsgebäude	64,7	93,4	5,3	7,9
Summe	303,8	438,3	10,3	15,0

Quelle: Umweltbundesamt, eigene Berechnungen auf Basis von Invert/EE (e-think, 2023).

Tabelle 15: Erwartete Investitionskosten und die abgeschätzte Mehr/Minderinvestition des Sektors Gebäude (in Mrd. Euro₂₀₂₄) KN40/50

	Gesamtinvestitionen 2024-2050		Mehrinvestitionen 2024-2050	
	Bereich unten	Bereich oben	Bereich unten	Bereich oben
Wohngebäude	341,6	515,7	-21,7	-37,2
Dienstleistungsgebäude	97,6	148,3	3,6	5,1
Summe	439,2	664	-18,1	-32,1

Quelle: Umweltbundesamt, eigene Berechnungen auf Basis von Invert/EE (e-think, 2023).

Dieser Abschnitt zeigt die Veränderungen der durchschnittlichen, jährlichen **Energiekosten** im Sektor Gebäude basierend auf der Entwicklung des Gebäudebestands im KN40, dem durchschnittlichen Wärmebedarf pro m² Nutzfläche, Änderungen beim Energieträger-Mix und den im KN40 hinterlegten Energiepreisen (e-think, 2023). In der Entwicklung des Heizbedarfs ist die Entwicklung der Heizgradtage und Kühlgradtage berücksichtigt. Diese wurden aus den Klimaszenarien für Österreich des CCCA (Climate Change Centre Austria; Representative Concentration Pathways 4.5 bzw. 8.5) abgeleitet.

Tabelle 16 zeigt den Anteil der Neubauten (Gebäude, die ab 2009 errichtet wurden/werden) bzw. der thermisch renovierten/nicht renovierten Gebäude am Bestand der **Wohngebäude**. Es zeigt sich, dass im KN40 dank einer deutlichen Erhöhung der Sanierungsrate der Anteil renovierter Gebäude von 11 Prozent (2030) auf 53 Prozent (2050) steigt. Durch energieeffizienten Neubau, thermische Renovierung und Abbruch im Gebäudebestand sinkt sukzessive der spezifische Wärmeverbrauch im Durchschnitt über alle Gebäude von 140 kWh/m² (2030) auf 94 kWh/m² (2050).

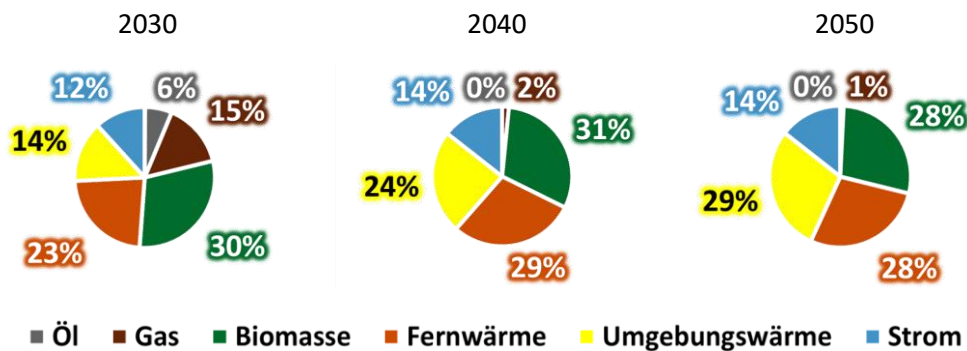
Tabelle 16: Entwicklung des Gebäudebestands und spezifischer Wärmebedarf in Wohngebäuden (kWh/m²)

	Gebäudebestand (Anteil)			Spezifischer Heizwärmebedarf
	Neubau- ten	Thermisch renoviert	Nicht renoviert	kWh/m ²
2030	12%	11%	77%	140
2040	18%	35%	47%	110
2050	24%	53%	23%	94

Quelle: Umweltbundesamt, eigene Berechnungen auf Basis von Invert/EE (e-think, 2023).

Abbildung 2 zeigt die Veränderung der Energieträger durch Heizkesseltausch bzw. Einbau von klimafreundlichen Heizungen im Neubau. Während im Jahr 2030 noch 21 Prozent des Energieverbrauchs mit fossilen Energieträgern erfolgt, sinkt dieser Anteil auf nahezu Null ab 2040. Im Gegenzug steigt der Anteil von Umgebungswärme (Wärmepumpe) von 14 Prozent im Jahr 2030 auf 29 Prozent im Jahr 2050.

Abbildung 2: Energieverbrauch nach Energieträger im KN40 (Raumwärme und Warmwasser) bei Wohngebäuden



Quelle: Umweltbundesamt, eigene Berechnungen auf Basis von Invert/EE (e-think, 2023).

Tabelle 17 zeigt den Anteil der Neubauten bzw. der thermisch renovierten/nicht renovierten Gebäude am Bestand der **Dienstleistungsgebäude**. Auch hier steigt der Anteil von renovierten Gebäude aufgrund erhöhter Sanierungsraten deutlich, und zwar von 8 Prozent (2030) auf 45 Prozent (2050). Der spezifische Wärmebedarf des Gebäudebestands geht hingegen von 132 kWh/m² (2030) auf 70 kWh/m² (2050) zurück.

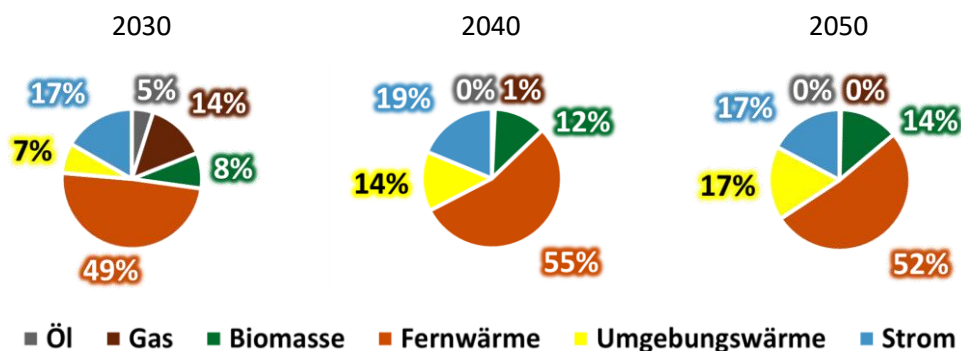
Tabelle 17: Entwicklung des Gebäudebestands und spezifischer Wärmebedarf in Dienstleistungsgebäuden (kWh/m²)

	Gebäudebestand (Anteil)			Spezifischer Heizwärmebedarf
	Neubauten	Thermisch renoviert	Nicht renoviert	kWh/m ²
2030	7%	8%	85%	132
2040	14%	27%	59%	91
2050	23%	45%	32%	70

Quelle: Umweltbundesamt, eigene Berechnungen auf Basis von Invert/EE (e-think, 2023).

Analog zu den Wohngebäuden kommt es auch bei den Dienstleistungsgebäuden zu einem Energieträgerwechsel von fossilen Quellen zu Umgebungswärme (Abbildung 3). Der Fernwärmeanteil bei Dienstleistungsgebäuden beträgt in den Szenarien ab 2030 etwa 50 Prozent.

Abbildung 3: Energieverbrauch nach Energieträger im KN40 (Raumwärme und Warmwasser) bei Dienstleistungsgebäuden



Quelle: Umweltbundesamt, eigene Berechnungen auf Basis von Invert/EE (e-think, 2023).

Tabelle 18 zeigt die zu erwartenden durchschnittlichen Energiekosten für eine 70 m² große Wohnung und für ein Dienstleistungsgebäude mit 700 m². Dank der Reduktion des spezifischen Wärmebedarfs und der Änderungen im Energieträger-Mix insbesondere durch Sanierung und Heizkesseltausch sinken die durchschnittlichen Energiekosten bis 2050 deutlich. Beispielsweise liegen die durchschnittlichen Energiekosten für eine 70m²-Wohnung (über den gesamten Gebäudebestand) im Jahr 2050 um 22 Prozent unter dem

Wert von 2030. Die Energiekosten für ein Dienstleistungsgebäude von 700 m² sinken zwischen 2030 und 2050 um 37 Prozent.

Tabelle 18: Jährliche Energiekosten im Sektor Gebäude (in Euro₂₀₂₄) im KN40 bzw. KN40/50

	2030	2040	2050
Wohnung (70 m²)	1280	1120	1000
Dienstleistungsgebäude (700 m²)	14400	11640	9040

Quelle: Umweltbundesamt, eigene Berechnungen auf Basis von Invert/EE (e-think, 2023).

4.3 Verkehr

Der Verkehrssektor wird in den hier abgebildeten Szenarien Schritt für Schritt auf effiziente Antriebsarten und erneuerbare Energieträger umgestellt, und ein höherer Anteil des Öffentlichen Personennahverkehrs (ÖPNV) und der aktiven Mobilität (Rad- bzw. Fußverkehr) wird erreicht. Im Detail sind folgende Entwicklungen angenommen:

- Elektromobilitätsoffensive führt zu 100 Prozent CO₂-freien Neuzulassungen im PKW/LNF ab 2032, bei den SNF/Bussen ab 2037
- Durch den deutlich höheren Wirkungsgrad von Elektrofahrzeugen gegenüber Verbrennern sinkt der energetische Verbrauch bis 2040 deutlich
- Ab Mitte 2030er ist Strom der dominante Energieträger
- Die Fahrleistung der schweren Nutzfahrzeuge stabilisiert sich bis 2040 und nimmt bis 2050 leicht ab
- Umsetzung der Erneuerbaren-Energien-Richtlinie (RED III (VO (EU) 2023/2413)))
- Ausbau und Attraktivierung des Öffentlichen Verkehrs durch Mobilitätsgarantie und Mobilitätsmanagement: Reduktion der Ticketkosten, Intervallverkürzungen
- Infrastrukturausbau für Aktive Mobilität führt unter anderem zu einem Radverkehrsanteil von 13 Prozent im Modal Split
- Anpassung der Raumplanung schafft kompakte, flächensparende Siedlungsstrukturen mit funktionaler Durchmischung und führt zu mehr Verdichtung und weniger Verkehrsbedarf
- Steuerliche Differenzierung von Fahrzeugen nach Klimaschädlichkeit
- CO₂-Bepreisung durch Einführung von ETS II
- Mehr Kostenwahrheit durch Einführung einer kilometerabhängigen Maut
- Anpassung der Tempolimits
- Maßnahmen zur Verlagerung von Kurzstreckenflügen auf die Bahn, des Güterverkehrs auf die Schiene und Begrenzung von THG-Emissionen von Offroad-Geräten (etwa durch Umstellung auf erneuerbare Dieselmotoren)

Den Investitionen im Verkehrssektor liegen mehrere Maßnahmen in den Bereichen öffentlicher Personennahverkehr (ÖPNV), Elektromobilität und aktive Mobilität zugrunde, wobei Niveau und Trend der Investitionsvolumina innerhalb dieser Kategorien vom ÖBB-Rahmenplan, den Verkehrsdienstverträgen, dem stadtreionalen Verkehr sowie der Elektromobilitätsoffensive (Neuanschaffungen und Ladeinfrastruktur) bestimmt werden.

Der ÖBB-Rahmenplan 2024-2029 wurde in der Modellierung ab 2030 mit einer jährlichen Steigerung um 3 Prozent fortgeschrieben (BMK, 2023c). Diese Steigerungsrate bildet die im Szenario KN40 hinterlegten Zuwächse beim Personenverkehr und beim Güterverkehr ab. Verkehrsdienstverträge werden grundsätzlich auf zehn Jahre abgeschlossen (Verordnung EG Nr.1370/2007). Sich daraus ergebende Investitionen wurden ab 2034 auf Basis der in den Szenarien hinterlegten Bahn-Personenkilometer fortgeschrieben. Die Investitionen in den stadtreionalen Verkehr wurden auf Basis einer Berechnung von KCW (2018) erhoben, die eine Ausweitung des ÖPNRV vorsieht. Die Modellierung des Ist-Stands 2017 auf 2030/35 bzw. 2050 geht von einer Erhöhung des öffentlichen Verkehrs um jeweils 50 Prozent pro Stufe aus (mit Ausnahme von Wien; für Wien wird ein geringeres Wachstum in Höhe von 20% je Stufe angenommen).

Ausgangspunkt der Berechnungen der Investitionen in die Elektromobilität sind die den Szenarien hinterlegten Fördervolumina aus verschiedenen Förderprogrammen (EBIN- „Emissionsfreie Busse und Infrastruktur“, ENIN- „Emissionsfreie Nutzfahrzeuge und Infrastruktur“, „E-Mobilitätsoffensive“, LADIN- „Förderung von Ladeinfrastruktur in derzeit unterversorgten Gebieten“) und den hinterlegten Förderhebeln (BMK, 2024a). In den Basisdaten wird eine Aufteilung der Investitionen von 40 Prozent Ladeinfrastruktur und 60 Prozent Fahrzeuge unterstellt. Die Investitionen in die Ladeinfrastruktur und die Investitionen in die E-PKW werden anhand des Zuwachses der E-PKW-Flotte hochgerechnet. Die Investitionen in die E-LKW werden anhand des Zuwachses der E-LKW errechnet. Ab 2040 sinken die Investitionssummen, da dann annahmegemäß die Ladeinfrastruktur errichtet und der PKW-Bestand weitgehend auf Elektromobilität umgestellt sein wird. Die Kosten für die Errichtung von Ladeinfrastruktur wurden zusätzlich mit den Ergebnissen aus dem Greenroad-Projekt (TRAFFIX et al., 2023) verglichen und befinden sich in einer ähnlichen Größenordnung. Die Mehrkosten für die Umstellung auf Elektro-PKW/LKW werden aus der Differenz der Anschaffungskosten für E-PKW/LKW und Verbrenner-Kfz errechnet. Das heißt, dass ab dem Zeitpunkt der Preisparität zwischen E-PKW/LKW und Verbrenner-Kfz keine Mehrkosten mehr anfallen; für PKW gehen wir in Anlehnung an BloombergNEF (2021) von einer Preisparität im Jahr 2028 aus, für leichte und schwere LKW basierend auf IFEU (2022) in den Jahren 2029 und 2032.

Investitionen in aktive Mobilität sowie von Privat- und Regionalbahnen machen einen vergleichsweise kleineren Anteil der Verkehrsinvestitionen aus und wurden direkt aus dem Szenario Transition übernommen.

Tabelle 19 und Tabelle 20 zeigen die Gesamtinvestitionen und Mehrinvestitionen im Szenario KN40 und KN40/50 gegenüber dem Szenario WEM für den Sektor Verkehr. Die Gesamtinvestitionen im KN40 liegen zwischen 273 und 392 Mrd. Euro, wobei die Elektrifizierung der Flotte den größten Anteil ausmacht. Hier bilden sich neben der Errichtung der Ladeinfrastruktur vor allem die Anschaffungen der Elektrofahrzeuge ab. Die relativ geringen Mehrkosten für die Elektrifizierung der Flotte ergeben sich vor allem daraus, dass zwischen 2028 (PKW) und 2032 (schwere LKW) mit Preisparität in den Anschaffungskosten für Elektro-Fahrzeuge gegenüber Verbrenner-Kfz gerechnet werden kann (siehe oben). Die genannten Investitionszahlen sind in der Periode 2024-2040 in den Szenarien KN40 und KN40/50 gleich.

Tabelle 19: Erwartete Investitionskosten und die abgeschätzte Mehr/Minderinvestition des Sektors Verkehr (in Mrd. Euro₂₀₂₄) KN40

	Gesamtinvestitionen (2024-2040)		Mehrinvestitionen (2024-2040)	
	Bereich unten	Bereich oben	Bereich un- ten	Bereich oben
Öffentlicher Verkehr	81,6	117,2	25,8	37,7
Elektrifizierung Flotte	183,8	263,8	15,5	22,3
Aktive Mobilität	7,6	10,8	3,8	5,3
Gesamt	273,0	391,8	45,1	65,3

Quelle: Umweltbundesamt, eigene Berechnungen auf Basis der folgenden Literatur: (BloombergNEF & Transport & Environment, 2021; BMK, 2023c, 2024a; IFEU, 2022; ITnA, 2023; KCW, 2018)

Tabelle 20: Erwartete Investitionskosten und die abgeschätzte Mehr/Minderinvestition des Sektors Verkehr (in Mrd. Euro₂₀₂₄) KN40/50

	Gesamtinvestitionen (2024-2050)		Mehrinvestitionen (2024-2050)	
	Bereich unten	Bereich oben	Bereich unten	Bereich oben
Öffentlicher Verkehr	126,8	192,5	51,5	80,6
Elektrifizierung Flotte	192	277,3	12,5	17,3
Aktive Mobilität	8,3	11,8	3,9	5,5
Gesamt	327,1	481,6	67,9	103,4

Quelle: Umweltbundesamt, eigene Berechnungen auf Basis der folgenden Literatur: (BloombergNEF & Transport & Environment, 2021; BMK, 2023c, 2024a; IFEU, 2022; ITnA, 2023; KCW, 2018)

Dieser Abschnitt zeigt die Veränderungen der durchschnittlichen jährlichen **Energiekosten** im Sektor Verkehr basierend auf derzeitigen durchschnittlichen Fahrleistungen (PKW: 12000 km; leichte LKW: 16000 km; schwere LKW: 78000 km), (ITnA, 2023), dem fahrzeugspezifischen Energieverbrauch (ICCT, 2022; ITnA, 2023; Umweltbundesamt, 2022a) und den im KN40 hinterlegten Energie- und CO₂-Preisen.

Tabelle 21 zeigt den spezifischen Energieverbrauch nach Fahrzeug- und Antriebsarten. Verbrenner-PKW haben einen etwa dreimal so hohen spezifischen Energieverbrauch wie Elektro-PKW. Bei leichten und schweren LKW ist der spezifische Energieverbrauch der Verbrenner etwa doppelt so hoch wie der der Elektro-Fahrzeuge. Die Effizienz von mit Wasserstoff betriebenen schweren LKW liegt zwischen Verbrenner und (batteriebetriebenen) Elektro-LKW.

Die durchschnittlichen Jahreskosten für Energie sind aus Tabelle 22 ersichtlich. Bei den PKW liegen die Energiekosten für Elektro-PKW 2030 um 57 Prozent unter dem Wert von Verbrenner-PKW; für 2050 beträgt die Differenz 72 Prozent. Leichte Elektro-LKW sind im Jahr 2030 um 22 Prozent billiger als Verbrenner-LKW (-75 Prozent im Jahr 2050). Für schwere LKW liegen die Energiekosten von Elektrofahrzeugen im Jahr 2030 um 17 Prozent unter jenen von Verbrennern (-39 Prozent im Jahr 2050). Mit Wasserstoff betriebene schwere LKW liegen in den Energiekosten im 2030 36 Prozent über den Kosten für Verbrenner-LKW, im Jahr 2050 hingegen sind Wasserstoff-LKW 36 Prozent billiger im Betrieb als Verbrenner.

Tabelle 21: Spezifischer Energieverbrauch nach Fahrzeug- und Antriebsarten (kWh/km)

	PKW		Leichte LKW		Schwere LKW		Wasserstoff
	Verbrenner	Elektro	Verbrenner	Elektro	Verbrenner	Elektro	
2030	0,59	0,20	0,75	0,37	2,56	1,34	2,30
2040	0,71	0,18	0,75	0,36	2,40	1,38	2,16
2050	1,15	0,18	1,44	0,34	2,34	1,32	2,11

Quelle: Umweltbundesamt, eigene Berechnungen auf Basis der folgenden Literatur: ITnA (2023)
 Anmerkung: Der höhere spezifische Energieverbrauch im Jahr 2050 für Verbrenner (PKW und leicht LKW) kommt dadurch zustande, dass hier nur noch ganz wenige, aber relativ ineffiziente Fahrzeuge im Bestand sind.
 Die Technologie zum Energieträger Wasserstoff ist die Brennstoffzelle.

Tabelle 22: Jährliche durchschnittliche Energiekosten der jeweiligen Fahrzeug-kategorie im Sektor Verkehr (in Euro₂₀₂₄) im KN40 und KN40/50

	2030	2040	2050
PKW - Verbrenner	1420	1950	2480
PKW- Elektrisch	620	720	690
Leichte LKW – Verbrenner	1990	2890	6930
Leichte LKW – Elektrisch	1560	1880	1760
Schwere LKW - Verbrenner	33230	44840	54760
Schwere LKW – Elektrisch	27590	35000	33440
Schwere LKW - Wasserstoff	45320	37960	34860

Quelle: Umweltbundesamt, eigene Berechnungen auf Basis der folgenden Literatur: ITnA (2023).
 Die Technologie zum Energieträger Wasserstoff ist die Brennstoffzelle.

4.4 Investitionskosten gesamt

Im Folgenden werden die Ergebnisse zusammengefasst, die in den Abschnitten 4.1, 4.2 und 4.3 nach Sektoren dargestellt wurden. Eine Dekarbonisierung des Energiesystems erfordert die Umstellung auf Strom, Wasserstoff und andere erneuerbare Energieträger, die Technologien zu deren Bereitstellung und die entsprechende Leitungsinfrastruktur. Die Umstellung des Sektors Industrie auf erneuerbare Energieträger erfordert eine teilweise Umstellung des Anlagenparks. Im Sektor Gebäude bedeutet Klimaneutralität verstärkte Investitionen in Sanierung und Umstieg auf erneuerbare Heizungsanlagen. Die vermehrte Nutzung von Öffentlichen Verkehrsmitteln unterstützt die Dekarbonisierung des Sektors Verkehr. Zudem erfolgt die Umstellung der Fahrzeugflotte auf E-Mobilität. Verbleibende Verbrennungsmotoren (z.B. bei landwirtschaftlichen Maschinen und Baumaschinen) werden mit Biotreibstoffen betrieben.

Den Unsicherheiten bei den Gesamtinvestitionen wurde mit der Angabe eines oberen und eines unteren Bereiches-Wertes Rechnung getragen. Die angegebenen Mehrinvestitionen (ebenfalls wieder als oberer und unterer Bereich) berücksichtigen die Höhe von möglichen Ersatzinvestitionen (z.B. Elektrostahlwerk oder Wasserstoff-Reduktionsaggregat statt Hochofen; Erneuerung von Stromleitungen, Wind oder PV statt Gaskraftwerk; Elektrofahrzeuge statt Fahrzeugen mit Verbrennungsmotor, Wärmepumpen statt Ölheizungen) sowie auch die bereits im WEM enthaltenen Investitionskosten.

Tabelle 23 und Tabelle 24 zeigen die Gesamtinvestitionen und Mehrinvestitionen nach Sektoren (Wertebereich). Die dazugehörigen Annahmen wurden in den Abschnitten 4.1, 4.2 und 4.3 beschrieben.

Tabelle 23: Gesamtinvestitionen und Mehrinvestitionen nach Sektoren (KN40) (in Mrd. Euro₂₀₂₄)

	Gesamtinvestitionen 2024-2040		Mehrinvestitionen 2024-2040	
	Bereich unten	Bereich oben	Bereich unten	Bereich oben
Energie	155,9	174,5	38,5	83
Industrie	16	28	8,6	15,4
Gebäude	303,8	438,3	10,3	15
Verkehr	273	391,8	45,1	65,3
Summe	748,7	1032,6	102,5	178,7

Quelle: Umweltbundesamt, eigene Berechnungen auf Basis der angegebenen Literatur in den Tab. 9-12, 14, 15, 19, 20.

Tabelle 24: Gesamtinvestitionen und Mehrinvestitionen nach Sektoren (KN40/50) (in Mrd. Euro₂₀₂₄)

	Gesamtinvestitionen 2024-2050		Mehrinvestitionen 2024-2050	
	Bereich unten	Bereich oben	Bereich unten	Bereich oben
Energie	171,7	192,2	44,4	90,4
Industrie	18,3	32,1	8,9	17,1
Gebäude	439,2	664,0	-18,1	-32,1
Verkehr	327,1	481,6	67,9	103,4
Summe	956,3	1369,9	103,1	178,8

Quelle: Umweltbundesamt, eigene Berechnungen auf Basis der angegebenen Literatur in den Tab. 9-12, 14, 15, 19, 20.

Die Mehrinvestitionen bis zum Jahr 2040 machen mit rund 100 bis 180 Mrd. Euro 14 bis 17 Prozent der Gesamtinvestitionen von rund 750 bis 1050 Mrd. Euro im KN40 aus. Beim Vergleich der Gesamtinvestitionen bis zum Jahr 2040 fällt auf, dass der Sektor **Industrie** mit 16 bis 28 Mrd. Euro im Vergleich mit den anderen Sektoren niedrigere Gesamtinvestitionskosten und mit 9 bis 15 Mrd. Euro auch niedrigere Mehrinvestitionskosten aufweist. Der Anteil der Mehrinvestitionen an den Gesamtinvestitionskosten wurde relativ hoch bewertet, da im Szenario WEM nur wenige Maßnahmen zur Dekarbonisierung enthalten sind. Es wurde angenommen, dass nur ein Teil der Investitionen in Anlagen und Aggregate Ersatzinvestitionen sind.

Die Investitionen im Sektor **Energie** fließen zu annähernd gleichen Teilen in den Ausbau erneuerbarer Energieträger und den Ausbau der Netzinfrastruktur, wobei die Kosten für Investitionen in das Stromnetz dominieren (vgl. Kap. 3). Der Energiesektor weist bis zum Jahr 2040 mit Bereitstellung und Infrastruktur niedrigere Gesamtinvestitionskosten (ca. 160 bis 170 Mrd. Euro) aus als die Sektoren Gebäude und Verkehr. Die breite Spreizung der Mehrinvestitionen (ca. 40 bis 80 Mrd. Euro) liegt an der Bewertung der Mehrkosten für die Aufbringung Erneuerbarer Energie gegenüber unterschiedlichen Alternativtechnologien. Auch ein Drittel bis die Hälfte der Stromnetzkosten sind Ersatzinvestitionen.

Im Sektor **Gebäude** sind bis zum Jahr 2040 mit 300 bis 440 Mrd. Euro die höchsten Gesamtinvestitionskosten in den Szenarien hinterlegt, mit einer starken Schwankungsbreite bis zu 660 Mrd. Euro bis 2050. Die Investitionen umfassen thermische Sanierungen des Gebäudebestands, den Umstieg auf erneuerbare Heizungsanlagen und den Neubau von Gebäuden. Die Mehrinvestitionskosten bis zum Jahr 2040 sind bei Gebäuden vergleichsweise gering und liegen mit ca. 10 bis 15 Mrd. Euro in derselben Größenordnung wie im Industriesektor. Die vergleichsweise geringen Mehrkosten bis 2040 bzw. die

Einsparungen (ausgewiesen als negative Mehrkosten) bis 2050 liegen daran, dass die Mehrinvestitionen in Gebäudesanierung und Heizkesseltausch durch die Minderinvestitionen, die im Szenario KN40 für den Neubau notwendig sind, bis 2040 teilweise kompensiert bzw. ab 2040 überkompensiert werden. Da im Szenario KN40 die Gebäudelebensdauer durch Sanierungen deutlich verlängert wird, werden weniger Gebäude abgerissen und es werden weniger Neubauten benötigt als im Szenario WEM.

Die Gesamtinvestitionskosten im Sektor **Verkehr** liegen bis zum Jahr 2040 mit 270 bis 390 Mrd. Euro in der gleichen Größenordnung wie bei den Gebäuden, wobei den größten Anteil die Elektrifizierung der Flotte ausmacht. Die Mehrkosten sind im Verkehr mit rund 45 bis 65 Mrd. Euro bewertet, das liegt vor allem daran, dass in absehbarer Zeit mit einer Preisparität in den Anschaffungskosten für E-PKW/E-LKW gegenüber Verbrenner-Kfz gerechnet werden kann. In diesem Bericht rechnen wir basierend auf internationalen Studien mit Preisparitäten zwischen 2028 (PKW) und 2032 (schwere LKW).

5 Aufbringung der Mittel

5.1 Grundlagen zur Finanzierung der Dekarbonisierung

Entsprechend der Vereinbarungen zum Pariser Abkommen zur Beschränkung des Klimawandels (BGBl. III Nr. 197/2016, i. d. F. BGBl. III Nr. 156/2021) spielt der Staat (die Regierung) eine zentrale Rolle in der Gestaltung auch der finanziellen Rahmenbedingungen für eine erfolgreiche Dekarbonisierung, indem „die Finanzmittelflüsse in Einklang gebracht werden mit einem Weg hin zu einer hinsichtlich der Treibhausgase emissionsarmen und gegenüber Klimaänderungen widerstandsfähigen Entwicklung“ (Übereinkommen von Paris, Artikel 2, Abs. 1c).

Die Finanzierung der Dekarbonisierung entsprechend der in diesem Bericht beschriebenen Szenarien scheint auf den ersten Blick eine kaum zu erfüllende Aufgabe zu sein. Die hohen Brutto-Investitionen zur Reduktion von Treibhausgasen vor allem in den industriellen Sektoren sowie im Verkehrs- und Gebäudebereich sind jedoch nicht mit dem *zusätzlich* zu finanzierenden Mitteleinsatz zu verwechseln. Die von der österreichischen Volkswirtschaft mit ihren internationalen Verflechtungen aufzubringenden finanziellen Mittel sind aus verschiedenen Gründen wesentlich niedriger als die im Rahmen des vorliegenden Forschungsprojektes geschätzten Brutto-Investitionen. Auch geht die vorliegende wissenschaftliche Literatur grundsätzlich davon aus, dass mehr als ausreichend Kapital (d.h. finanzielle Ressourcen) zur Finanzierung der Dekarbonisierung – die ohne Zweifel für den Schutz des Klimas und damit der Gesellschaft und der Wirtschaft alternativlos ist – zur Verfügung steht und stehen wird (siehe dazu weiter unten).

Bevor auf den Mittelbedarf (Finanzierungsbedarf) eingegangen wird, sind vorab einige wesentliche Herausforderungen für die Finanzierung der Dekarbonisierung sowie eine Reihe von Zusammenhängen zwischen den Finanzmärkten und der Klimakrise und deren Folgen sowie Risiken zu erörtern. Zu betonen ist, dass die Erörterungen in diesem Abschnitt des vorliegenden Forschungsberichts hauptsächlich auf Effizienzfragen der Finanzierung der Dekarbonisierung eingehen. Aspekte der sozialen Gerechtigkeit und der individuellen Verteilung finanzieller Lasten (z.B. auf soziale Gruppen mit unterschiedlichem Einkommen oder Vermögen) werden nur am Rande behandelt. Auch bleiben Fragen der sozialen Verteilung der Emissionen (z.B. Haushalte mit überdurchschnittlichem Einkommen und/oder Vermögen, die überproportional hohe Treibhausgasemissionen durch ihren Lebens- und Konsumstil verursachen; dies betrifft sowohl innerstaatliche als auch globale Verteilungsmuster) aufgrund des beschränkten Rahmens der vorliegenden Untersuchung unberücksichtigt – auch wenn diese Fragen unbestritten zentral für eine weiter gefasste Debatte zur notwendigen sozial-ökologischen Transformation sind.

Zunächst ist festzuhalten, dass aus mehreren Gründen, auch des Marktversagens (z.B. systematische Fehleinschätzungen durch Pfadabhängigkeiten), derzeit noch nicht ausreichende Investitionen in die Dekarbonisierung getätigt werden, obwohl diese entsprechend dem jeweiligen Rendite-Risiko-Verhältnis an sich bereits ökonomisch effizient wären. In einem Übersichtsbeitrag erörtert Butler (2023) die wesentlichen Gründe für eine nach wie vor verhaltene Finanzierung der Dekarbonisierung:

1. Die Finanzmärkte (ausgenommen mancher Rück- und Immobilienversicherungen) ignorieren derzeit noch in vielen Bereichen die Risiken, die sich aus der Klimakrise in Bezug auf Naturkatastrophen ergeben (werden). Wie die in den letzten Jahren aufgetretenen Wetterextreme mit den Folgen für menschliches Leben und die Gesundheit sowie die Vernichtung von Kapital (z.B. Land und Biodiversität, Ressourcen, Infrastrukturen, Siedlungsflächen) zeigen, können die Schäden durch die Klimakrise ein enormes Ausmaß annehmen. Finanzierungen für Investitionen, die diesen Entwicklungen nicht Rechnung tragen oder diese nicht berücksichtigen, sind nach wie vor weit verbreitet.
2. Nach wie vor werden wirtschaftliche Aktivitäten getätigt, die – aufgrund der Pfadabhängigkeit von Investitionen (Bekanntheit von und Erfahrungen mit fossilen Investitionsvorhaben) – die Klimakrise verschärfen, anstatt in jene Aktivitäten zu investieren, die bei sogar geringerem finanziellen Risiko der Klimakrise entgegenwirken oder Anpassungsmaßnahmen an die unvermeidbare Erderhitzung vorsehen.
3. Signale einer zögerlichen Klimapolitik (u.a. aufgrund erfolgreichen fossilen Lobbyings) schaffen Unsicherheiten in Bezug auf die wirtschaftlichen und damit finanziellen Rahmenbedingungen von Investitionen und verzögern damit eine Umleitung investiver Mittel in die Dekarbonisierung.

Butler (2023) geht in diesem Zusammenhang davon aus, dass durch die Dringlichkeit der Dekarbonisierung und der Anpassung an die Erderhitzung in Zukunft nicht nur für die Volkswirtschaften und die Gesellschaften insgesamt, sondern vor allem auch für die Finanzmärkte disruptive Entwicklungen und Schocks auftreten werden, da Finanzierungsportfolios nicht rechtzeitig angepasst wurden. Studien zeigen zwar, dass Investor:innen für Finanzierungen in fossilen Industrien bereits höhere Risikoprämien verlangen (z.B. Bolton & Kacperczyk, 2020), die Änderungen von Finanzierungsportfolios aber noch zu zögerlich sind, um signifikante Umschichtungen in Richtung dekarbonisierter Technologien sichtbar zu machen. Auswirkungen von Klimarisiken können sich sogar in der Finanzierung von Kommunen widerspiegeln; so verlangen die Finanzmärkte höhere Aufschläge für Anleihen amerikanischer Kommunen, die in Bezirken mit höheren Klimarisiken liegen (z.B. Painter, 2020). Für Österreich liegen hierfür noch keine Untersuchungen vor, auch sind die Finanzierungsbedingungen für Kommunen länderweise stark unterschiedlich.

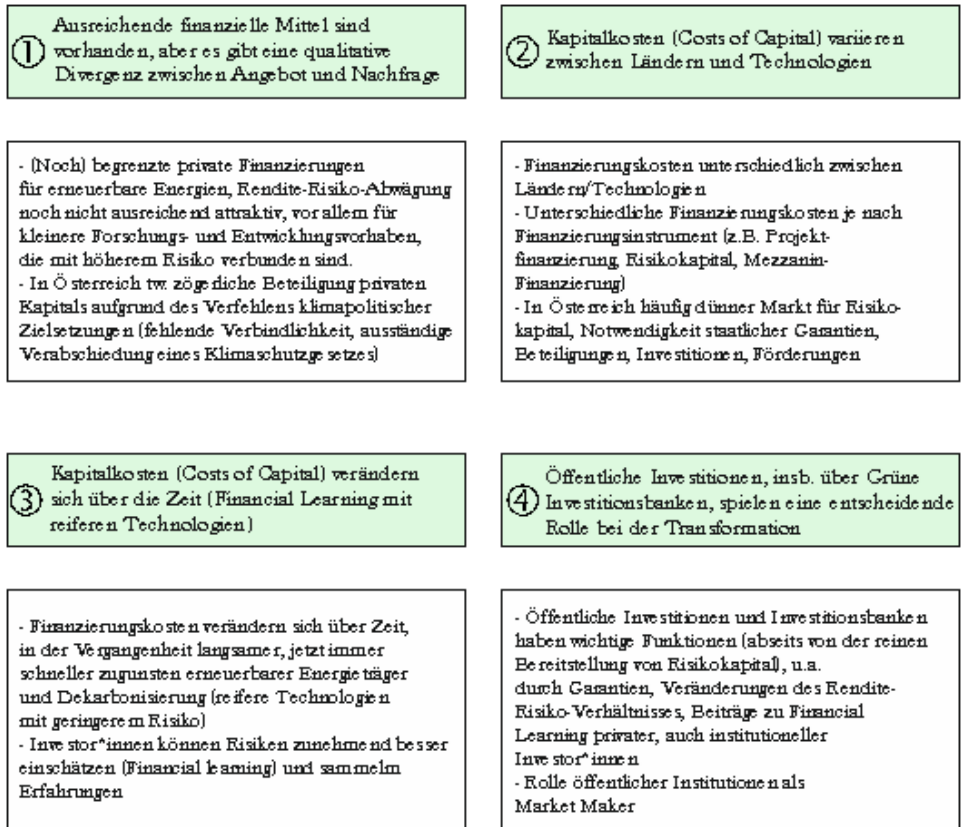
Neben diesen Hemmnissen werden in einer Vielzahl von Untersuchungen weitere Gründe genannt, warum die Finanzmärkte noch nicht ausreichend auf nicht-fossile Investitionsmöglichkeiten und –notwendigkeiten reagiert haben. Diese Hemmnisse werden im folgenden Unterkapitel im Detail erörtert.

5.2 Zur Finanzierung der Dekarbonisierung: vorhandene theoretische und empirische Befunde

„Yes, there is enough money to decarbonize the economies of high-income countries justly and sustainably“; so lautet der Titel eines vor vier Jahren erschienenen Beitrags von Ray Galvin (2020, S. 1). Viele Forschungsarbeiten, die sich mit der Frage der Finanzierung der Dekarbonisierung oder der sozial-ökologischen Transformation befassen, kommen zu den gleichen Schlussfolgerungen. Die wissenschaftliche Literatur zur Frage, ob für die klima- und energiepolitischen Zielsetzungen ausreichend finanzielle Ressourcen vorhanden sind (d.h. mobilisierbar wären), ist diesbezüglich durchgehend übereinstimmend, sowohl für Europa als auch weltweit (z.B. Egli et al., 2022; Polzin & Sanders, 2020; Sanders et al., 2022). Diese Publikationen beruhen hierbei auf hauptsächlich makroökonomischen und klimatologischen Modellen, die den Investitionsbedarf in Abhängigkeit entsprechender Szenarien (z.B. Nicht-Überschreiten der Paris-Beschränkungen i.S. einer globalen Erwärmung von 1.5°C, max. 2°C) schätzen.

Während die Literatur somit von grundsätzlich ausreichend vorhandenen finanziellen Mitteln ausgeht, bestehen nach wie vor eine Reihe von Problemen, die sich vor allem auf ökonomische, institutionelle sowie klimapolitische Hemmnisse beziehen, die eine rasche und quasi selbstlaufende Finanzierung der Dekarbonisierung und der Energiewende (noch) verhindern. Abbildung 4 zeigt vier große Problembereiche, die sich in den letzten Jahren teilweise entschärft haben, aber nach wie vor in vielen Bereichen eine Divergenz zwischen den klimapolitischen Dringlichkeiten und Notwendigkeiten, und den privat einsatzwilligen finanziellen Mitteln darstellen (vgl. dazu und im Folgenden Egli et al., 2022). Diese Divergenz (Mismatch) zwischen den Finanzierungsnotwendigkeiten und den Finanzmärkten ist nach allgemeiner Einschätzung eine kurz- bis mittelfristig zu lösende und lösbare Aufgabe, um die erforderlichen Investitionsmittel bereit zu stellen (z.B. Karltorp, 2016).

Abbildung 4: Zur Finanzierung der Energiewende und Dekarbonisierung–Probleme-reiche und Lösungsansätze



Quelle: Eigene Darstellung und Ergänzungen auf Basis von Egli et al., 2022, S. 2.

Zunächst ist, erstens, die Divergenz zwischen Angebot und Nachfrage finanzieller Mittel für Investitionen in erneuerbare Energieträger ein gewisses Problem. Hierbei geht es insbesondere um das für Investor:innen noch nicht als passend wahrgenommene Verhältnis der Rendite und des Risikos von Veranlagungen oder Investitionen in die Dekarbonisierung (Pfadabhängigkeit von Finanzierungsportfolios und -entscheidungen). Wie auch weiter unten ausgeführt, spielt hier der öffentliche Sektor (Staat) eine entscheidende Rolle: Einerseits sind viele Forschungs- und Entwicklungsansätze mit einem hohen Risiko behaftet, wofür in Österreich ein entsprechendes Risikokapital in manchen Bereichen (noch) nicht ausreichend vorhanden ist. Andererseits fehlen in einigen Sektoren der THG-Inventur verbindliche Vorgaben und Festlegungen zur Schaffung klimafreundlicher gesetzlicher Rahmenbedingungen (z.B. Klimaschutzgesetz). Zögerliches klimapolitisches Handeln und fehlende mittel- und langfristige Marktbedingungen erzeugen so Unsicherheiten für Investor:innen, und werden entsprechend als Risiken wahrgenommen (siehe z.B. Polzin, 2017).

Zweitens sind die Finanzierungskosten unterschiedlich zwischen den einzelnen Ländern, aber auch abhängig von technologischen Entwicklungen, mit deren Verbreitung sich das Rendite-Risiko-Verhältnis durchaus rasch verändern kann (z.B. Skalenerträge, kostengünstigere Produktion und Marktdurchdringung, bessere Einschätzung von Rentabilitäten/Risiken) (Egli et al., 2022).

Schließlich zeigt Abbildung 4 auch, dass staatliche Investitions- und Entwicklungsbanken – neben anderen öffentlichen Investitionen bzw. finanziellen Instrumenten (z.B. Garantien, Förderungen) – wesentlich dazu beitragen können, investive Mittel bereitzustellen (u.a. in Form von Anschubfinanzierungen, Übernahme von Risiko-Finanzierungen, öffentliche Beteiligung an Unternehmen, öffentlich-private, öffentlich-nonprofit und öffentlich-öffentliche Partnerschaften).

Die Bedeutung der verschiedenen, insbesondere wirtschafts- und klimapolitischen, Rahmenbedingungen wird in den vorhandenen Untersuchungen zur Finanzierung der Dekarbonisierung vielfach betont. Hierbei werden unter anderen folgende wesentliche Perspektiven beleuchtet (siehe auch weiter unten zur Frage der Finanzierungskosten erneuerbarer vs. fossiler Energieunternehmen):

4. Untersuchungen zur Wirksamkeit von ESG (Environmental, Social, Governance), d.h. der Ausrichtung von Finanzierungsportfolios an Umwelt-, Sozial- und Governance-Standards, zeigen, dass weltweit derzeit nur etwa ein Drittel der getätigten Sachanlageinvestitionen im weitesten Sinn den Prinzipien für nachhaltige Investitionen nach UN-Kriterien oder ESG-Rahmenbedingungen entspricht. Zudem wird geschätzt, dass derzeit nur etwa 20 Prozent der wirtschaftlichen Aktivitäten in der Europäischen Union als nachhaltig bezeichnet werden können (Getzner, 2022). Dieser nach wie vor relativ geringe Anteil nachhaltigen Wirtschaftens zeigt, dass Selbstverpflichtungen, Umwelt- und Nachhaltigkeitsberichte oder die Bezeichnung von Investitionsmöglichkeiten als „nachhaltig“, beispielsweise gemäß der neuen EU-Taxonomie nachhaltiger Investitionen, per se nicht ausreichen, um einerseits fossile Investitionen zu reduzieren, und andererseits die aus Sicht der Klimakrise unbedingt notwendigen Investitionen in die entsprechenden wirtschaftlichen Aktivitäten umzuleiten. Im Einklang mit anderen wissenschaftlichen Untersuchungen stellen auch Nykvist und Maltais (2022) fest, dass es nicht einen Mangel an finanziellen Mitteln gibt, sondern dass insbesondere das durch die EU-Taxonomie oder ESG-Kriterien praktisch nicht veränderte Rendite-Risiko-Verhältnis ohne weiteres Zutun auch in Zukunft kaum zusätzliche Investitionsmittel für die

Dekarbonisierung erwarten lässt¹. Vielmehr ist eine wirksame und stringente Klimapolitik, auch ausgedrückt durch die CO₂-Bepreisung (auch als Grundlage für die Entwicklung der in dieser Untersuchung zugrundegelegten Entwicklungspfade und Szenarien), strenge Standards und Rahmenbedingungen sowie allenfalls Förderungen (Subventionen) für die Veränderung der Entscheidungsparameter von Investor:innen ausschlaggebend. Ein wichtiger Hebel könnte diesbezüglich eine Bindung der öffentlichen Mittelvergabe an Unternehmen, die ESG-Standards erfüllen, darstellen. Eine kürzlich veröffentlichte Meta-Analyse ausgewählter Untersuchungen zeigt, dass es eine Reihe indirekter Mechanismen gibt, wie ESG-Standards für Unternehmen positiv wirken können: positive ESG-Ratings gehen mit einer Verbesserung der Kreditwürdigkeit, einer Verringerung des Risikoaufschlags und einer Senkung der Kosten für Eigen- und Fremdkapital einher (Billio et al., 2024).

5. Im Hinblick auf die Verfügbarkeit öffentlicher Investitionen (siehe dazu weiter unten) ist für Österreich festzuhalten, dass die umwelt- und klimakontraproduktiven Subventionen (direkte und indirekte) pro Jahr bis zu 6 Mrd. Euro ausmachen (Kletzan-Slamanig et al., 2022); (Kletzan-Slamanig et al., 2023). Eine deutliche Reduktion dieser Subventionen würde einerseits klimaschädliches Verhalten verteuern, andererseits aber auch öffentliche finanzielle Mittel – ohne Erhöhung der Staats- bzw. Schuldenquote – mobilisieren, insbesondere auch für öffentliche Investitionen (Plank et al., 2023) sowie für staatliche Finanzierungen, Förderungen für die Dekarbonisierung, sowie für staatliche Beteiligungen beispielsweise in Form öffentlicher Investitionsbanken. Das kurzfristige Potenzial der Kürzung klimaschädlicher Subventionen zur Finanzierung der Dekarbonisierung sollte hierbei jedoch nicht überschätzt werden, da nicht alle betrachteten Subventionen als direkte Subventionen (Auszahlungen für Förderungen) budgetwirksam sind. Der öffentliche Sektor kann – wie auch in der Vergangenheit – Investitionen in Bereichen tätigen, die für private Investor:innen aufgrund des zu hohen Risikos nicht tragbar erscheinen, beispielsweise in der Grundlagenforschung und in der Entwicklung von neuen Technologien und Infrastrukturen (Mazzucato & Semieniuk, 2018).
6. Für Finanzierungen der Energiewende können langfristig stabile und voraussehbare Rahmenbedingungen das Rendite-Risiko-Verhältnis wesentlich zugunsten nicht-fossiler Finanzierungen verändern. So sind beispielsweise langfristige Einspeisetarife, ein öffentlich geplanter integrierter Netzausbau (BMK, 2023a) mit entsprechenden Netz- und Speicherkapazitäten sowie öffentliche Garantien wichtige Instrumente für die schon kurzfristig notwendigen Investitionen. Hierzu zählt

¹ In Bezug auf thermisch-energetische Gebäudesanierungen und andere Dekarbonisierungs-Investitionen hält Getzner (2022, S.76-77) fest: „Zusammenfassend kann somit festgehalten werden, dass die EU-Taxonomie, die nachhaltige Investitionen definiert, für die Transparenz des Marktes und das Ausmaß an Informationen einen sicherlich wertvollen Beitrag leistet. Zielsetzungen des Klimaschutzes oder der Leistbarkeit des Wohnens werden damit nicht wesentlich erfüllt – nur wenn der Staat die entsprechenden klima- und verteilungspolitischen Rahmenbedingungen schafft, und damit auch die Risiko-Rendite-Verhältnisse entsprechend ändert, werden ausreichende Finanzmittel in die Dekarbonisierung und die sozial-ökologische Transformation gelenkt werden können.“

auch ein vorhersehbarer und effektiver CO₂-Preis (sowohl innerhalb des Europäischen CO₂-Handelssystem [ETS] als auch hinsichtlich der österreichischen CO₂-Bepreisung), wodurch einerseits nicht-fossile Waren und Dienstleistungen relativ günstiger werden und andererseits die Rendite fossiler Investitionen verringert wird. Diesbezüglich ist anzumerken, dass die erwarteten Amortisationsdauern von betrieblichen Investitionen im Vergleich zu den klimapolitischen Nutzeffekten, die auch in der weiteren Zukunft liegen, in Einklang gebracht werden müssen, wenn Unternehmen und private Haushalte wesentliche Beiträge zur Finanzierung der Dekarbonisierung leisten sollen. Annahmen über den Entwicklungspfad der CO₂-Bepreisung liegen auch den Schätzungen über die Investitions- und Finanzierungserfordernisse der vorliegenden Studie zugrunde.

7. Nicht zu vergessen sind die versunkenen Investitionen in fossile Ausstattungen und Infrastrukturen (SFFA, Stranded fossil fuel investments), die eine Finanzierung neuer Anlagen erschweren. Dies ist makroökonomisch und aus globaler Sicht besonders für Länder relevant, die entsprechende Strukturen aufgebaut haben (z.B. erdölexportierende Länder; Länder, die wesentlich auf die Verfügbarkeit billiger fossiler Energie gesetzt haben) (Mercure et al., 2018). Hierbei wird neben den ökonomischen Effekten (Lock-in/Pfadabhängigkeit) auch auf die möglichen rechtlichen Folgen verwiesen (van der Ploeg & Rezai, 2020). Die daraus entstehenden möglichen Verwerfungen haben neben den direkten ökonomischen Wirkungen eventuell Effekte auf die Finanzmarktstabilität (vgl. Daumas, 2023). Hierbei zeigt sich die Bedeutung der Regulierung und der Stringenz der Rahmenbedingungen für die Finanzmarktstabilität (Roncoroni et al., 2021), sowie die Notwendigkeit vorausschauender Finanzplanung im Sinne der Vermeidung von fossilen Investitionen, bei denen es absehbar ist, dass sie mit der Dekarbonisierung bzw. der sozial-ökologischen Transformation nicht in Einklang zu bringen sind.

Über die Notwendigkeit eines systematischen Ansatzes zur Umlenkung der vorhandenen finanziellen Mittel in die Dekarbonisierung besteht in der Literatur große Einigkeit. Neben der klimapolitischen Stringenz (klare und verbindliche Reduktions- und Transformationspfade) wird insbesondere die deutliche Reduktion nach wie vor vorhandener hoher fossiler Subventionen (direkte und indirekte) als Voraussetzung für einen erfolgreichen Investitionspfad genannt (Polzin, 2017). Nicht zu vergessen ist darüber hinaus, dass nicht nur Dekarbonisierungs-Investitionen Risiken in sich bergen: Würden keine Investitionen getätigt werden, so sind die Risiken und Unsicherheiten eines sich weiter beschleunigenden Klimawandels unabsehbar (Jones, 2015) (siehe auch die Kosten des klimapolitischen Nicht-Handelns – COIN [Costs of Inaction]; (Steinger et al., 2020).

5.3 Costs of Capital/Debt (Kapital-/Finanzierungskosten)

Im Hinblick auf die Kosten von Finanzierungen zur sozial-ökologischen Transformation, insbesondere der Entwicklung von Technologien zur erneuerbaren Energieproduktion sowie zur Installation von Produktionsanlagen, stellt sich die Frage, ob die Finanzierungskosten im Falle erneuerbarer Energien höher oder geringer sind als für die herkömmliche, fossile Energieproduktion sowie für fossil betriebene industrielle Prozesse.

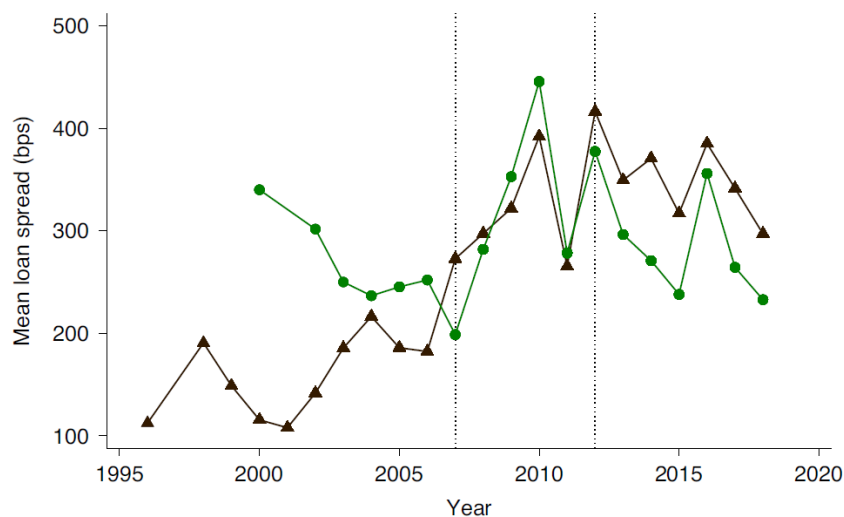
Zunächst ist wie bei allen Finanzierungen und deren Kosten darauf hinzuweisen, dass die Grundparameter jeder Finanzierung einerseits die zu erwartende Rendite der Investition (Return on investment) und andererseits das Risiko des Verlusts der eingesetzten Mittel (Default) selbstverständlich auch bei Investitionen in erneuerbare Energieträger zum Tragen kommen. Eine Untersuchung (Kempa et al., 2021) belegt nunmehr, dass im Durchschnitt die Finanzierungskosten (Cost of Debt) im Hinblick auf fossile vs. nichtfossile Investitionen vor allem von drei zentralen Umständen abhängen:

1. Entwicklungsstand der Technologie: Investitionen in Forschung und Entwicklung von Energietechnologien sind – je nach Stufe des Forschungs- und Entwicklungsstandes (z.B. Grundlagenforschung, angewandte Forschung, Prototypenentwicklung, Marktreife, Serienfertigung; vgl. Polzin et al., 2017) – mit unterschiedlich hohem Risiko für Investor:innen verbunden. Dies beeinflusst direkt die Finanzierungskosten.
2. Stringenz der umwelt- und klimapolitischen Rahmenbedingungen: Für die Beteiligung der Finanzmärkte an der sozial-ökologischen Transformation sind klare mittel- und langfristige Zielsetzungen zur Dekarbonisierung (z.B. gesetzliche Vorgaben zur Reduktion von Treibhausgasen, Aufteilung der Verantwortlichkeiten, CO₂-Bepreisung, absehbares Auslaufen der Zulassung fossiler Anlagen und Fahrzeuge, Investitionen in und Subventionierung von erneuerbaren Infrastrukturen) notwendig, um das Risiko für Finanzierung zu vermindern bzw. genauer zu prognostizieren. Zudem verbessert ein funktionierender Kapitalmarkt mit kompetenten (i.S. von erfahrenen und informierten) Akteur:innen die Chancen auf eine Ausweitung der Finanzierungsquellen für erneuerbare Energieunternehmen: „we [...] find that environmental policy stringency and financial sector development play a key role: the more ambitious and credible environmental policies and the more competent and effective financial institutions, the lower the costs of debt of renewable energy firms beyond what can be explained through firm-specifics such as profitability. This suggests credible policy signals, by supporting the confidence of market actors in the lasting and dominant role of renewable energy, reduce the perceived risks of firms in this sector“ (Kempa et al., 2021, S. 136).
3. Die Beteiligung privaten Kapitals muss durch staatliche Eingriffe befördert bzw. auch ersetzt werden, wenn sich durch Marktversagen (z.B. fehlendes Risikokapital, fehlende Internalisierung externer Effekte, Charakter von Wissen und Innovationen als öffentliche Güter) die Finanzmärkte nicht oder in zu geringem

Ausmaß an der Finanzierung der Dekarbonisierung beteiligen (siehe z.B. Egli et al., 2022; Galvin, 2020).

Diese Umstände haben sich sowohl in technologischer als auch regulatorischer Hinsicht in den letzten Jahren stark zugunsten der erneuerbaren Energieproduktion und -verteilung verändert. Während die Finanzierung der Entwicklung und Produktion erneuerbarer Energien bis etwa 2007 höhere Kapitalkosten aufwies als fossile Energieunternehmen, war bis etwa 2012 kein Unterschied mehr in den Kapitalkosten zwischen fossilen und erneuerbaren Energieunternehmen festzustellen. In den letzten Jahren wiesen erneuerbare Energien einen teils bedeutsamen Finanzierungsvorteil im Vergleich zu fossilen Energieträgern auf. Abbildung 5 zeigt die Finanzierungskosten erneuerbarer und fossiler Energieunternehmen im Vergleich.

Abbildung 5: Finanzierungskosten erneuerbarer (grüne Linie) vs. fossiler (braune Linie) Energieunternehmen im Zeitablauf



Quelle: Entnommen aus Kempa et al., 2021, S. 136.

5.4 Green Public Finance: Die Rolle der öffentlichen Hand

Überlegungen zur Aktivierung privaten Kapitals für die Dekarbonisierung der Wirtschaft orientieren sich oft an Strategien ökologisch nachhaltigen Wachstums, bei dem zur Erreichung von Klimazielen Emissionen vom Wachstum des Bruttoinlandsprodukts (BIP) durch eine Steigerung der Energieeffizienz entkoppelt werden sollen. Eine kürzlich erschienene Studie stellt eine absolute Entkopplung, also einen absoluten Rückgang der CO₂-Emissionen bei gleichzeitigem BIP-Wachstum, in 11 von 35 Industriestaaten fest, darunter auch Österreich (Vogel & Hickel, 2023). Gemessen an den Zielen des Pariser

Klimaschutzabkommens ist die Entkopplung allerdings viel zu gering, und bei Fortschreiben der derzeitigen Entwicklung würde eine Reduktion der CO₂-Emissionen um 95 Prozent im Durchschnitt der 11 Länder etwa 220 Jahre dauern. Die gemäß dem Pariser Klimaschutzabkommen den Ländern zustehenden Kohlenstoffbudgets¹ würden damit im Durchschnitt um das 27-fache überschritten werden.

Dieser Befund unterstreicht die Notwendigkeit für Maßnahmen über auf Effizienzsteigerung gerichtete Investitionen hinaus, insbesondere im Sinne breiterer Suffizienzstrategien (siehe z.B. Bärnthaler, 2024)). Dabei kommt der öffentlichen Hand eine besondere Rolle zu: Die Rolle der öffentlichen Hand für die Dekarbonisierung (Koch, 2020) liegt in Strategien zur Finanzierung der Dekarbonisierung: In nicht-wachstumsorientierten Szenarien sehen diese vor allem den Ausstieg aus Investitionstätigkeiten im Zusammenhang mit fossilen Brennstoffen und/oder eine Veränderung der Rahmenbedingungen im Bereich der Fiskal- und Geldpolitik vor (Aigner et al., 2022).

Fiskalpolitische Maßnahmen (für eine *Steady-state economy*) würden Investitionen in öffentliche Güter priorisieren, klimaschädliche Aktivitäten besteuern und leistungsgerechte Finanzierungsbeiträge implementieren (Farley et al., 2013). Laut Robinson et al. (2017) sollten sich diese insbesondere auf die besonders emissionsstarken Bereiche Gebäude und Verkehr konzentrieren.

In der Finanzierung der Dekarbonisierung beschränkt sich die Rolle der öffentlichen Hand jedoch nicht allein auf die Umlenkung, Förderung und Regulierung privater Investitionen. Einerseits kann die öffentliche Hand selbst aktiv werden, in den eigenen physischen Kapitalstock investieren und damit eine Vorreiterrolle in der Dekarbonisierung einnehmen (Plank et al., 2023). Andererseits sind öffentliche Infrastrukturen möglicherweise nicht betriebswirtschaftlich gewinnbringend und attraktivieren daher kein Privatkapital (Christophers, 2022). In der staatlichen Finanzierung der Dekarbonisierung kann daher den Zentralbanken eine besondere Rolle zukommen (Cahen-Fourot, 2022; Galvin, 2020)². Geeignete Maßnahmen könnten Zentralbankaktivitäten einen präskriptiven anstatt bisher vorwiegend reaktiven Charakter verleihen (z.B. „qualitative Straffung“ von Ankaufprogrammen für Vermögenswerte oder differenzierte Zielzinssätze). Zudem sollten sie politisch rechenschaftspflichtig sein und deren Governance-Strukturen und Ausschüsse an soziale und ökologische Zielsetzungen angepasst werden (Cahen-Fourot,

¹ Für die Ermittlung von Kohlenstoffbudgets (Carbon Budgets) bestehen keine einheitlichen Berechnungsmethoden, zumal die zustehenden Mengen an (fossilen) Kohlenstoffemissionen (z.B. Tonnen pro Kopf und Jahr) von einer Reihe normativer Annahmen, z.B. hinsichtlich der Gleichverteilung der Emissionsmengen global wirksamer Treibhausgase, abhängen. Für Österreich ergibt sich aus einer kürzlich vorgestellten Studie von (Steininger et al., 2022), dass das österreichische CO₂-Budget voraussichtlich 2025 aufgebraucht sein wird.

² Die Europäische Zentralbank (EZB) (bzw. das Europäische System der Zentralbanken – ESZB) hat beispielsweise beschlossen, Klimaschutz stärker in ihre geldpolitischen Geschäfte einzubeziehen. Siehe Pressemitteilung der EZB vom 4.7.2022 (<https://www.ecb.europa.eu/press/pr/date/2022/html/ecb.pr220704~4f48a72462.de.html>).

2022). Darüberhinaus können öffentliche Investitions- und Entwicklungsbanken Garantien und Investitionen bereitstellen und als Voraussetzung die Implementierung von ESG vorsehen.

5.5 Abgrenzung der Brutto-Investitionen vom Finanzierungsbedarf

5.5.1 Branchen- und technologiespezifische Investitionszyklen

Zunächst ist von den Brutto-Investitionen jener Mitteleinsatz abzugrenzen, der ohnehin notwendigen Ersatz-, Erweiterungs- oder Re-Investitionen entspricht. Hierbei ist insbesondere der branchen- bzw. firmeneigene Investitionszyklus zu betrachten. Für die Schätzung der zusätzlichen Finanzierungserfordernisse sind daher die jeweiligen branchen- und technologieabhängigen Investitionszyklen zu betrachten. So sind die Investitionszyklen (von der Neuinvestition über allfällige Erhaltungs- und Adaptionsinvestitionen bis zum Abbau der Altanlage) in der Zementherstellung wesentlich länger (bis zu 70 Jahre) als in der Eisen- und Stahlindustrie (Hochöfen mit einer Lebensdauer von etwa 30 Jahren). Investitionszyklen in Fuhrparks sind vergleichsweise kurz (z.B. nur wenige Jahre je nach Fahrzeugtyp).

Den Brutto-Investitionen beispielsweise in der österreichischen Stahlerzeugung bis 2030 bzw. bis 2040/2050 zur Installierung neuer strom- oder wasserstoffbasierter Produktionsanlagen steht derzeit die Notwendigkeit des Ersatzes zweier kohlebasierter Hochöfen bis 2030 – aufgrund des Erreichens der technischen Lebensdauer der Anlagen – gegenüber. Die Errichtungskosten der neuen Anlagen sind nach den neuen Schätzungen im vorliegenden Forschungsprojekt nicht höher, eventuell sogar niedriger als die Neuerrichtung eines traditionellen Hochofens. Auch sind die betriebswirtschaftlichen Kosten (z.B. Energie, Personal) langfristig vermutlich niedriger als mit den derzeit betriebenen fossilen Anlagen, abgesehen von den in Zukunft höheren Preisen für THG-Zertifikate.

Im Gegensatz dazu ist in der Zementerzeugung derzeit eine Anlage zur Abscheidung eines substanziellen Teils der Treibhausgasemissionen eine technologische Option, die machbarer erscheint, jedoch einem End-of-pipe-Konzept entspricht. Der Produktionsprozess selbst wird hierbei nicht wesentlich adaptiert, sondern es werden die Umweltwirkungen durch eine entsprechende Aufbereitung der Emissionen reduziert. Investitionen in End-of-pipe-Anlagen wie eine Kohlenstoffabscheidung stellen daher aus ökonomischer Sicht tatsächlich zusätzliche Investitionen dar, für die eine entsprechende Finanzierung notwendig werden kann.

Der Umstieg auf erneuerbare Energieträger kann in einigen Fällen auch nur in geringem Ausmaß eine Zusatzfinanzierung außerhalb des ohnehin stattfindenden Investitionszyklus bedingen. Investitionen in einen elektrifizierten Fuhrpark werden sicherlich dann getätigt, wenn die Fahrzeuge ihre technische Lebensdauer erreicht haben; jedoch ist für wenige kommende Jahre zu erwarten, dass die Preise beispielsweise für Elektrofahrzeuge voraussichtlich über jenen von dieselgetriebenen Fahrzeugen liegen, wodurch ein gewisses zusätzliches Finanzierungserfordernis entsteht. Längerfristig ist zu erwarten, dass sie die Preise für Fahrzeuge (Elektro- vs. Verbrennungsantriebe) angleichen.

Der Ersatz von noch funktionierenden bzw. noch nicht abgeschriebenen Anlagen stellt aus volkswirtschaftlicher Sicht eine betriebs- und teilweise volkswirtschaftlich nachteilige Reduktion des Kapitalstocks dar. Diese versunkenen Kosten (Sunk Costs; Stranded Investments/Assets) müssten bei den Finanzierungserfordernissen für die Dekarbonisierung jedenfalls mitbedacht werden. (Der Verzicht auf den Weiterbetrieb fossiler Anlagen kann aber volkswirtschaftlich insgesamt rentabel sein, beispielsweise durch den Wegfall negativer Wirkungen auf die menschliche Gesundheit; siehe dazu weiter unten.)

5.5.2 Betriebswirtschaftlich rentable Investitionen

Der notwendige Ausbau der Produktionskapazitäten, der Umstieg auf erneuerbare Energieträger, die Energieproduktion sowie die Einsparung von Energie (z.B. durch Retrofitting) sind Maßnahmen, die per se betriebswirtschaftlich rentable Investitionen sein können, bzw. deren Investitionskosten zumindest teilweise durch entsprechende produktive Leistungen oder Einsparungen innerhalb der gewünschten Amortisationsdauer finanziert werden können.

Die Finanzierung betriebswirtschaftlich rentabler Investitionen bedarf grundsätzlich weniger oder keiner staatlichen Unterstützung; sie sollte auf einem effizienten Kapitalmarkt – ceteris paribus – ohne Probleme möglich sein.

Investitionen in die Dekarbonisierung mögen betriebswirtschaftlich rentabel sein – und damit könnte es ökonomisch rational sein, diese durchzuführen –, allerdings bedeutet dies noch nicht, dass diese Investitionen quasi „automatisch“, d.h. ohne weitere Veränderungen der ökonomischen Rahmenbedingungen, Anreize oder (staatliche) Instrumente, umgesetzt werden. Beispielsweise sind thermisch-energetische Gebäudesanierungen in der Mehrzahl der Fälle betriebswirtschaftlich rentabel, allerdings stehen einer signifikanten Erhöhung der Sanierungsrate viele Hemmnisse (Marktversagen, Planungsversagen) gegenüber. Dies inkludiert unter anderem rechtliche Barrieren (u.a. nach wie vor bestehende Eigentums-Nutzungs-Divergenz), technische Hemmnisse (z.B. technische oder Lock-in-Effekte) sowie hohe Informations-, Planungs- und Transaktionskosten. Staatliche Instrumente können diese Hemmnisse beseitigen oder abmildern und damit auch Märkte (d.h. individuelle Entscheidungen) verbessern oder schaffen.

5.5.3 Volkswirtschaftlich rentable Investitionen

Abgesehen von den gesellschaftlichen (nationalen, globalen) Notwendigkeiten zur Abmilderung der Klimakrise bis 2050 bzw. bis zum Ende dieses Jahrhunderts sind Investitionen in die Dekarbonisierung mit zahlreichen volkswirtschaftlichen Nutzeffekten (Co-Benefits) verbunden, die einen gesamtwirtschaftlichen Ressourceneinsatz mehr als rechtfertigen. Dekarbonisierungsinvestitionen verbessern die menschliche Gesundheit (z.B. durch die Reduktion von Luftschadstoffen), leisten einen Beitrag zur Bekämpfung der Biodiversitätskrise (z.B. durch die geringere Ausbeutung fossiler und mineralischer Ressourcen)¹, reduzieren den ökologischen Fußabdruck und den gesamtgesellschaftlichen Materialverbrauch (z.B. durch eine regionalere Energieversorgung) und tragen zur Steigerung der Lebensqualität (z.B. in urbanen Siedlungsstrukturen) bei. Studien zeigen, dass die Reduktion der Kosten des Nichthandelns (COIN, Costs of Inaction; siehe Steininger et al., 2020), der umweltkontraproduktiven Subventionen von 4 bis 5,6 Mrd. Euro (Kletzan-Slamanig et al., 2022), aber auch der Wegfall bzw. die Reduktion fossiler Energieimporte (derzeit rund 8 Mrd. Euro p.a.) wesentliche volkswirtschaftliche Effekte haben können. Viele derartige Investitionen sind volkswirtschaftlich rentabel bzw. stellen langfristige Infrastrukturvorhaben dar, die auch den kommenden Generationen zur Verfügung stehen. Eine intertemporale Lastenteilung (z.B. durch eine entsprechende Schuldenaufnahme des öffentlichen Sektors) ist daher in vielen Fällen ökonomisch sinnvoll und effizient. Eine Ausweitung öffentlicher Investitionen, die Maastricht-relevant (d.h. mit der Aufnahme zusätzlicher Staatsschulden) getätigt werden, könnte unter den bestehenden fiskalpolitischen Rahmenbedingungen nicht möglich sein, auch wenn diese wie argumentiert ökonomisch sinnvoll sein können. Darauf ist bei der konkreten Finanzierung Bedacht zu nehmen (siehe dazu weiter unten).

5.6 Ableitung des Dekarbonisierungs-Finanzierungsbedarfs der Brutto-Investitionen

5.6.1 Finanzierungsbedarf der Dekarbonisierung nach den Sektoren der THG-Inventur und den institutionellen Sektoren der Volkswirtschaft

Dieser Abschnitt ermittelt den Dekarbonisierungs-Finanzierungsbedarf für einzelnen Teile der österreichischen Volkswirtschaft. Dabei werden die prognostizierten Investitionen aus Kapitel 3 und 4 nach zentralen institutionellen Sektoren der VGR differenziert, wobei hier insbesondere zwischen dem Öffentlichen Sektor (bestehend aus Sektor Staat

¹ Es ist darauf hinzuweisen, dass beim Ausbau erneuerbarer Energien (insb. Biomasse und Agrar-Photovoltaik sowie Wind- und Wasserkraft) Konflikte mit dem Biodiversitätsschutz entstehen können; diese Konflikte sind in der Planung und Ausführung der Anlagen entsprechend zu berücksichtigen.

sowie Öffentlichen Unternehmen) und dem privaten Sektor (bestehenden aus privaten Unternehmen, privaten Haushalten und privaten Organisationen ohne Erwerbszweck) unterschieden wird. Weiters wird im Bereich des öffentlichen Sektors aufgezeigt, welche Gebietskörperschaft die betreffende Einheit des öffentlichen Sektors kontrolliert, u.a. um die innerstaatliche Verteilung des Finanzierungsbedarfs in den Blick zu nehmen. Die Zuordnung der Investitionssummen erfordert eine Reihe von Annahmen, die sich auf bestehende Studien und Berichte sowie Expert:innenschätzungen stützen.

Die dergestalt differenzierten Investitionen werden im Folgenden nach den Sektoren der THG-Inventur und entlang des in Kapitel 2 eingeführten Szenarios KN40 zur Erreichung der weitgehenden Klimaneutralität 2040 vorgestellt. Dabei wird bei den Investitionssummen auf die untere Grenze der prognostizierten Investitionen abgestellt. Am Ende wird bei der Einordnung der Ergebnisse sowohl die untere als auch die obere Grenze dargestellt, um die Schwankungsbreite darzulegen, und es werden die Gesamt- und Mehrinvestitionen mit historischen Investitionsmustern in Bezug gesetzt. Dies ist Grundlage für die abschließenden Ausführungen zu Finanzierungsinstrumenten.

Sektor Energie

Im Sektor Energie werden im Szenario KN40 (unten) für den Zeitraum 2024 bis 2040 rund 155,9 Mrd. Euro an Gesamtinvestitionen prognostiziert, wobei rund 87,7 Mrd. Euro auf die zentralen Maßnahmen im Bereich des Ausbaus Erneuerbarer Energie und 68,2 Mrd. Euro auf den Ausbau bzw. die Adaptierung der Netze entfallen (vgl. Tabelle 25).

Nicht zuletzt aufgrund der Kritikalität der Netzinfrastruktur wird angenommen, dass die Energienetze auch in Zukunft grundsätzlich in der Verantwortung der Öffentlichen Hand liegen, sodass die Netzinvestitionen in der Regel dem öffentlichen Sektor zuzurechnen sind (vgl. Tabelle 26). Diese Zuordnung spiegelt bis auf wenige Ausnahmen, insb. die unterste Stromnetzebene, den Status-Quo wider (Plank et al., 2023). Es wird auch davon ausgegangen, dass die gegenwärtige Regulierung des Energiemarkts insofern beibehalten wird, als die öffentlich beherrschten Unternehmen und Institutionen überwiegend marktbestimmt sind, und somit nicht dem Sektor Staat, sondern den öffentlichen Unternehmen zuzurechnen sind.

Tabelle 25: ENERGIE - Gesamtinvestitionen gemäß institutioneller Sektoren 2024-2040

Szenario KN40 Bereich unten Mrd. Euro ₂₀₂₄	Private Unternehmen	Private Haus- halte	Öffentlicher Sektor		GESAMT
			Sek- tor Staat	Öffentl. Unterneh- men	
Ausbau Erneuerbare	17,9	5,7	0,8	63,3	87,7
Windkraft	5,0	0,0	0,0	11,8	16,8
PV	9,4	5,1	0,8	31,3	46,6
Wasserkraft	0,6	0,1	0,0	13,3	14,0
Biomasse	2,8	0,5	0,0	6,1	9,3
Geothermie	0,0	0,0	0,0	0,9	0,9
Netze	2,6	0,0	0,0	65,6	68,2
Stromnetz	2,6	0,0	0,0	54,4	57,0
H₂-Netz	0,0	0,0	0,0	8,9	8,9
CO₂-Netz	0,0	0,0	0,0	2,3	2,3
Summe	20,5	5,7	0,8	128,9	155,9

Quellen: Umweltbundesamt: Gesamtinvestitionen und Mehrinvestitionen, TU Wien: Verteilung auf privaten und öffentlichen Sektor; Rundungsdifferenzen werden nicht ausgeglichen.

Beim Ausbau der Erneuerbaren Erzeugungskapazitäten wird angenommen, dass sich die ursprünglich weitgehend öffentlich getragene (fossile und erneuerbare) Energieerzeugung stärker hin zur Beteiligung privaten Kapitals öffnet. Dies gilt vor allem für die vom Investitionsvolumen gewichtigen Bereiche der PV und Windkraft, wo auf Basis von Plank et al. (2023) ein Anteil von 30 Prozent an privaten Investitionen angenommen wird. Die Investitionen in die kapitalintensivere Windkraft werden hier im Wesentlichen dem privaten Unternehmenssektor zugerechnet, während beim PV-Ausbau die privaten Haushalte insbesondere bei Dach-PVs eine Rolle spielen. Der Ausbau der Wasserkraft wird auf Basis bestehender Anteile an der Erzeugung überwiegend dem öffentlichen Sektor zugeordnet. Private Unternehmen und Haushalte spielen hier nur bei der Kleinwasserkraft eine Rolle - diese macht allerdings nur rund 10 Prozent der installierten Leistung

aus (E-Control, 2023). Der Ausbau der Geothermie wird für den Betrieb der Fernwärmenetze genutzt und wird weitgehend von der öffentlichen Hand vorangetrieben. Auch der Ausbau von Biomasse spielt in diesem Zusammenhang eine Rolle, wobei hier aufgrund der kleinteiligeren Struktur ein höherer Anteil im privaten Sektor angenommen wird (Pfeiffer et al., 2023). Investitionen für den Ausbau der Netze im Energiesektor werden wie in der Vergangenheit fast ausschließlich als öffentlich angenommen. Lediglich im Bereich der Stromverteilnetze wird ein kleiner Anteil an privaten Unternehmensinvestitionen angenommen, der auf Basis der bestehenden Anteile an Netzlängen mit rund 5 Prozent geschätzt wird.

Wie bereits zuvor angemerkt, wird davon ausgegangen, dass die bestehende Energiemarktregulierung insofern erhalten bleibt, als öffentliche beherrschte Unternehmen und Institutionen im Energiesektor als marktbestimmt gelten und somit zur Kategorie der öffentlichen Unternehmen zählen (und nicht im Sektor Staat aufscheinen). Diese unterschiedlichen öffentlichen Unternehmen reichen von Verbund AG und Landesenergieversorgern, über Stadtwerke bis zu lokalen Energiegemeinschaften mit mehrheitlicher Beteiligung der Standortgemeinden (Plank et al., 2023).

Im Bereich Windkraft wird angenommen, dass die öffentliche Bereitstellung weiterhin von den Landesenergieversorgungsunternehmen dominiert wird. Allerdings könnten im Sinne der Verbesserung der Akzeptanz für den Ausbau auch verstärkt öffentlich-öffentliche Partnerschaften zwischen Standortgemeinden und Landesenergieversorgern geschlossen werden. Angesichts dessen wird ausgehend von den bestehenden Anteilen an installierter Leistung angenommen, dass die Landesenergieversorgungsunternehmen zu rund 80 Prozent, und die Gemeinden und der Bund (Verbund AG) für jeweils rund 10 Prozent der Investitionen im öffentlichen Sektor verantwortlich zeichnen.

Tabelle 26: ENERGIE - Gesamtinvestitionen - Öffentlicher Sektor 2024-2040

Szenario KN40 Bereich unten Mrd. Euro ₂₀₂₄	Sektor Staat			Öffentliche Unternehmen			GESAMT
	Bund	Länder (ohne Wien)	Gemein- den (inkl. Wien)	Bund	Länder (ohne Wien)	Gemein- den (inkl. Wien)	
Ausbau Erneuerbare	0,2	0,2	0,4	10,9	32,2	20,3	64,1
Windkraft	0,0	0,0	0,0	1,2	9,2	1,3	11,8
PV	0,2	0,2	0,4	3,9	12,6	14,8	32,1
Wasserkraft	0,0	0,0	0,0	4,9	7,7	0,7	13,3
Biomasse	0,0	0,0	0,0	0,9	2,3	2,8	6,1
Geothermie	0,0	0,0	0,0	0,0	0,3	0,7	0,9
Netze	0,0	0,0	0,0	16,9	38,5	10,3	65,6
Stromnetz	0,0	0,0	0,0	5,7	38,5	10,3	54,4
H₂-Netz	0	0	0	8,9	0	0	8,9
CO₂-Netz	0	0	0	2,3	0	0	2,3
Summe	0,2	0,2	0,4	27,8	70,7	30,5	129,8

Quellen: Umweltbundesamt: Gesamtinvestitionen und Mehrinvestitionen, TU Wien: Verteilung auf privaten und öffentlichen Sektor; Rundungsdifferenzen werden nicht ausgeglichen.

Der Bund bestimmt durch die Verbund AG zentral die Erzeugung im Bereich Wasserkraft. Zwar sind rund 95 Prozent der Wasserkraftwerke sogenannte Kleinwasserkraftwerke (< 10 MW), wo sich neben Gemeinden auch viele private Unternehmen und Haushalte beteiligen. Allerdings wird das Gros an Leistung von Großwasserkraftwerken (> 10 MW) abgedeckt, die vor allem der Verbund AG sowie den Landesenergieversorgern zuzurechnen sind. Vor diesem Hintergrund entfallen 35-40 Prozent auf den Bund und der Rest auf die Landesenergieversorger. Für die kommunale Ebene werden rund 50 Prozent der installierten Kleinwasserkraft angenommen.

Beim öffentlichen Ausbau der Fernwärme durch Geothermie und Biomasse wird angenommen, dass dieser überwiegend auf kommunaler Ebene anfällt und durch die Landesenergieversorger ergänzt wird.

Im Bereich der Stromnetze wird davon ausgegangen, dass die vom Bund kontrollierte APG AG den Ausbau vorantreibt, während die Verteilnetzte zum Großteil (rund 200.000 km der Netzlänge) bei den Landesnetzgesellschaften im Einflussbereich der Bundesländer liegen. Abgesehen von einigen wenigen privaten Gesellschaften in den un-

teren Netzebenen (Plank et al., 2023) entfällt der Rest auf mehr als zwei Dutzend kommunal kontrollierte Gesellschaften und Stadtwerke, darunter jene von Wien, Graz, Linz, Innsbruck, Klagenfurt und Wels.

Die Entwicklung des Wasserstoff- und CO₂-Netzes wird als risikoreiche und kritische Infrastrukturentwicklung der öffentlichen Hand zugeordnet. Es wird erwartet, dass hier bis 2040 vor allem der Bund in Analogie zum Strom- und Gasnetz hauptverantwortlich die Entwicklung vorantreibt.

Sektor Verkehr

Gemäß den Prognosen für das Szenario KN40 (unten) ist von etwa 273 Mrd. Euro an Gesamtinvestitionen für den Zeitraum 2024 bis 2040 auszugehen (vgl. Tabelle 27). Davon entfallen mit rund 183,8 Mrd. Euro etwa zwei Drittel auf Maßnahmen im Zusammenhang mit der Umstellung auf Elektromobilität. Zweiter wesentlicher Teil zur Erreichung von Klimaneutralität im Verkehrssektor ist der Ausbau des Öffentlichen Verkehrs mit rund 81,6 Mrd. Euro. Vergleichsweise gering sind dagegen Investitionen in Höhe von etwa 7,6 Mrd. Euro für die Entwicklung und den Ausbau aktiver Mobilitätsformen.

Die Maßnahmen im Bereich des öffentlichen Verkehrs sind weitgehend von Investitionen des öffentlichen Sektors bestimmt (vgl. Tabelle 28). Dies liegt vor allem an dem großen Investitionsvolumen des ÖBB-Rahmenplans, der zu 100 Prozent dem öffentlichen Sektor - genauer dem Sektor Staat - zugerechnet wird, zumal die ÖBB AG nicht als marktbestimmtes öffentliches Unternehmen eingestuft wird. Die Verkehrsdiensteverträge stehen ebenfalls vorrangig im Zusammenhang mit Investitionen bei der ÖBB AG. Auf Basis der bestellten Fahrplankilometer entfällt ein kleiner Anteil (5-10 Prozent) auf Privat-/Regionalbahnen. Allerdings sind davon nur knapp ein Viertel (gemessen an den bestellten Personenkilometern) privaten Unternehmen im Sinne des ESVG zuzurechnen. Von den verbleibenden drei Vierteln entfallen etwa 15 Prozent auf vom Bund kontrollierte Einheiten, 20 Prozent auf die Bundesländer (ohne Wien) und rund 40 Prozent auf die Gemeinden, inklusive Wien.

Die Investitionen für Privat- und Regionalbahnen wurden auf Basis des aktuellen Mittelfristigen Investitionsprogramms (Bundesministerium für Klimaschutz, Umwelt, Energie, Mobilität, Innovation und Technologie, 2022) auf die entsprechenden Unternehmen aufgeteilt, die wie zuvor dargestellt in der Regel öffentlich beherrscht sind.

Die Investitionen in den stadtrégionalen ÖPNV wurden auf Basis der Untersuchung zu Städten in Österreich geschätzt (KCW, 2018). Diese fallen in wesentlichen Teilen auf kommunaler Ebene bei den städtischen Verkehrsunternehmen bzw. Stadtwerken an. Mit wenigen Ausnahmen (Wien) sind diese als öffentliche Unternehmen klassifiziert. Der

Anteil von Wien wird auf Basis früher Erhebungen zu städtischen ÖPNV-Investitionen hier mit rund 80 Prozent angenommen (KDZ 2016; 2020).

Tabelle 27: VERKEHR - Gesamtinvestitionen gemäß institutioneller Sektoren 2024-2040

Szenario Bereich Mrd. Euro ²⁰²⁴	KN40 unten	Private Un- ternehmen	Private Haus- halte	Öffentlicher Sektor		GESAMT
				Sektor Staat	Öffentliche Unterneh- men	
Öffentl. Verkehr		2,0	0,0	71,7	8,0	81,6
ÖBB-Rahmenplan		0,0	0,0	52,4	0,0	52,4
Verkehrsdiensteverträge		0,2	0,0	11,3	0,6	12,1
Privat- & Regionalbahnen		0,7	0,0	0,7	5,3	6,6
Stadtrregionale ÖPNRV		1,0	0,0	7,3	2,1	10,5
Elektromobilität		93,0	63,7	4,8	22,3	183,8
Elektrifizierung Flotte		84,4	63,7	4,8	6,4	159,2
Ladeinfrastruktur		8,6	0,0	0,0	16,0	24,6
Aktive Mobilität		0,0	0,0	7,6	0,0	7,6
Summe		94,9	63,7	84,0	30,3	273,0

Quellen: Umweltbundesamt: Gesamtinvestitionen und Mehrinvestitionen, TU Wien: Verteilung auf privaten und öffentlichen Sektor; Rundungsdifferenzen werden nicht ausgeglichen.

Der Bereich der Elektromobilität umfasst die vom Investitionsvolumen her zentrale Umstellung der Fahrzeugflotte sowie die Errichtung der dafür notwendigen Ladeinfrastruktur. Ausgehend vom Flottenbestand erfolgen die Investitionen für die Umstellung fast ausschließlich im privaten Sektor. Der verbleibende Teil wurde auf Basis der in Plank et al. (2023) getroffenen Annahmen auf die unterschiedlichen Teile des öffentlichen Sektors verteilt.

Die Investitionen zur Errichtung der Ladeinfrastruktur werden auf Basis der aktuellen Verteilung der öffentlich zugänglichen Ladepunkte (BWB, 2022) zu rund einem Drittel dem privaten Unternehmenssektor zugeordnet und zu etwa zwei Drittel dem öffentlichen Sektor. Im Bereich des öffentlichen Sektors wird davon ausgegangen, dass es vor

allein die öffentlichen Landesenergieversorger sein werden, die diese Investitionen vorrangig vornehmen.

Die Investitionen zur Förderung der aktiven Mobilität fallen vor allem für die Errichtung von Fahrrad- und Fußweginfrastruktur an. Ergänzend kommen noch Maßnahmen für klimafitte Städte und Gemeinden hinzu (z.B. Pflanzen von Stadtbäume, Entsiegelung von Plätzen), die die Aufenthaltsqualität im öffentlichen Raum erhöhen. Diese werden den kommunalen Haushalten (Sektor Staat) zugeordnet.

Tabelle 28: VERKEHR - Gesamtinvestitionen - Öffentlicher Sektor 2024-2040

Szenario	KN40 Bereich Mrd. Euro ₂₀₂₄	Sektor Staat			Öffentliche Unternehmen			GESAMT
		Bund	Länder (ohne Wien)	Gemein- den (inkl. Wien)	Bund	Länder (ohne Wien)	Gemein- den (inkl. Wien)	
Öffentl. Verkehr	63,7	0,7	7,3	1,8	2,1	4,1	79,6	
ÖBB-Rahmenplan	52,4	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	52,4	
Verkehrsdienste- verträge	11,3	0,0	0,0	0,1	0,1	0,4	11,9	
Privat- & Regio- nalbahnen	0,0	0,7	0,0	1,7	2,0	1,7	6,0	
Stadtregionaler ÖPNRV	0,0	0,0	7,3	0,0	0,0	2,1	9,4	
Elektromobilität	1,6	1,1	2,1	3,0	16,6	2,7	27,1	
Elektrifizierung Flotte	1,6	1,1	2,1	3,0	1,9	1,4	11,1	
Ladeinfrastruktur	0,0	0,0	0,0	0,0	14,7	1,2	16,0	
Aktive Mobilität	0,0	0,0	7,6	0,0	0,0	0,0	7,6	
Summe	65,3	1,8	17,0	4,8	18,8	6,8	114,4	

Quellen: Umweltbundesamt: Gesamtinvestitionen und Mehrinvestitionen, TU Wien: Verteilung auf privaten und öffentlichen Sektor; Rundungsdifferenzen werden nicht ausgeglichen.

Sektor Gebäude

Die für den Sektor Gebäude angenommenen Gesamtinvestitionen auf Basis des Szenario KN40 (unten) belaufen sich auf etwa 303,8 Mrd. Euro für den Zeitraum 2024 bis 2040 (vgl. Tabelle 29). Mit rund 239,1 Mrd. Euro haben hier die Wohngebäude das größte Gewicht, während für die Dekarbonisierung der Dienstleistungsgebäude von rund 64,7 Mrd. Euro ausgegangen wird. Vor allem der Bereich der Wohngebäude ist durch private Investitionen, insbesondere durch private Haushalte charakterisiert, während der Anteil

des öffentlichen Sektors gemessen an der Nettogeschossfläche auf Basis des AGWRII und der in Plank et al. (2023) getroffenen Annahmen mit rund 10 Prozent angenommen wird. Innerhalb des öffentlichen Sektors fallen Investitionen vor allem auf der kommunalen Ebene an (vgl. Tabelle 30). Auch im Bereich der Dienstleistungsgebäude dominieren Investitionen im privaten Sektor, wenngleich die Rolle der öffentlichen Hand hier etwas bedeutender ist. Dies liegt nicht zuletzt an den verschiedenen Dienstleistungsgebäuden, die auf kommunaler Ebene im Rahmen der Grundversorgung der Bevölkerung betrieben werden und im kommunalen Haushalt (Sektor Staat) wirksam werden.

Tabelle 29: GEBÄUDE - Gesamtinvestitionen gemäß institutioneller Sektoren 2024-2040

Szenario KN40 Bereich unten Mrd. Euro ₂₀₂₄	Private Haushalte		Öffentlicher Sektor		GESAMT
	Private Unternehmen	Un-	Sektor Staat	Öffentliche Unternehmen	
Wohngebäude	23,9	191,3	6,0	17,9	239,1
Dienstleistungsgebäude	6,5	38,8	16,2	3,2	64,7
Summe	30,4	230,1	22,2	21,2	303,8

Quellen: Umweltbundesamt: Gesamtinvestitionen und Mehrinvestitionen, TU Wien: Verteilung auf privaten und öffentlichen Sektor; Rundungsdifferenzen werden nicht ausgeglichen.

Tabelle 30: GEBÄUDE - Gesamtinvestitionen - Öffentlicher Sektor 2024-2040

Szenario KN40 Bereich unten Mrd. Euro ₂₀₂₄	Sektor Staat			Öffentliche Unternehmen			GESAMT
	Bund	Länder (ohne Wien)	Gemeinden (inkl. Wien)	Bund	Länder (ohne Wien)	Gemeinden (inkl. Wien)	
Wohngebäude	1,2	3,6	1,2	0,0	1,2	16,7	23,9
Dienstleistungsgebäude	1,9	3,2	11,0	1,1	1,2	1,0	19,4
Summe	3,1	6,8	12,2	1,1	2,4	17,7	43,3

Quellen: Umweltbundesamt: Gesamtinvestitionen und Mehrinvestitionen, TU Wien: Verteilung auf privaten und öffentlichen Sektor; Rundungsdifferenzen werden nicht ausgeglichen.

Sektor Industrie

Für den Industriebereich wird angenommen, dass sämtliche Investitionen im privaten Unternehmenssektor gem. ESVG 2010 anfallen. Dies spiegelt auch die aktuelle Lage der Einheiten des öffentlichen Sektors wider, wo kein beherrschender Einfluss der öffentlichen Hand bei Industrieunternehmen gegeben ist, auch wenn der Staat an verschiedenen Unternehmen substantziell beteiligt ist.

5.6.2 Einordnung der Ergebnisse

Die Gesamtinvestitionen zur Erreichung der weitgehenden Klimaneutralität 2040 (Szenario KN40, Unten) belaufen sich auf mindestens 748,7 Mrd. Euro für den Zeitraum 2024 bis 2040. Dabei fallen die Investitionen in verschiedenen Teilen der österreichischen Volkswirtschaft an (Tabelle 31). Vor allem der private Sektor, insbesondere die privaten Haushalte, werden hier bedeutende Gesamtinvestitionen im Sektor Verkehr (Umstellung Fuhrpark) sowie im Gebäudesektor tätigen. Die Gesamtinvestitionen im Industriesektor sind ausschließlich dem privaten Unternehmenssektor zugeordnet, und sie sind zentral für die Umstellung von industriellen Prozessen; im Vergleich mit den anderen Sektoren treten die industriellen Gesamtinvestitionen von ihrer Dimension her gesamtwirtschaftlich etwas in den Hintergrund. Die relativ größere Bedeutung von Investitionen des öffentlichen Sektors (Sektor Staat + Öffentliche Unternehmen) zeigt sich insbesondere im Energie- sowie im Verkehrssektor beim Ausbau des ÖPNV und Investitionen in aktive Mobilität. Innerhalb des öffentlichen Sektors fallen Investitionen im Sektor Staat vor allem im Verkehrssektor und Gebäudesektor an, während der Energiesektor vor allem durch öffentliche Unternehmen bzw. ihre Investitionen dominiert wird.

Tabelle 31: Gesamt- und Mehrinvestitionen gemäß institutioneller Sektoren 2024-2040

Szenario	Gesamtinvestitionen				Mehrinvestitionen		
	Private Unternehmen	Private HH	Öffentlicher Sektor	Öffentl. Unternehmen	GE-SAMT	(Bereich Unten)	(Bereich Oben)
KN40							
Bereich							
unten							
Mrd.							
Euro ₂₀₂₄							
Industrie	16,0	0,0	0,0	0,0	16,0	8,6	15,4
Energie	20,3	26,2	0,8	128,9	155,9	38,5	83,0
Verkehr	94,9	63,7	84,0	30,3	273,0	45,1	65,3
Gebäude	30,4	230,1	22,2	21,2	303,8	10,3	15,0
Summe	161,7	299,5	120,2	167,2	748,7	102,5	178,7

Quellen: Umweltbundesamt: Gesamtinvestitionen und Mehrinvestitionen, TU Wien: Verteilung auf privaten und öffentlichen Sektor; Rundungsdifferenzen werden nicht ausgeglichen.

Mit Blick auf die innerstaatliche Verteilung der prognostizierten Investitionen ergibt sich eine relativ gleichmäßige Aufteilung entlang der kontrollierenden Ebenen der öffentlichen Gebietskörperschaften (Tabelle 32). Investitionen, die Einheiten des Bundes zuzurechnen sind, finden sich vor allem im Verkehrssektor (ÖBB - Sektor Staat) sowie im Energiesektor (Bundesnetzgesellschaften und Verbund AG - öffentliche Unternehmen). Investitionen im Einflussbereich der Bundesländer stehen vor allem im Zusammenhang mit den Landesenergieversorgern, die neben Energienetzinvestitionen auch als zentral für das Ausrollen der Landeinfrastruktur für Elektromobilität gelten. Die kommunale Ebene hat im sektoralen Vergleich am meisten Bedeutung im Gebäudesektor (sowohl durch den kommunalen Wohnbau als auch durch die unterschiedlichen Dienstleistungsgebäude der kommunalen Daseinsvorsorge). Darüber hinaus sind kommunale Versorgungsunternehmen und Stadtwerke auch bedeutsam für den ÖPNRV und die investive Umsetzung der Energiewende vor Ort (Tabelle 32).

Tabelle 32: Gesamtinvestitionen - Öffentlicher Sektor 2024-2040

Szenario KN40 Bereich unten Mrd. Euro ₂₀₂₄	Sektor Staat			Öffentliche Unternehmen			GESAMT
	Bund	Länder (ohne Wien)	Gemein- den (inkl. Wien)	Bund	Länder (ohne Wien)	Gemein- den (inkl. Wien)	
Industrie	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Energie	0,2	0,2	0,4	27,8	70,7	30,5	129,8
Verkehr	65,3	1,8	17,0	4,8	18,8	6,8	114,4
Gebäude	3,1	6,8	12,2	1,1	2,4	17,7	43,3
Summe	68,5	8,8	29,6	33,7	91,8	55,0	287,4

Quellen: Umweltbundesamt: Gesamtinvestitionen und Mehrinvestitionen, TU Wien: Verteilung auf privaten und öffentlichen Sektor; Rundungsdifferenzen werden nicht ausgeglichen.

Diese Einordnung muss allerdings weiter qualifiziert werden. Zum einen handelt es sich hier um Gesamtinvestitionen, von denen die prognostizierten Mehrinvestitionen zu unterscheiden sind. Die Bandbreite dieser zusätzlich notwendigen Investitionen im Zeitraum 2024 bis 2040 bewegt sich zwischen 102,5 Mrd. und 178,7 Mrd. Euro in Abhängigkeit von der unteren und oberen Grenze des Szenarios KN40, was einem Anteil von rund 14 Prozent bzw. 17 Prozent der prognostizierten Gesamtinvestitionen in Höhe von 748,7 Mrd. bzw. 1.032,6 Mrd. Euro entspricht.

Zum anderen ist die Normierung auf das Basisjahr hilfreich, um die notwendigen Gesamt- und Mehrinvestitionen mit anderen Aggregaten in Beziehung zu setzen. Mit Blick auf die jährlichen Gesamtinvestitionen wird das jährliche Investitionsvolumen mindestens 46,8 Mrd. Euro betragen. Weiters zeigt sich, dass gemäß dem Szenario KN40 von jährlichen Mehrinvestitionen in Höhe von 6,4 Mrd. Euro (untere Grenze) bis 11,2 Mrd. Euro (obere Grenze) ausgegangen werden muss (Tabelle 33). Bezogen auf das modellierte durchschnittliche jährliche BIP im Zeitraum 2024 bis 2040 würden die zusätzlichen Investitionen 1,1 bis 1,9 Prozent des BIP betragen. Diese Berechnung liegt auch in der Bandbreite verschiedener Studien zum zusätzlichen Investitionsbedarf zur Erreichung der Klimaneutralität vor (Heimberger & Lichtenberger, 2022; Plank et al., 2023); Institut Rousseau, 2024); Miess et al., 2022; siehe auch Stern, 2007). Zentrale Annahme hierbei ist, dass fossile Investitionstätigkeiten umgehend abgestellt werden und die ohnehin stattfindenden Investitionen in die sozial-ökologische Transformation (inkl. Dekarbonisierung) fließen.

Tabelle 33: Gesamt- und Mehrinvestitionen pro Jahr 2024-2040

Szenario KN40 Bereich unten Mrd. Euro ₂₀₂₄	Gesamtinvestitionen		Öffentlicher Sektor		Mehrinvestitionen		
	Private Unternehmen	Private Haushalte		Öf- fentl. Unter- nehmen	GE- SAMT	(Be- reich Un- ten)	(Be- reich Oben)
Industrie	1,0	0,0	0,0	0,0	1,0	0,5	1,0
Energie	1,3	0,4	0,1	8,1	9,7	2,4	5,2
Verkehr	5,9	4,0	5,3	1,9	17,1	2,8	4,1
Gebäude	1,9	14,4	1,4	1,3	19,0	0,6	0,9
Summe	10,1	18,7	7,5	10,5	46,8	6,4	11,2

Quellen: Umweltbundesamt: Gesamtinvestitionen und Mehrinvestitionen, TU Wien: Verteilung auf privaten und öffentlichen Sektor; Rundungsdifferenzen werden nicht ausgeglichen.

Hervorzuheben ist, dass der Sektor Industrie zwar einen vergleichsweise geringen Anteil an den Gesamtinvestitionen ausmacht, dass der Anteil der Mehrinvestitionen als prozentueller Anteil an den Gesamtinvestitionen im Sektor aber bedeutsam ist. Im Sektor Gebäude verhält es sich umgekehrt, denn hier stehen den insgesamt höchsten Gesamtinvestitionen die prozentuell geringsten Mehrinvestitionen gegenüber. Ähnliches gilt für Teil des Verkehrssektors, wo insbesondere die private Investitionstätigkeit (Stichwort: Umstellung Fuhrpark) hohe Gesamtinvestitionen erfordert, die aber nur vergleichsweise geringe Mehrinvestitionen erforderlich machen. Die vom öffentlichen Sektor dominierten Investitionsbereiche im Energiesektor, v.a. die Netze, sowie der öffentliche Verkehr und die Aktive Mobilität im Verkehrssektor, bedingen hier zusätzliche Investitionstätigkeit.

Mehrinvestitionen pro Jahr fallen zu knapp einem Drittel im privaten Sektor und etwa zwei Drittel im öffentlichen Sektor an (Tabelle 34). Die zusätzlich notwendigen privaten Investitionen bewegen sich demgemäß zwischen 2 und 3,7 Mrd. Euro pro Jahr, während die Mehrinvestitionen im öffentlichen Sektor in einer Bandbreite von 4,4 bis 7,5 Mrd. Euro liegen.

Tabelle 34: Mehrinvestitionen pro Jahr gemäß institutionelle Sektoren 2024-2040

Szenario KN40 Bereich unten Mrd. Euro ₂₀₂₄	Privater Sektor		Öffentlicher Sektor	
	Bereich unten	Bereich oben	Bereich unten	Bereich oben
Industrie	0,5	1,0	0,0	0,0
Energie	0,1	0,7	2,3	4,5
Ausbau Erneuerbare	0,0	0,6	0,0	1,7
Netze	0,1	0,1	2,3	2,8
Verkehr	0,9	1,2	2,0	2,8
Öffentlicher Verkehr	0,0	0,1	1,6	2,3
Elektrifizierung Flotte	0,8	1,2	0,1	0,2
Aktive Mobilität	0,0	0,0	0,2	0,3
Gebäude	0,5	0,7	0,1	0,2
Wohngebäude	0,3	0,4	0,0	0,0
Dienstleistungsgebäude	0,2	0,3	0,1	0,1
Summe	2,0	3,7	4,4	7,5

Quellen: Umweltbundesamt: Gesamtinvestitionen und Mehrinvestitionen, TU Wien: Verteilung auf privaten und öffentlichen Sektor; Rundungsdifferenzen werden nicht ausgeglichen.

5.7 Finanzierungsinstrumente für den Klimaschutz in Österreich¹

5.7.1 Finanzierung von Klimaschutzinvestitionen des öffentlichen Sektors

Wie in obigem Abschnitt und in den Kapitel 2 und 3 des vorliegenden Berichts ausgeführt, sind die Investitionen in den Klimaschutz praktisch unabhängig vom zugrundeliegenden Szenarium (z.B. WEM, KN40) wesentlich einerseits von den klimapolitischen Maßnahmen und den flankierenden Instrumenten des Staates geprägt, und andererseits zu einem sehr großen Teil entweder vom Staat (Sektor) direkt zu tätigen oder von öffentlichen Unternehmen i.w.S. (zusammen der öffentliche Sektor) zu tragen.

Insgesamt beläuft sich die Gesamtinvestitionssumme des Staates inkl. der öffentlichen Unternehmen im Szenario KN40 (weitgehende Klimaneutralität bis 2040) auf mindestens 287,4 Mrd. Euro. Dies entspricht rund 18 Mrd. Euro pro Jahr in der Periode 2024-2040. Wie weiter oben beschrieben, besteht der Großteil der Investitionen aus Re- und Ersatz-Investitionen, die zusätzlich auf die Umsetzung der KN40-Maßnahmen und der Instrumente zurechenbaren Investitionen sind hierbei wesentlich niedriger und betragen je nach Grenzwert des Szenarios mindestens 4,4 und maximal 7,5 Mrd. Euro pro Jahr. Ein gewichtiger Teil davon sind Investitionen in die erneuerbare Energieerzeugung sowie in den Umbau der Netz-Infrastrukturen. Hierbei fällt wiederum ein wesentlicher Teil auf energiewirtschaftliche Unternehmen, an denen der Staat einen überwiegenden Anteil hält.

Für öffentliche Unternehmen, die nicht zum Sektor Staat entsprechend der Volkswirtschaftlichen Gesamtrechnung (VGR) zählen – i.W. sind dies Unternehmen, die zumindest 50 Prozent ihrer Kosten durch Markterlöse decken können –, kann eine Unternehmensfinanzierung, wie sie für andere private Unternehmen (insb. Kapitalgesellschaften) in Österreich anzunehmen ist, vorausgesetzt werden. Weiter unten werden einige ausgewählte Finanzierungsinstrumente des privaten Unternehmenssektors beschrieben, und die Zusatzkosten des KN40-Szenariums in Beziehung zum bestehenden Niveau an Unternehmensfinanzierungen in Österreich gesetzt.

¹ In diesem abschließenden Kapitel werden in knapper Form die Möglichkeiten einer Reihe von Finanzierungsinstrumenten der Dekarbonisierung des öffentlichen als auch des privaten Sektors zusammengefasst; es handelt sich hierbei um eine Auswahl möglicher Instrumente auf Basis der vorhandenen wissenschaftlichen Literatur. Es wird hierbei keine umfassende Analyse der ökonomischen Wirkungen der einzelnen Instrumente angestrebt, auch wird mit dieser Auswahl keine Empfehlung oder Priorisierung von Finanzierungsinstrumenten vorgenommen. Insbesondere sind aus diesem Kapitel auch keine Schlussfolgerungen in Bezug auf die ökonomischen Wirkungen der Veränderung von Finanzierungsströmen in der österreichischen Volkswirtschaft zu ziehen.

Der Sektor Staat, für den die zusätzlichen Investitionen pro Jahr etwa ein Drittel der Zusatzinvestitionen des gesamten öffentlichen Sektors betragen – somit etwa 1,6 bis 2,8 Mrd. Euro (rund 0,3 bis 0,6 Prozent des BIP) –, ist bekanntermaßen insbesondere seit dem Beitritt Österreichs zur Europäischen Gemeinschaft und zur Wirtschafts- und Währungsunion an das fiskalische EU-Regelwerk gebunden, welches insbesondere befürchtete externe Effekte, die eine zu hohe Staatsverschuldung auf die anderen Mitgliedsstaaten der Währungsunion hätte, vermeiden helfen sollte. Ohne an dieser Stelle auf die politisch-ökonomischen Argumentationen oder die Sinnhaftigkeit und Wirkung strikter Schuldengrenzen und ähnlicher Regelwerke einzugehen, sind für die Einnahmen, Ausgaben, Defizite und Verschuldung des Staates der fiskalpolitische Rahmen der EU rechtlich ausschlaggebend. Darüber hinaus werden regelmäßig Veränderungen dieses Rahmens diskutiert, auch im Zusammenhang mit der Nachhaltigkeit öffentlicher Investitionen für den Klimaschutz (Green New Deal; grüne Investitionen); so wurden von Pekanov und Schratzenstaller (2020) eine Reihe von Möglichkeiten aufgezeigt, insb. für den Staat die Bedingungen für grüne öffentliche Investitionen zu verbessern. Die EU-Taxonomie kann durch die Qualifizierung wirtschaftlicher Aktivitäten als nachhaltige hierbei auch für öffentliche Investitionen eine wichtige Grundlage sein, um Klimaschutzinvestitionen einerseits von anderen ‚grauen/fossilen‘ Investitionen abzugrenzen, und andererseits mögliche Zielkonflikte mit anderen Zielen der Europäischen Union (z.B. Umweltziele) zu vermeiden.

Grundsätzlich ist festzuhalten, dass Österreich im Jahr 2023 das Defizitkriterium lt. Maastricht (Finanzierungssaldo lt. Maastricht max. 3 Prozent gemessen am BIP) mit einem Defizit von 2,7 Prozent in Relation zum BIP knapp nicht verletzt hat. Nachdem die Jahre der Pandemie (2020-2022) von hohen Budgetdefiziten geprägt waren, die auch zu einem entsprechenden Anstieg der Schuldenquote beitrugen, gehen die aktuellen Schätzungen des Defizits für 2024 bis zu 3,4 Prozent aus (Fiskalrat, 2024, S.8). Für die mittelfristige Entwicklung bis 2028 geht der Fiskalrat davon aus, dass das strukturelle Defizit die Grenze von 3 Prozent knapp nicht oder geringfügig überschreiten wird, obwohl das Budget mittelfristig strukturell ausgeglichen sein sollte.¹ Um die Staatsschuldenquote in den nächsten Jahren zu senken und innerhalb der fiskalpolitischen Pfade zu bleiben, wäre ein Konsolidierungsbedarf von rund 2 Prozent gemessen am BIP absehbar (Feigl, 2024). Der zuletzt erschienene Bericht des Fiskalrats (2024, S. 9) zeigt bis 2028 die jährlichen Wirkungen unterschiedlicher fiskalischer Maßnahmen, u.a. jene der ökosozialen Steuerreform oder des Finanzausgleichs 2024. Nicht eingerechnet sind in all diesen Prognosen jedoch jene potenziellen zusätzlichen Belastungen der öffentlichen Haushalte, die

¹ Langfristig streben die Länder der Europäischen Union nach einer Reduktion der staatlichen Defizite wesentlich unter das Maastricht-Kriterium (z.B. Stabilitäts- und Wachstumspakt, Fiskalpakt, Österreichischer Stabilitätspakt). Die neuen Fiskalregeln stellen – unter Einhaltung der Maastrichtkriterien – auf die Erstellung von Referenzpfaden durch die EU-Kommission ab, zu welchen die Mitgliedsstaaten entsprechende Fiskalstrukturpläne, die Nettoausgabenpfade beinhalten, erstellen müssen. Hierbei wird eine längerfristige Planung angestrebt (BD, 2024).

sich aus den Schäden der Erderhitzung bereits kurzfristig ergeben können (Knittel & Bednar-Friedl, 2023; Schratzenstaller, 2023).

Für die Finanzierung der zusätzlichen öffentlichen Investitionen sind eine Reihe von grundsätzlichen nicht ausschließlichen Möglichkeiten gegeben. Im Folgenden werden zwei Gruppen von möglichen Instrumenten erörtert.

Finanzierung öffentlicher Investitionen durch zusätzliche Verschuldung

Zusätzliche öffentliche Investitionen im Sektor Staat können prinzipiell durch eine Ausweitung der Verschuldung finanziert werden. Ein mögliches Instrument kann hierbei die Auflage von grünen Bundesanleihen sein, die erstmalig in den Jahren 2021 und 2022 begeben wurden. Das Volumen dieser Anleihen, die sowohl kurz- als auch langfristige Laufzeiten aufweisen, lag bei rund 10 Mrd. Euro. Der Green Investor Report 2022 (OeBFA/BMF/BMK, 2023) detailliert sowohl die Finanzierungsinstrumente (z.B. Anleihen) als auch die Verwendung für verschiedene hochrangige Klimaschutzprojekte und bietet einen Nachweis über die Umweltwirkungen als auch einen Überblick über ausgewählte Fallbeispiele.

Für eine Ausweitung der staatlichen Schuldenaufnahme für öffentliche Klimaschutzinvestitionen liegen somit mögliche Finanzierungsinstrumente bereits vor. Wie oben kurz erläutert sind aber im Lichte der kurz- bis mittelfristigen Konjunkturprognosen, der geänderten fiskalpolitischen Rahmenbedingungen sowie der derzeitigen Schuldenquote über das derzeitige Ausmaß hinausgehende (*zusätzliche*) Schuldenaufnahmen nicht möglich. (Das beengte fiskalpolitische Korsett unterstreicht daher die Bedeutung der klimapolitischen Ausrichtung der *bestehenden* staatlichen Investitionen.)

Diese gesamtstaatliche Betrachtung ist für die Frage der Finanzierung öffentlicher Ausgaben für den Klimaschutz jedenfalls durch eine differenzierte Betrachtung der verschiedenen Ebenen des Staates (Gebietskörperschaftsebenen) zu ergänzen. Vor allem auf Ebene der Gemeinden werden eine Reihe von zentralen Klimaschutzinvestitionen getätigt, vor allem im Bereich der lokalen Energieproduktion, der Sanierung öffentlicher Gebäude, des öffentlichen Verkehrs wie auch der klimagerechten Gestaltung des öffentlichen Raums. Wie weiter oben erörtert, fallen in den kommenden Jahren etwa 30 Prozent der Investitionen des öffentlichen Sektors auf der Gemeindeebene an. Die Landes- und Gemeindeebenen weisen im Rahmen des Österreichischen Stabilitätspakts 2012 ebenfalls einen gewissen Spielraum im Hinblick auf ihre fiskalische Position auf. Allerdings ist einerseits darauf hinzuweisen, dass der Österreichische Stabilitätspakt im Zuge der neuen Fiskalregeln zu überarbeiten sein wird (z.B. Anpassung an Fiskalstrukturpläne und Nettoausgabenpfad; vgl. Budgetdienst, 2024); andererseits ist zu erwarten, dass die Anforderungen im Bereich der kommunalen Daseinsvorsorge im Betrachtungszeitraum

bis 2030 wesentlich ansteigen werden (z.B. Elementarpädagogik, Klimawandelanpassung, Gesundheit und Soziales), wodurch ohne Anpassung weitere Belastungen der kommunalen Budgets zu erwarten sind. Eine Prognose zur Entwicklung der Gemeindefinanzen geht davon aus, dass die Finanzierungsspielräume der Gemeinden ohne weitere Maßnahmen in den kommenden Jahren kleiner werden (Biwald et al., 2023; Biwald und Mitterer, 2024). Jedenfalls bestehen schon derzeit eine Reihe von finanziellen Stützungen kommunaler und regionaler Maßnahmen für den Klimaschutz und die Klimawandelanpassung, beispielsweise das Kommunale Investitionsprogramm (KIP), welches "Investitionen der Gemeinden, insbesondere Maßnahmen der Gemeinden zur Energieeffizienz sowie zum Umstieg auf erneuerbare Energieträger" unterstützt (Parlament, 2024)¹ sowie beispielsweise auch das „KLAR!-Programm“ des Klima- und Energiefonds.

Im Zuge der Verabschiedung des Finanzausgleichsgesetzes (FAG 2024) wurden im Rahmen des "Zukunftsfonds" den Ländern und Gemeinden zusätzliche finanzielle Mittel bereitgestellt, wodurch u.a. höhere klimaschutzrelevante Investitionen ermöglicht werden sollen (z.B. Sanierung von öffentlichen Gebäuden). Die zusätzlichen Mittel in Höhe von rund 1,1 Mrd. Euro pro Jahr (davon 300 Mio. Euro für den Klimaschutz), die in der Geltungsperiode des FAG valorisiert werden, stellen für die subnationale Ebene zusätzliche Einzahlungen dar, für die Bundesebene jedoch eine Zusatzbelastung, und somit einen Verteilungseffekt innerhalb des Bundesstaates. Wie der Budgetdienst des Parlaments (Budgetdienst, 2023) festhält, wird durch das FAG 2024 der Finanzierungssaldo von Ländern und Gemeinden – ceteris paribus – verbessert, während der Bundeshaushalt belastet wird. Hinzuzufügen ist, dass vor allem die Gemeindeebene aufgrund ihrer Konzentration auf die Aufgabenerfüllung im Bereich der Daseinsvorsorge (insb. lokale soziale Infrastrukturen) in den kommenden Jahren vor erheblichen Herausforderungen stehen wird, die Rahmensetzungen des Österreichischen Stabilitätspakts (ÖStP) einzuhalten (Loretz & Pitlik, 2024).

Festzuhalten ist, dass die fachliche und politische Diskussion um Ausnahmen für langfristige, volkswirtschaftlich rentable staatliche Investitionen v.a. im Bereich des Klimaschutzes und der Umstellung der Energiesysteme noch nicht ausreichend weit gediehen ist, auch wenn die Europäische Union zur Erreichung der Zielsetzungen des "European Green Deal" eine Reihe von Rahmenbedingungen geschaffen hat, um sowohl öffentliches als auch privates Kapital u.a. für den Klimaschutz zu mobilisieren (z.B. European Green Deal Investment Plan (EGDIP); Recovery and Resilience Facility (RRF) als Teil von NextGenerationEU).

¹ Ab 2025 wird der Bund im Rahmen des KIP 2025 den österreichischen Gemeinden weitere Mittel zur Verfügung stellen und den Ko-Finanzierungsanteil der Gemeinden reduzieren (Parlament, 2024).

Finanzierung öffentlicher Investitionen durch Erschließung von (neuen) Einnahmen oder Kürzung bestehender Budgetbelastungen

Die Finanzierung zusätzlicher öffentlicher Investitionen kann grundsätzlich nicht nur durch eine zusätzliche Schuldenaufnahme, sondern auch durch die Erschließung neuer Einnahmen bzw. Wegfall von Ausgaben (Einsparungen) erfolgen. Diese können in Bezug auf die Klimapolitik in folgenden Bereichen liegen:

- Abmilderung der Erderhitzung durch Reduktion der volkswirtschaftlichen Kosten des Nichthandelns (COIN, Costs of Inaction; siehe Steininger et al., 2020): Diese Kosten schließen unmittelbar budgetwirksame Ausgaben ein (u.a. Zahlungen zur Erreichung der Klimaziele durch Ankauf von Zertifikaten), die vom Rechnungshof (2021) mit bis zu rund 9 Mrd. Euro für den Zeitraum 2021 bis 2030 geschätzt wurden (siehe hierzu auch die kürzlich erschienene Untersuchung von (Köppl & Schratzenstaller, 2024), die insbesondere die budgetären Folgen des Nicht-Handelns sowie der sich verschärfenden Klimarisiken einbezieht). Seit Erscheinen des Berichts des Rechnungshofs sanken die THG-Emissionen Österreichs pro Jahr infolge der Pandemie als auch der kürzlichen Anstrengungen im Klimaschutz, allerdings liegen die Emissionen nach wie vor weit über dem Reduktionspfad, der durch die EU-Klimaziele vorgegeben ist. Ein Verzicht auf Investitionen in den Klimaschutz ist daher mit hohen Opportunitätskosten verbunden, die auch dadurch entstehen, dass auf viele Co-Benefits (Nutzeffekte) der Klimapolitik (z.B. Reduktion von anderen Luftschadstoffemissionen, Minderung der Notwendigkeit fossiler Energieimporte [derzeit 8 Mrd. Euro p.a.], Verbesserung der Biodiversität) verzichtet wird.

Erschwerend für die Nutzung von möglichen Ersparnissen durch den Wegfall von Kosten des Nichthandelns (COIN) zur Finanzierung von Klimaschutzinvestitionen kommen jedoch insbesondere zwei Faktoren. (1) Die Realisierung von Ersparnissen, die bei proaktiver Klimapolitik im Vergleich zu einer Fortschreibung des Status quo anfallen, können in vielen Fällen nur mittel- bis längerfristig realisiert werden, und sind daher in vielen Fällen nicht oder nicht unmittelbar budgetwirksam (ausgenommen Ersparnisse durch den geringeren Ankauf von THG-Zertifikaten). (2) Die Finanzierungsspielräume des Staates werden durch die Notwendigkeit der Abdeckung teilweise nicht absehbarer zukünftigen Schäden der Erderhitzung (z.B. Zunahme gravitativer Naturgefahren, Starkregenereignisse) geringer; in der Erörterung der staatlichen Finanzierungsspielräume sind diese (unsicheren bzw. ungewissen) Ausgaben noch unberücksichtigt.

- Eine weitere Finanzierungsquelle kann die Reduktion klima- und umweltkontraproduktiver Subventionen sein; wie bereits weiter oben ausgeführt zeigen Untersuchungen, dass die Nutzung fossiler Energieträger direkt und indirekt mit 4 bis 5,6 Mrd. Euro pro Jahr gefördert wird (Kletzan-Slamanig et al., 2022; (Kletzan-Slamanig et al., 2023). Eine Reduktion dieser Subventionen könnte zur Finanzierung von Klimaschutzinvestitionen verwendet werden, der mögliche Finanzierungsbeitrag kann jedoch teilweise erst langfristig lukriert werden. Eng damit

verbunden ist der Wegfall klima- und umweltschädlicher öffentlicher Investitionen, beispielsweise der Verzicht auf einen weiteren Ausbau der Straßeninfrastruktur (dies ist auch im Einklang mit anderen verkehrs-, raum- und bodenpolitischen Zielsetzungen, wie z.B. dem Mobilitätsmasterplan (BMK, 2021) oder dem Österreichischen Raumentwicklungskonzept (ÖROK, 2021). Nachdem wie weiter oben kurz ausgeführt der staatliche Finanzierungsspielraum für *zusätzliche* staatliche Investitionen gering ist, stellt daher die Überprüfung und gegebenenfalls Umlenkung bestehender staatlicher Investitionen eine Finanzierungsmöglichkeit im Sinne des Klimaschutzes dar.

- Eine Reform i.S. einer Erhöhung der CO₂-Abgabe, die von den Wirtschaftswissenschaften übereinstimmend derzeit als zu gering erachtet wird, um wesentliche Lenkungseffekte zu erzielen (z.B. Köppl et al., 2021), könnte sowohl fossile Investitionen weniger rentabel machen als auch eine weitere Einnahmequelle des Staates darstellen. Nach wie vor sind Instrumente, die flankierend zur CO₂-Bepreisung wirken können, nicht realisiert (z.B. Reduktion umweltkontraproduktiver Subventionen). Neben der Erhöhung des Steuersatzes, einer allfälligen Anpassung des Klimabonus (z.B. soziale und ökologische Treffsicherheit) wäre aufgrund des gewünschten längerfristigen Rückgangs des Steueraufkommens infolge sinkender CO₂-Emissionen (bei Erreichung von Klimazielen) auch eine Erweiterung in Form einer zusätzlichen Energie- und Ressourcensteuer, die auch am Verbrauch erneuerbarer Energieträger ansetzt, aus ökonomischer Sicht sinnvoll: Die Umstellung auf erneuerbare Energieproduktion und die Klimaneutralität setzen auch einen Rückgang des insgesamten Energieverbrauchs voraus (Suffizienz und Knappheit erneuerbarer Energieressourcen wie Boden/Flächen sowie Biomasse), somit ergibt sich längerfristig ein strukturelles Problem bei der Erzielung von Staatseinnahmen.
- Die vorliegende Untersuchung hat anhand der möglichen langfristigen Verteilungseffekte gezeigt, dass das Einkommen aller Haushalte (in allen Quintilen) zumindest nominell ansteigen wird, während jedoch in wenigen Bereichen für das unterste Einkommensquintil reale Verluste prognostiziert werden. Dies zeigt – wie andere Untersuchungen (Niehues & Schaefer, 2022) ebenfalls nahelegen –, dass bei klimapolitischen Maßnahmen besonders auf die sozialen Verteilungswirkungen Bedacht genommen werden sollte. Einerseits können klimapolitische Instrumente je nach Art und Ausgestaltung sowohl regressiv wie auch progressive Wirkungen entfalten. Andererseits sind die Wirkungen der Erderhitzung selbst sozial regressiv verteilt (z.B. Vulnerabilität und Betroffenheit; ökonomische Ressourcen und Möglichkeiten zu Ausweichverhalten; grüne Gentrifizierung). Schlussendlich werden klimaschädliche Treibhausgase auch überproportional von Haushalten mit höherem Einkommen und Vermögen verursacht. Zur Finanzierung von Klimaschutzinvestitionen stellen aus wirtschaftswissenschaftlicher Sicht somit auch Steuern und Abgaben auf Vermögen sowie überproportional hohen Konsum (z.B. Konsum-Korridore nach Bärnthaler & Gough, 2023) eine Finanzierungsquelle dar: durch vermögens- und erbschaftsbezogene Steuern sowie progressive Konsumsteuern können bei entsprechender Ausgestaltung

Haushalte beispielsweise des oberen Einkommensquintils maßgeblich zur Finanzierung von Klimaschutzinvestitionen beitragen und gleichzeitig soziale Ausgleichsmechanismen in Gang gesetzt werden.

5.7.2 Finanzierung Klimaschutzinvestitionen des privaten Sektors

Wie die Diskussionen um grundsätzliche Finanzierungsoptionen weiter oben gezeigt haben, ist für private Investitionen eine Reihe von Rahmenbedingungen zu beachten:

- Die Stringenz der Klimapolitik, die sich auch in klaren Vorgaben äußern kann (z.B. Verbot von fossilen Antrieben in Fahrzeugen; Sanierungsgebote/-verpflichtungen), trägt wesentlich zur Investitionssicherheit und Finanzplanung privater Akteur*innen (Haushalte, Unternehmen) bei.
- Private Investitionen in den Klimaschutz sind in vielen Fällen betriebswirtschaftlich rentabel und „finanzieren“ sich quasi von selbst:
 - o Investitionen in die erneuerbare Energieerzeugung sind praktisch durchgängig betriebswirtschaftlich rentabel; die Produktionskosten liegen in vielen Fällen unter jenen fossiler Alternativen.
 - o Investitionen in elektrische Antriebstechnologien sind effizient, kostengünstig, und können aus erneuerbaren Quellen gespeist werden.
 - o Sanierungsinvestitionen (z.B. Gebäude, Anlagen) sind in den meisten Fällen betriebswirtschaftlich rentabel. Sie scheitern jedoch an manchen rechtlichen und institutionellen Barrieren.

Das letzte Beispiel zeigt, dass die Investitions- und Finanzierungsmöglichkeiten bzw. die Umsetzung dieser häufig an anderen Hürden als an der Knappheit der Mittel scheitern, auch wenn die finanziellen Herausforderungen im privaten Sektor (u.a. in der Industrie) hinsichtlich des insgesamten Mittelbedarfs – unterschiedlich in den kommenden Jahren – sehr hoch sein können. Die Reduktion von Umsetzungshemmnissen ist daher eine wichtige Voraussetzung für die Realisierung von privaten (wie auch vielfach öffentlichen) Klimaschutzinvestitionen.

- Die Instrumente der privaten Unternehmensfinanzierung in Österreich sind bekannt (z.B. Unternehmensanleihen, Kapitalaufstockung, Kreditfinanzierung). Instrumente des Staates als Anreize für diese Investitionen können einerseits Förderungen (z.B. Investitionszuschüsse, Zinszuschüsse) sein, andererseits Garantien und Haftungen, die beispielsweise eine Mindestrendite oder einen Mindestpreis (z.B. bei der Einspeisung von erneuerbaren Energien) beinhalten.
- Wie oben erörtert, spielt für private Investitionen insbesondere das Risiko-Rendite-Verhältnis eine entscheidende Rolle; manche privaten Investitionen in die Forschung und Entwicklung bedürfen hierbei aus verschiedenen Gründen des Marktversagens (z.B. dünner Markt für Risikokapital) entweder öffentlicher Investitionen oder entsprechender Förderungen oder Garantien.

- Eine effektive und effiziente Abstimmung zwischen öffentlichen und privaten Finanzierungsquellen kann beispielsweise durch entsprechende Zielsetzungen erreicht werden: In der Literatur werden öffentliche Investitionsbanken genannt, die für verschiedene Dekarbonisierung-Investitionen Risikokapital bereitstellen können (Mittelbereitstellung, Garantie-/Haftungsübernahmen), und dadurch private Investitionen langfristig fördern können.

6 Wettbewerbsfähigkeit, Sozial- und Standortverträglichkeit

6.1 Volkswirtschaftliche Effekte & Verteilungswirkungen

Die volkswirtschaftlichen Auswirkungen der Transformation zur weitgehenden Klimaneutralität wurden mit dem MIO-ES-Modell des Umweltbundesamtes errechnet (Kratena & Scharner, 2020) und mit den Ergebnissen aus dem Basisszenario (WEM) verglichen. Das MIO-ES-Modell (Makroökonomisches Input-Output-Modell mit integriertem Energiesystem) des Umweltbundesamtes ist ein hybrides makroökonomisches Input-Output-Modell, das neben volkswirtschaftlichen Verflechtungen auf monetärer Basis auch das Energiesystem in physischen Einheiten voll in die ökonomisch-energetische Analyse integriert. Die aktuelle Version liefert Ergebnisse zur ökonomisch-energetisch-ökologischen Evaluierung von energie- und klimabezogenen Maßnahmen bis 2050. Das MIO-ES-Modell wird im Umweltbundesamt gemeinsam mit Sektor-Modellen für die Erstellung langfristiger Szenarien zu den österreichischen Treibhausgas-Emissionen nach der EU-Verordnung über das Governance-System der Energieunion eingesetzt. Zusätzlich wird es gemeinsam mit Sektor-Modellen für die Evaluierung kurz- und mittelfristiger Wirkungen zahlreicher klima- und energiepolitischer Maßnahmen und Maßnahmenbündel auf Volkswirtschaft, Energieverbrauch und CO₂-Emissionen herangezogen (siehe <https://www.umweltbundesamt.at/umweltoekonomische-analysen>).

Zentrale Annahmen bzw. Datenquellen für die Modellierung waren die in Tabelle 1 auf Seite 4 gelisteten Energie- und CO₂-Preise, energierelevante Förderungen/Rückvergütungen für Haushalte und Unternehmen sowie die in Kapitel 4 ausgewiesenen Investitionen. Während in Kapitel 4 ein oberer und unterer Wert der Investitionen ausgewiesen ist, wird für die volkswirtschaftliche Analyse der Mittelwert beider Werte verwendet¹. Für die Verteilungseffekte besonders relevant sind die Annahmen bezüglich Energie- und CO₂-Preisen und Förderungen/Rückvergütungen/Transfers. Im Szenario WEM ist keine CO₂-Bepreisung für die Non-ETS-Sektoren (Verkehr, Gebäude) hinterlegt, deshalb gibt es auch keine Rückvergütung an Haushalte (Klimabonus) und Unternehmen. Außerdem sind im Szenario WEM keine einkommensspezifischen energierelevanten Förderungen hinterlegt.

¹Die in diesem Kapitel getätigten Aussagen zu makroökonomischen Effekten und Verteilungseffekten ändern sich nur sehr geringfügig, wenn anstatt des Mittelwerts der Investitionen, der obere bzw. der untere Wert zur Modellierung herangezogen würde. In beiden Fällen liegen Wertschöpfung, Beschäftigung, Einkommen, Privatausgaben im KN40 über dem Wert im WEM; die Differenz zwischen KN40 und WEM würde sich geringfügig erhöhen/reduzieren um +/- 0,1-0,2 Prozentpunkte.

Im Szenario KN40 wirken hingegen die in Tabelle 1 ausgewiesene CO₂-Bepreisung für die Non-ETS-Sektoren und eine Rückvergütung an die Haushalte in Form des Klimabonus. Ab 2026 ist die Höhe des Klimabonus abhängig vom Aufkommen aus der CO₂-Bepreisung; 70 Prozent des jährlichen Aufkommens werden an die Haushalte analog zum derzeitigen Klimabonus rückverteilt. Außerdem sind im Szenario KN40 derzeit existierende energierelevante einkommensabhängige Förderungen wie „Sauber Heizen für alle“ (eine Förderung zum Heizungstausch für einkommensschwache Haushalte) berücksichtigt oder auch die Förderung „Klimafitte Gebäude für Einkommensschwache und Schutzbedürftige“; für die Modellierung wurden diese Förderungen bis 2050 in gleicher Höhe real fortgeschrieben.

Da die Modellierung auf Basis dieser Annahmen leicht negative Verteilungseffekte auf Haushaltsebene ergab (siehe Anhang 9.7), wurden für das Szenario KN40 als Ausgleich ab dem Jahr 2034 graduell ansteigende pauschale Sozialtransfers an die unteren drei Quintile angenommen. Diese Sozialtransfers betragen zwischen 2034 und 2040 im Durchschnitt rund 400 Mio. Euro p.a. (0,1 Prozent des BIP) und von 2041 bis 2050 ca. 1,2 Mrd. Euro p.a. (0,2 Prozent des BIP). Pro Haushalt sind das in der letzten Periode zwischen 350 und 660 Euro pro Jahr. Anstelle pauschaler Sozialtransfers könnten auch lohnpolitische oder inflationsdämpfende Maßnahmen ergriffen werden: Zum einen könnte die Lohnpolitik auf ein stärkeres Wachstum der Nominallöhne der unteren Einkommen abzielen und damit der Lohnspreizung entgegenwirken. Zum anderen könnte die Umsatzsteuer auf Strom reduziert werden (was untere Einkommen besonders entlastet) bzw. die Strompreisgestaltung so ausgerichtet werden, dass Kleinverbraucher entlastet werden.

Die Modellierung zeigt, dass die höheren Investitionen¹ des KN40 gegenüber dem WEM-Szenario zu einem **höheren Wirtschaftswachstum** (hier ausgedrückt als Wertschöpfung) führen. Das trifft vor allem auf die Periode 2031-2040 zu, in der das größte Volumen an Investitionen in die Transformation ausgelöst wird, was zum höchsten Wertschöpfungswachstum im gesamten Szenarienzeitraum führt. Investitionen in die Energiewende sind zudem ein Treiber für steigende Beschäftigungszahlen und im Gegenzug für sinkende Arbeitslosenquoten absolut und relativ zum WEM-Szenario.

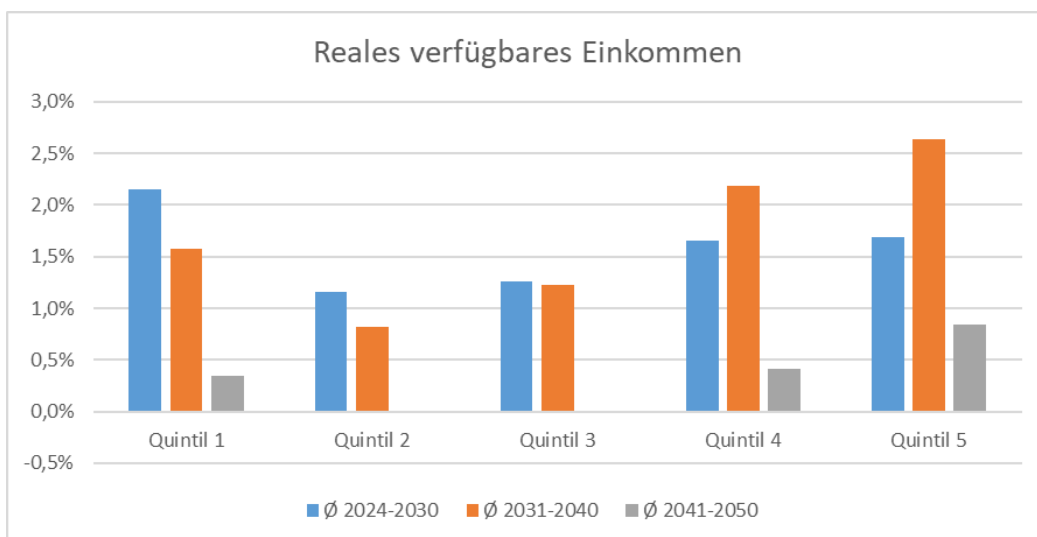
Das **verfügbare Einkommen** ist definiert als der Teil des Einkommens, der nach Abzug von Steuern und Addition von Transferleistungen den Haushalten für den Konsum von Gütern und Dienstleistungen übrigbleibt. Die Verteilungswirkungen werden auf Basis des verfügbaren Einkommens von Haushaltsquintilen (unterteilt nach derselben Menge

¹Für aus dem öffentlichen Budget (mit)finanzierte Mehrinvestitionen im KN40 wird angenommen, dass zusätzliche öffentliche Mittel zur Verfügung stehen und andere öffentliche Ausgaben nicht davon betroffen sind. Mit Ausnahme der Mehrinvestitionen in die Sanierung von Wohngebäuden (die Auswirkungen auf andere Ausgabenkategorien haben), wird im Modell nicht angenommen, dass Klima-Mehrinvestitionen andere Investitionen verdrängen.

an Haushalten entlang steigender Einkommen) dargestellt und darüber hinaus mit dem Basisszenario (WEM) verglichen. Es zeigt sich, dass das gesamte verfügbare Einkommen im Zeitraum 2024 bis 2050 real um 56 Prozent steigt, wobei die Zunahme mit Quintilhöhe wächst. So verzeichnet Quintil 1 einen Anstieg von 34 Prozent und Quintil 5 einen Anstieg um 66 Prozent über den Szenarienzeitraum hinweg. Neben den steigenden Arbeitnehmerentgelten, die auch in den höheren Quintilen eine wichtige Rolle spielen, macht sich hier auch die Zunahme an Betriebsüberschüssen bemerkbar, von denen höhere Quintile besonders profitieren. Die Betriebsüberschüsse steigen im Lauf des KN40 überproportional, weil Arbeit zunehmend durch Kapital substituiert wird.

Abbildung 6 zeigt das reale verfügbare Einkommen im KN40 nach Quintilen und nach Dekaden in Relation zu den verfügbaren Einkommen im Basisszenario WEM. Beispielsweise liegt das verfügbare Einkommen des ersten Quintils im KN40 in der ersten Periode im KN40 rund 2 Prozent über dem Einkommensniveau im Basisszenario WEM. Generell sind die Einkommen bis 2040 im KN40 etwas höher als im WEM, wobei bis 2030 das erste Quintil am meisten profitiert. Hier machen sich die Investitionen in den Klimaschutz bemerkbar, die Beschäftigung generieren, wovon das erste Quintil besonders profitiert. Allerdings führt die höhere Nachfrage nach Arbeitskräften in weiterer Folge auch zu höheren Löhnen, was vermehrte Substitution von Arbeit durch Kapital induziert. Damit steigen der Kapitalstock und die damit verbundenen Betriebsüberschüsse und es profitieren die Quintile 4 und 5 im KN40 etwas überproportional in der Periode 2031-2040 gegenüber dem WEM.

Abbildung 6: Verteilungseffekte nach Quintilen im KN40 (Differenz zum WEM)



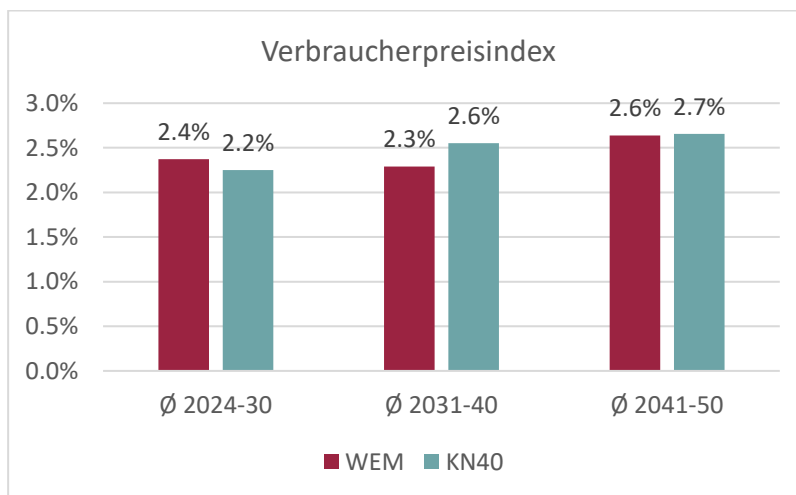
Quelle: Umweltbundesamt, eigene Berechnungen mit dem MIO-ES-Modell

Zwischen 2041 und 2050 liegen die verfügbaren Einkommen in allen Quintilen auf bzw. leicht über dem Niveau des Basisszenarios; ohne zusätzliche Sozialtransfers wären die Einkommen der unteren drei Quintile unter dem Niveau des Basisszenarios (siehe Anhang). Zwar sind die nominellen verfügbaren Einkommen im KN40 auch in dieser Periode höher als im WEM; aber da auch der **Verbraucherpreisindex (VPI)** im KN40 über dem Niveau des WEM liegt (Abbildung 7), liegen die realen Einkommen im KN40 sehr nahe am WEM.

In Summe sind die Verteilungseffekte im KN40 gegenüber dem WEM deshalb relativ gering, weil auch im WEM beträchtliche klimarelevante Investitionen getätigt werden. Außerdem wird das im KN40 durch die Mehrinvestitionen generierte zusätzliche Nominal-einkommen durch einen leicht höheren VPI im KN40 real wieder gedämpft.

Eine wesentliche Determinante der real verfügbaren Einkommen ist die Entwicklung des Verbraucherpreisindex (VPI), also die Inflation. Der VPI wird im Modell zum einen durch Investitionen getrieben, die zusätzliche Nachfrage nach Produkten und Arbeitskräften generieren und Auswirkungen auf die entsprechenden Preise haben (z.B. Löhne). Zum anderen wirken die in KN40 und WEM leicht unterschiedlichen Annahmen bezüglich Energie- und CO₂-Preisen. Im Modell ist zudem ein quintilspezifischer VPI hinterlegt, der auf quintilspezifischen Warenkörben beruht, wobei der VPI der unteren Quintile in der Tendenz etwas höher liegt als der VPI der oberen Quintile (siehe Anhang).

Abbildung 7: Verbraucherpreisindex in KN40 und WEM



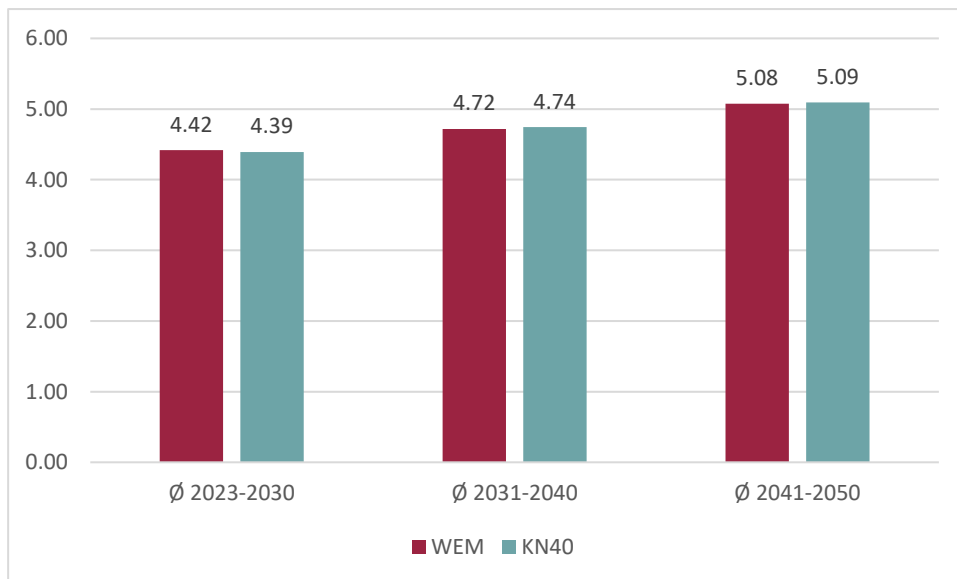
Quelle: Umweltbundesamt, eigene Berechnungen mit dem MIO-ES-Modell

Um Einkommensverluste der untersten Einkommensschichten abzufedern bzw. zu verhindern, wurden im KN40 Transferleistungen an die untersten drei Quintile eingeführt,

die ab Mitte der 2030er Jahre beginnen und in der Periode 2041-2050 im Durchschnitt rund 1,2 Mrd. Euro pro Jahr betragen, was rund 0,2 Prozent des BIP entspricht.

Abbildung 8 zeigt das **S80/S20-Einkommensquintilsverhältnis** als Maß für die Ungleichheit der Einkommensverteilung im Basisszenario WEM und im KN40. Das S80/S20-Einkommensquintilsverhältnis bezieht sich auf die Äquivalenzeinkommen der Haushalte, wodurch die Mitglieder der Haushalte gewichtet berücksichtigt werden. Im Durchschnitt der Europäischen Union lag das Einkommensquintilsverhältnis in den letzten Jahren bei rund 5. Österreich liegt gegenwärtig darunter, von 2014 bis 2022 schwankte der Wert zwischen 4,10 und 4,44¹. Die Abbildung zeigt, dass im Zeitraum 2024 bis 2030 der Indikator in diesem Bereich liegt, er steigt jedoch im Durchschnitt der folgenden Dekaden. Der Anstieg findet sowohl im WEM als auch im KN40 statt. Im Durchschnitt weist das KN40 in der Periode 2024 bis 2030 ein geringfügig niedrigeres Einkommensquintilsverhältnis (0,03 Punkte) und in den folgenden Dekaden ein geringfügig höheres Verhältnis (0,02 bzw. 0,01 Punkte) auf.

Abbildung 8: Verhältnis des Einkommens der Bevölkerung im oberen Fünftel der Einkommensverteilung zum unteren Fünftel, verfügbares Äquivalenzeinkommen



Quelle: Umweltbundesamt, eigene Berechnungen mit dem MIO-ES-Modell

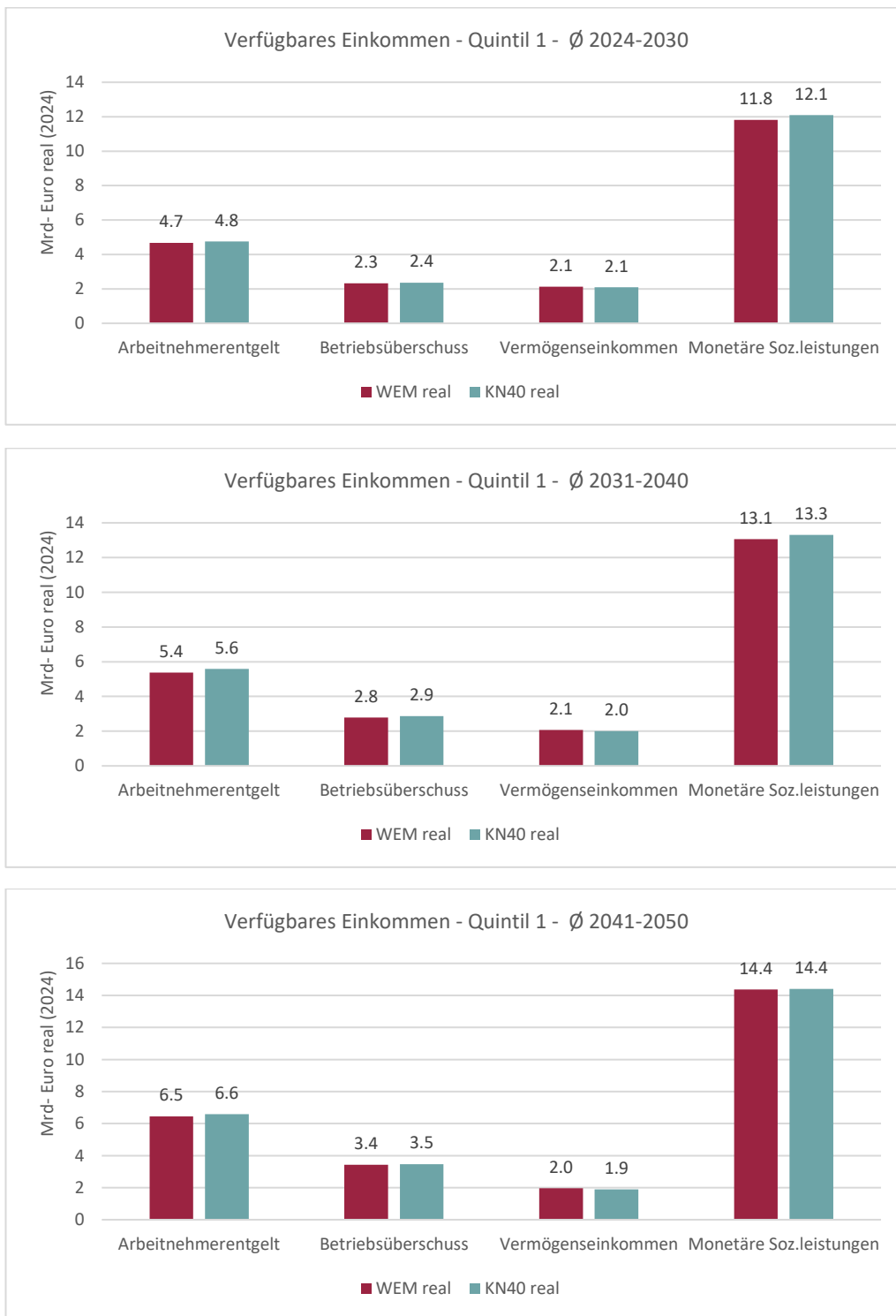
¹ http://ec.europa.eu/eurostat/databrowser/view/ilc_pns4/default/table

Das verfügbare Einkommen setzt sich im Wesentlichen zusammen aus dem Arbeitnehmerentgelt, dem Betriebsüberschuss, dem Vermögenseinkommen und den monetären Sozialleistungen abzüglich Sozialbeiträgen sowie Lohn- und Einkommensteuern. Die folgenden Grafiken (Abbildung 9) zeigen das Niveau der **Einkommensarten** im Basisszenario und im KN40 für das **Quintil 1**. Es wird ersichtlich, dass im KN40 alle Einkommensarten mit Ausnahme der Vermögenseinkommen real über dem WEM-Niveau liegen. Die Grafiken zeigen auch, dass die monetären Sozialleistungen den höchsten Anteil am verfügbaren Einkommen ausmachen. Die Arbeitnehmerentgelte sind die zweitgrößte Einkommensart. Sie werden im Modell von der Lohnentwicklung getrieben; die Lohngleichung des MIO-ES-Modells ist abhängig vom Verbraucherpreisindex, der Arbeitsproduktivität und der „den Lohnanstieg nicht beschleunigenden Arbeitslosenquote“ (NAWRU englisch non-accelerating wage rate of unemployment). Aus diesen Parametern setzen sich die Preise für den Faktor Arbeit zusammen. Generell liegen die Löhne sowohl nominal als auch real im KN40 in allen Perioden über dem Niveau des Basisszenarios.

Die **Konsumausgaben** steigen mit dem verfügbaren Einkommen, wobei es zu folgenden quintilspezifischen Unterschieden kommt: Während die Konsumausgaben des untersten Quintils im selben Ausmaß wie das verfügbare Einkommen steigen, sinkt die Konsumquote des obersten Quintils von rund 80 Prozent auf rund 66 Prozent. D.h. die Konsumausgaben von Quintil 5 steigen weniger rasch als das verfügbare Einkommen.

Außerdem kommt es zu **Verschiebungen in der Konsumstruktur**. Beispielsweise sinken die Anteile der Energieausgaben an den Konsumausgaben in Quintil 1 und in Quintil 5 sowohl im Basisszenario WEM als auch im KN40, wobei die Anteile im KN40 dank der höheren Investitionen in Klimaschutzmaßnahmen deutlich rascher sinken (Abbildung 10). Der Endenergieverbrauch sinkt über alle Quintile hinweg, sowohl im WEM-Szenario als auch noch stärker im KN40-Szenario. Dadurch werden steigende Energiepreise speziell im KN40 mehr als überkompensiert.

Abbildung 9: Einkommensarten in Quintil 1



Quelle: Umweltbundesamt, eigene Berechnungen mit dem MIO-ES-Modell

Abbildung 10: Anteil der Energieausgaben an den Konsumausgaben für Quintil 1



Quelle: Umweltbundesamt, eigene Berechnungen mit dem MIO-ES-Modell

Neben der anteiligen Reduktion der Energieausgaben ergeben sich im KN40 im Vergleich zum WEM noch weitere Verschiebungen der Konsumausgaben durch die im Modell hinterlegten klimarelevanten Investitionen und Preisentwicklungen (Tabelle 35).

Tabelle 35: Veränderung der Anteile der Konsumausgaben im KN40 gegenüber dem WEM

Konsumausgabekategorie	Veränderung ggü. WEM
Energie- und Treibstoffverbrauch	↘
Mieten	(↘)
PKW-Kauf	↘
Wohnungsinstandhaltung	↑↑
PKW-Instandhaltung	↘
Öffentlicher Verkehr	↗
Nahrungsmittel, Getränke und Tabakwaren	→
Langlebige Gebrauchsgüter ohne Haushaltsgeräte	↘
Bekleidung	↘
Haushaltsgeräte	→
Sonstige Sachgüter	↘
Wasserversorgung sowie andere Haushaltsgüter	→
Gesundheit	→
Sonstige Dienstleistungen	↘

Quelle: Umweltbundesamt, eigene Berechnungen mit dem MIO-ES-Modell

- Der Anteil für Wohnungsinstandhaltung erhöht sich deutlich, da die Sanierungsrate im KN40 im Schnitt rund dreimal so hoch ist wie im WEM. Ein Teil der Sanierungskosten wird durch öffentliche Förderungen abgedeckt; zudem führen sanierte Wohnungen zu niedrigeren Energiekosten.
- Der Anteil für PKW-Kauf und PKW-Instandhaltung sinkt, während der Anteil für öffentlichen Verkehr steigt. Dies reflektiert einen im KN40 im Vergleich zum WEM niedrigeren PKW-Bestand bzw. niedrigere Fahrleistungen im motorisierten Individualverkehr. Im Gegenzug steigen die Fahrleistungen im öffentlichen Verkehr. Der Modal Split verändert sich folgendermaßen: Der Anteil des motorisierten Individualverkehrs sinkt im KN40 von derzeit rund 70 Prozent auf 48 Prozent (Ø2041-2050), während der Anteil des öffentlichen Verkehrs von 25 Prozent auf ebenfalls rund 48 Prozent steigt. Im WEM hingegen kommt es zu keiner wesentlichen Veränderung im Modal split.
- Der Anteil der Mietausgaben wird im Modell durch die Entwicklung der Wohnnutzfläche determiniert. im KN40 bleibt die Wohnungsgröße in etwa konstant auf dem heutigen Niveau, während im WEM die Wohnungsgröße weiter steigt.

Somit liegt im KN40 der Anteil für Mietausgaben unter dem Niveau im WEM. Allerdings wird hier nicht berücksichtigt, dass der Wert von sanierten Wohnungen steigt und somit auch höhere Mieten verlangt werden könnten.

- Die anderen im Modell hinterlegten Konsumausgabekategorien reagieren über Kreuzpreiselastizitäten; das Niveau der anderen Konsumausgaben ist im KN40 entweder auf dem Niveau des WEM oder etwas niedriger.

6.2 Wettbewerbsfähigkeit und Standortverträglichkeit

Als kleine offene Volkswirtschaft steht Österreich stark im internationalen Wettbewerb. Änderungen der Energiepreise oder hohe Investitionen zur Erreichung der weitgehenden Klimaneutralität beeinflussen somit die Wettbewerbsfähigkeit. Dies gilt insbesondere dann, wenn die Produktionskosten im Inland relativ zum Ausland steigen. Dabei zeigen eigene Berechnungen im Rahmen eines IHS-Projekts (Reiter et al., 2023), dass für die meisten Wirtschaftszweige andere EU-Länder sowohl die wichtigsten Exportmärkte als auch Konkurrenten darstellen. Insofern, als erhöhte Klimaschutzinvestitionen weltweit getätigt werden, ist dies neutral im Hinblick auf die Wettbewerbsfähigkeit einzelner Volkswirtschaften. Sollten ambitionierte Klimaschutzziele, die zu erhöhten Produktionskosten führen, in der EU verfolgt werden, wäre die Wettbewerbsfähigkeit Österreichs im Vergleich mit den größten Konkurrenten zwar nicht gefährdet, aber der Standort EU würde weltweit ins Hintertreffen geraten, und Österreich würde indirekt als Zulieferer etwa der im globalen Wettbewerb stehenden deutschen Industrie verlieren.

Daher muss die Entwicklung der den Szenarien zugrunde liegenden Energiepreispfade im Kontext von Energiepreisprojektionen für andere Regionen, insbesondere Asien und die USA, gesehen werden. Generell liegen den nationalen Klimaschutzenszenarien aus Kapitel 2 die von der Europäischen Kommission im Mai 2022 empfohlenen Annahmen für die Preisentwicklung von Brennstoffen (Öl, Erdgas und Kohle) zugrunde. Auch beim CO₂-Zertifikatpreis im Anlagen-Emissionshandelssystem der EU folgen die Szenarien im Wesentlichen den EU-Empfehlungen. Den Strompreisen, deren Bedeutung im Zuge der Transformation deutlich zunehmen wird, liegen Annahmen zu Stromgestehungskosten unterschiedlicher Technologien und deren Wirkungen auf den Strompreis zugrunde.

International ergibt sich ein differenziertes Bild. Während die Öl- und Kohlepreise weitgehend global einheitlich sind, können sich die Erdgaspreise, zumindest jene für Erdgas, das durch Pipelines transportiert wird, je nach Wirtschaftsraum deutlich unterscheiden. Im Gegensatz zu leitungsgebundenem Erdgas wird verflüssigtes Erdgas (*liquified natural gas* – LNG) auf globalen Märkten gehandelt, sodass der Preis unter Berücksichtigung der Kosten für Verflüssigung, Transport und Re-Gasifizierung weltweit einheitlich ist. Neben den Annahmen hinsichtlich der reinen Kosten für das Gas sind vor allem Setzungen

bezüglich der Umsetzung von Klimaschutzmaßnahmen in anderen Wirtschaftsräumen maßgeblich. Die Internationale Energieagentur unterscheidet drei Energiepreisszenarien: (1) Stated Policies Scenario, (2) Announced Pledges Scenario; (3) Net Zero Emissions by 2050 Scenario.

Insofern, als verstärkter Klimaschutz zu höheren Energiekosten in einzelnen Volkswirtschaften relativ zum Rest der Welt führt, gefährdet dies die Wettbewerbsfähigkeit. Falls also die EU ambitioniertere Klimaschutzbemühungen unternimmt als andere Wirtschaftsräume, würde dies die Unternehmen in der EU gegenüber der globalen Konkurrenz benachteiligen. Verstärkter Klimaschutz in der EU sollte daher mit einem gut funktionierenden Grenzausgleichsmechanismus (Carbon Border Adjustment Mechanism – CBAM) verbunden sein. Selbst wenn es einen umfassenden Grenzausgleichsmechanismus gibt, beeinflusst verstärkter Klimaschutz in der EU, der zu höheren Produktionskosten führt, dennoch die Wettbewerbsfähigkeit der europäischen Industrie. Dies ist zum einen darauf zurückzuführen, dass der CBAM zwar die Kosten der Importe aus Ländern mit niedrigeren oder ohne Emissionspreise beeinflusst, aber nicht die Exporte aus der EU in andere Regionen. Europäische Unternehmen, die aufgrund von CO₂-Preisen höhere Produktionskosten haben, werden also mit einem CBAM auf Drittmärkten mit Anbietern aus Ländern mit geringeren CO₂-Preisen konkurrieren. Darüber hinaus kommt es zu einer Umverteilung der Ressourcen auf die vom CBAM erfassten Sektoren. Die Preise innerhalb der EU steigen und der Binnenhandel gewinnt gegenüber dem Außenhandel an Attraktivität. Verbesserte Terms of Trade (Verhältnis zwischen Export- und Importpreisen) führen zu einer realen Aufwertung des Euro, was die Exporte im Allgemeinen dämpft. Im Ergebnis hat eine Maßnahme zur Sicherung der Wettbewerbsfähigkeit bestimmter Sektoren negative Auswirkungen auf die externe Wettbewerbsfähigkeit anderer Sektoren der EU (Breckenridge & Baily, 2024).

Es ist darüber hinaus anzumerken, dass Energie nur einer unter mehreren Produktionsfaktoren ist. Die besonders energieintensiven Wirtschaftsbereiche sind aus der Energiebilanz und dem Emissionshandel bekannt und daher besonders von einem Anstieg der Energiekosten relativ zum Ausland betroffen. Für viele Unternehmen ist aber die Verfügbarkeit gut ausgebildeter Fachkräfte mindestens ebenso wichtig wie der Zugang zu preiswerter Energie. Auch die Versorgungssicherheit, also die Sicherheit, dass Strom und Energieträger wie Wasserstoff oder Biomethan nahezu ohne Unterbrechungen verfügbar sind, stellt einen wichtigen Aspekt der zukünftigen Standortqualität Österreichs dar.

6.2.1 Literaturübersicht zum Zusammenhang zwischen Energiepreisen und Wettbewerbsfähigkeit

In der Literatur werden vor allem die Auswirkungen von Änderungen der Energiepreise oder des Energieangebots auf das Bruttoinlandsprodukt und die Inflation untersucht. Dabei werden sowohl Modellsimulationen als auch ökonometrische Schätzungen verwendet. Erstere wurden insbesondere seit dem Angriff Russlands auf die Ukraine eingesetzt, um die Auswirkungen von Energieembargos abzuschätzen. Zweitere untersuchen die Auswirkungen von Energieschocks, d.h. von Änderungen der Energienachfrage, des Energieangebots oder der Energiepreise über einen längeren Zeitraum.

In der internationalen Literatur werden Energiepreisschocks häufig in Form von exogenen Preiserhöhungen für importiertes Rohöl untersucht. Betrachtet man dies von der Angebotsseite, ist ein wichtiger Aspekt, dass Öl bzw. allgemein Energie als ein Vorleistungsgut in die gesamtwirtschaftliche Produktion eingeht. Ein Anstieg der internationalen Energiepreise verschlechtert daher die Terms of Trade (also des Verhältnisses aus Export- und Importpreisen), der Haupteffekt liegt jedoch in den Auswirkungen auf die Produktionsentscheidungen der inländischen Wirtschaftssubjekte. Angebotsseitig wirken Energiepreisänderungen daher über den Kostenkanal auf die inländische Produktion und die Wettbewerbsfähigkeit. Ein in der Literatur seit langem bekanntes Problem ist, dass unter Standardannahmen die Auswirkungen von Energiepreisänderungen auf das BIP durch den geringen Kostenanteil der Energie an der inländischen Produktion begrenzt sind (siehe z.B. Rotemberg & Woodford, 1996). Eine naheliegende Möglichkeit, in Simulationen mit makroökonomischen Modellen den Einfluss von Energiepreisen auf die Produktion zu erhöhen, ist die Annahme einer sehr geringen Substituierbarkeit von Energie durch andere Zwischengüter bzw. Produktionsfaktoren.

In der Literatur werden darüber hinaus weitere Mechanismen diskutiert, die den Angebotseffekt von Energiepreisschocks verstärken können. Erstens ist es denkbar, dass Unternehmen nach Energiepreiserhöhungen kurzfristig höhere Kostenaufschläge auf ihre Preise durchsetzen können (Rotemberg & Woodford, 1996). Zweitens benötigt physisches Kapital (z.B. Maschinen) in der Regel Energie, um betrieben werden zu können. Höhere Energiepreise dürften sich daher negativ auf die Kapitalbildung auswirken (Finn, 2000). Drittens dürfte das gegenwärtig eingesetzte Kapital in hohem Maße komplementär zum gegenwärtigen Energieeinsatz sein. Eine Verringerung des Energieeinsatzes bei gleichbleibender Produktion ist nicht kurzfristig realisierbar, sondern erfordert langfristige Investitionen, die insbesondere das aktuelle Sachkapital durch energiesparendes oder auf anderen Energieformen basierendes Kapital ersetzen (Atkeson & Kehoe, 1999). Viertens können Energiepreiserhöhungen die Gewinnerwartungen und damit die erwartete Rentabilität neuer Unternehmen senken und so deren Markteintritt verhindern

(Patra, 2020). Fünftens dürften Energiepreise die Standortentscheidungen der Unternehmen beeinflussen.

Neben den Angebotseffekten haben Energiepreisänderungen auch Nachfrageeffekte. Wenn ein Energiepreisanstieg das erwartete Lebenseinkommen senkt, entweder weil der Energiepreis dauerhaft steigt oder weil sich der Energiepreisanstieg negativ auf die wirtschaftliche Entwicklung auswirkt, sollte sich dies direkt in einem Rückgang der Nachfrage niederschlagen. Dies führt zu der Frage, wie sich Energiepreisänderungen auf die Erwartungen der Verbraucher:innen auswirken. Binder und Makridis (2022) zeigen empirisch für die USA, dass die Konsumentenstimmung mit steigendem Benzinpreis pessimistischer wird. Aber auch unabhängig von der Erwartungswirkung schmälern höhere Energiepreise das verfügbare Einkommen, da nach Zahlung der Energierechnung weniger Geld zur Verfügung steht. Bekanntlich gibt es Haushalte, die ihr gesamtes verfügbares Einkommen für den Konsum verwenden müssen, weil sie Kreditrestriktionen unterliegen. Diese Haushalte müssen bei steigenden Energiepreisen ihren Konsum einschränken. Die Studie von Kilian und Zhou (2023) nennt drei weitere Mechanismen, durch die sich Energiepreisänderungen auf die gesamtwirtschaftliche Nachfrage auswirken können. Erstens können die Verbraucher:innen aus Vorsichtsgründen ihre Ersparnisse erhöhen, da veränderte Energiepreise die Unsicherheit über die künftige Entwicklung der Energiepreise erhöhen. Zweitens kann letzteres dazu führen, dass Anschaffungen von langlebigen Konsumgütern aufgeschoben werden. Drittens können die Haushalte den Kauf von energiebetriebenen Gütern aufschieben oder ganz darauf verzichten.

Höhere Energiepreise könnten dazu führen, dass weniger Unternehmen in Österreich gegründet werden (Patra, 2020). Zudem können höhere Energiepreise zu Unternehmensinsolvenzen führen. Beides würde dazu führen, dass weniger in Österreich produziert wird. Darüber hinaus könnten multinationale Unternehmen Produktionsstandorte ins Ausland verlagern (Offshoring) oder sogar die eigene Produktion bestimmter energieintensiver Vorleistungen einstellen und an externe ausländische Dienstleister vergeben (Outsourcing). Höhere Energiepreise würden dann zu mehr Importen und weniger Exporten sowie zu weniger heimischer Produktion führen. So kommen Sato und Dechezleprêtre (2015) zu dem Ergebnis, dass ein Anstieg der Energiepreisdifferenz innerhalb desselben Sektors zwischen zwei Ländern um 10 Prozent die Importe des entsprechenden Sektors um durchschnittlich 0,2 Prozent erhöht. Sato und Dechezleprêtre (2015) berichten größere Effekte für energieintensivere Sektoren.

Saussay und Sato (2018) finden Evidenz dafür, dass die relativen industriellen Energiepreise einen Einfluss auf die Standortwahl ausländischer Unternehmen hinsichtlich der Investitionen haben. Ihren Ergebnissen zufolge führt ein Anstieg der Energiepreisdifferenz zwischen zwei Ländern um 10 Prozent dazu, dass 3,2 Prozent mehr Unternehmen aus dem Land mit den niedrigeren Energiepreisen von Unternehmen aus dem teureren

Land übernommen werden. Millimet und Roy (2016) kommen unter Verwendung von US-Daten zu dem Schluss, dass Umweltvorschriften in einem US-Bundesstaat negative Auswirkungen auf ausländische Direktinvestitionen dort haben. Kahn und Mansur (2013) zeigen, dass sich energieintensive Wirtschaftszweige in US-Regionen (Counties) mit niedrigen Strompreisen konzentrieren. Für die EU finden Panhans et al. (2017) Evidenz dafür, dass Unterschiede in den Strompreisen die Standortentscheidungen von Unternehmen beeinflussen. Dabei zeigen sie, dass die Reaktion der Unternehmen auf steigende Energiekosten, gemessen an der Wahrscheinlichkeit einer Standortverlagerung, bei energieintensiven Unternehmen etwa doppelt so hoch ist wie bei energiearmen Unternehmen.

Ein wichtiger Aspekt, der in vielen Analysen vernachlässigt wird, betrifft die Sparentscheidungen von Unternehmen und Haushalten. Sollten höhere Energiepreise tatsächlich die Exporte verringern und die Importe erhöhen, so würde dies zu einer Verschlechterung der Handelsbilanz und damit zu einer höheren Verschuldung (bzw. geringeren Ersparnisbildung) der österreichischen Volkswirtschaft gegenüber dem Ausland führen. Dies wäre nicht nachhaltig, und es ist auch nicht realistisch, dass die Veränderung der Energiepreise durch eine Veränderung des Sparverhaltens kompensiert wird. Wahrscheinlicher ist, dass das Sparverhalten zwar kurzfristig durch Einkommens- und Vermögenseffekte beeinflusst wird; mittelfristig bedeutet ein Rückgang der Exporte jedoch geringere Einnahmen und damit auch geringere Einkommen, und bei gleicher Ersparnis können sich die österreichischen Haushalte und Unternehmen weniger Importe leisten.

Nach der sogenannten "pollution haven hypothesis" können niedrige Handelsbarrieren sogar die Verlagerung von Produktion ins Ausland begünstigen (Copeland & Taylor, 2004). Demnach führen niedrige Handelsbarrieren dazu, dass eine umwelt- oder energieintensive Branche ihre Produktion in ein anderes Land mit niedrigeren Umweltstandards oder Energiepreisen verlagern und von dort aus die Nachfrage bedienen kann. Für Österreich wäre dieser Aspekt vor allem dann relevant, wenn die Energiepreise in Österreich höher sein sollten als in anderen europäischen Ländern, da die Handelsbarrieren innerhalb Europas besonders niedrig sind.

Ein weiterer Aspekt betrifft mögliche Agglomerationseffekte. Agglomerationsvorteile entstehen, wenn sich viele Unternehmen in bestimmten Städten oder Industrieclustern ansiedeln. Letztlich resultieren diese Vorteile aus der Einsparung von Transportkosten, die im weitesten Sinne auch Hemmnisse für den Austausch von Gütern, Ideen und Personen umfassen (Glaeser, 2010). Agglomerationseffekte führen zunächst dazu, dass höhere Steuern und damit auch höhere Energiekosten einen geringeren Einfluss auf die Standortentscheidungen von Unternehmen haben. So zeigt sich auch empirisch, dass sich Unternehmen, die von hohen Agglomerationseffekten profitieren, bei Steuererhö-

hungen mit geringerer Wahrscheinlichkeit für einen Standortwechsel entscheiden (Brülhart et al., 2012). Andererseits führen Agglomerationseffekte zu multiplen Gleichgewichten (Venables, 1996). Folglich könnte bei einer Abwanderung einzelner Unternehmen aufgrund höherer Energiepreise ein Kippunkt erreicht werden, ab dem viele weitere Unternehmen abwandern und sich der betroffene Industriecluster ganz oder teilweise auflöst. Die Wahrscheinlichkeit, dass dies in einem Sektor eintritt, kann im Rahmen dieser Studie allerdings weder theoretisch simuliert noch empirisch quantifiziert werden.

Abdallah und Kpodar (2023) untersuchen die Auswirkung von Änderungen der Energiepreise für Verbraucher:innen auf die Inflation anhand eines 110 Länder umfassenden Datensatzes. Laut ihren Ergebnissen erreicht die dynamische Reaktion der Inflation einen Schock von 1 Prozent bei den inländischen Energiepreisen für Verbraucher:innen, zwölf Monate nach dem Schock einen Höchstwert von etwa 0,025 Prozent, geht dann allmählich zurück und wird mittelfristig unbedeutend. Auch der Energieschock selbst nimmt den Schätzungen zufolge mit der Zeit ab, er ist also nicht dauerhaft. Zudem sind die Reaktionen in den Ländergruppen unterschiedlich. So ist für die entwickelten Volkswirtschaften eine noch geringere Reaktion der Inflation zu erwarten. Neben dem Einkommensniveau tragen auch andere strukturelle Faktoren zur Erklärung der heterogenen Reaktion der Inflation auf Schocks in den einzelnen Ländern bei.

Baba und Lee untersuchen die Auswirkungen von Ölpreisschocks auf Löhne und Inflation in Europa (Baba & Lee, 2022). Nach ihren Schätzungen steigen die Löhne im ersten Quartal nach einem Ölpreisschock von 1 Prozent um etwa 0,015 Prozent, und die kumulative Reaktion stabilisiert sich bei etwa 0,025 Prozent bis zu einem Jahr nach dem Schock. Im Gegensatz dazu steigt die Kerninflation im ersten Quartal nach dem Ölpreisschock nur um 0,002 Prozent, steigt dann aber allmählich bis auf 0,03 Prozent drei Jahre nach dem Schock.

Eine Frage, die mit dem Einfluss der Energiepreise auf die Inflation zusammenhängt, ist, ob die hohe Inflation in den Jahren 2022 und 2023 in Europa und den USA auf höhere Energiepreise zurückzuführen ist oder andere Ursachen hat. In der Literatur scheint weitgehend Einigkeit darüber zu bestehen, dass die US-Inflation nur zu einem geringen Teil auf Energiepreissteigerungen zurückzuführen ist, sondern vielmehr auf Nachfrageeffekte und sektorale Preisspitzen (Kilian & Zhou, 2023) & (Blanchard & Bernanke, 2023). In Europa hingegen dürfte die Inflation zu einem großen Teil von den Energiepreisen getrieben sein (McGregor et al., 2022).

Zu vergleichbaren Ergebnissen kommt die EZB Grunella et al. (2022) anhand von Input-Output-Simulationen für eine Reduktion des Erdgasangebots im Euroraum um 10 Prozent. Demnach würde der Euroraum insgesamt einen Verlust an Bruttowertschöpfung

von knapp 0,7 Prozent erleiden, die österreichische Volkswirtschaft aber sogar einen Verlust von gut 1,2 Prozent. Die höheren Auswirkungen auf die österreichische Volkswirtschaft sind allerdings mit Vorsicht zu interpretieren. Sie spiegeln vor allem die hohe Abhängigkeit der österreichischen Wirtschaft vom Erdgas wider, berücksichtigen aber nicht die Auswirkungen von Preisänderungen, Komplementaritäten, Substitutionen oder Zweitrunden- und allgemeinen Gleichgewichtseffekten. Die Berücksichtigung dieser Effekte erfordert ein strukturelles Modell. In der Literatur wurden verschiedene strukturelle Modelle verwendet, um die Auswirkungen von Energiepreisssteigerungen auf das US-BIP zu quantifizieren. Kormilitsina (2011) schätzt ein DSGE-Modell und ermittelt damit einen Rückgang des BIP um 0,6 Prozent nach einem Ölpreisschock von 10 Prozent, Balke und Braun (2018) kommen im gleichen Fall nur auf einen BIP-Rückgang von 0,15 Prozent. Demgegenüber kommen Ciola et al. (2023) mit einem agentenbasierten Modell auf einen Rückgang des US-BIP um 5 Prozent nach einem Energiepreisanstieg um 100 Prozent.

Chiacchio et al. (2023) zeigen, dass sich die inländische Produktion von Waren mit hoher Energieintensität seit dem zweiten Quartal 2022 abgeschwächt hat, während die Einfuhr solcher Erzeugnisse zunahm, bevor sie sich zum Jahresende 2022 stabilisierte. Neben den Energiekosten spielen auch die Erholung der Nachfrage nach den Einschränkungen infolge der Corona-Pandemie, nachlassende Lieferkettenstörungen und der daraus folgende stärkere Importwettbewerb eine wichtige Rolle, wenn es darum geht, die seit Mitte 2022 beobachtete Entwicklung der inländischen Produktion und der Importe zu erklären. Berger et al. (2023) untersuchen mit einem makroökonomischen Modell, wie sich die Energiepreisssteigerungen auf die Wirtschaft in Oberösterreich auswirken. Sie kommen zu dem Ergebnis, dass in einem optimistischeren Szenario basierend auf Markterwartungen für Erdgas- und Strompreise das reale Bruttoregionalprodukt mittelfristig um 2,3 Prozent niedriger als ohne Energiekrise ausfallen würde. Bleiben die Energiepreise noch über längere Zeit sehr hoch, dann könnte die Wertschöpfung auch längerfristig noch immer um 2,8 Prozent niedriger sein.

Astrov et al. (2015) zeigen, dass in der EU in den letzten zwei Jahrzehnten als Reaktion auf Energiepreisschocks deutliche Fortschritte bei der Energieeffizienz gemacht wurden. Diese Fortschritte waren in erster Linie auf technologische Verbesserungen zurückzuführen, insbesondere bei Strom und in der langen Frist. Sie haben jedoch den Energiepreisanstieg nicht vollständig ausgeglichen, sodass die Energiekostenanteile im Allgemeinen gestiegen sind. In der Studie wird empirisch nachgewiesen, dass sich dies in gewissem Maße nachteilig auf die Wettbewerbsfähigkeit der Industrie ausgewirkt hat, auch wenn dies im Allgemeinen durch die Auswirkungen anderer Kostenkomponenten, wie z. B. der Arbeitskosten, überlagert wurde.

Der russische Angriffskrieg gegen die Ukraine hat Energieembargos der EU-Staaten gegen Russland in den Fokus der Forschung gerückt. Der wohl bekannteste Beitrag zu diesem Thema stammt von Bachman et al. (2022), die die Auswirkungen eines Stopps der deutschen Energieimporte aus Russland untersuchen. Da nach ihren Ergebnissen der deutsche BIP-Verlust zwischen 0,5 Prozent und 3 Prozent liegen würde und damit geringer wäre als von vielen Expert:innen und Politiker:innen erwartet, löste diese Studie sowohl in der Wissenschaft als auch in der Öffentlichkeit eine Kontroverse aus. Mit Ausnahme von Krebs (2022), der den BIP-Rückgang in einem solchen Fall auf 3,2 bis 12 Prozent beziffert, kommt die Literatur jedoch überwiegend zu Effekten in ähnlicher Größenordnung. Di Bella et al. (2022) schätzen diesen Wert auf mindestens 0,4 Prozent, wenn die EU in den globalen LNG-Markt integriert ist und die Anpassungsfriktionen gering sind, bis maximal 2,8 Prozent, wenn die Anpassungsfriktionen hoch sind und die Haushalte vor höheren Erdgaspreisen geschützt werden. Der Schutz der Haushalte vor einem starken Rückgang des Erdgasverbrauchs würde dazu führen, dass ein stärkerer Rückgang des Erdgasverbrauchs auf die Industrie und den Dienstleistungssektor abgewälzt wird, was die negativen Auswirkungen auf die Produktion noch verstärken würde. Für Österreich (EU insgesamt) schätzen Di Bella et al. (2022) sehr ähnliche Werte wie für Deutschland, nämlich einen Rückgang des realen BIP zwischen 0,3 (0,4) und 2,6 (2,7) Prozent, wobei Ungarn mit 1,1 bis 6,5 Prozent den größten Rückgang zu verzeichnen hätte. Nach Borin et al. (2023) liegen die Auswirkungen eines Embargos gegen russische Energielieferungen auf die EU-weite Produktion – berechnet als BIP-gewichteter Durchschnitt der länderspezifischen Produktionsänderungen – zwischen 4,7 Prozent und 0,7 Prozent, je nach Höhe der Substitutionselastizität zwischen importierter Energie und anderen Inputs.

Chepeliev et al. (2022) analysieren mit einem multisektoralen allgemeinen Gleichgewichtsmodell ein Szenario, in dem die meisten OECD-Länder den russischen Energieexporten erhebliche Beschränkungen auferlegen, was zu einem Anstieg der Energiepreise um bis zu 11 Prozent führt. Die kurzfristigen Auswirkungen auf die Realeinkommen der EU-Haushalte liegen zwischen 0,7 und 1,7 Prozent. Die längerfristigen Auswirkungen würden hingegen nur zu einer Verlangsamung der jährlichen Wachstumsrate der Realeinkommen um 0,04 Prozentpunkte im Zeitraum 2022 bis 2030 führen. Die Simulationsergebnisse zeigen, dass die CO₂-Emissionen (um 6,6 Prozent im Jahr 2030) und die Luftschadstoffemissionen (um 2,8 bis 5,9 Prozent im Jahr 2030) sinken würden. Mit diesen Emissionsminderungen könnte die EU mehr als die Hälfte ihres Reduktionsziels im Rahmen des Green Deal erreichen und den erforderlichen CO₂-Preis um etwa 40 Euro/t CO₂ senken.

Hassler et al. (2021) stellen fest, dass aggregierte US-Daten eine sehr niedrige kurzfristige Substitutionselastizität zwischen Energie und den Inputs Kapital/Arbeit nahelegen.

Die Ölpreisschocks in den 1970er Jahren haben aber laut ihren Schätzungen einen energiesparenden technischen Wandel in Gang gesetzt, welcher eine erhebliche langfristige Substituierbarkeit mit den anderen Inputs ermöglicht. Aghion et al. (2016) zeigen anhand von Paneldaten auf Unternehmensebene zu Innovationen in der Automobilindustrie, dass Unternehmen dazu neigen, mehr in saubere (und weniger in „schmutzige“) Technologien zu investieren, wenn sie mit höheren Kraftstoffpreisen konfrontiert sind. Diese Ergebnisse legen nahe, dass erstens auch die kurzfristigen Energiepreissteigerungen der Jahre 2022 und 2023 einen technischen Wandel im Sinne der Energiewende begünstigen sollten. Zweitens kann ein durch Steuern oder Zertifikatehandel erhöhter Energiepreis einen gezielten technologischen Wandel hin zu einer grüneren Wirtschaft auslösen. Hassler et al. (2021) kommen zu dem Schluss, dass auch bei stetig steigenden Energiepreisen ein langfristiges Konsumwachstum möglich ist.

Um die Auswirkungen weiterhin hoher Energiepreise auf die Wettbewerbsfähigkeit der österreichischen Industrie abschätzen zu können, haben Hölzl et al. (2023) modellbasierte Szenarioanalysen und eine Unternehmensbefragung durchgeführt. Die Studienergebnisse legen nahe, dass dauerhaft höhere Energiepreise zu Rückgängen der Industrieproduktion und -beschäftigung führen sowie die Gefahren der Verlagerungen der Produktion von energieintensiven Produktionsschritten vergrößert. Dies erhöht die bereits erheblichen Herausforderungen der Dekarbonisierung bei gleichzeitigem Erhalt der heimischen Wettbewerbsfähigkeit. Den Industriestandort auch bei weiterhin hohen Energiepreisen attraktiv zu halten, ist notwendig, um unternehmerische Investitionen weiterhin sicherzustellen.

Bähr et al. (2023) untersuchen die künftig zu erwartenden komparativen Unterschiede klimaneutraler Produktionsverfahren für die vier Grundstoffe Stahl, Aluminium, Ammoniak und Olefine zwischen Deutschland und ausgewählten Vergleichsländern. Die Studie kommt zu dem Ergebnis, dass Deutschland mittelfristig im internationalen Standortvergleich wesentlich höhere Gestehungskosten für erneuerbare Energien haben wird. Mit zunehmendem Import von Zwischen- bzw. Endprodukten anstelle des Imports von Energie sinken die Energiekosten. Die gesamte Auslagerung der Wertschöpfung ist jeweils mit den größten Energiekostenvorteilen verbunden: Die Energiekosten bei vollständiger Produktion industrieller Grundstoffe in Deutschland sind langfristig ungefähr 20 bis 80 Prozent höher als bei einer Auslagerung der Produktion. Die Energiekosteneinsparungen nehmen entlang der Wertschöpfungskette ab, d.h. sie sind bei einer Verlagerung der letzten Produktionsschritte geringer als bei einer Verlagerung der vorangegangenen Produktionsschritte bzw. Zwischenschritte. Beim Import eines Zwischenprodukts (z.B. Eisenschwamm) hätte Deutschland bezüglich Kosten des letzten Produktionsschritts nur noch einen geringeren Kostennachteil gegenüber dem Import eines fertigen Grundstoffs

(z.B. Rohstahl). Vier Fünftel der im Rahmen der Studie befragten Unternehmen befürchten dennoch Nachteile für den Standort Deutschland, unter den Unternehmen mit erheblichem Einsatz energieintensiver Vorprodukte sind es sogar 93 Prozent.

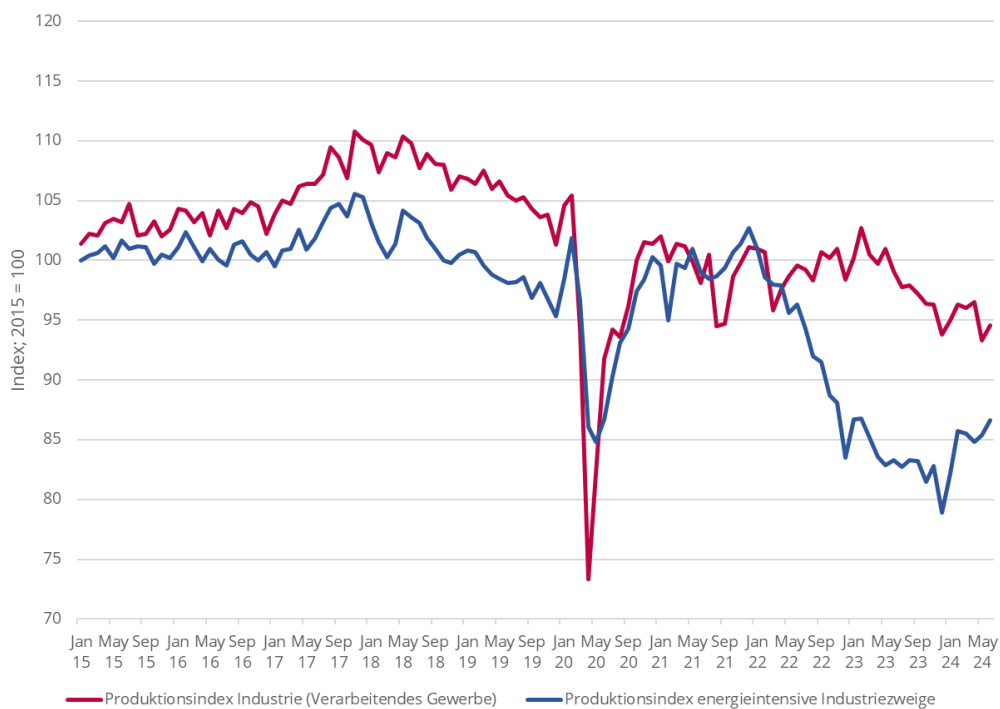
6.2.2 Produktion in der energieintensiven Industrie

Um den Einfluss der kräftigen Energiepreisanstiege im Gefolge des russischen Angriffskriegs gegen die Ukraine zu untersuchen, wurde ein Produktionsindex für die energieintensiven Industriezweige des verarbeitenden Gewerbes in Deutschland berechnet (Vogel et al., 2023). Dieser wird vom Statistischen Bundesamt (Destatis) monatlich in der Online-Datenbank zur Verfügung gestellt. Die Berechnung beruht auf der Beobachtung, dass die einzelnen Industriezweige sehr unterschiedliche Mengen an Energie verbrauchen: Die meiste Energie setzt die chemische Industrie ein. Auch die Metallherzeugung und -bearbeitung benötigt große Mengen an Energie. Außerdem besteht in der Kokerei und Mineralölverarbeitung ein hoher Energiebedarf, ebenso bei der Herstellung von Glas, Glaswaren, Keramik, Papier und Pappe. Diese fünf Industriezweige sind auch bei der Betrachtung des Energieverbrauchs im Verhältnis zu ihrer Bruttowertschöpfung die größten und damit energieintensivsten Sektoren. Sie eignen sich daher am besten dafür, einen aggregierten Produktionsindex für energieintensive Industriezweige zu betrachten und zu berechnen. Die Herstellung von Nahrungs- und Futtermitteln zählt bei dieser Abgrenzung trotz eines hohen Energieverbrauchs nicht zu den energieintensiven Industriezweigen, da der hohe Energieverbrauch einer hohen Bruttowertschöpfung gegenübersteht. Knapp ein Drittel des industriellen Energieverbrauchs entfällt auf Erdgas. Dieses wird in der Industrie vor allem für die Erzeugung von Prozesswärme benötigt, teilweise auch für die eigene Stromerzeugung. Daneben wird Erdgas, vor allem in der chemischen Industrie, auch als Rohstoff eingesetzt. Auch Strom, Mineralöle und Kohle spielen als Energieträger für die Industrieproduktion eine wichtige Rolle. Bei der Berechnung des industriellen Produktionsindex werden Wirtschaftszweige nach ihrer Bruttowertschöpfung zu Faktorkosten im Basisjahr gewichtet, bevor sie zu einem aggregierten Index aufaddiert werden. Die Berechnung des Produktionsindex für energieintensive Industriezweige verfolgt denselben Ansatz. Die Herstellung von chemischen Erzeugnissen hat, entsprechend der Bruttowertschöpfung zu Faktorkosten im Basisjahr 2015, den größten Anteil an der industriellen Produktion und erhält demnach das größte Gewicht der fünf energieintensiven Wirtschaftszweige. Durch die Festlegung eines Basisjahres sind Entwicklungen von Indizes einfacher nachvollziehbar und auch auf höheren Aggregationsebenen konsistent interpretierbar. Um strukturelle Änderungen in den einzelnen Branchen bei längeren Zeiträumen nicht zu vernachlässigen, wird das Basisjahr in der Regel alle fünf Jahre angepasst. Wie für monatliche kurzfristige Konjunkturindikatoren üblich,

wird der Index auch kalender- und saisonbereinigt veröffentlicht. Hierfür wird eine indirekte Saisonbereinigung verwendet, bei der die kalender- und saisonbereinigten Werte der einzelnen Wirtschaftszweige addiert werden (Vogel et al., 2023).

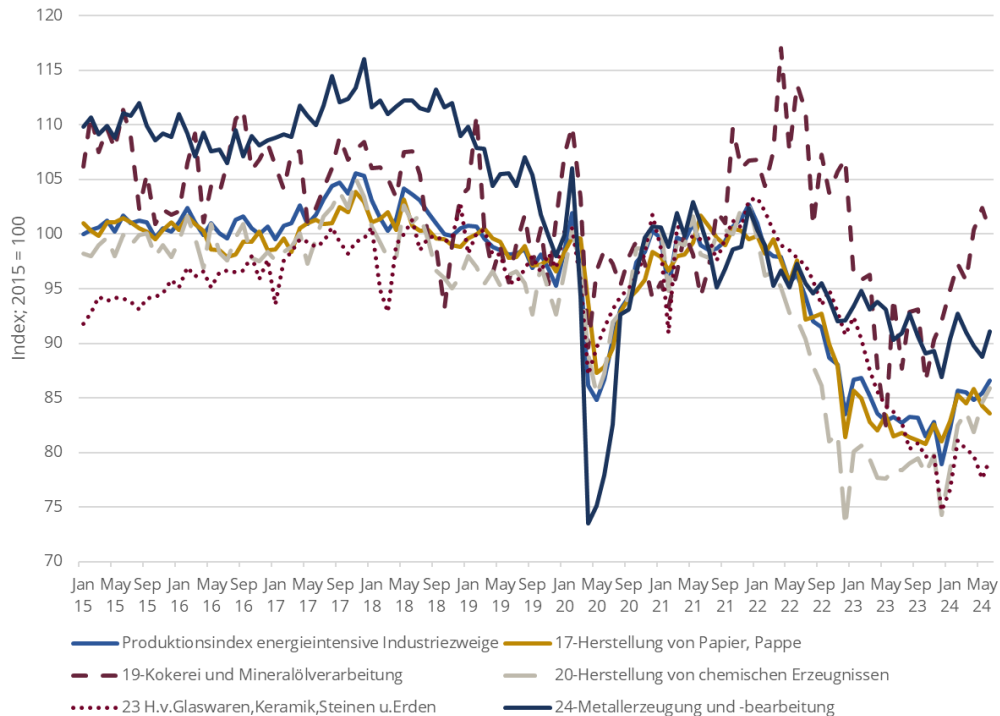
Abbildung 11 zeigt die Entwicklung des saison- und kalenderbereinigten Produktionsindex im verarbeitenden Gewerbe insgesamt und in der energieintensiven Industrie in Deutschland im Zeitraum Jänner 2015 bis Juni 2024. In Abbildung 12 ist die Entwicklung in den fünf genannten energieintensivsten Zweigen des verarbeitenden Gewerbes detailliert dargestellt. Der Verlauf des Produktionsindex für energieintensive Industriezweige folgt stark der Entwicklung in der chemischen Industrie. Da die Herstellung von chemischen Erzeugnissen fast die Hälfte des Gewichts des Index ausmacht, ist dies auch zu erwarten (Vogel et al., 2023).

Abbildung 11: Produktionsindex im verarbeitenden Gewerbe insgesamt und in der energieintensiven Industrie in Deutschland



Quellen: Destatis; eigene Darstellung.

Abbildung 12: Produktionsindex in den energieintensiven Industriezweigen in Deutschland



Quellen: Destatis; eigene Darstellung.

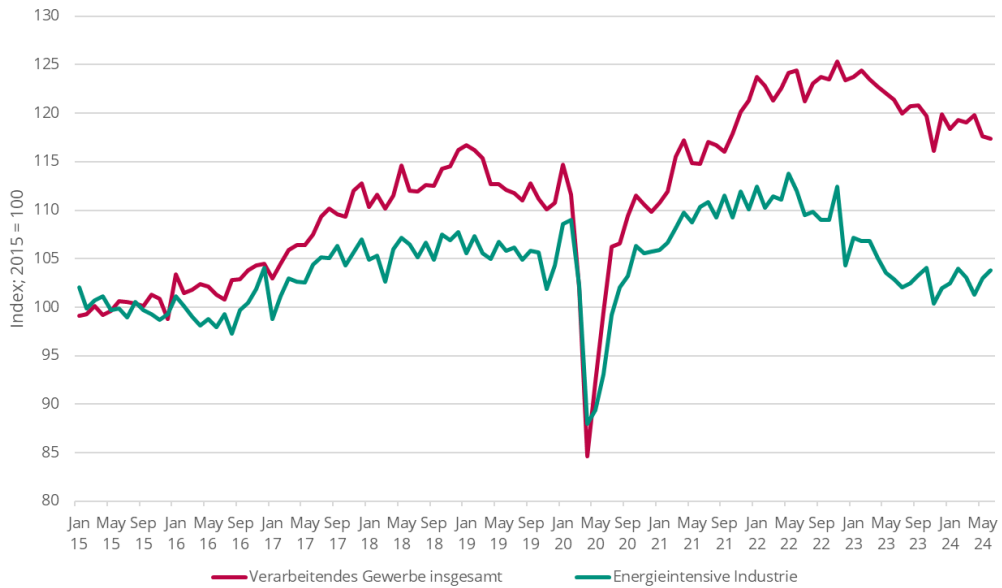
Die Abbildungen zeigen, dass die Produktion in der energieintensiven Industrie in Deutschland im Jahr 2022 deutlich eingebrochen ist und im Jahr 2023 auf dem niedrigeren Niveau stagnierte. Im ersten Halbjahr 2024 hat sich die Produktion im verarbeitenden Gewerbe insgesamt leicht, in den energieintensiven Wirtschaftszweigen spürbar erholt. Im Juni 2024 war im Aggregat der energieintensiven Wirtschaftszweige die Produktion noch um 14,3 Prozent niedriger als im Jänner 2022, also unmittelbar vor der russischen Invasion in der Ukraine. Im gesamten verarbeitenden Gewerbe, in dem bereits seit Sommer 2020, also seit der Erholung vom coronabedingten Einbruch, weitgehend stagniert hatte, war die Produktion im Juni 2024 um 6,3 Prozent unter dem Niveau von Anfang 2022. Vergleichen mit Ende 2023, war zu Jahresmitte 2024 die Produktion im gesamten verarbeitenden Gewerbe um knapp 1 Prozent, in den energieintensiven Wirtschaftszweigen um knapp 10 Prozent höher.

Die Energiepreiskrise, konkret der massive Anstieg der Gaspreise im Gefolge des russischen Angriffs auf die Ukraine im Februar 2022, trifft vor allem die besonders erdgasintensive Chemieindustrie. Die Produktion brach um mehr als 20 Prozent ein und blieb dann bis Ende 2023 in etwa auf diesem niedrigen Niveau, bevor sie sich zu Beginn des Jahres 2024 zu erholen begann. In vielen anderen Ländern der EU war der Rückgang im

Jahr 2022 ähnlich stark, in einigen Ländern Mittelosteuropas ging die Produktion sogar noch stärker zurück. In Frankreich, Österreich und Spanien hingegen sank die Produktion in der Chemieindustrie seit Ende 2021 um weniger als 10 Prozent. Der im Vergleich zu Frankreich, Spanien und Österreich starke Rückgang der deutschen Produktion in der chemischen Industrie ist insbesondere auf den kräftigen Einbruch der deutschen Chemieexporte zurückzuführen (Projektgruppe Gemeinschaftsdiagnose, 2023). Darauf haben einige energieintensive Unternehmen des verarbeitenden Gewerbes, vor allem in der Chemieindustrie, unter anderem mit Produktionsverlagerungen besonders energieintensiver Fertigungslinien ins Ausland reagiert, während Unternehmenszentralen sowie Forschung und Entwicklung im Wesentlichen im Inland geblieben sind. Dies erklärt auch, warum sich die Bruttowertschöpfung in den energieintensiven Zweigen des verarbeitenden Gewerbes besser als die Industrieproduktion entwickelt hat. Das könnte Ausdruck eines erfolgreichen Strukturwandels sein, denn wirtschaftlicher Erfolg bemisst sich an der Wertschöpfung und nicht an Produktionszahlen (Projektgruppe Gemeinschaftsdiagnose, 2023).

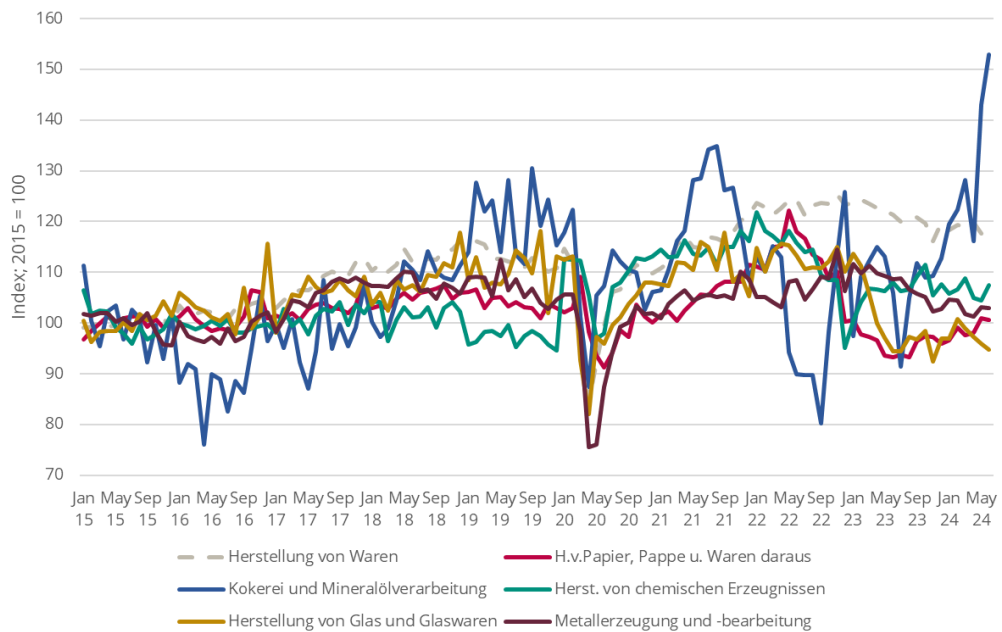
Analog zum Produktionsindex für Deutschland wurde im Rahmen des vorliegenden Berichts ein Produktionsindex für die energieintensive Industrie in Österreich berechnet. Als Gewichte wurden (analog zu Vogel et al., 2023) die Anteile der Bruttowertschöpfung aus dem Jahr 2015 herangezogen. Zurückgerechnet wurde der Produktionsindex für die energieintensive Industrie Österreichs bis 2015. Für Deutschland wurde der Index bis 2005 rückgerechnet. Davon wurde hier für Österreich Abstand genommen. Die markanten Energiepreisanstiege wurden vor allem in den Jahren 2022 und 2023 verzeichnet, weshalb die Betrachtung der Entwicklung seit 2015 für die Identifikation der vorherigen Trends hinreichend ist. Vor allem erfolgte seit 2005 zweimal eine Umstellung des Basisjahres für die Indexgewichtung, und zwar zunächst von 2005 auf 2010 und dann auf 2015. Vogel et al. (2023) nehmen eine Berechnung für diesen unterschiedlichen Basisjahre vor und verketteten die resultierenden Zeitreihen, aber das Problem der Strukturverschiebungen wird mit der Verkettung nur teilweise gelöst. Alles in allem erscheint für die Zwecke des vorliegenden Berichts ein ausschließlicher Rückgriff auf die konsistenten Produktions- und Wertschöpfungsdaten mit dem einheitlichen Basisjahr 2015 und damit eine Beschränkung des Analysezeitraums auf die Periode seit 2015 als adäquat. Für die Saisonbereinigung wurde ebenfalls das indirekte Vorgehen angewandt. Es wurden also die von Statistik Austria publizierten saisonbereinigten Werte der einzelnen Wirtschaftszweige auf Basis der Wertschöpfungsgewichte addiert. Analog zur obigen Betrachtung für Deutschland zeigt Abbildung 13 die Produktion im österreichischen verarbeitenden Gewerbe und im Aggregat der fünf energieintensivsten Wirtschaftszweige, und Abbildung 14 zeigt die Entwicklung in diesen Wirtschaftszweigen, jeweils für den Zeitraum Jänner 2015 bis Juni 2024.

Abbildung 13: Produktionsindex im verarbeitenden Gewerbe insgesamt und in der energieintensiven Industrie in Österreich



Quellen: Statistik Austria; eigene Darstellung.

Abbildung 14: Produktionsindex in den energieintensiven Industriezweigen in Österreich

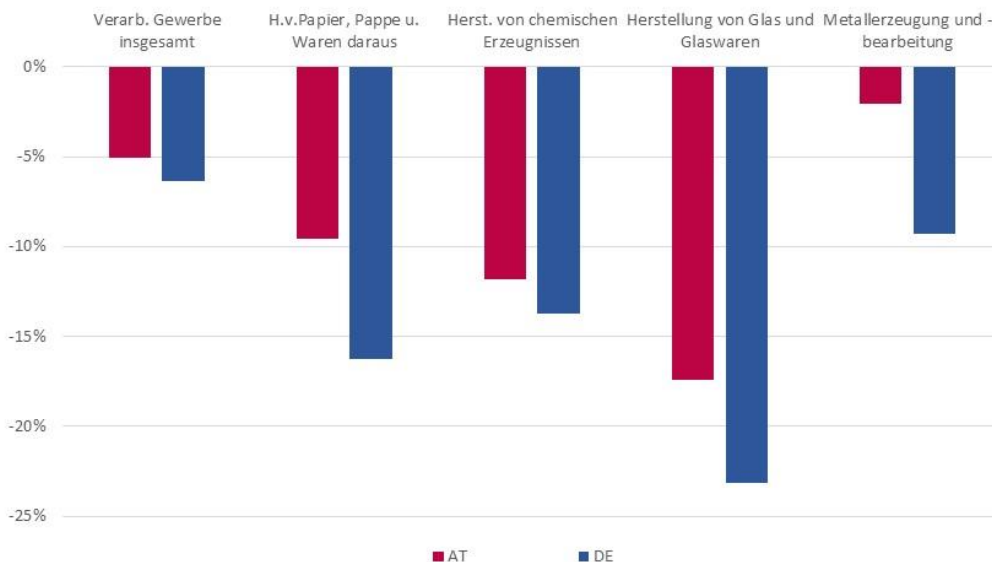


Quellen: Statistik Austria; eigene Darstellung.

Im Juni 2024 war in Österreich die Produktion im verarbeitenden Gewerbe um 5,1 Prozent niedriger als Anfang 2022. Damit ist die Produktion etwa im gleichen Ausmaß wie in Deutschland gesunken. Im Aggregat der energieintensiven Industriezweige war die Produktion im Juni 2024 in Österreich um 7,7 Prozent niedriger als im Jänner 2022, womit der Rückgang nur rund halb so stark ausfiel wie in Deutschland. Während sich also das verarbeitende Gewerbe in Österreich und in Deutschland seit Anfang 2022 im Großen und Ganzen im Gleichschritt entwickelt haben, hat sich die energieintensive Industrie in Österreich deutlich besser entwickelt. Im Einzelnen zeigen sich markante Unterschiede zwischen den Wirtschaftszeigen in Österreich. Vor allem in der Chemieindustrie (-11,8 Prozent im Vergleich Juni 2024 gegenüber Jänner 2022) und in der Glasherstellung (-17,4 Prozent) wurde die Produktion in den vergangenen zwei Jahren eingeschränkt, während sich der Bereich Metallerzeugung und -bearbeitung (-2,1 Prozent) weitgehend stabil entwickelt hat. Im Bereich Kokerei war der Produktionsindex im Juni 2024 sogar um 35,5 Prozent höher als Anfang 2022; dieser Wirtschaftsbereich hat sich also sogar viel besser entwickelt als das verarbeitende Gewerbe insgesamt.

Abbildung 15 zeigt die Produktion im verarbeitenden Gewerbe insgesamt sowie in den energieintensiven Wirtschaftszeigen ohne den Bereich Kokerei und Mineralölverarbeitung in Österreich und in Deutschland im Juni 2024 im Vergleich mit Jänner 2022. Dabei zeigt sich die durchwegs weniger ungünstige Entwicklung in Österreich.

Abbildung 15: Produktionsindex in den energieintensiven Industriezweigen in Österreich und in Deutschland Juni 2024 gegenüber Jänner 2022



Quellen: Statistik Austria; Destatis; eigene Darstellung.

Zusammenfassend lässt sich festhalten, dass der massive Energiepreisanstieg in den Jahren 2022 und 2023 zu einem Produktionsrückgang der energieintensiven Industriezweige in Österreich geführt hat, dieser aber deutlich geringer ausfiel als in Deutschland. Seit Anfang 2024 setzte sowohl in der Industrie insgesamt als auch in den energieintensiven Industriezweigen eine Erholung ein. Dies dürfte zum einen mit der allgemeinen, auch globalen, Konjunkturerholung, zusammenhängen. Zum anderen haben sich die Energiepreise stabilisiert und die Anpassung der Produktion an die gegenwärtigen Relationen der globalen Energiepreise dürfte weitgehend vollzogen worden sein.

In den regelmäßigen Konjunkturumfragen der Europäischen Kommission gaben deutsche und österreichische Unternehmen seit Frühjahr 2022 besonders häufig an, dass ihre Wettbewerbsfähigkeit insbesondere gegenüber Mitbewerbern außerhalb der Europäischen Union stark abgenommen habe. Die aus den Erhebungen gewonnenen Antworten werden in Form von Salden aggregiert. Die Salden ergeben sich aus der Differenz zwischen den Prozentsätzen der Befragten, die positive und negative Antworten gegeben haben. Ende 2023 belief sich der Saldo hinsichtlich einer Verschlechterung der Wettbewerbsfähigkeit gegenüber der Konkurrenz innerhalb der EU bei deutschen Unternehmen auf -10,7, bei österreichischen auf -11,6 Punkte, verglichen mit einem Wert von -5,4 für den EU-Durchschnitt. Bei Unternehmen in Österreich kommt hinzu, dass sich laut eigenen Angaben auch die Wettbewerbssituation gegenüber dem Nicht-EU-Ausland im Lauf des Jahres 2023 stark verschlechtert hat. Zudem hat sich die Einschätzung der Wettbewerbssituation gegenüber dem Ausland bei deutschen Unternehmen und im EU-Durchschnitt im ersten Halbjahr 2024 leicht verbessert, in Österreich aber weiter eingetrübt. Gegenüber inländischen Konkurrenten und solchen innerhalb des Binnenmarktes, also dort, wo Unternehmen in einem ähnlichen Ausmaß vom Energiepreisanstieg getroffen wurden, hat sich die Wettbewerbsfähigkeit der deutschen Unternehmen hingegen kaum verändert. Auch hier ist die Einschätzung der österreichischen Unternehmen pessimistischer.

6.2.3 Wettbewerbsmaße

Ein aus der Literatur bekanntes Maß für die Wettbewerbsfähigkeit stellt der Indikator der offenbaren komparativen Vorteile (revealed comparative advantage – RCA) dar. Dieser von der Handelsorganisation der Vereinten Nationen (UNCTAD) veröffentlichte Index beruht auf der Ricardianischen Handelstheorie, wonach international die Handelsströme von den Produktivitätsdifferenzen abhängen, die wiederum die komparativen Kostenvorteile bestimmen. Während die zugrunde liegenden Produktivitätsdifferenzen schwer zu messen sind, kann der RCA-Indikator diese Produktivitätsunterschiede durch eine Analyse der Handelsdaten offenlegen.

Der RCA ist in der folgenden Weise definiert

$$RCA_{Ai} = \frac{\frac{X_{Ai}}{\sum_{j \in P} X_{Aj}}}{\frac{X_{wi}}{\sum_{j \in P} X_{wj}}}$$

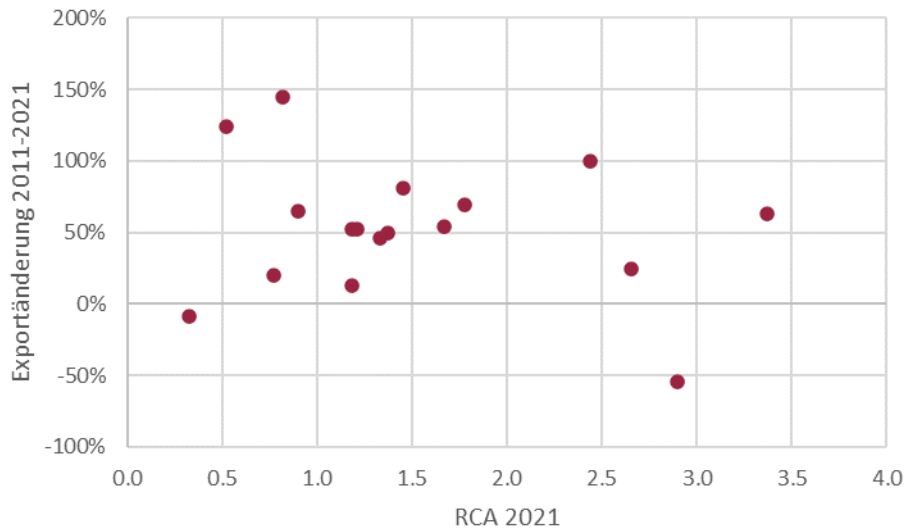
Dabei haben die Variablen die folgende Bedeutung:

- P : Menge aller Produkte (mit $j \in P$)
- X_{Ai} : Exporte des Produkts i aus Land A
- X_{wi} : Exporte der Welt von Produkt i
- $\sum_{j \in P} X_{Aj}$: Gesamtexporte des Landes A (aller Produkte j in P)
- $\sum_{j \in P} X_{wj}$: Gesamtexporte der Welt (aller Produkte j in P)

Gemäß dieser Formel hat Land A einen offenbaren komparativen Vorteil bei Produkt i , wenn sein Verhältnis der Exporte des Produkts i zu seinen Gesamtexporten aller Waren das entsprechende Verhältnis für die Welt insgesamt übersteigt. Der RCA hat dann einen Wert größer 1. Wenn ein Land einen offenbaren komparativen Vorteil für ein bestimmtes Produkt hat, impliziert dies, dass es ein wettbewerbsfähiger Produzent und Exporteur dieses Produkts im Vergleich zu einem Land ist, das dieses Gut im oder unter dem Weltdurchschnitt produziert und exportiert. Ein Land mit einem offenbaren komparativen Vorteil bei Produkt i gilt als exportstark bei diesem Gut. Je höher der Wert des RCA eines Landes für das Produkt i ist, desto höher ist seine Exportstärke bei dem Produkt i .

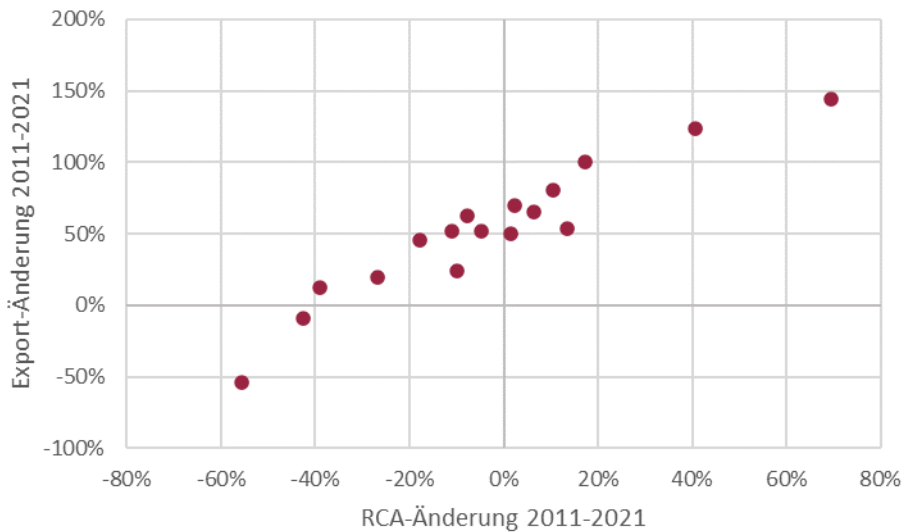
Dass der Indikator der offenbaren komparativen Vorteile nur bedingt geeignet ist, die Entwicklung der Exporte zu erklären, macht Abbildung 16 deutlich. Dort werden für die in Tabelle 36 auf Seite 101 genannten Wirtschaftszweige des verarbeitenden Gewerbes in Österreich der RCA-Wert im Jahr 2021 und die Veränderung der sektoralen Exporte im Zeitraum 2011 bis 2021 gegenübergestellt. Es zeigt kein eindeutiger Zusammenhang. Wenn allerdings die Änderung des RCA und die Änderung der Exporte gegenübergestellt werden, zeigt sich ein positiver Zusammenhang (Abbildung 17).

Abbildung 16: RCA-Indikator und Änderung der Exporte in den Wirtschaftszweigen



Quelle: FIGARO-Tabellen, Eigene Darstellung.

Abbildung 17: Änderung von RCA-Indikator und Exporten in den Wirtschaftszweigen



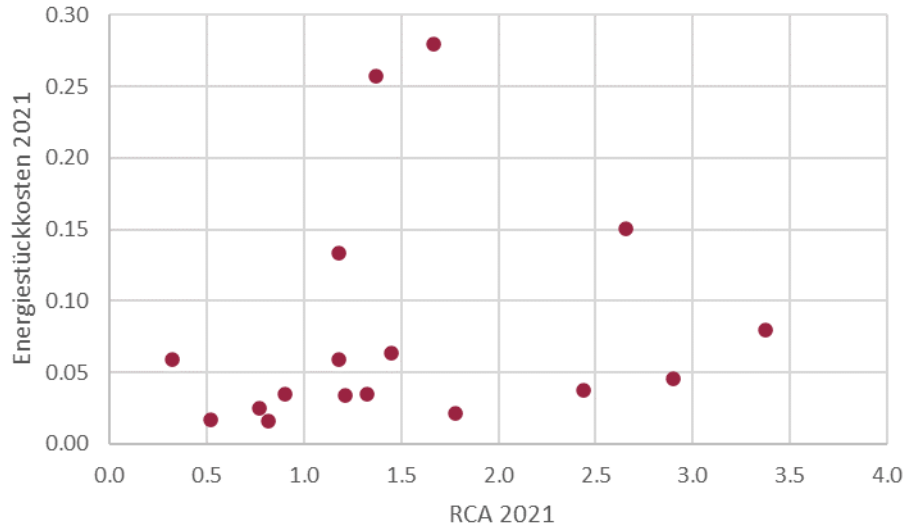
Quelle: FIGARO-Tabellen, Eigene Darstellung.

Im Kontext des vorliegenden Berichts hinsichtlich der Auswirkungen der Investitionen zur Erreichung der Klimaziele auf die Wettbewerbsfähigkeit könnte ein Ansatz darin bestehen, mittels einer panelökonometrischen Analyse den RCA für die einzelnen Wirtschaftsbereiche durch Energie- und andere Kosten zu erklären und dann die Exporte auf den RCA zu regressieren. In den ökonometrischen Schätzungen des hier beschriebenen

Forschungsprojekts hat sich jedoch herausgestellt, dass der Einfluss der (Energie)kosten auf den RCA sehr gering ist und in vielen Fällen kein signifikanter negativer Zusammenhang zwischen Energiekosten und RCA gefunden wurde. Dies deutet darauf hin, dass ein solches Modell relevante Faktoren nicht beinhaltet, weshalb dieser Ansatz nicht weiterverfolgt wurde. Als Wettbewerbsmaß werden deshalb unmittelbar die Exporte der Zweige des verarbeitenden Gewerbes herangezogen.

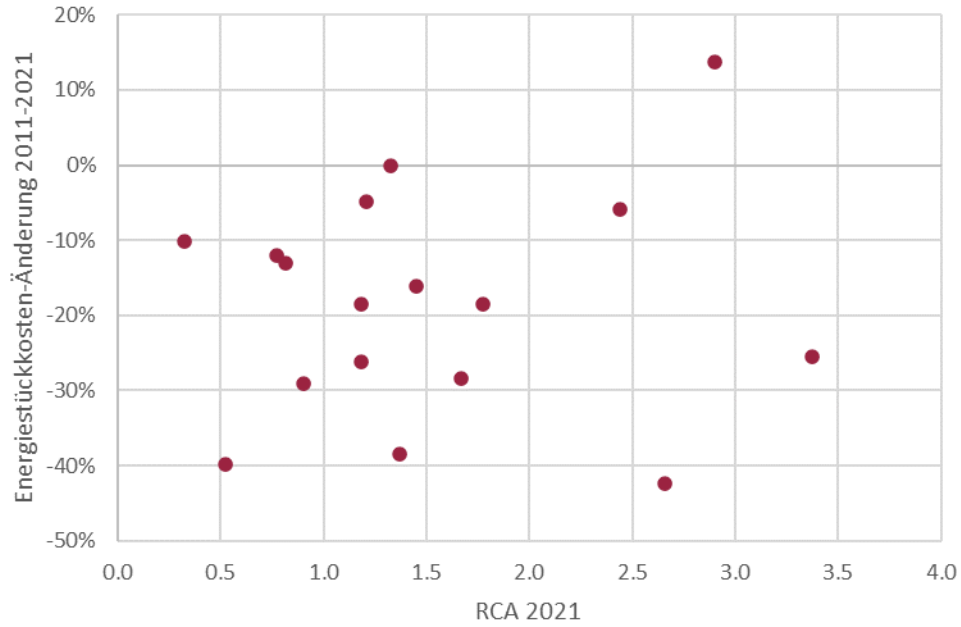
Dass in den ökonometrischen Schätzungen kein signifikanter negativer Zusammenhang zwischen dem RCA und den Energiestückkosten gefunden werden konnte, wird auch durch Abbildung 18 bestätigt. Dort werden für die weiter unten in Tabelle 36 genannten Wirtschaftszweige des verarbeitenden Gewerbes in Österreich der RCA-Wert im Jahr 2021 und die Energiestückkosten (also das Verhältnis aus Energiekosten und Bruttowertschöpfung), ebenfalls im Jahr 2021, dargestellt. Es ist kein klarer Zusammenhang zwischen den Energiestückkosten und der offenbaren Wettbewerbsfähigkeit der Wirtschaftszweige erkennbar. Dieser Eindruck wird auch in Abbildung 19 und in Abbildung 20 bestätigt, wo der RCA-Indikator im Jahr 2021 und die Veränderung der Energiestückkosten im Zeitraum 2011 bis 2021 sowie die Veränderung sowohl des RCA-Indikators als auch der Energiestückkosten gezeigt werden.

Abbildung 18: RCA-Indikator und Energiestückkosten in den Wirtschaftszweigen



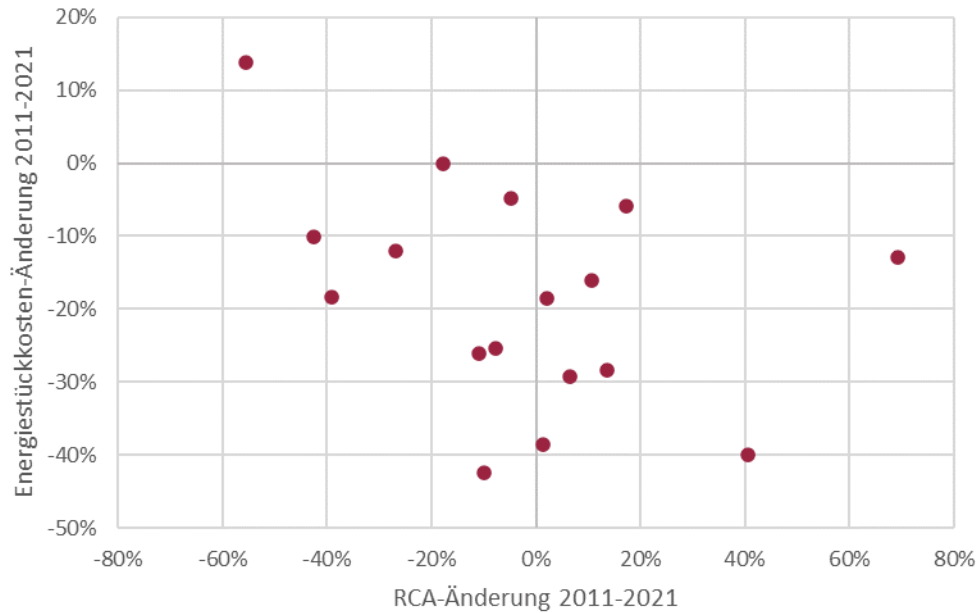
Quelle: FIGARO-Tabellen, Eigene Darstellung.

Abbildung 19: RCA-Indikator und Veränderung der Energiestückkosten in den Wirtschaftszweigen



Quelle: FIGARO-Tabellen, Eigene Darstellung.

Abbildung 20: Veränderung des RCA-Indikators und der Energiestückkosten in den Wirtschaftszweigen



Quelle: FIGARO-Tabellen, Eigene Darstellung.

6.2.4 Modellansatz

Da der indirekte Ansatz, den RCA mit den Energie- und sonstigen Kosten und im zweiten Schritt die Exporte mit dem RCA zu erklären, keine plausiblen Ergebnisse ergab, wurden direkt die Exporte nach Wirtschaftszweigen durch die Energie-, Material- und Lohnstückkosten sowie den Welthandel erklärt. Dafür wurde ein panel-ökonometrischer Ansatz mit sieben Ländern verwendet: Österreich, die vier größten EU-Volkswirtschaften Deutschland, Frankreich, Italien und Spanien sowie aus dem Rest der Welt die USA und China.

Die empirische Analyse beruht in ihren Grundzügen auf Astrov et al. (2015). Dort werden die Auswirkungen von Veränderungen der Energieintensität und der Energiekostenanteile auf die Wettbewerbsfähigkeit der Industrie gemessen, indem ein Paneldatenmodell für den Zeitraum 1995 bis 2007 geschätzt wurde. In diesem Modell werden die Exporte (innerhalb und außerhalb der EU) als abhängige Variable verwendet. Methodisch wird das Modell in ersten Differenzen mit festen Effekten für Länder und Branchen geschätzt, um die unbeobachtete Heterogenität zwischen Land und Branche zu berücksichtigen und so die Exportdynamik jedes Wirtschaftszweigs in jedem Land im Laufe der Zeit zu erklären. Neben den Hauptvariablen (d.h. Energieintensität und Energiekostenanteile) enthält das Modell eine Reihe von Kontrollvariablen, die üblicherweise zur Erklärung der Exportleistung eines Landes oder einer Branche verwendet werden, wie z.B. die Arbeitsproduktivität, den Anteil hoch- und mittelqualifizierter Arbeitskräfte, die Kapitalintensität, die Löhne und die Größe der Volkswirtschaft. Im Detail wird in der eigenen empirischen Analyse von dem Ansatz in Astrov et al. (2015) abgewichen, denn in den Schätzungen erwiesen sich die lohnbezogenen Variablen (mit Ausnahme der Lohnstückkosten) sowie die Größe der Volkswirtschaft als nicht signifikant. Mit einem panelökonometrischen Modell wurde für jeden Wirtschaftszweig des verarbeitenden Gewerbes das Wachstum der Exporte durch das Wachstum des Welthandels sowie durch das Verhältnis der Energie-, Material- und Lohnstückkosten zum Durchschnitt aller in die Modelle einbezogenen Länder erklärt. Konkret ergibt sich damit das folgende Modell:

$$\Delta \log(X_{Ai})_t = c_i + \alpha_i \log \left(\frac{EUC_{Ai,t}}{AVEUC_{i,t}} + \frac{MUC_{Ai,t}}{AVMUC_{i,t}} + \frac{LUC_{Ai,t}}{AVLUC_{i,t}} \right) + \beta_i \Delta \log(WTRADE)_t$$

Die Variablen haben die folgende Bedeutung:

- Δ : Erste Differenz, also die Veränderung gegenüber der Vorperiode
- \log : Natürlicher Logarithmus
- $X_{Ai,t}$: Exporte des Produkts i aus Land A zum Zeitpunkt t
- $EUC_{Ai,t}$: Energiestückkosten bei der der Erzeugung von Produkt i in Land A zum Zeitpunkt t
- $MUC_{Ai,t}$: Materialstückkosten bei der der Erzeugung von Produkt i in Land A zum Zeitpunkt t
- $LUC_{Ai,t}$: Lohnstückkosten bei der der Erzeugung von Produkt i in Land A zum Zeitpunkt t
- $WTRADE_t$: Realer Welthandel von Waren zum Zeitpunkt t
- c_i : Konstante
- α_i, β_i : Parameter

Die abhängige Variable ist die Veränderung des Logarithmus, also die Wachstumsrate, der Exporte von Gut bzw. Sektor i aus Land A . Mittels panelökonometrischer Methoden werden die Konstante c sowie die Parameter α und β geschätzt. Bei einem Panelmodell werden die Querschnittsdimension und die zeitliche Dimension verknüpft. Die Querschnittsdimension umfasst hier die Wirtschaftszweige des verarbeitenden Gewerbes in mehreren Ländern, die zeitliche Dimension die Jahre 2010 bis 2021.

Die für die weitere Analyse wichtigste Determinante der Exporte stellen die Energiestückkosten EUC dar. Die Energiestückkosten werden berechnet, indem die Kosten für bezogene Energie ins Verhältnis zur im Sektor generierten Bruttowertschöpfung gesetzt werden. Die Energiekosten errechnen sich dabei aus den Vorleistungen, welche aus dem Sektor Energieversorgung sowie aus dem Sektor Kokerei & Mineralölverarbeitung bezogen werden (Germeshausen & Löschel, 2015). Die Energiekosten beinhalten keine Energieträger wie Kohle oder Brennholz, da diese in den verwendeten Datenquellen nur aggregiert mit nicht-energetischen Vorleistungen erfasst und somit nicht von diesen abgegrenzt werden können. Auch die Eigenproduktion von Energie ist nicht enthalten, da diese nicht als Vorleistung erfasst wird.

Die Energiestückkosten werden demnach gemäß der folgenden Formel berechnet:

$$EUC_{i,L} = \frac{\sum_{j=\text{Energieversorgung, Kokerei}} \text{Vorl}_{i,j,L}}{BWS_{i,L}}$$

- $EUC_{i,L}$: Energiestückkosten in Wirtschaftsbereich i im Land L
- $\text{Vorl}_{i,j,L}$: Vorleistungsbezug des Wirtschaftsbereichs i aus den Sektoren j = Energieversorgung sowie Kokerei & Mineralölverarbeitung im Land L
- $BWS_{i,L}$: Bruttowertschöpfung des Wirtschaftsbereichs i in Land L .

Neben dem Energieeinsatz werden in den Modellgleichungen noch der Aufwand für den Bezug von Vorleistungen aus den anderen Wirtschaftsbereichen (Materialstückkosten) und der Personalaufwand (Lohnstückkosten) berücksichtigt. Die Materialstückkosten MUC und die Lohnstückkosten LUC werden anhand der folgenden Formeln berechnet:

$$MUC_{i,L} = \frac{\sum_{j \neq i} \text{Vorl}_{i,j,L}}{BWS_{i,L}}$$

$$LUC_{i,L} = \frac{AN_{i,L}}{BWS_{i,L}}$$

Dabei haben die Variablen die folgende Bedeutung:

- $MUC_{i,L}$: Materialstückkosten in Land L im Wirtschaftsbereich i
- $LUC_{i,L}$: Lohnstückkosten in Land L im Wirtschaftsbereich i
- $\text{Vorl}_{i,j,L}$: Vorleistungsbezug des Wirtschaftsbereichs i aus den Wirtschaftsbereichen j mit $i \neq j$ in Land L
- $AN_{i,L}$: Arbeitnehmerentgelte (Bruttolöhne und -gehälter + Sozialbeiträge der Arbeitgeber) im Wirtschaftsbereich i in Land L .

6.2.5 Datenquellen

Die Exportdaten sowie die Daten für die Berechnung der Energie-, Material- und Lohnstückkosten stammen aus den FIGARO-Tabellen von Eurostat. Die FIGARO-Tabellen („Full international and global accounts for research in input-output Analysis“, übersetzt „Vollständige internationale und globale Gesamtrechnungen für die Forschung in der Input-Output-Analyse“) sind länderübergreifende Aufkommens-, Verwendungs- und Input-Output-Tabellen (Inter-Country Supply, Use, and Input-Output Tables – IC-SUIOT). Die FIGARO-Tabellen bilden die globalen Wirtschaftsverflechtungen ab und basieren auf offiziellen EU-Daten mit ergänzenden Informationen zu den wichtigsten Nicht-EU-Handelspartnern (European Commission. Statistical Office of the European Union., 2019). Die Länderabdeckung umfasst die 27 EU-Mitgliedstaaten, 18 wichtige EU-Handelspartner (Argentinien, Australien, Brasilien, China, Indien, Indonesien, Japan, Kanada,

Mexiko, Norwegen, Russland, Saudi-Arabien, Südafrika, Südkorea, Schweiz, Türkei, Vereinigtes Königreich und USA) sowie die Region „Rest der Welt“.¹ Gegenwärtig beinhalten die FIGARO-Tabellen Zeitreihen für die Periode 2010 bis 2021. Die jüngste Aktualisierung einschließlich Einbeziehung von Daten für das Jahr 2021 erfolgte am 4.12.2023. Gemäß der Klassifikation der Wirtschaftszweige in den FIGARO-Tabellen wurden für den vorliegenden Bericht die Exporte der in Tabelle 36 genannten Zweige des verarbeitenden Gewerbes modelliert. In der ersten Spalte sind die NACE-Codes angegeben. Die NACE („Nomenclature statistique des activités économiques dans la Communauté européenne“ - Nomenklatur der Wirtschaftstätigkeiten) ist die europäische statistische Klassifikation der Wirtschaftszweige.

Tabelle 36: Bezeichnung der NACE-Sektoren des verarbeitenden Gewerbes

NACE-Code	Bezeichnung
C10-C12	Herstellung von Nahrungs- und Futtermitteln, Getränken und Tabakwaren
C13-C15	Herstellung von Textilien, Bekleidung, Leder, Lederwaren und Schuhen
C16	Herstellung von Holz-, Flecht-, Korb- und Korkwaren (ohne Möbel); Herstellung von Papier und Pappe; Herstellung von Druckerzeugnissen
C17	Herstellung von Papier und Pappe
C18	Druck und Wiedergabe von bespielten Medien
C20	Herstellung von chemischen Erzeugnissen
C21	Herstellung von pharmazeutischen Erzeugnissen
C22	Herstellung von Gummi- und Kunststoffwaren
C23	Herstellung von sonstigen Erzeugnissen aus nichtmetallischen Mineralien
C24	Metallerzeugung und -bearbeitung
C25	Herstellung von Metallerzeugnissen (ohne Maschinen und Anlagen)
C26	Herstellung von Datenverarbeitungsgeräten, elektronischen und optischen Erzeugnissen
C27	Herstellung von elektrischen Geräten
C28	Herstellung von Maschinen und Geräten a.n.g.
C29	Herstellung von Kraftwagen und Kraftwagenteilen
C30	Sonstiger Fahrzeugbau
C31-32	Herstellung von Möbeln und sonstigen Waren

Quelle: FIGARO-Tabellen (European Commission. Statistical Office of the European Union., 2019).

¹ <https://ec.europa.eu/eurostat/web/esa-supply-use-input-tables/information-data#LProzentC3ProzentA4nder>

Der Welthandel mit Waren wird als monatlicher saisonbereinigter Index vom niederländischen CPB Netherlands Bureau for Economic Policy Analysis veröffentlicht.¹ Als Datengrundlage für die Entwicklung der internationalen Erdgas- sowie Elektrizitätspreise für Unternehmen dienten die Daten des britischen Department for Energy Security and Net Zero (2023). Die Entwicklung der Energieintensitäten wurde auf Basis der physikalischen Energieflussrechnung von Eurostat (2024a) sowie der VGR Aggregate nach Wirtschaftszweigen von Eurostat berechnet (2024b).

6.2.6 Schätzergebnisse

Die Resultate der der Schätzungen der panelökonometrischen Modelle zum Einfluss der Kosten und des Welthandels auf die Exporte für die betrachteten Wirtschaftszweige des verarbeitenden Gewerbes werden in Tabelle 37 zusammengefasst. Die abhängige Variable ist, wie erwähnt, die Wachstumsrate der Exporte, gemessen anhand der Veränderung des Logarithmus der Exporte des betrachteten Wirtschaftszweigs.

In der Tabelle zeigen die erste Spalte den Wirtschaftszweig und die zweite Spalte die Konstante. In der dritten Spalte wird der Einfluss der Stückkosten auf die Exporte gezeigt. Die entsprechende Variable ist, wie oben beschrieben, jeweils als das Verhältnis aus der Summe der Energie-, Lohn- und Materialstückkosten im betrachteten Wirtschaftszweig im jeweiligen Land im Verhältnis zum Durchschnitt aus der Summe der Energie-, Material- und Lohnstückkosten im betrachteten Wirtschaftszweig in allen sieben Ländern definiert. Die letzte Spalte zeigt den Einfluss der Wachstumsrate des Welthandels, definiert als die logarithmische Veränderung gegenüber dem Vorjahr, auf die Exportentwicklung. Durch die Verwendung von Logarithmen können die geschätzten Koeffizienten als Elastizitäten interpretiert werden. Sie zeigen also, um wieviel Prozent sich das Wachstum der Exporte ändert, wenn sich die relativen Kosten oder das Wachstum des Welthandels um ein Prozent ändern. Dass die Relativkosten nicht als Veränderung, sondern im Niveau in die Schätzung eingehen, hat mit dem statistischen Konzept der Stationarität zu tun. Eine Variable ist dann stationär, wenn sie immer wieder zu ihrem Mittelwert zurückkehrt. Die Relativkosten sind stationär, während bei den Exporten und beim Welthandel jeweils die erste Differenz, nicht jedoch das Niveau stationär ist. Nur stationäre Variablen können in einer Gleichung verwendet werden. Deshalb werden in den Modellen das Niveau der relativen Kosten und die Wachstumsraten der übrigen Variablen kombiniert.

¹ <https://www.cpb.nl/en/the-cpb-world-trade-monitor-technical-description-update-april-2023>

Tabelle 37: Ergebnisse der ökonometrischen Schätzungen

Wirtschaftszweig	Konstante	log (relative Kosten)	Dlog(Welthandel)
C10-C12 - Nahrungsmittel, Getränke, Tabak	0,068	-0,030	0,286
	0,011***	0,01***	0,121**
C13-C15 - Textilien, Bekleidung	0,107	-0,113	1,483
	0,054*	0,049**	0,168***
C16 - Holz-, Flecht-, Korbwaren	0,774	-0,729	2,368
	0,141***	0,128***	0,346***
C17 - Papier und Pappe	0,257	-0,240	1,476
	0,138*	0,127*	0,220***
C18 - Druck	-0,017	-0,236	0,972
	0,006***	0,023***	0,144***
C20 - Chemische Erzeugnisse	0,821	-0,781	1,661
	0,405**	0,383**	0,253***
C21 - Pharmazeutische Erzeugnisse	0,327	-0,290	0,985
	0,118***	0,118**	0,309***
C22 - Gummi- und Kunststoffwaren	0,578	-0,541	1,799
	0,227**	0,210**	0,265***
C23 - Sonstige nichtmetallische Erzeugnisse	0,235	-0,215	1,413
	0,056***	0,051***	0,076***
C24 - Metallerzeugung und -bearbeitung	0,185	-0,207	1,939
	0,056***	0,051***	0,189***
C25 - Metallerzeugnisse	-0,003	-0,957	1,861
	0,010	0,430**	0,332***
C26 - Datenverarbeitungsgeräte	0,280	-0,300	2,184
	0,780	0,800	0,630***
C27 - Elektrische Geräte	0,284	-0,290	2,232
	0,594	0,567	0,447***
C28 - Maschinen und Geräten a.n.g.	0,758	-0,733	2,107
	0,240**	0,232**	0,189***
C29 - Kraftwagen u. Kraftwagenteile	0,104	-0,107	1,882
	0,043**	0,041**	0,165***
C30 -Sonstiger Fahrzeugbau	0,380	-0,358	1,362
	0,373	0,359	0,327***
C31-C32 - Möbel u. sonstige Waren	1,010	-0,970	1,951
	0,707	0,662	0,839**

Unter den geschätzten Koeffizienten sind jeweils die Standardfehler angegeben. *, **, *** bedeutet Signifikanz auf dem 10-, 5- bzw. 1-Prozent-Niveau.

Schätzzeitraum: 2011 – 2021. Schätzungen jeweils mit festen Effekten für die Länder.

Abhängige Variable: Dlog(Exporte)

Quelle Eigene Schätzungen und Berechnungen.

In den allermeisten Fällen ist der Einfluss der relativen Kosten und des Welthandels signifikant. Die Koeffizienten bedeuten beispielsweise, dass im Sektor C17 (Herstellung von Papier und Pappe) im Durchschnitt des Länder-Panels die Wachstumsrate der Exporte um 0,24 Prozent (nicht Prozentpunkte) sinkt, wenn die Energie-, Material- oder Lohnstückkosten in diesem Wirtschaftszweig im Verhältnis zu den anderen Ländern um ein Prozent steigen. Wenn der Welthandel um ein Prozent zunimmt, resultiert dies in einer Ausweitung der Exporte der Papier- und Pappeherstellung um rund 1,5 Prozent. Bei den Energie- und sonstigen Stückkosten ist zu beachten, dass diese in den Modellen jeweils relativ zu den übrigen Ländern enthalten sind. Je mehr Länder etwa mit steigenden Energiestückkosten konfrontiert wird, umso stärker ändert sich die Summe der entsprechenden Kosten über die sieben Länder, und umso weniger verschlechtert sich entsprechend die relative Kostensituation jedes einzelnen Landes.

Tabelle 38 fasst die Schätzergebnisse übersichtlich zusammen. Dabei zeigen „-“ den negativen Einfluss der relativen Kosten und „+“ den positiven Einfluss des Welthandels auf die sektoralen Exporte. „-“ bzw. „+“ bedeuten, dass die Elastizität absolut kleiner als eins ist, während „--“ bzw. „++“ eine Elastizität größer als eins symbolisieren. Wenn die Minuszeichen in Klammern gesetzt sind, deutet dies an, dass der Koeffizient zwar das erwartete Vorzeichen hat, aber nicht statistisch signifikant ist.

Tabelle 38: Zusammenfassung der Schätzergebnisse

Wirtschaftszweig	Relative Stückkosten	Welthandel
C10-C12 - Nahrungsmittel, Getränke, Tabak	-	+
C13-C15 - Textilien, Bekleidung	-	++
C16 - Holz-, Flecht-, Korbwaren	-	++
C17 - Papier und Pappe	-	++
C18 - Druck	-	+
C20 - Chemische Erzeugnisse	-	++
C21 - Pharmazeutische Erzeugnisse	-	+
C22 - Gummi- und Kunststoffwaren	-	++
C23 - Sonstige nichtmetallische Erzeugnisse	-	++
C24 - Metallerzeugung und -bearbeitung	-	++
C25 - Metallerzeugnisse	-	++
C26 - Datenverarbeitungsgeräte	(-)	++
C27 - Elektrische Geräte	(-)	++
C28 - Maschinen und Geräten a.n.g.	-	++
C29 - Kraftwagen u. Kraftwagenteile	-	++
C30 - Sonstiger Fahrzeugbau	(-)	++
C31-C32 - Möbel u. sonstige Waren	(-)	++

Quelle: Eigene Darstellung.

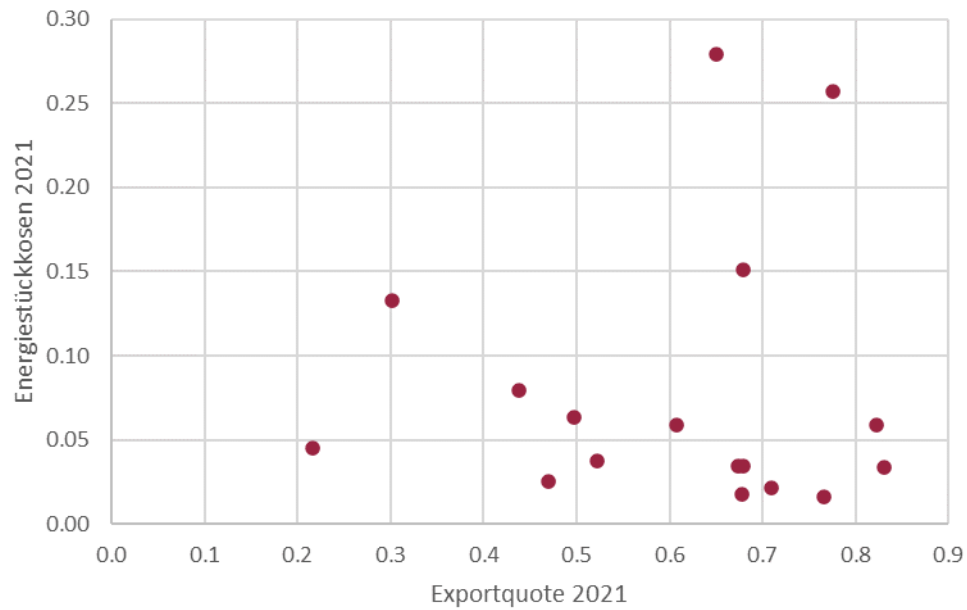
In vier Wirtschaftszweigen (C26 – Datenverarbeitungsgeräte, C27 – elektrische Geräte, C30 – Sonstiger Fahrzeugbau sowie C31-32 – Möbel und sonstige Waren) ist der negative Einfluss der relativen Stückkosten nicht signifikant. Dagegen ist der positive Einfluss der Auslandsnachfrage, hier approximiert durch den Index des Welthandels, immer signifikant. In den meisten Wirtschaftszweigen ist der positive Einfluss des Welthandels auf die Exporte stärker als die dämpfende Wirkung der Kosten. Besonders gering ist der Einfluss der Kosten auf die Exporte in den zusammengefassten Wirtschaftszweigen C10-12 (Nahrungsmittel, Getränke, Tabak) sowie C13-15 (Herstellung von Textilien, Bekleidung, Leder, Lederwaren und Schuhen). Insbesondere in diesen Fällen lassen die Schätzergebnisse auch bei einer deutlichen Verschlechterung der preislichen Wettbewerbsfähigkeit keinen Einbruch der Exporte erwarten.

Einschränkend hinsichtlich des Einflusses der Kosten muss angemerkt werden, dass in den hier verwendeten Modellen die Exporte erklärt werden. Standortverlagerungen können mit der vorhandenen Datenbasis nicht abgedeckt werden. Verlagerungen von Teilen des Produktionsprozesses können sogar zu einem Anstieg der Importe und Exporte des betreffenden Wirtschaftszweigs führen, weil dann ein Teil der Produktion im Ausland erfolgt, die entsprechenden Zwischenprodukte importiert, im Inland weiterverarbeitet und dann als Fertigwaren exportiert würden. Während in solch einem Fall also der Außenhandel positiv beeinflusst würde, würde die inländische Wertschöpfung sinken.

Der durch die Schätzergebnisse gewonnene Eindruck, dass im Stützzeitraum 2011 bis 2021 in vielen Wirtschaftszweigen der Zusammenhang zwischen Energie- und anderen Stückkosten auf der einen Seite und Exporten auf der anderen Seite relativ gering war, wird durch Abbildung 21 und Abbildung 22 bestätigt. Demnach hatten zwar tendenziell Unternehmen mit geringeren Energiestückkosten in Österreich höhere Exportquoten, aber der Zusammenhang war eher lose, und es gibt auch Wirtschaftszweige, in denen gleichzeitig die Exportquote und die Energiestückkosten hoch waren (Abbildung 21). Kein Zusammenhang zeigt sich zwischen der Veränderung der Energiestückkosten und der Veränderung der Exporte im Zeitraum 2011 bis 2021 (Abbildung 22).

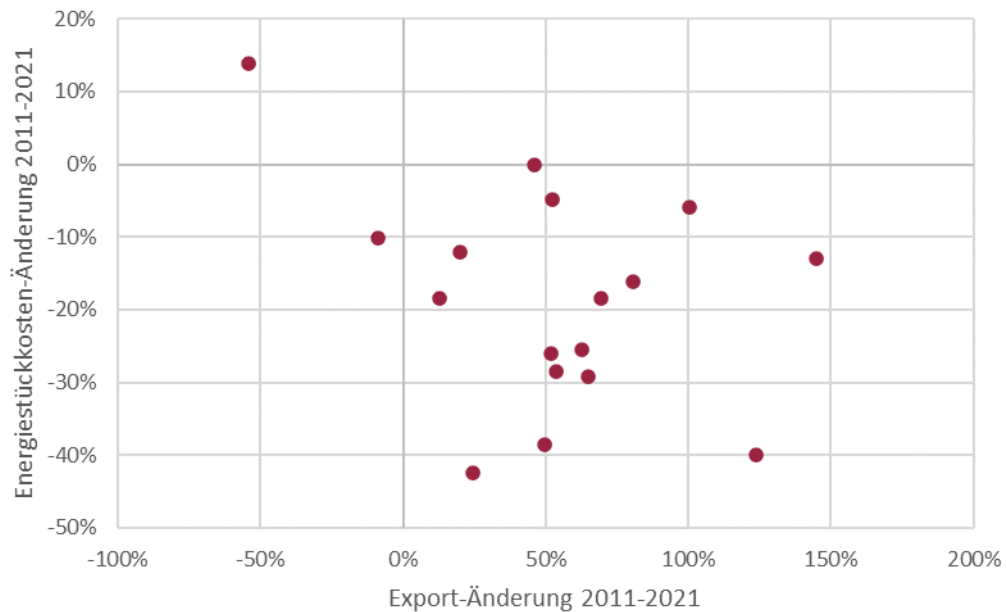
Aus der Entwicklung in der Vergangenheit kann nur bedingt auf die Zukunft geschlossen werden, denn zum einen ist der Beobachtungszeitraum mit 11 Jahren relativ kurz, und zum anderen können sehr starke, sprunghafte Veränderungen der Einflussfaktoren andere Anpassungsreaktionen auslösen als eher graduelle Änderungen der Rahmenbedingungen.

Abbildung 21: Energiestückkosten und Exportquote im Jahr 2021



Quelle: FIGARO-Tabellen, Eigene Darstellung.

Abbildung 22: Veränderung der Energiestückkosten und der Exporte 2011 bis 2021

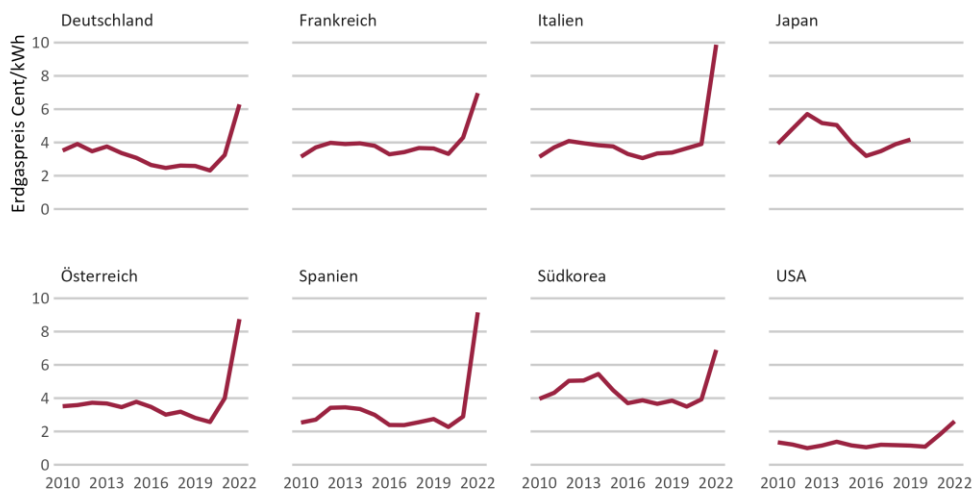


Quelle: FIGARO-Tabellen, Eigene Darstellung.

6.2.7 Deskriptive Analyse von Energiekosten, Energieintensität und Exporten des verarbeitenden Gewerbes

In diesem Abschnitt werden die Energiekosten, die Energieintensität und die Exporte der in Tabelle 38 genannten Zweige des verarbeitenden Gewerbes in Österreich im Vergleich zu Deutschland, Italien, Frankreich, Spanien, den USA und China analysiert. Zu diesem Zweck werden zunächst die Energiekosten für Unternehmen in den genannten Ländern betrachtet. Abbildung 23 zeigt die Entwicklung des Erdgaspreises für Unternehmen in den Ländern, die in der Panelanalyse verwendet wurden, im Zeitraum 2010 bis 2022. Da für China keine Preisdaten vorliegen, wurde stellvertretend für den ostasiatischen Raum die Preisentwicklung in Südkorea und in Japan dargestellt.

Abbildung 23: Entwicklung des internationalen Erdgaspreises für Unternehmen im Zeitraum 2010 bis 2022



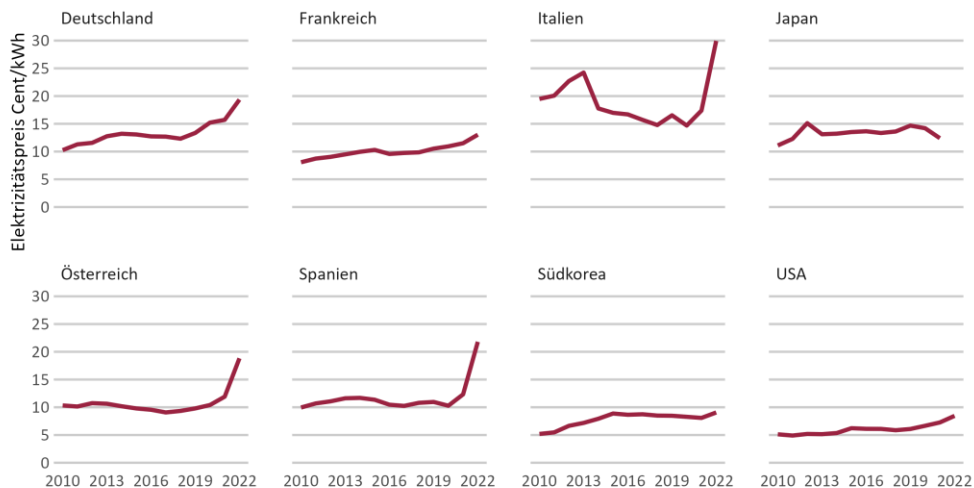
Quelle Eigene Darstellung auf Basis von Daten des Department for Energy Security and Net Zero (2023).

Es zeigt sich, dass sich in allen betrachteten Ländern von 2010 bis 2020 die Erdgaspreise stabil seitwärts entwickelt haben. Dabei wiesen Deutschland und Österreich bis 2020 fallende Preise auf. In Deutschland fiel der Preis von 3,9 Cent pro kWh im Jahr 2011 auf 2,3 Cent im Jahr 2020, während der Preis in Österreich im selben Zeitraum von 3,6 Cent auf 2,6 Cent gefallen ist. In Frankreich und in Italien bewegte sich der Preis in diesem Zeitraum zwischen 3,5 und 4 Cent pro kWh, während Spanien meist Preise zwischen 2,2 und 3,4 Cent aufwies. In Südkorea und in Japan lagen die Erdgaspreise zwischen 2011 und 2014 mit 5 Cent pro kWh etwas über den europäischen Preisen, in der zweiten Hälfte des Jahrzehnts sind die Preise dann gefallen und haben ein ähnliches Niveau wie

in Europa angenommen. Mit rund 1 Cent pro kWh hatten die USA im betrachteten Zeitraum deutlich niedrigere Erdgaspreise als alle anderen betrachteten Länder. Der Energiepreisanstieg, der in den Jahren 2021/2022 einsetzte, führte in den USA ebenfalls nur zu einer geringfügigen Erhöhung des Preises auf 2,6 Cent pro kWh. In Europa kam es in diesen Jahren zu einem starken Anstieg. In Deutschland lag der Erdgaspreis im Jahresdurchschnitt 2022 bei 6,3 Cent, in Frankreich bei 7 Cent, in Spanien bei 9,2 Cent und in Italien bei 9,9 Cent. In Österreich kam es zu einem Anstieg auf durchschnittlich 8,7 Cent pro kWh. Für Japan liegen für diesen Zeitraum keine Daten mehr vor, in Südkorea kam es zu einem Anstieg auf 6,9 Cent pro kWh.

In Abbildung 24 wird die Entwicklung des Elektrizitätspreises für Unternehmen in den ausgewählten Ländern in der Periode 2010 bis 2022 dargestellt. Österreich wies in den Jahren 2010 bis 2021 einen stabilen Energiepreis um 10 Cent pro kWh auf. Im Jahr 2022 kam es zu einem starken Anstieg auf 18,8 Cent pro kWh. Im gesamten Zeitraum waren die Elektrizitätspreise in Deutschland durchgehend höher als in Österreich, sie bewegten sich von 10,3 Cent im Jahr 2010 hin zu 15,7 Cent im Jahr 2021. Im Jahr 2022 kam es auch hier zu einem starken Anstieg auf 19,4 Cent pro kWh. Frankreich und Spanien wiesen über den betrachteten Zeitraum ähnliche Elektrizitätspreise wie Österreich auf, der Preis bewegte über die letzten 12 Jahre meist um 10 Cent pro kWh, jedoch lag in Frankreich eine leicht ansteigende Tendenz vor. Im Gegensatz zu Spanien, Österreich oder Deutschland kam es in Frankreich im Jahr 2022 jedoch nicht zu einem starken Elektrizitätspreisanstieg. Besonders hohe Elektrizitätspreise lagen in Italien vor, sie erreichten bereits 2013 einmal 24,2 Cent pro kWh, fielen dann bis 2020 auf 14,7 Cent, um im Jahr 2022 wieder auf 30 Cent pro kWh zu steigen. In Japan lagen über den betrachteten Zeitraum Elektrizitätspreise zwischen 11,1 Cent im Jahr 2010 und 12,4 Cent im Jahr 2021 vor. In Südkorea waren die Elektrizitätspreise im untersuchten Zeitraum mit 5,2 Cent im Jahr 2010 bis 9,1 Cent im Jahr 2022 verhältnismäßig gering. Die niedrigsten Energiepreise lagen erneut in den USA vor, wo die Kilowattstunde im Jahr 2010 im Durchschnitt 5,1 Cent und im Jahr 2022 8,5 Cent kostete.

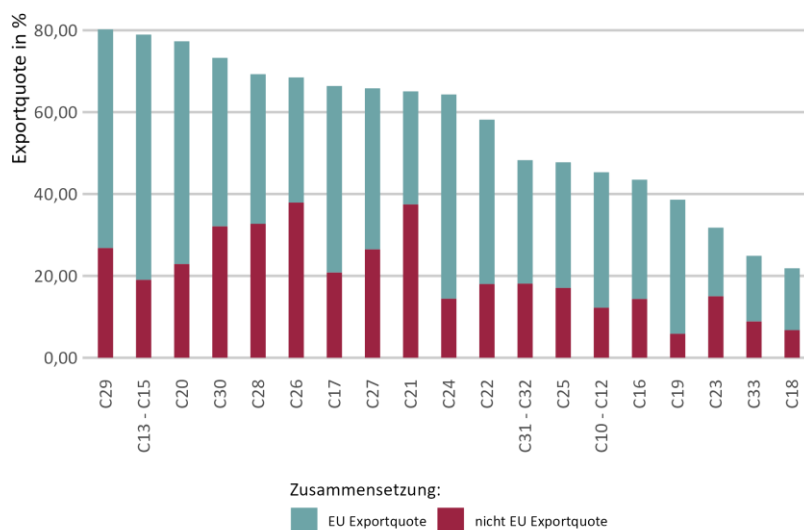
Abbildung 24: Entwicklung des internationalen Elektrizitätspreises für Unternehmen im Zeitraum 2010 bis 2022



Quelle Eigene Darstellung auf Basis von Daten des Department for Energy Security and Net Zero (2023).

Als kleine offene Volkswirtschaft ist Österreich stark in den internationalen Handel eingebunden. Jedoch bestehen zwischen den Sektoren beträchtliche Unterschiede in der Exporttätigkeit. Um die Exportintensität eines Sektors zu quantifizieren, wurde als Maß die Exportquote berechnet, welche die Exporte in Beziehung zur gesamten Produktion eines Sektors setzt. In Abbildung 25 ist die Exportquote des österreichischen verarbeitenden Gewerbes dargestellt. Dabei wurde eine Unterscheidung in Exporte in die anderen EU-Länder und außerhalb der Europäischen Union vorgenommen. Die höchste Exportquote weist der Sektor C29 – Herstellung von Kraftwagen und Kraftwagenteilen auf, 80 Prozent der gesamten Produktion werden in diesem Sektor exportiert, wobei 53 Prozent ins EU-Ausland geliefert werden. Von den besonders energieintensiv produzierenden Sektoren weist der Sektor C20 – Herstellung von chemischen Erzeugnissen mit 77 Prozent die höchste Exportquote auf. 54 Prozent der Produktion werden in diesem Sektor ins EU-Ausland exportiert. Als weiterer energieintensiver Sektor weist C17 – Herstellung von Papier, Pappe und Waren daraus eine Exportquote von 66 Prozent auf. In diesem Sektor werden 46 Prozent der Produktion ins EU-Ausland exportiert. Mit 64 Prozent weist der Sektor C24 – Metallherzeugung und -bearbeitung eine ähnlich hohe Exportquote auf, in diesem Sektor werden 50 Prozent der Produktion ins EU-Ausland exportiert. Als vierter energieintensiver Industriezweig weist der Sektor C23 - Herstellung von sonstigen Erzeugnissen aus nichtmetallischen Mineralien eine Exportintensität von 31 Prozent auf, wovon 17 Prozent in das EU-Ausland exportiert werden.

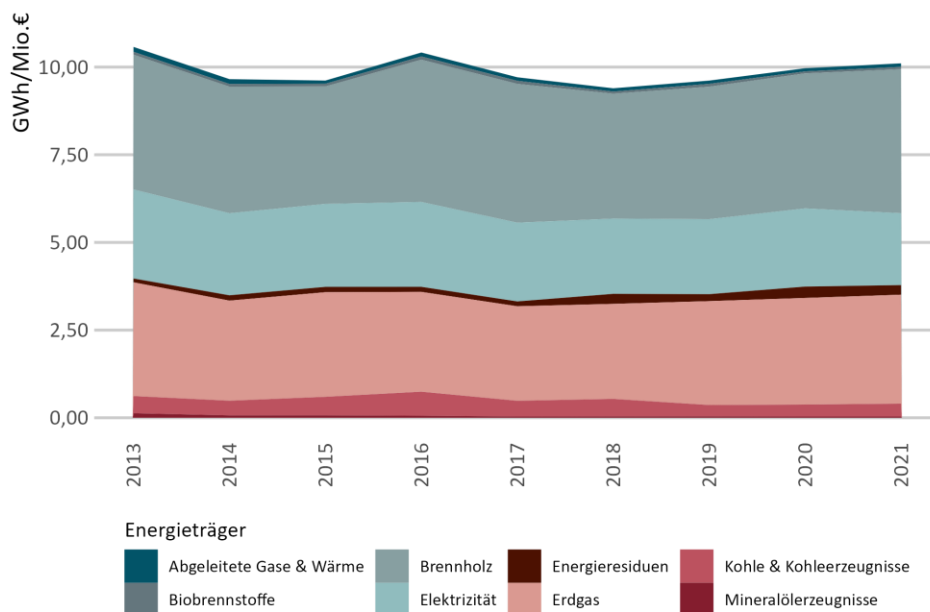
Abbildung 25: Exportquote des österreichischen verarbeitenden Gewerbes (Durchschnitt 2010-2021)



Quelle: Eigene Darstellung auf Basis der FIGARO-Tabellen (European Commission. Statistical Office of the European Union., 2019).

Abbildung 26 stellt die Entwicklung der Energieintensität des Sektors C17 – Papier, Pappe und Waren daraus dar. Die angewandte Definition der Energieintensität ergibt sich aus dem physischen Energieaufwand eines Sektors in GWh in Relation zur Bruttowertschöpfung in Millionen Euro (Germeshausen & Löschel, 2015). Für die vorliegenden Berechnungen wurde die reale Bruttowertschöpfung in Preisen von 2015 verwendet. Über den Zeitraum 2013 bis 2021 kam es im Sektor C17 weder zu einem Rückgang der Energieintensität noch zu einer größeren Verschiebung der verwendeten Energieträger. Im betrachteten Zeitraum stieg der physische Energieeinsatz um 6,7 Prozent von 19 auf 20,2 TWh, während die reale Bruttowertschöpfung um 11,6 Prozent von 1.797 Mio. Euro auf 2.006 Mio. Euro stieg. Somit ergibt sich, dass die Energieintensität im Jahr 2013 10,6 GWh/Mio. Euro betrug, während im Jahr 2021 10,1 GWh/Mio. Euro eingesetzt wurden. Davon gingen im Jahr 2021 4,1 GWh/Mio. Euro auf den Einsatz von Brennholz zurück, dessen Anteil sich seit 2013 leicht erhöht hat. Der zweitwichtigste Energieträger war im Jahr 2021 Erdgas mit 3,1 GWh/Mio. Euro. An dritter Stelle wird im Sektor C17 Elektrizität als Energieträger eingesetzt (2,1 GWh/Mio. Euro).

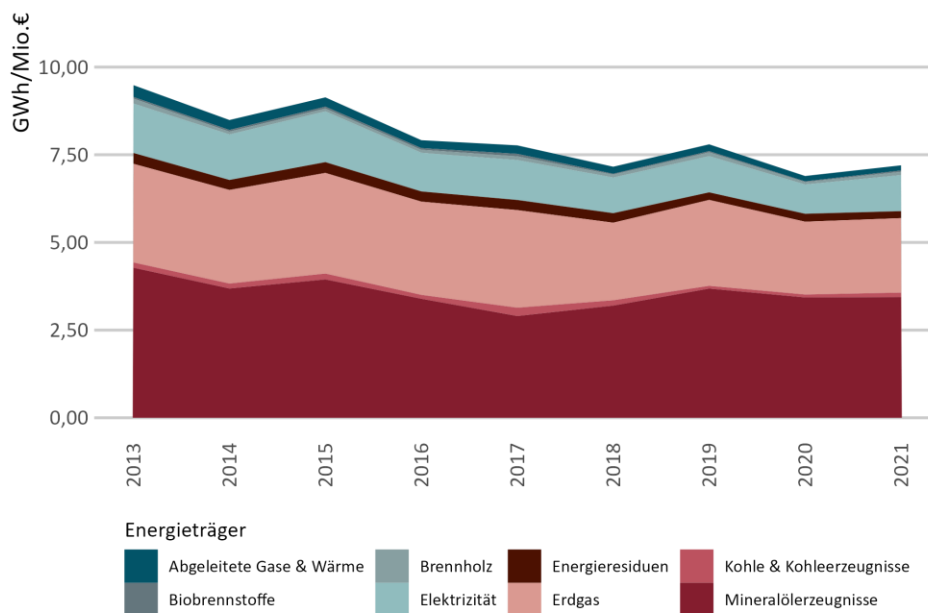
Abbildung 26: Entwicklung der Energieintensität des Sektors C17 (Papier, Pappe und Waren daraus) im Zeitraum 2013 bis 2021



Quelle: Eigene Darstellung auf Basis von Eurostat (2024a, 2024b).

In Abbildung 27 wird die Entwicklung der Energieintensität des Sektors C20 – Chemische Erzeugnisse dargestellt. In diesem Sektor kam es zu einem Rückgang der Energieintensität von 9,5 GWh/Mio. Euro auf 7,2 GWh/Mio. Euro. Die Basis für diesen Rückgang lieferte der starke Anstieg der realen Bruttowertschöpfung von 2.634 Mio. Euro auf 4.148 Mio. Euro (+57,5 Prozent) bei einem gleichzeitig schwächeren Anstieg der eingesetzten Energie von 25 TWh auf 29,8 TWh (+19,5 Prozent). Die wichtigsten eingesetzten Energieträger sind dabei die Mineralölerzeugnisse, welche im Jahr 2021 3,4 GWh/Mio. Euro betragen. Jedoch werden 98 Prozent dieser Mineralölerzeugnisse nicht energetisch genutzt, sondern in Form von Naphtha zur Kunststoffproduktion eingesetzt. Von den energetisch eingesetzten Energieträgern nimmt Erdgas die wichtigste Rolle ein, wovon im Jahr 2021 2,1 GWh/Mio. Euro eingesetzt wurden. An zweiter Stelle steht der Einsatz von Elektrizität mit 1 GWh/Mio. Euro im Jahr 2021.

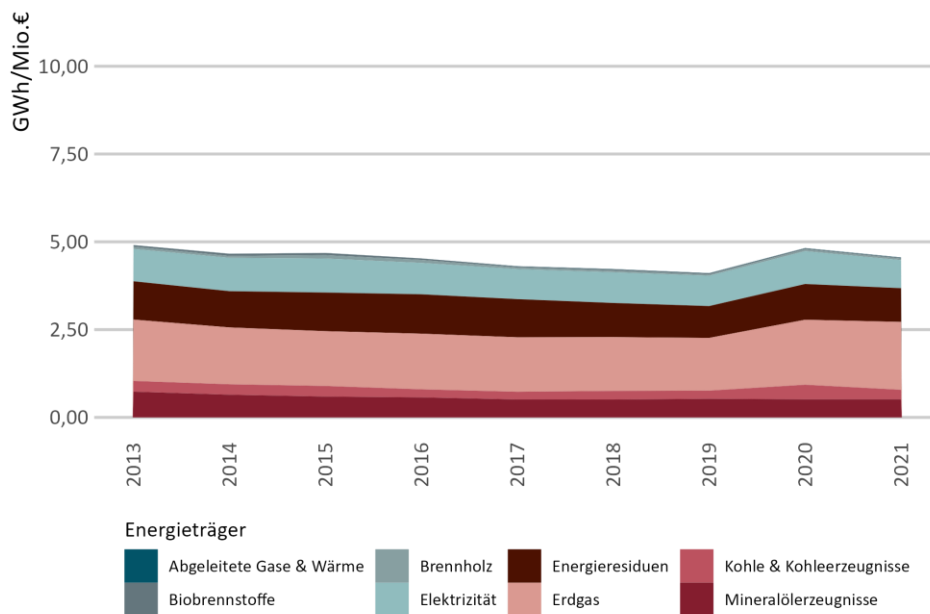
Abbildung 27: Entwicklung der Energieintensität des Sektors C20 (Chemische Erzeugnisse) im Zeitraum 2013 bis 2021



Quelle: Eigene Darstellung auf Basis von Eurostat (2024a, 2024b).

Abbildung 28 zeigt die Entwicklung der Energieintensität des Sektors C23 – Erzeugnisse aus nichtmetallischen Mineralien. In diesem Sektor kam es über den betrachteten Zeitraum zu einem leichten Rückgang der Energieintensität von 4,9 GWh/Mio. Euro auf 4,6 GWh/Mio. Euro. Die Bruttowertschöpfung stieg im betrachteten Zeitraum um 10,8 Prozent von 2.426 Mio. Euro auf 2.688 Mio. Euro, während die eingesetzte Energie um 2,9 Prozent von 11,9 TWh auf 12,3 TWh stieg. Der wichtigste eingesetzte Energieträger ist dabei Erdgas, dessen Intensität von 1,7 GWh/Mio. Euro im Jahr 2013 auf 1,9 GWh/Mio. Euro im Jahr 2021 stieg. An zweiter Stelle kommen Energieresiduen, dabei handelt es sich um aufbereitete Abfälle, die in der Zementindustrie zum Einsatz kommen. Diese hatte im Jahr 2021 eine Energieintensität von 0,9 GWh/Mio. Euro.

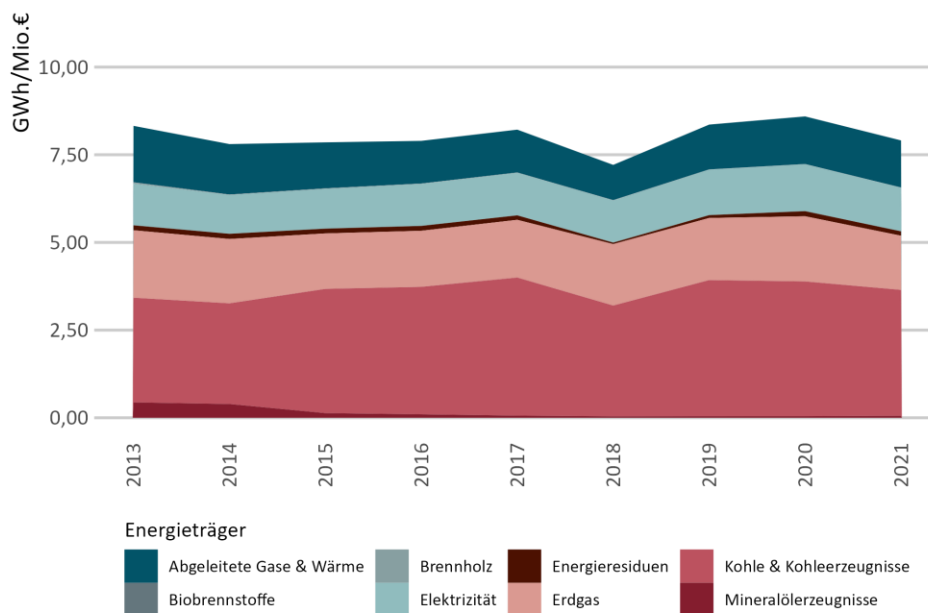
Abbildung 28: Entwicklung der Energieintensität des Sektors C23 (Erzeugnisse aus nichtmetallischen Mineralien) im Zeitraum 2013 bis 2021



Quelle: Eigene Darstellung auf Basis von Eurostat (2024a, 2024b).

In Abbildung 29 wird die Entwicklung der Energieintensität des Sektors C24 (Metallerzeugung und -bearbeitung) in der Periode 2013 bis 2021 dargestellt. Die Energieintensität ging in diesem Sektor über den betrachteten Zeitraum leicht zurück von 8,3 GWh/Mio. Euro auf 7,9 GWh/Mio. Euro. Grund für den leichten Rückgang ist ein leichtes Ansteigen (2,5 Prozent) der Bruttowertschöpfung von 3.894 Mio. Euro auf 3.990 Mio. Euro, bei einem gleichzeitigen geringfügigen Rückgang des absoluten Energieeinsatzes von 32,4 TWh auf 31,6 TWh (-2,6 Prozent). Die Metallerzeugung ist somit in absoluten Zahlen, knapp vor der chemischen Industrie, der Sektor mit dem höchsten Energieverbrauch. Die wichtigsten Energieträger waren dabei Kohle & Kohleerzeugnisse, deren Anteil von 3 GWh/Mio. Euro (2013) auf 3,6 GWh/Mio. Euro (2021) gestiegen ist. Gefolgt vom Einsatz von Erdgas 1,5 GWh/Mio. Euro (2021) und abgeleiteten Gasen & Wärme 1,3 GWh/Mio. Euro (2021).

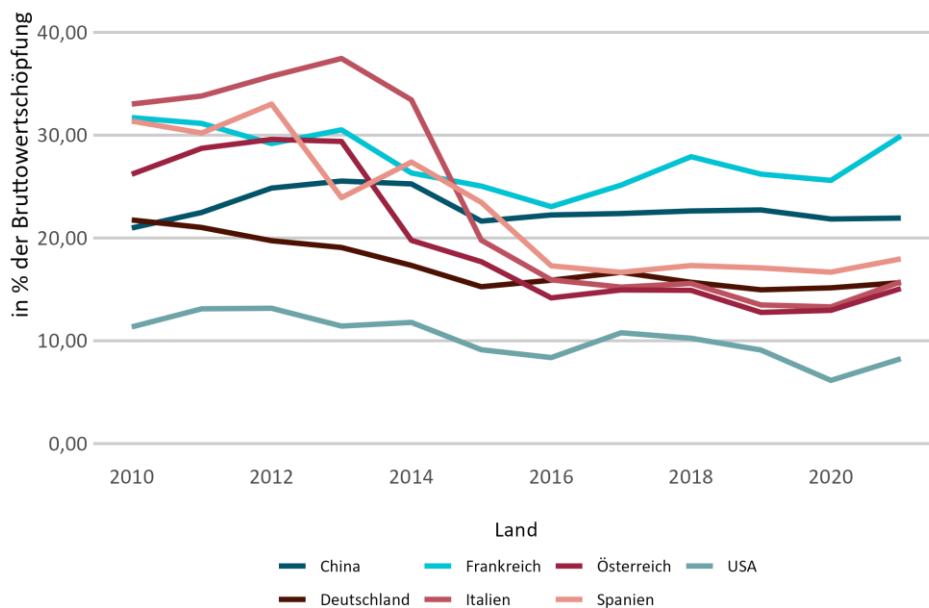
Abbildung 29: Entwicklung der Energieintensität des Sektors C24 (Metallerzeugung und -bearbeitung) im Zeitraum 2013 bis 2021



Quelle: Eigene Darstellung auf Basis von Eurostat (2024a, 2024b).

Abbildung 30 stellt die Entwicklung der Energiestückkosten des Sektors C17 (Papier, Pappe und Waren daraus) in der Periode 2010 bis 2021 dar. Die angewandte Definition der Energiestückkosten setzt die als Vorleistung bezogenen Energieausgaben ins Verhältnis zu der im Sektor generierten Bruttowertschöpfung (Germeshausen & Löschel, 2015). Die Entwicklung der Energiestückkosten wurde für die im Panel enthaltenen Länder berechnet. In Österreich kam es im Sektor C17 ab 2014 zu einem stärkeren Rückgang der Energiestückkosten von 29,4 (2013) auf 15,1 (2021). Eine ähnliche Entwicklung war auch in Spanien und Italien sichtbar, ebenso kam es in Deutschland zu einem Rückgang der Energiestückkosten. In China blieben die Energiestückkosten im betrachteten Zeitraum stabil bei etwa 22. Eine ähnliche Entwicklung sieht man in Frankreich, das zwischenzeitlich niedrigere Energiestückkosten aufwies, jedoch im Jahr 2021 wieder den Wert von 2010 erreichte (30 Prozent). Wesentlich niedrigere Energiestückkosten weisen lediglich die USA auf, mit einem Wert von 8,3 im Jahr 2021.

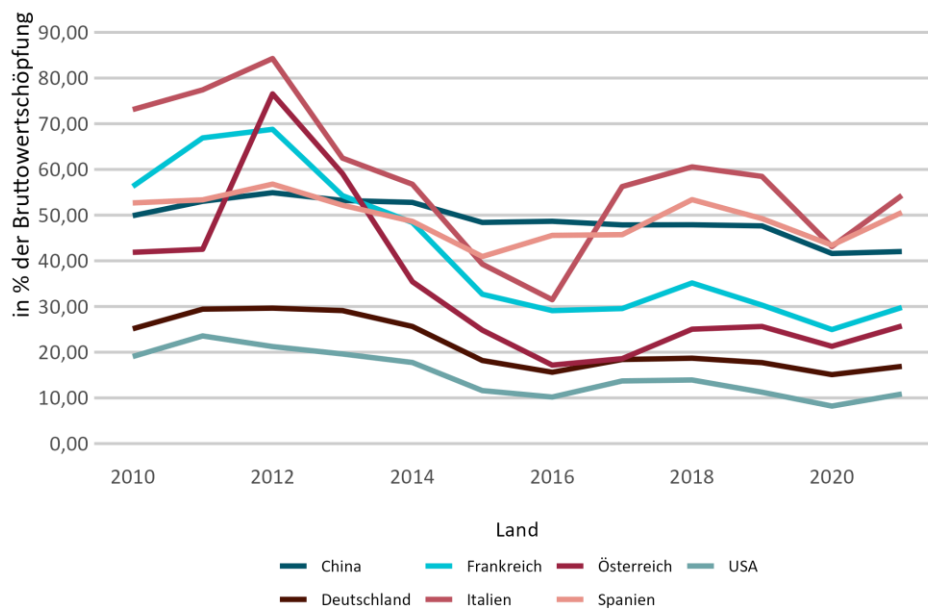
Abbildung 30: Entwicklung der Energiestückkosten des Sektors C17 (Papier, Pappe und Waren daraus) im Zeitraum 2010 bis 2021



Quelle: Eigene Darstellung auf Basis der FIGARO-Tabellen (European Commission. Statistical Office of the European Union., 2019).

Abbildung 31 zeigt die Entwicklung der Energiestückkosten in der chemischen Industrie (Wirtschaftszweig C20) in der Periode 2010 bis 2021. In Österreich sind die Energiestückkosten im genannten Sektor von 41,9 auf 25,7 zurückgegangen, wobei es jedoch einen beträchtlichen Anstieg im Jahr 2012 gab, der auf einen zeitgleichen Rückgang der Wertschöpfung und Anstieg der Energieausgaben zurückzuführen ist. Frankreich und Italien wiesen ebenfalls fallende Energiestückkosten auf, wobei es in Italien nach 2016 wieder zu einer Trendumkehr kam. In Spanien und China blieben die Energiestückkosten relativ stabil um 50 Prozent, wobei es in China zu einem leichten Rückgang gekommen ist. In Deutschland und den USA lagen die niedrigsten Energiestückkosten vor, in beiden Ländern fielen die Energiestückkosten im betrachteten Zeitraum, in Deutschland von 25 auf 16,8, in den USA von 19 auf 10,8.

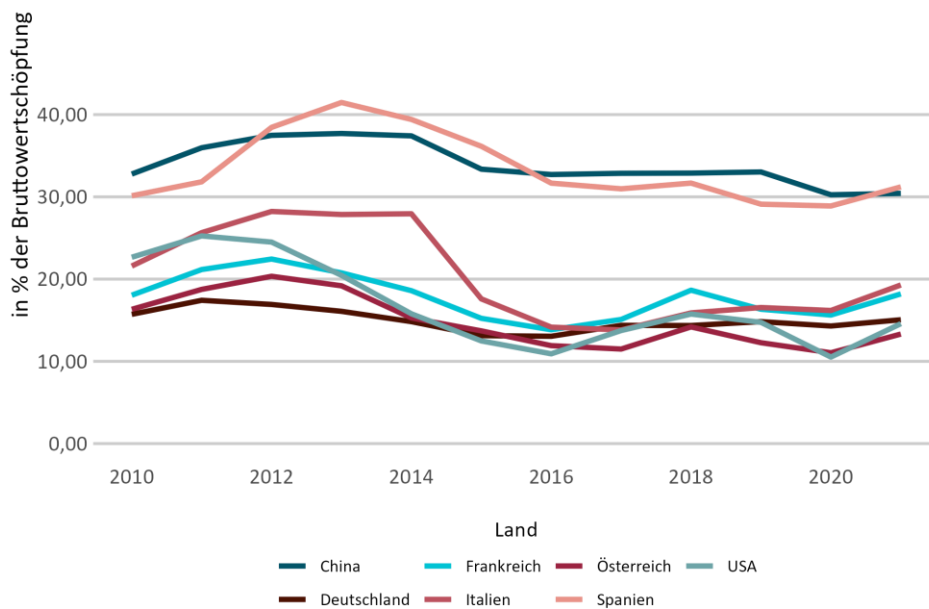
Abbildung 31: Entwicklung der Energiestückkosten des Sektors C20 (Chemische Erzeugnisse) im Zeitraum 2010 bis 2021



Quelle: Eigene Darstellung auf Basis der FIGARO-Tabellen (European Commission. Statistical Office of the European Union., 2019).

In Abbildung 32 ist die Entwicklung der Energiestückkosten des Sektors C23 (Erzeugnisse aus nichtmetallischen Mineralien) in der Periode 2010 bis 2021 dargestellt. Österreich hat in diesem Sektor, wie Deutschland, Frankreich, Italien und die USA, einen leichten Rückgang der Energiestückkosten von 16,3 auf 13,3 erfahren. Einzig Spanien und China weisen in diesem Sektor wesentlich höhere Energiestückkosten auf. In Spanien lagen die Energiestückkosten am Anfang und am Ende der Beobachtungsperiode bei 30, wobei sie zwischenzeitlich ein Niveau von 41,4 erreichten. In China lagen sie zum Ende des Beobachtungszeitraums bei 30.

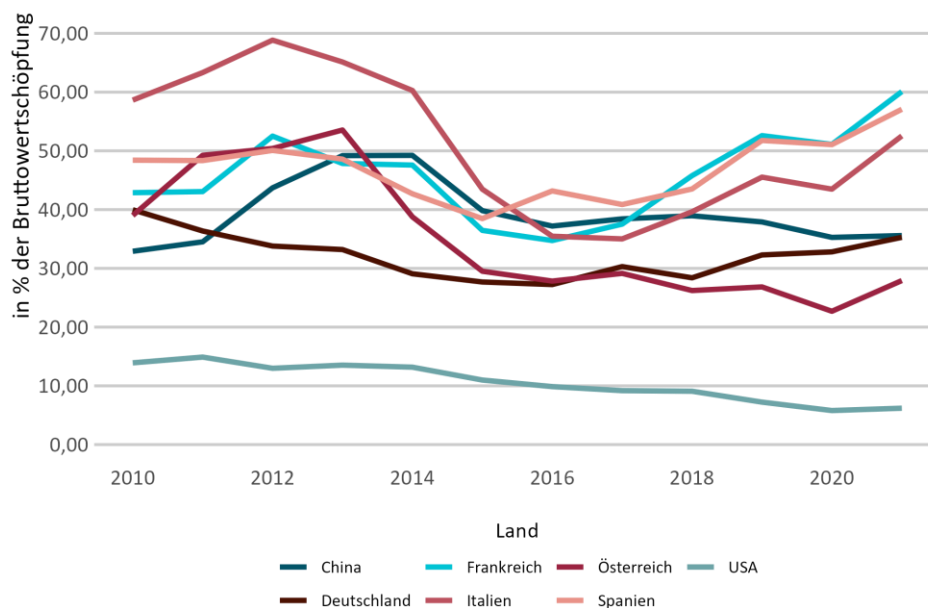
Abbildung 32: Entwicklung der Energiestückkosten des Sektors C23 (Erzeugnisse aus nichtmetallischen Mineralien) im Zeitraum 2010 bis 2021



Quelle: Eigene Darstellung auf Basis der FIGARO-Tabellen (European Commission. Statistical Office of the European Union., 2019).

Abbildung 33 zeigt die Entwicklung der Energiestückkosten des Sektors C24 (Metallerzeugung und -bearbeitung) von 2010 bis 2021. In diesem Sektor zeigt sich eine sehr heterogene Entwicklung der Energiestückkosten in den betrachteten Ländern. Die USA weisen erneut die geringsten Energiestückkosten auf, die sich über den betrachteten Zeitraum von 13,9 auf 6,2 mehr als halbiert haben. Österreich verzeichnete, abgesehen von zwischenzeitlich höheren Werten in den frühen 2010er Jahren, ebenfalls einen Rückgang der Energiestückkosten, wenn auch auf höherem Niveau von 39 auf 27,9. In China kam es ebenfalls zwischenzeitlich zu einem Anstieg, gegen Ende der Periode erreichten die Energiestückkosten jedoch wieder einen Wert von 35, wie zu Beginn des Beobachtungszeitraums. In Deutschland lagen die Energiestückkosten zum Ende des Beobachtungszeitraums ebenfalls bei 35 Prozent, wobei sie im Jahr 2015 kurzfristig mit 27 etwas niedriger waren. In Spanien, Frankreich und Italien gab es nach 2016 einen klaren Trend nach oben, hier erreichten die Energiestückkosten Werte von 52 (Italien), 57 (Spanien) und 60 (Frankreich).

Abbildung 33: Entwicklung der Energiestückkosten des Sektors C24 (Metallerzeugung und -bearbeitung) im Zeitraum 2010 bis 2021



Quelle: Eigene Darstellung auf Basis der FIGARO-Tabellen (European Commission. Statistical Office of the European Union., 2019).

6.2.8 Annahmen zur Entwicklung der Energiestückkosten bis 2050

Für Simulationen mit den Modellen bis zum Jahr 2050 werden Annahmen zur zukünftigen Entwicklung der Energiestückkosten in den einzelnen Wirtschaftssektoren benötigt. Im Folgenden wird beschrieben, wie dabei vorgegangen wurde. Ausgangspunkt sind die Energiestückkosten, die sich aus den FIGARO-Daten ergeben, die aktuell bis 2021 vorliegen. Darauf aufbauend wurde abgeschätzt, wie sich diese für die einzelnen Industriesektoren im Transitionsszenario (KN40) verändern. Berücksichtigt wurden dabei:¹

- Veränderung der CO₂-Preise: Insbesondere bis 2030 spielen steigende CO₂-Preise eine Rolle für die Energiestückkosten. Unterstellt wurden die CO₂-Preise des Transitionsszenarios, die bis 2050 auf 500 Euro₂₀₂₀/t CO₂ steigen.
- Veränderung der Preise der Energieträger: Hier wurden auf Basis des Transitionsszenarios Annahmen zur weiteren Entwicklung der Energiepreise getroffen.
- Veränderung der Anteile der Energieträger: Fossile Energieträger werden bis 2030 größtenteils und bis 2040 fast vollständig durch Erneuerbare ersetzt.

Daten zum aktuellen sektoralen Energieverbrauch und zur Verteilung auf die Energieträger stammen aus der „Physischen Energieflussrechnung“ (PEFA) (Tabellen „emission-relevant use“ und „end use“). Bezüglich der Annahmen zur zukünftigen Entwicklung des Gesamtenergiebedarfs sowie zur Verwendung der Energieträger in der Industrie insgesamt haben wir uns ebenfalls weitgehend am Transitionsszenario KN40 orientiert. Die durch CO₂-Preise, Preisänderungen der Energieträger sowie die Verlagerung von fossilen hin zu erneuerbaren Energieträgern anfallenden zusätzlichen Kosten wurden schließlich in Beziehung zur sektoralen Wertschöpfung gesetzt, wobei eine jährliche reale Wachstumsrate von 2 Prozent ab 2026 unterstellt wurde, und zu den aktuellen Energiestückkosten (Basisjahr 2021, da bis zu diesem Jahr die für die Modellierung verwendeten Daten aus den FIGARO-Tabellen vorliegen) addiert.

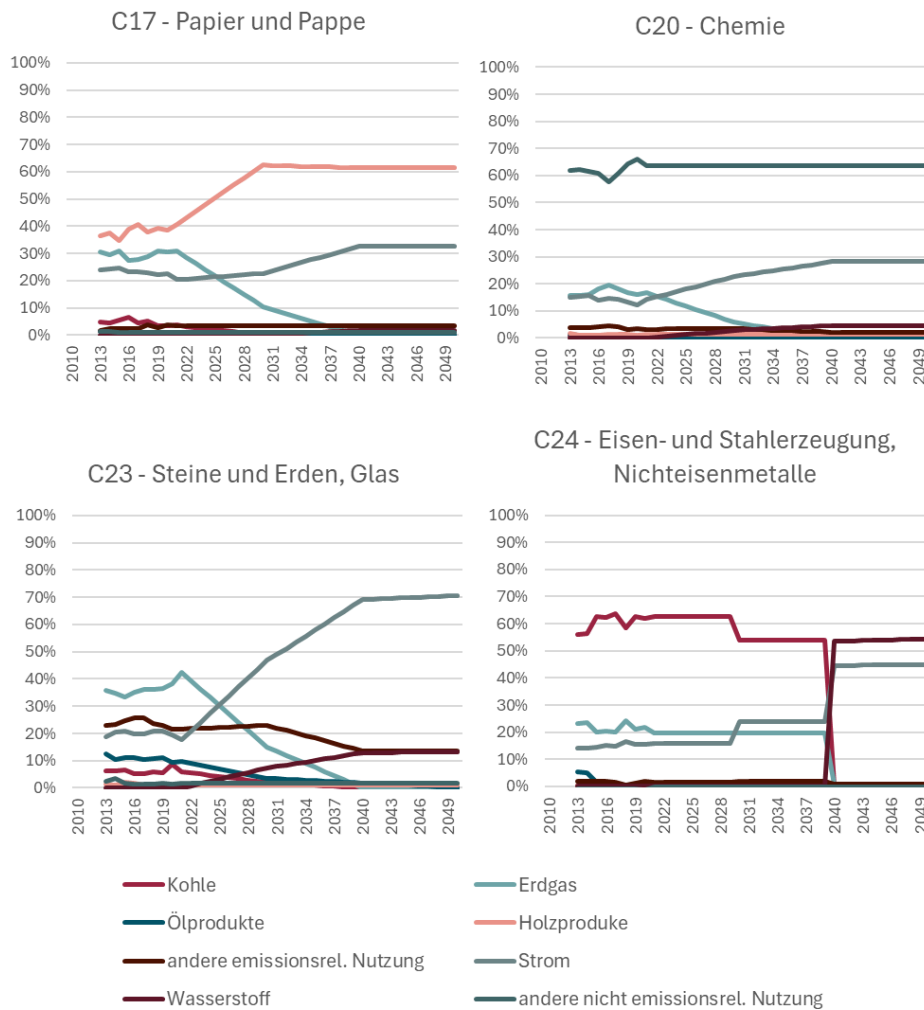
Abbildung 34 zeigt beispielhaft den unterstellten Übergang von fossilen zu erneuerbaren Energieträgern in den energieintensiven Sektoren C17 (Papier und Pappe), C20 (Chemie), C23 (Steine und Erden, Glas) und C24 (Eisen- und Stahlerzeugung, Nichteisenmetalle).

- C17 (Papier und Pappe): Im Jahr 2021 stellten Holzprodukte (41 Prozent), Erdgas (31 Prozent) und Strom (20 Prozent) die wichtigsten Energieträger dar. Es wird angenommen, dass der Erdgaseinsatz bis 2030 um etwa 2/3 reduziert wird und bis 2040 praktisch ganz verschwindet. Ersetzt wird es zunächst weitgehend durch Biogene (Holzprodukte), ab 2040 auch vermehrt durch Strom.

¹ In der Praxis können natürlich auch viele andere Faktoren eine Rolle spielen, beispielsweise Änderungen bei Gütersteuern oder der Grad der Selbstversorgung z.B. durch eigene PV-Anlagen, die mangels Informationen nicht berücksichtigt werden können.

- C20 (Chemie): Aktuell sind Erdgas (17 Prozent) und Strom (14 Prozent) die wichtigsten emissionsrelevanten Energieträger (die nicht-energetische Verwendung wurde ausgeklammert). Auch hier wird der Anteil des Erdgases bis 2030 um ca. 2/3 reduziert und zunächst durch Strom und ab 2030 zum Teil auch durch Wasserstoff ersetzt.
- C23 (Steine und Erden, Glas): Hier war im Jahr 2021 ebenfalls Erdgas (42 Prozent) der wichtigste Energieträger. Da unter anderem in der Kalk- und Zementindustrie hohe Temperaturen benötigt werden, wird auch hier ein Teil des Erdgases durch Wasserstoff ersetzt.
- C24 (Eisen- und Stahlerzeugung, Nichteisenmetalle): Hier wurde angenommen, dass bis 2030 ein Teil der Hochöfen durch Elektrolichtbogenöfen ersetzt wird, bis 2040 die übrigen kohlebetriebenen Hochöfen durch Wasserstofftechnologie.

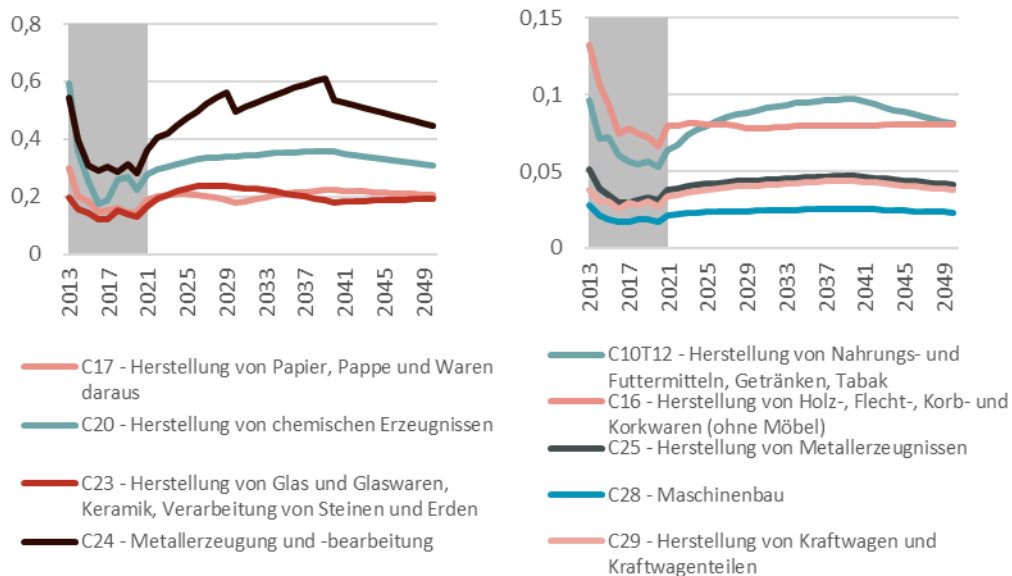
Abbildung 34: Angenommene Transition in vier energieintensiven Sektoren



Quelle: Eigene Darstellung.

Für die übrigen Wirtschaftszweige wurde – ausgehend von den im Transitionsszenario nach Abzug der energieintensiven Sektoren noch verbleibenden Energieträgern – angenommen, dass der Verbrauch von fossilen Energieträgern bis 2030 deutlich (um rund 69 Prozent) reduziert wird, ab 2040 werden weder Gas noch Kohle verwendet. Fossile Energieträger werden primär durch Strom und zum Teil durch Biomasse ersetzt, Wasserstoff hat hier nur einen sehr geringen Anteil. Bezüglich der Geschwindigkeit der Transition und der Anteile der einzelnen Erneuerbaren wurde mangels genauerer Daten unterstellt, dass sie in allen nicht energieintensiven Sektoren mit Ausnahme von Holz weitgehend analog sind. Aus diesen Annahmen ergeben sich die Energiestückkostenverläufe, die in Abbildung 35 links für die energieintensiven Sektoren und rechts für die übrigen Sektoren dargestellt sind. Zur Veranschaulichung der nicht energieintensiven Sektoren wurden repräsentative Wirtschaftssektoren ausgewählt, deren Entwicklung weitgehend analog zu den nicht abgebildeten Sektoren verläuft. Lediglich Holzwaren zeigen aufgrund der unterschiedlichen Annahmen hinsichtlich dem Energieträgermix einen anderen Verlauf.

Abbildung 35: Angenommene Entwicklung der Energiestückkosten in energieintensiven (links) und nicht energieintensiven (rechts) Sektoren



Quelle: Eigene Darstellung.

Im Sektor Eisen- und Stahlerzeugung/Nichteisenmetalle (C24) wird die Entwicklung der Energiestückkosten unter den beschriebenen Annahmen zunächst hauptsächlich von den steigenden CO₂-Kosten dominiert, dazu kommt der gegenüber Kohle und Gas höhere Strompreis. Ab 2040 kommen Kosten für Wasserstoff dazu, allerdings wird im Tran-

sitionsszenario eine deutliche Verringerung des Energiebedarfs des Sektors ab 2040 unterstellt, sodass die Energiestückkosten dann in Kombination mit den wegfallenden CO₂-Kosten wieder sinken. In der Chemieindustrie (C20) haben zunächst die im Vergleich zu Gas höheren Stromkosten den größten Einfluss, dazu kommen steigende CO₂-Preise; ab 2030 kommen dann zusätzlich noch Kosten für Wasserstoff hinzu, ab 2040 zeigt das Transitionsszenario auch hier eine Reduktion des Energiebedarfs. Die Entwicklung im Sektor Steine/Erden/Glas (C23) ist grundsätzlich ähnlich, allerdings sieht das Transitionsszenario hier eine deutliche Reduktion des Energiebedarfs bereits bis 2030 vor, die sich bis 2040 fortsetzt. Für den Sektor Papier/Pappe (C17) wurde angenommen, dass Gas bis 2030 vor allem durch Holzprodukte ersetzt werden kann, die zum Teil als Abfälle günstig zur Verfügung stehen. Dadurch bleiben die Energiestückkosten niedriger als in den anderen energieintensiven Sektoren. Erst ab 2030 muss mehr Strom verwendet werden, sodass die Energiestückkosten leicht steigen. In den nicht-energieintensiven Sektoren ist es mit Ausnahme von C16 (Holzprodukte) vor allem der Strompreis, der zu einem Steigen der Energiestückkosten bis 2040 führt. Danach sinkt gemäß Szenario der Energiebedarf durch Energiesparmaßnahmen und die Energiestückkosten gehen wieder zurück.

Abschließend muss betont werden, dass die hier beschriebenen Energiestückkostenentwicklungen auf einer Vielzahl von Annahmen beruhen und daher eher als mögliches Szenario basierend auf dem Transitionsszenario des Umweltbundesamts betrachtet werden sollen, keinesfalls als Prognose für die Zukunft. Beispielsweise lässt sich die relative Bedeutung der verschiedenen Energieträger in den einzelnen Sektoren in der Zukunft nur bedingt abschätzen, und allein schon ein niedrigerer Strompreis könnte in vielen Sektoren zu deutlichen Unterschieden in den Kostenentwicklungen führen.

6.2.9 Simulationsergebnisse

Die in Abschnitt 6.2.4 beschriebenen Modelle, die für jeden der genannten Wirtschaftszweige des verarbeitenden Gewerbes separat geschätzt wurden, wurden zusammen mit den im vorherigen Abschnitt beschriebenen Annahmen zur Entwicklung der Energiestückkosten verwendet, um abzuschätzen, wie sich die Verschiebungen in den Energiepreisen und Energieträgern im Transitionsszenario bis zum Jahr 2050 auf die sektoralen Exporte auswirken. Zusätzlich zu den Energiestückkosten fließen in die Modelle die Material- und die Lohnstückkosten sowie ein Indikator für den weltweiten Warenhandel als Variable für die Auslandsnachfrage ein. Auch für diese Determinanten müssen also Annahmen für ihre Entwicklung bis 2050 getroffen werden. Zusätzlich muss beachtet werden, dass aufgrund der Datenverfügbarkeit in den FIGARO-Tabellen, die den Modell-schätzungen zugrunde liegen, die Simulationen im Jahr 2022 beginnen müssen. Für die Entwicklung der Einflussgrößen wurden für die Jahre 2022 und 2023 soweit verfügbar die tatsächlichen Daten herangezogen, etwa für den Welthandel. Darüber hinaus gilt es zu beachten, dass das Modell 17 Wirtschaftszweige des verarbeitenden Gewerbes für

sieben Länder (Österreich, Deutschland, Italien, Frankreich, Spanien, USA, China) umfasst. Außerdem ist es wichtig zu betonen, dass kein ökonometrisch geschätztes Modell für Prognosen über einen Zeitraum von knapp 30 Jahren verwendet werden kann. Wir verzichten daher bewusst auf die Darstellung der konkreten Werte der Exporte in Euro, sondern konzentrieren uns auf Unterschiede zwischen verschiedenen Szenarien.

Zunächst wird ein **Basisszenario** erstellt, in dem sämtliche Stückkosten (Energie-, Lohn- und Materialstückkosten) in allen Ländern in allen Wirtschaftszweigen über den gesamten Zeitraum konstant bleiben. Dann werden zwei Transitionsszenarien gerechnet, deren Exportpfade in Österreich mit jenen aus dem Basisszenario verglichen werden.

Das **erste Transitionsszenario** basiert auf der Annahme, dass in Österreich die in den vorherigen Kapiteln beschriebenen Maßnahmen zur Erreichung der weitgehenden Klimaneutralität im Jahr 2040 bzw. im Jahr 2050 gesetzt werden. Weiters wird angenommen, dass die gesamte EU Klimaneutralität erreicht, während der Rest der Welt keine ambitionierten Klimaschutzanstrengungen unternimmt. Dies wurde so umgesetzt, dass die Energiestückkosten in den USA und in China im gesamten Simulationszeitraum auf dem Wert von 2021 konstant gehalten wurden. Konstante Energiestückkosten implizieren nicht notwendigerweise konstante Energiekosten. Die Energiestückkosten wurden als Kosten für den Energieeinsatz bezogen auf die Bruttowertschöpfung eines Wirtschaftszweiges berechnet. Die Energiestückkosten bleiben dann gleich, wenn steigende Kosten für den Energieeinsatz in die Produktpreise weitergewälzt werden können oder wenn die Energieproduktivität im gleichen Ausmaß wie die Energieeinsatzkosten steigen. Dies gilt analog auch für die Lohn- und die Materialstückkosten. Um den Effekt einer Änderung der Energiestückkosten zu isolieren, wurden für alle anderen Determinanten in den Szenarien jeweils dieselben Verläufe angenommen.

Das **zweite Transitionsszenario** beruht auf der im Vergleich zum ersten Transitionsszenario realistischeren Annahme, dass nicht nur die EU, sondern auch die anderen großen Volkswirtschaften Anstrengungen zur Minderung ihrer Treibhausgasemissionen unternehmen. Daher steigen in diesem Szenario auch in den USA und in China die Energiestückkosten, etwa infolge von Investitionen in emissionsärmere Technologien oder infolge von Preisen auf Emissionen. Es wird in diesem Szenario angenommen, dass der Kostenanstieg in den USA und in China halb so stark ausfällt wie in den EU-Ländern.

Konkret wurden die folgenden Annahmen getroffen:

- Welthandel in allen Szenarien: 2022 +3,3 Prozent, 2023 -1,9 Prozent, 2024 +1,7 Prozent, 2025 +2,7 Prozent, ab 2026: +3,0 Prozent pro Jahr. Für die Jahre 2022 und 2023 wurde die tatsächliche Entwicklung genommen, für die Jahre 2024 und 2025 die Prognosen aus der IHS-Winter-Prognose vom

Dezember 2023 und für den Zeitraum ab 2026 die durchschnittliche Wachstumsrate des weltweiten Warenhandels seit 2009, also seit der Finanz- und Wirtschaftskrise.

- Lohn- und Materialstückkosten in allen Szenarien: Die Lohn- und Materialstückkosten bleiben in allen Ländern und in allen Wirtschaftszweigen bis 2050 unverändert gegenüber 2021.
- Energiestückkosten in den europäischen Ländern im Basisszenario: Im Basisszenario, das als Vergleichsmaßstab verwendet wird, bleiben auch in Europa in allen Wirtschaftszweigen bis 2050 die Energiestückkosten unverändert gegenüber 2021.
- Energiestückkosten in den europäischen Ländern in den Transitionsszenarien: Die Energiestückkosten in beiden Szenarien der Transition hin zur weitgehenden Klimaneutralität in Österreich und den anderen EU-Ländern entwickeln sich entsprechend der Beschreibung im vorherigen Abschnitt
- Energiestückkosten in den USA und in China: Diese bleiben im Basisszenario und im ersten Transitionsszenario bis 2050 gegenüber 2021 unverändert. Im zweiten Transitionsszenario steigen die Energiestückkosten in den USA und in China im Vergleich zum Jahr 2021 halb so stark wie in den EU-Ländern.

Das zweite Transitionsszenario, also jenes, in dem neben der EU auch für die USA und China ein Anstieg der Energiestückkosten angenommen wurde, dürfte aus zwei Gründen das realistischere sein. Erstens ist es sehr wahrscheinlich und auch bereits zu beobachten, dass auch außerhalb der EU zunehmend die Notwendigkeit erkannt wird, den Klimawandel zu begrenzen, und entsprechend Investitionen in die Minderung der Treibhausgasemissionen und in gewissem Ausmaß in die CO₂-Bepreisung unternommen werden. Zweitens wurde in der EU der CO₂-Grenzausgleichsmechanismus eingeführt, um die heimische Industrie, die mit steigenden Kosten aufgrund der Maßnahmen zur Reduktion von Treibhausgasen konfrontiert ist, vor ausländischer Konkurrenz zu schützen. Der Grenzausgleichsmechanismus („Carbon border adjustment mechanism“ – CBAM) zielt auf eine Korrektur des „Carbon Leakage“ ab. Dabei handelt es sich um die Verlagerung der Produktion aus Ländern mit strengeren Verpflichtungen zur Reduzierung von Treibhausgasen (THG) in Länder mit weniger anspruchsvollen Umweltstandards. Der CBAM zielt darauf ab, die Unterschiede in den Emissionspreisen zwischen den Ländern auszugleichen. Die Höhe des CBAM richtet sich nach den direkten und indirekten in den betreffenden Produkten enthaltenen THG-Emissionen einerseits und dem im Rahmen des EU-Emissionshandelssystems („Emission Trading System“ – ETS) geltenden Emissionspreis andererseits. Für jedes Produkt kann ein ad-valorem-Zoll geschätzt werden, indem

der Emissionspreis mit der Emissionsmenge multipliziert und durch den Wert der Einfuhren dividiert wird. Damit wirkt der CBAM wie ein Einfuhrzoll. Im Gegensatz zu den Standardzöllen schwankt er jedoch in Abhängigkeit vom aktuellen ETS-Preis und variiert je nach Handelspartner und Emissionsintensität seiner Produktion. Zudem hängt er stark von der Breite der Produktabdeckung des CBAM ab (Breckenridge & Baily, 2024).

Unter Verwendung der oben geschilderten Annahmen wurden mit den Modellen die beschriebenen Szenarien für den Zeitraum 2022 bis 2050 erstellt. Dabei wurden, um der Unsicherheit bei der Schätzung der Modellparameter Rechnung zu tragen, stochastische Simulationen durchgeführt. Bei stochastischen Simulationen wird berücksichtigt, dass bei einer ökonometrischen Schätzung die Modellparameter nicht exakt berechnet werden können, sondern den Mittelwert einer Wahrscheinlichkeitsverteilung darstellen. Je unsicher die Schätzung ist, umso größer ist die Bandbreite der möglichen Werte für die Koeffizienten um diesen Mittelwert herum. Stochastische Simulationen verwenden nun „Ziehungen“ der Parameterwerte aus der Wahrscheinlichkeitsverteilung heraus. Im konkreten Fall wurden 20.000 Modelldurchläufe erstellt. Die Simulationen ergeben dann neben dem Mittelwert für die endogenen Variablen, hier also für die Exporte der Wirtschaftszweige, auch Ober- und Untergrenzen, die sich aus den Standardfehlern rund um die geschätzten Modellparameter ergeben. Hier wurden die Simulationen so definiert, dass der tatsächliche Wert mit einer Wahrscheinlichkeit von 68 Prozent innerhalb der Bandbreite liegt. Die Ergebnisse werden in Tabelle 40 (Szenario, in dem nur in der EU die Energiestückkosten steigen) und in Tabelle 41 (Szenario, in dem auch im Rest der Welt die Energiestückkosten steigen) zusammengefasst.

In den Tabellen werden die prozentualen Abweichungen der sektoralen Exporte Österreichs im jeweiligen Transitionsszenario gegenüber dem Basisszenario für die Jahre 2030, 2040 und 2050 angegeben. Es handelt sich also nicht um Änderungen der Exporte gegenüber dem Jahr 2021, sondern es werden die Exporte in den Szenarien verglichen. Die Tabellen vergleichen mithin die Exporte in den beiden Transitionsszenarien mit der Entwicklung im Basisszenario, in dem die Energiestückkosten annahmegemäß in allen Ländern und Wirtschaftszweigen konstant bleiben. Die in der ersten Zeile ausgewiesenen Resultate für das gesamte verarbeitende Gewerbe ergeben sich durch Addition der Exporte in den darunter angeführten Wirtschaftszweigen. Die Stückkosten (für Energie, Löhne und Material) gehen als Verhältnis der Kosten im betrachteten Land zu den Kosten in allen Ländern in die Modelle ein. Wenn also die Stückkosten in allen Ländern gleichermaßen steigen, bleiben die Relativkosten für jedes Land unverändert, und in einem solchen Fall würden sich keine Abweichungen zwischen den Szenarien ergeben.

Bevor die Ergebnisse des Simulationsmodells dargestellt werden, gibt Tabelle 39 einen kurzen Überblick über Exporte und Wertschöpfung der betrachteten Wirtschaftssektoren, um eine bessere Einordnung und Kontextualisierung der Ergebnisse zu ermöglichen.

So unterscheiden sich die Sektoren des verarbeitenden Gewerbes zum Teil deutlich hinsichtlich ihrer Größe und Exportintensität – wobei an dieser Stelle vor allem Exporte in Nicht-EU-Länder relevant sind. Alle Werte beziehen sich auf das Jahr 2019 als letztes Jahr vor der Coronapandemie.

Tabelle 39: Sektorale Exportkennzahlen und Wertschöpfung

Wirtschaftssektor	Exportkennzahlen				Wertschöpfung Anteil des Sektors an der heimischen Wertschöpfung
	Exporte des Sektors (Mrd. Euro)	Anteil an gesamten Warenex- porten	Export- quote (gesamt)	Export- quote (in Nicht-EU- Länder)	
C Verarbeitendes Gewerbe*	118,2	77,4%	62,6%	24,6%	17,6%
C10-C12 – Nahrungsmittel, Getränke	11,0	7,2%	47,6%	15,3%	1,8%
C13-C15 - Textilien, Beklei- dung	2,1	1,4%	81,4%	21,7%	0,3%
C16 - Holz-, Flecht-, Korbwa- ren	4,2	2,8%	45,2%	14,6%	0,8%
C17 - Papier und Pappe	4,6	3,0%	67,8%	23,1%	0,6%
C18 -Druck	0,4	0,3%	20,4%	7,4%	0,2%
C20 - Chemische Erzeugnisse	10,8	7,1%	36,3%	5,6%	0,8%
C21 - Pharmazeutische Er- zeugnisse	3,6	2,4%	78,6%	24,2%	0,7%
C22 - Gummi- und Kunst- stoffwaren	4,2	2,7%	69,0%	40,4%	0,7%
C23 - Sonstige nicht-metalli- sche Erzeugn.	2,2	1,4%	60,8%	19,4%	0,8%
C24 - Metallerzeugung und -bearbeitung	11,7	7,6%	30,4%	13,7%	1,2%
C25 – Metallerzeugnisse	8,7	5,7%	65,6%	15,8%	1,9%
C26 – Datenverarbeitungs- geräte	6,0	3,9%	52,0%	19,5%	1,2%
C27 - Elektrische Geräte	8,6	5,6%	69,0%	40,1%	1,5%
C28 - Maschinen und Geräte a.n.g.	18,1	11,8%	67,1%	30,1%	2,6%
C29 - Kraftwagen u. Kraftwa- genteile	15,3	10,0%	70,7%	34,6%	1,3%
C30 -Sonstiger Fahrzeugbau	3,4	2,2%	80,7%	33,6%	0,4%
C31-C32 - Möbel u. sonstige Waren	3,1	2,0%	75,8%	34,5%	0,8%

Anmerkung: *C Verarbeitendes Gewerbe aggregiert die hier angeführten Sektoren ohne C19 und C33. Exporte ohne Lagerveränderungen.

Quelle: Eigene Darstellung auf Basis von Eurostat und Statistik Austria.

Tabelle 40: Prozentuale Abweichungen der Exporte im 1. Transitionsszenario gegenüber dem Basisszenario

	2030			2040			2050		
	Untergrenze	Mitte	Obergrenze	Untergrenze	Mitte	Obergrenze	Untergrenze	Mitte	Obergrenze
C Verarbeitendes Gewerbe	-3,7	-3,0	-2,2	-9,8	-7,2	-4,5	-13,6	-9,5	-5,1
C10-C12 – Nahrungsmittel, Getränke	-0,4	-0,3	-0,3	-1,0	-0,9	-0,8	-1,6	-1,3	-1,1
C13-C15 - Textilien, Bekleidung	-2,7	-2,5	-2,4	-7,8	-7,0	-6,3	-12,0	-10,6	-9,2
C16 - Holz-, Flecht-, Korbwaren	-0,5	-0,5	-0,4	-0,7	-0,6	-0,5	-1,9	-1,5	-1,2
C17 - Papier und Pappe	-5,1	-4,3	-3,4	-12,2	-9,4	-6,7	-19,8	-14,6	-9,5
C18 -Druck	-0,5	-0,3	-0,1	-0,8	-0,5	-0,1	-0,3	-0,2	0,0
C20 - Chemische Erzeugnisse	-11,1	-8,0	-4,7	-28,8	-18,7	-8,1	-42,0	-26,3	-8,8
C21 - Pharmazeutische Erzeugnisse	-7,6	-6,5	-5,3	-21,7	-17,3	-12,9	-33,0	-25,1	-17,2
C22 - Gummi- und Kunststoffwaren	-4,2	-3,6	-3,1	-13,5	-11,1	-8,8	-20,4	-16,2	-12,0
C23 - Sonstige nicht-metallische Erzeugn.	-7,2	-6,7	-6,3	-13,9	-12,7	-11,4	-19,2	-17,1	-15,1
C24 - Metallerzeugung und -bearbeitung	-4,5	-3,7	-2,9	-10,9	-8,4	-5,9	-16,6	-12,2	-7,8
C25 – Metallerzeugnisse	-1,7	-1,5	-1,3	-2,5	-2,1	-1,8	-1,1	-0,9	-0,8
C26 – Datenverarbeitungsgeräte	-0,6	-0,5	-0,4	-2,4	-2,0	-1,6	-3,6	-2,9	-2,2
C27 - Elektrische Geräte	-1,9	-1,6	-1,3	-6,0	-4,8	-3,6	-9,3	-7,2	-5,0
C28 - Maschinen und Geräte a.n.g.	-5,1	-4,4	-3,8	-15,7	-13,0	-10,2	-23,7	-18,8	-14,0
C29 - Kraftwagen u. Kraftwagenteile	-1,2	-1,0	-0,8	-3,7	-2,9	-2,2	-5,7	-4,4	-3,0
C30 -Sonstiger Fahrzeugbau	-2,9	-2,1	-1,4	-8,9	-6,1	-3,2	-14,0	-9,1	-4,0
C31-C32 - Möbel u. sonstige Waren	-4,2	-3,1	-1,9	-17,5	-11,6	-5,5	-28,1	-17,8	-6,9

Quelle: Eigene Berechnungen

Tabelle 41: Prozentuale Abweichungen der Exporte im 2. Transitionsszenario gegenüber dem Basisszenario

	2030			2040			2050		
	Untergrenze	Mitte	Obergrenze	Untergrenze	Mitte	Obergrenze	Untergrenze	Mitte	Obergrenze
C Verarbeitendes Gewerbe	-1,8	-1,5	-1,1	-4,9	-3,6	-2,3	-7,0	-4,9	-2,6
C10-C12 – Nahrungsmittel, Getränke	-0,2	-0,2	-0,1	-0,5	-0,4	-0,4	-0,8	-0,7	-0,6
C13-C15 - Textilien, Bekleidung	-1,3	-1,2	-1,1	-3,8	-3,4	-3,1	-5,9	-5,2	-4,5
C16 - Holz-, Flecht-, Korbwaren	-0,3	-0,2	-0,2	-0,3	-0,3	-0,2	-0,9	-0,8	-0,6
C17 - Papier und Pappe	-2,5	-2,1	-1,7	-6,1	-4,7	-3,3	-10,0	-7,4	-4,8
C18 -Druck	-0,2	-0,2	-0,1	-0,4	-0,2	-0,1	-0,2	-0,1	0,0
C20 - Chemische Erzeugnisse	-5,6	-4,0	-2,3	-14,8	-9,6	-4,1	-22,2	-13,8	-4,7
C21 - Pharmazeutische Erzeugnisse	-3,7	-3,2	-2,6	-10,8	-8,6	-6,4	-16,9	-12,8	-8,8
C22 - Gummi- und Kunststoffwaren	-2,1	-1,8	-1,5	-6,8	-5,6	-4,4	-10,5	-8,3	-6,1
C23 - Sonstige nicht-metallische Erzeugn.	-3,4	-3,2	-3,0	-6,8	-6,2	-5,6	-9,5	-8,5	-7,5
C24 - Metallerzeugung und -bearbeitung	-2,2	-1,8	-1,4	-5,4	-4,2	-2,9	-8,3	-6,1	-3,9
C25 – Metallerzeugnisse	-0,8	-0,7	-0,6	-1,2	-1,0	-0,9	-0,6	-0,5	-0,4
C26 - Datenverarbeitungsgeräte	-0,3	-0,3	-0,2	-1,2	-1,0	-0,8	-1,8	-1,5	-1,1
C27 - Elektrische Geräte	-0,9	-0,8	-0,7	-3,0	-2,4	-1,8	-4,7	-3,6	-2,5
C28 - Maschinen und Geräten a.n.g.	-2,5	-2,2	-1,9	-7,9	-6,6	-5,2	-12,2	-9,7	-7,2
C29 - Kraftwagen u. Kraftwagenteile	-0,6	-0,5	-0,4	-1,8	-1,4	-1,1	-2,8	-2,2	-1,5
C30 -Sonstiger Fahrzeugbau	-1,4	-1,1	-0,7	-4,5	-3,0	-1,6	-7,1	-4,6	-2,0
C31-C32 - Möbel u. sonstige Waren	-2,1	-1,5	-1,0	-8,8	-5,9	-2,8	-14,5	-9,2	-3,6

Quelle: Eigene Berechnungen

Die Auswirkungen steigender Energiestückkosten auf die Exporte lassen sich auf zwei Faktoren zurückführen: Erstens das Ausmaß der Energiestückkostenerhöhung und zweitens die Reaktion der Exporte im betreffenden Sektor auf Änderungen der Energiestückkosten. Der Koeffizient, der dies misst, die sogenannte Elastizität, ist beispielsweise in der Nahrungsmittelindustrie (Sektoren C10-C12) sehr niedrig, sodass sich die Exporte dieses Wirtschaftszweigs kaum zwischen den Szenarien unterscheiden. Am anderen Ende des Spektrums der Elastizitäten befinden sich die Sektoren C31-32 (Möbel und

sonstige Waren) sowie C25 (Metallerzeugnisse), deren Exporte auf Basis der FIGARO-Daten für den Zeitraum 2010 bis 2021 besonders sensitiv im Hinblick auf die Energiestückkosten sind. Für den Sektor C31-32 muss einschränkend hinzugefügt werden, dass hier der Koeffizient, der den Einfluss der Energiestückkosten auf die Exporte misst, statistisch nicht signifikant ist. Dies trifft, wie oben in Abschnitt 6.2.6 ausgeführt, auch auf die Wirtschaftszweige C26 (Datenverarbeitungsgeräte), C27 (elektrische Geräte) sowie C30 (Sonstiger Fahrzeugbau) zu. Daraus resultiert eine hohe Schätzunsicherheit, was sich in großen Bandbreiten zwischen der in den Tabellen dargestellten Untergrenze und der Obergrenze äußert. Auch im Wirtschaftszweig C20 (chemische Industrie) ist die Schätzung mit einer relativ hohen Unsicherheit verbunden, wobei in diesem Fall die Koeffizienten statistisch signifikant sind.

Im gesamten verarbeitenden Gewerbe sind auf Basis der Modelle und der geschilderten Annahmen im negativeren **ersten Transitionsszenario**, in dem im Rest der Welt annahmegemäß die Energiestückkosten nicht steigen, die Exporte im Jahr 2030 im Mittel um 3,0 Prozent, im Jahr 2040 um 7,2 Prozent und im Jahr 2050 um 9,5 Prozent niedriger als im Basisszenario konstanter Energiestückkosten. Im **zweiten Transitionsszenario**, in dem davon ausgegangen wird, dass in den USA und in China die Energiestückkosten halb so stark steigen wie in der EU, beläuft sich die mittlere Abweichung der Exporte im Jahr 2030 auf 1,5 Prozent, im Jahr 2040 auf 3,6 Prozent und im Jahr 2050 auf 4,9 Prozent. Im zweiten Transitionsszenario sind die Auswirkungen auf die Exporte also etwa halb so stark wie im ersten Transitionsszenario.

Unter den vier energieintensivsten Sektoren führen diesen Simulations- und Schätzergebnissen zufolge die Steigerungen der Energiestückkosten im realistischeren **zweiten Transitionsszenario** in den Sektoren C17 (Papier und Pappe) und C20 (Chemische Erzeugnisse) zu Rückgängen der Exporte um 4,7 Prozent bzw. 9,6 im Mittelwert im Jahr 2040. Beide Sektoren exportieren aktuell einen Großteil ihrer Erzeugnisse (68 bzw. 79 Prozent), allerdings primär in EU-Länder. Größenmäßig liegen sie mit 0,6 Prozent bzw. 0,8 Prozent der heimischen Gesamtwertschöpfung im Mittelfeld der betrachteten Sektoren. In den beiden anderen energieintensiven Wirtschaftszweigen C23 (Sonstige nicht-metallische Erzeugnisse) und C24 (Metallerzeugung und -bearbeitung) sind die Exportrückgänge mit Mittelwerten von 6,2 Prozent bzw. 4,2 Prozent im Jahr 2040 noch moderater, was angesichts geringerer Exportquoten in Nicht-EU-Länder nicht unerwartet ist. Unter den Wirtschaftszweigen des verarbeitenden Gewerbes hat der Wirtschaftszweig C28 (Maschinen und Geräte) mit 2,6 Prozent den größten Anteil an der Wertschöpfung. Aber nur gut ein Drittel der Exporte werden in das Nicht-EU-Ausland geliefert, weshalb auch hier die Auswirkungen steigender Energiestückkosten tragbar sind.

In der pharmazeutischen Industrie (Sektor C21) führt der angenommene Anstieg der Energiestückkosten im **zweiten Transitionsszenario** im Mittelwert im Jahr 2040 zu einer Abweichung der Exporte um knapp 9 Prozent und im Jahr 2050 um knapp 13 Prozent gegenüber dem Basisszenario konstanter Energiestückkosten. In diesem Sektor traten im Schätzzeitraum 2010 bis 2021 teils beträchtliche Schwankungen in einzelnen Jahren auf (etwa Rückgänge im Zeitraum 2013 bis 2017 um kumuliert 43,5 Prozent, gefolgt von einem Anstieg um 23,4 Prozent im Jahr 2018). Schwankungen in den Energiestückkosten entstehen, wenn sich entweder die Energiekosten ändern oder die Wertschöpfung variiert. So beeinflusst die Auslagerung einer Produktlinie oder umgekehrt die Eröffnung eines neuen Produktionsstandorts unmittelbar die Wertschöpfung und damit die Energiestückkosten.

Alles in allem lassen sich die Simulationsergebnisse dahingehend zusammenfassen, dass verstärkte Klimaschutzbemühungen, die zu steigenden Energiekosten in der EU führen, die Wettbewerbsfähigkeit der heimischen Industrie beeinträchtigen. Eine De-Industrialisierung ist aber gemäß den hier vorgestellten Resultaten nicht zu befürchten. Einige besonders energieintensive Wirtschaftszweige geraten stärker, andere Bereiche weniger unter Druck. Je mehr Staaten Klimaschutz betreiben und mit höheren Energiepreisen konfrontiert sind, umso neutraler ist dies im Hinblick auf die relative Wettbewerbsposition einzelner Volkswirtschaften.

Bei der Interpretation der Ergebnisse muss beachtet werden, dass es sich nicht um Prognosen, sondern um Szenarienanalysen handelt. Aus mehreren Gründen sind die Resultate mit hohen Unsicherheiten behaftet. Zunächst ist anzumerken, dass durch die Datenverfügbarkeit der FIGARO-Tabellen der Schätzzeitraum mit zwölf Jahren für ökonomische Schätzungen relativ klein ist. Umgekehrt ist der Simulationszeitraum mit knapp 30 Jahren sehr lang. Innerhalb des ohnehin kurzen Stützzeitraums haben die Energiestückkosten (und in geringerem Ausmaß auch die Lohn- und die Materialstückkosten) in einzelnen Wirtschaftszweigen stark von Jahr von Jahr geschwankt, was die Unsicherheit der Modellschätzungen erhöht. Weiters muss betont werden, dass die Pfade der Energiestückkosten stark von den Annahmen hinsichtlich der Preise für CO₂ und die Energieträger sowie bezüglich des Energieträgermixes in den einzelnen Wirtschaftszweigen abhängigen. Die Unsicherheit in den Schätzungen äußert sich zum einen darin, dass in vier Wirtschaftszweigen, wie bei der Diskussion der Schätzergebnisse in Abschnitt 6.2.6 dargelegt, der Einfluss der Energiestückkosten auf die Exporte statistisch nicht signifikant ist. Zum anderen führt die Schätzunsicherheit in manchen Wirtschaftszweigen, vor allem in jenen, in denen die Koeffizienten insignifikant sind, zu großen Bandbreiten der Simulationsergebnisse, in den Tabellen dargestellt durch die Untergrenze und die Obergrenze.

Zu beachten ist auch, dass höhere Energiepreise in der gesamten EU nicht notwendigerweise in jedem Mitgliedsland die gleichen Auswirkungen auf die Exporte haben. Obwohl die Großhandelspreise für die Energieträger wie auch für Strom in den EU-Staaten ähnlich sind, sind die Endkundenpreise (für die privaten Haushalte und für die Industrie) unterschiedlich. Hinzu kommen Zweitrundeneffekte auf die Inflation und damit die Wettbewerbsfähigkeit auch innerhalb der EU aufgrund unterschiedlicher Regelungen hinsichtlich der Indexierung. EU-weite Energiepreissteigerungen können somit in jenen EU-Ländern größere Auswirkungen auf die Exporte mit sich bringen, die an den Verbraucherpreisindex gekoppelte Kollektivverträge, Gebühren oder Mieten haben.

Die hier dargestellten Ergebnisse sollten aufgrund der genannten Einschränkungen nicht als numerische Prognosen der Auswirkungen von ambitionierten Klimaschutzanstrengungen in der EU betrachtet werden. Sie geben vielmehr Hinweise darauf, welche Bereiche des verarbeitenden Gewerbes nach den bisherigen Daten und Erfahrungen voraussichtlich weniger und welche Bereiche stärker betroffen sein dürften. So deuten die Simulationsergebnisse darauf hin, dass unter den hier getroffenen Annahmen die Nahrungsmittel-, Getränke- und Tabakherstellung (C10-12), der Bereich Holz-, Flecht- und Korbwaren (C16), die Druckindustrie (C18), die Herstellung von Metallerzeugnissen (C25) und die Herstellung von Datenverarbeitungsgeräten (C26) nur verhältnismäßig geringe Exportrückgänge (im Vergleich zu einem Basisszenario konstanter Energiestückkosten) infolge steigender Energiestückkosten erfahren dürften. Stärkere negative Effekte sind in der Herstellung von Papier und Pappe (C17), der Chemieindustrie (C20), der Pharmaindustrie (C21, dem Bereich sonstige nichtmetallische Erzeugnisse (C23), der Maschinen- und Geräteindustrie (C28) und dem Bereich Möbel und sonstige Waren (C31-21) zu erwarten. Bei den beiden letztgenannten Wirtschaftsbereichen ist allerdings der Einfluss der Kosten auf die Exporte, wie oben berichtet, statistisch nicht signifikant, weshalb diese Resultate mit noch größerer Vorsicht als bei den anderen Wirtschaftszweigen interpretiert werden müssen.

Mögliche gesamtwirtschaftliche Wirkungen des CO₂-Grenzausgleichsmechanismus wurden bereits in der Literatur abgeschätzt. Der CBAM trat zum 1.10.2023 mit einer Übergangsphase in Kraft. Während der bis 31.12.2025 laufenden Übergangsphase bestehen nur Berichtspflichten, aber es müssen noch keine CBAM-Zertifikate für die Abdeckung der mit Einfuhren verbundenen Emissionen erworben werden. Zunächst wird der CBAM auf Eisen und Stahl, Zement, Aluminium, Düngemittel und Elektrizität sowie auf Wasserstoff angewendet. Unter bestimmten Bedingungen sind auch indirekte Emissionen und bestimmte Vorprodukte sowie einige nachgelagerte Produkte wie Schrauben und ähnliche Artikel aus Eisen oder Stahl einbezogen. Vor Ablauf des Übergangszeitraums wird die Europäische Kommission prüfen, ob der Anwendungsbereich auf andere Güter aus-

gedehnt werden soll, einschließlich organischer Chemikalien und Polymere. Bis 2030 sollen alle Güter einbezogen werden, die unter den EU-Emissionshandel fallen. Die Europäische Kommission wird auch die Methode für das Erheben indirekter Emissionen sowie die Möglichkeit, mehr nachgelagerte Produkte einzubeziehen überprüfen. Bis Ende 2027 wird die Europäische Kommission eine Überprüfung der CBAM vornehmen.¹

Breckenridge und Baily (2024) simulieren die Auswirkungen des CBAM auf die Exporte und das Bruttoinlandsprodukt. Dafür betrachten sie zwei Szenarien. Im ersten Szenario liegt der EU-Emissionspreis bei rund 90 US-Dollar, was in etwa seinem Wert aus dem Jahr 2023 entspricht. Im zweiten Szenario liegt er bei etwa 140 US-Dollar. Außerdem werden eine enge und eine größere Produktpalette angenommen, auf die der CBAM angewendet wird. Nach den Simulationsergebnissen von Breckenridge und Baily (2024) wirkt sich der CBAM vor allem durch veränderte Terms of Trade (also das Verhältnis von Export- zu Importpreisen) sowie durch Implikationen für die relativen Preise aus. Die beiden bewegen sich in entgegengesetzte Richtungen. Der CBAM verbessert die Terms of Trade der EU. Eine Verbesserung der Terms of Trade bedeutet, dass das Inland mehr Importgüter pro Einheit der Exportgüter erhält. Es verbessern sich demnach der Außenbeitrag bzw. die Nettoexporte. Demnach steigert der CO₂-Grenzausgleichsmechanismus über eine Verbesserung des Außenbeitrags das Wirtschaftswachstum in der EU. Auf der anderen Seite erhöht der CBAM die Preise der betroffenen Güter. Einige davon, insbesondere Zement, Eisen und Stahl, stellen Vorleistungen für Investitionen dar. Dadurch steigen die Kapitalkosten, was den Kapitalstock verringert und das Wirtschaftswachstum senkt. Welcher dieser beiden Effekte überwiegt, hängt weitgehend von der Sensitivität der Modellierung ab. In der Analyse von Breckenridge und Baily (2024) überwiegen längerfristig die negativen Wirkungen. Für die EU sind diese jedoch gering. Die Simulation ergeben bis 2030 kumulierte Verluste von 0,16 Prozent des realen BIP. Klar ist jedoch, dass der CBAM die Ausfuhren der EU in Nicht-EU-Länder senkt. Der Grenzausgleichsmechanismus wird ja lediglich auf die Einfuhren, aber nicht auf die Ausfuhren erhoben. Die Wettbewerbsfähigkeit der EU verschlechtert sich also auf Nicht-EU-Auslandsmärkten, auf denen die EU-Unternehmen mit Unternehmen aus Ländern mit niedrigeren Produktionskosten konkurrieren. Den Simulationen von Breckenridge und Baily (2024) zufolge liegen die Gesamtausfuhren von Waren und Dienstleistungen jedes Jahr um etwa 1,5 Prozent unter den Ausfuhren ohne CBAM. Da der CBAM eine Untergruppe von Produkten abdeckt, kommt es zu einer Umverteilung der Ressourcen auf diese Sektoren. Die Preise innerhalb der EU steigen und der Binnenhandel gewinnt gegenüber dem Außenhandel an Attraktivität. Verbesserte Terms of Trade führen zu einer realen Aufwertung des Euro, was die Exporte im Allgemeinen dämpft. Im Ergebnis hat eine Maßnahme zur

¹ <https://www.europarl.europa.eu/news/de/press-room/20221212IPR64509/eu-einigung-uber-co2-grenzausgleichsmechanismus-cbam> (abgerufen am 14.05.2024).

Sicherung der Wettbewerbsfähigkeit bestimmter Sektoren negative Auswirkungen auf die externe Wettbewerbsfähigkeit anderer Sektoren der EU.

Wie jeder Zoll beeinflusst der CBAM die Handelspartner der EU. Für China, eines der Hauptziele des CBAM, sind die Auswirkungen gering; wie bei der EU könnten sie von leicht negativ bis leicht positiv reichen. China ist mit hohen Ad-valorem-Zollsätzen für die vom CBAM umfassten Waren konfrontiert, was zu einem erheblichen Rückgang seiner Ausfuhren von CBAM-Produkten führt. Die durch diesen Rückgang verursachte reale Abwertung des Renminbi fördert jedoch die Ausfuhren von Nicht-CBAM-Produkten und führt damit zu einer Abschwächung der Auswirkungen insgesamt. Anders als für China, sind die größten negativen Auswirkungen für Afrika südlich der Sahara zu erwarten (Breckenridge & Baily, 2024).

6.3 Analyse zur Sozialverträglichkeit

Die einzelnen Wirtschaftsbereiche und die jeweiligen Beschäftigten sind unterschiedlich stark von der Dekarbonisierung betroffen. Für einen vertiefenden Einblick in zwei Fokusbranchen werden im qualitativen Teil der Studie bisherige Erfahrungen und Expertise aus Unternehmen der Papier- und Zellstoffindustrie sowie aus der Holzbaubranche erhoben und analysiert, um auf dieser Grundlage einen Einblick in die Auswirkungen der Dekarbonisierung für die Beschäftigten in diesen ausgewählten Branchen zu ermöglichen. Zunächst wird ein kurzer Einblick in den Kontext der jeweiligen Branche vor dem Hintergrund der Dekarbonisierung gegeben.

Papier- und Zellstoffindustrie

Zur österreichischen Papier- und Zellstoffindustrie gehören 21 Unternehmen (bzw. 23 Unternehmensstandorte) mit in Summe etwa 7.700 Beschäftigten, wovon 5.300 Arbeiter:innen und 2.400 Angestellte sind, darunter 355 Lehrlinge (101 Papiertechnik, 217 modulare Lehrberufe mit Schwerpunkt „Elektro- und Metalltechnik“). Der Frauenanteil in der gesamten Branche beträgt etwa 10 Prozent. Im Jahr 2022 hat die Branche einen Umsatz von 5,5 Milliarden Euro erwirtschaftet bei einer Produktion von 4,6 Millionen Tonnen Papierproduktion und 2,0 Millionen Tonnen Zellstoff- und Holzstoffproduktion, wobei die Exportquote beinahe 90 Prozent beträgt. Laut eigenen Angaben zeichnet sich die Branche durch eine überdurchschnittliche Bezahlung und Weiterbildungsangebote im eigenen Ausbildungszentrum (ABZ) in Steyrermühl, ebenso wie durch einen starken Schichtbetrieb aus. Im Jahr 2022 hat die Papier- und Zellstoffindustrie gesamt etwa 5.925 GWh Gas und 456 GWh sonstige fossile Brennstoffe verbraucht, den größeren Anteil der verwendeten Brennstoffe machten Ablauge, feste Biomasse, Schlamm und sonstige Biogene mit gesamt 11.204 GWh aus, der Stromverbrauch lag bei 4.352 GWh. Die Papier- und Zellstoffindustrie erzeugte im Jahr 2022 – vorwiegend mittels Kraft-Wärme-

Kopplungsanlagen (KWK-Anlagen) – 3.077 GWh Strom. Da die Emissionen aus biogenen Quellen als neutral gewertet werden, ergab sich im Jahr 2022 ein CO₂-Ausstoß von etwa 1,2 Millionen Tonnen. Das selbsterklärte Zieljahr zur Dekarbonisierung ist laut dem Fachverband das Jahr 2050 (Austropapier, 2022a).

In der Literatur haben sich bereits einige Forscher:innen mit der Dekarbonisierung der Papier- und Zellstoffindustrie auseinandergesetzt – ein Bezug zu den Beschäftigten der Branche fehlt allerdings, im Vordergrund stehen die technischen Möglichkeiten. Furszyfer Del Rio et al. (2022) heben beispielsweise hervor, dass in der Papier- und Zellstoffindustrie hauptsächlich Temperaturen unter 400° Celsius gebraucht werden, welche durch elektrische Boiler oder Wärmepumpen erreicht werden können. Die Autor:innen erwähnen auch KWK-Anlagen als wichtige Technologie in der Papier- und Zellstoffindustrie – bei Befeuern mittels biogener Brennstoffe werden KWK-Anlagen als zentrale Brückentechnologie zur Erreichung des Gasausstiegs angesehen (Furszyfer Del Rio et al., 2022).

Laut einer Fallstudie für Österreich bieten Technologien im Produktionsprozess selbst nur minimale Potenziale zur CO₂-Emissionsreduktion mit maximal 10 Prozent, beispielsweise bei Nutzung eines Impulstrochners. Im Gegensatz dazu bietet die Elektrifizierung der Dampferzeugung durch direkte Zurverfügungstellung von Hitze – beispielsweise durch elektrische Boiler oder Wärmepumpen – das Potenzial einer Emissionsreduktion von bis zu 75 Prozent. Zentral sei also die Kombination unterschiedlicher Methoden zur Dekarbonisierung sowie die Verfügbarkeit von Strom aus erneuerbaren Energiequellen (Rahnama Mobarakeh et al., 2021).

Eine Studie zur Dekarbonisierung der Schweizer Papier- und Zellstoffindustrie kommt zu ähnlichen Schlüssen, wobei hervorgehoben wird, dass die CO₂-Emissionen auf Basis eines kostenoptimalen Technologieeinsatzes – gemäß den Modellannahmen der Autor:innen bezüglich technologischen Fortschritts und Kostenentwicklung – auch ohne weitreichende Eingriffe seitens der Politik bis 2050 deutlich reduziert würden. Die wichtigsten Treiber der Emissionsreduktion sind laut den Autor:innen ein Wechsel der Energieträger, Verbesserungen im Produktionsprozess und die Nutzung effizienterer Technologien, wobei auch hier Wärmepumpen besonders hervorgehoben werden, insbesondere vor dem Hintergrund drohender Rohstoffknappheit bei Biomasse. Die Autor:innen streichen allerdings hervor, dass die Dekarbonisierung der Papier- und Zellstoffindustrie in der Schweiz bei gleichzeitigen Entwicklungen in anderen Sektoren mit deutlich höheren Energiekosten (+49 Prozent) im Vergleich zur Basis-Entwicklung verbunden sei (Obrist et al., 2022). Auch Madeddu et al. (2020) heben das große Potenzial der Elektrifizierung in der europäischen Industrie hervor, das Großteils mit bereits vorhandenen und in Entwicklung befindlichen Technologien stemmbar sei, geben aber ebenso zu bedenken, dass die tatsächliche Elektrifizierung der Industrie auch von den Kosten im Vergleich zu

anderen Technologien mit geringen Emissionen abhängen. Zudem spielt die Art des produzierten Papiers eine Rolle: laut Rogers (2018) bedarf es zur Produktion von Büropapier hoher Qualität etwa doppelt so viel Energie wie zur Produktion von Verpackungspapieren.

Holzbau-Branche

Die Holzbau-Branche ist Teil der Holzindustrie, zu der unter anderem auch die Säge-, Platten-, Möbel- und Skiindustrie zählen. Etwa 85 meist kleine und mittelgroße Unternehmen (vor allem Zimmerei-Betriebe), die sich häufig im Familienbesitz befinden, mit rund 5.500 Beschäftigten zählen in Österreich zum Bereich „Holzbau und Holzbauprodukte“¹. Weitere wirtschaftliche Kennzahlen analog zur Papier- und Zellstoffindustrie liegen zur Holzbau-Branche abgegrenzt zur Holzindustrie allerdings nicht vor.

Der Holzbau nimmt beim Thema Dekarbonisierung in der Bauindustrie einen besonderen Platz ein, da Holz verglichen mit anderen Werkstoffen als besonders ressourcenschonend und klimafreundlich gilt. Zum einen bleibt Kohlenstoff im nachwachsenden Rohstoff Holz gespeichert, zum anderen werden zusätzliche CO₂-Emissionen im Vergleich zur herkömmlichen Bauweisen mit Beton, Stahl und Ziegel vermieden (z.B. Oh et al., 2023; Liang et al., 2020; Gustavsson et al., 2006). Die oft fertig gelieferten Bauelemente können in einer kürzeren durchschnittlichen Baustellenzeit montiert werden, was wiederum mit der Baustellentätigkeit verbundene Luft- und Lärmemissionen reduziert. All diese Eigenschaften tragen dazu bei, die Nachfrage nach Holz als Baustoff sowohl in Österreich als auch international zu stärken. Auch große, mehrgeschossige Bauten bis hin zu Hochhäusern werden zunehmend mit Holz bzw. Holzelementen gebaut. (Fachverband Holzindustrie Österreich, 2022; 2023)

Das Bauen mit Holz ist insbesondere vor dem Hintergrund zu betrachten, dass der Gebäudesektor traditionell als wenig klimafreundlich gilt. Während die weltweite Nachfrage nach Holz steigt, sieht sich die Holzindustrie mit einer rückläufigen Rohstoffverfügbarkeit konfrontiert, wie auch die deutsche Holzbauinitiative anmerkt (BMWSB & BMEL, 2023). Themen wie die Verwendung nachhaltiger Materialein, der schonende und sparsame Einsatz von Ressourcen und Bemühungen in Richtung Kreislaufwirtschaft wie der vermehrte Einsatz von Sekundärmaterialien spielen eine zunehmend wichtige Rolle. Größeres Potenzial besteht zudem bei der Nachverdichtung des Gebäudebestands im städtischen Raum. Die deutsche Holzbauinitiative nennt zusammenfassend folgende technische und wirtschaftliche Vorteile (BMWSB & BMEL, 2023, S. 6): ein „hoher Vorfertigungsgrad und kurze Bau- und Bezugszeiten (...) und höhere Akzeptanz von Bauvorhaben, Nutzung der Option des seriellen und modularen Bauens, ein geringes Gewicht bei

¹ <https://www.holzindustrie.at/unsere-branchen/holzbau-und-holzbauprodukte/>

hoher Tragfähigkeit und Flexibilität bei der Aufstockung von Gebäuden oder der Wohnraumerweiterung, gute Möglichkeiten einer späteren Kaskadennutzung und Recyclingfähigkeit (...) sowie regionale Versorgungs-, Liefer- und Wertschöpfungsketten.“

Der langfristige positive Effekt einer forcierten Verwendung von Holzprodukten auf die CO₂-Bilanz ist allerdings nicht unbestritten. Eine Reihe von Studien weist auf das Spannungsfeld zwischen einem vermehrten Holzabbau und dem langfristigen Verlust von Wäldern als Kohlenstoffsinken hin, welcher die Nettobilanz der mit der Holzindustrie in Verbindung stehenden Treibhausgasemissionen negativ beeinflussen könnte (Hurmekoski et al., 2023; Jonsson et al., 2021; Soimakallio et al., 2016). Umso wichtiger ist eine gut abgestimmte und langfristig angelegte Waldbewirtschaftungsstrategie (Werner et al., 2010). Auch eine Studie für Österreich betont, dass der größte Klimaschutzeffekt von Holzprodukten erzielt werden kann, wenn das Holz aus nachhaltig bewirtschafteten Wäldern stammt (Braun et al., 2016).{Citation}

6.3.1 Forschungsdesign: Qualitative Interviews

Um mehr über die Auswirkungen der Dekarbonisierung auf die Beschäftigten in den zwei Fokusbranchen zu erfahren, wurden insgesamt zehn leitfadengestützte Interviews geführt. Die Identifikation möglicher Interviewpartner:innen erfolgte auf Basis der Mitgliedlisten der jeweiligen Fachverbände, wobei darauf Wert gelegt wurde, von jedem Unternehmen jeweils eine Person in der Führungsebene (Geschäftsführung oder Vorstand) und eine Person in der Funktion des Betriebsrats zu interviewen. Damit sollen auch möglicherweise voneinander abweichende Sichtweisen seitens der Führungsebene und der Belegschaft abgedeckt werden. Weiters wurde angestrebt, eine möglichst heterogene Auswahl bezüglich der Unternehmensgrößen und Standorte abzudecken. Zusätzlich wurde jeweils ein Interview mit Vertreter:innen der Fachverbände geführt, um neben den Einzelerfahrungen der befragten Unternehmensvertreter:innen einen tieferen Einblick in die jeweiligen Branchen zu gewinnen.

Die Gruppe der mit den Interviews abgedeckten Unternehmen umfasst fünf Unternehmen mit Standort(en) in Österreich und vereinzelt auch Standorten im Ausland, welche durch eine Konzern- oder Gruppenstruktur bedingt ist. In der gegenständigen Analyse lag der Fokus allerdings auf den österreichischen Standorten. Das Interviewsample umfasst *drei Unternehmen aus der Papier- und Zellstoffindustrie sowie zwei Unternehmen aus der Holzbaubranche*¹. Insgesamt wurden *zehn Interviews mit 13 Personen (eine*

¹ Die Ausnahme bildet ein Unternehmen aus der Holzbaubranche, bei dem die Funktion des Betriebsrats/der Betriebsrätin aktuell unbesetzt ist.

weiblich, zwölf männlich)¹ geführt und damit die Erfahrungen aus fünf Unternehmen sowie drei Personen in einer Rolle als Expert:innen mit relevantem Branchenwissen befragt.

Die Interviews wurden zwischen September und November 2023 überwiegend online per Videokonferenz geführt, in einem Fall persönlich vor Ort sowie einmal via Telefonanruf, aufgezeichnet und anschließend in Form detaillierter Protokolle verschriftlicht. Zur Analyse des gesammelten Interviewmaterials wurde die inhaltlich strukturierende Analyse nach Kuckartz & Rädiker (2022) gewählt. Dabei wurden im Rahmen eines mehrstufigen Codierverfahrens die Aussagen der Interviewpartner:innen nach breiteren Themen geordnet und anhand des Ausgangsmaterials weiter ausdifferenziert. Das so entstandene Kategoriensystem stellt den Rahmen für die darauffolgenden Schritte der Interviewcodierung und der Analyse der Erfahrungen und Einschätzungen der Interviewpartner:innen dar.

6.3.2 Ergebnisse

Die Ergebnisse der Interviews beanspruchen keine Repräsentativität. Ihre Gliederung erfolgt entlang der inhaltsanalytischen Kategorien, entlang derer das Interviewmaterial ausgewertet wurde.

Produktionsprozesse

Die Holzbaubranche und die Papier- und Zellstoffindustrie verbindet der gemeinsame *Hauptrohstoff Holz*, welchem als nachwachsende und demnach erneuerbare Ressource im Zuge der Dekarbonisierung eine besondere Rolle zukomme. Neben der Verwendung in der eigenen Produktion nutzen beide Branchen Holz auch als Energieträger, indem anfallende Reststoffe selbst verwertet werden. Einige Unternehmen setzen auf eine eigene Biomasseanlage, mithilfe derer ein Teil des eigenen Wärmebedarfs gedeckt werden könne. Sowohl die Papier- und Zellstoff- als auch die Holzbaubranche weisen bei der Wärmeenergie einen recht hohen Selbstversorgungsgrad auf und können zum Teil via Fernwärme umliegende Haushalte mitversorgen. Beim Strom kaufen Holzbauunternehmen in der Regel einen großen Teil zu, während die Papier- und Zellstoffindustrie auch hier einen großen Selbstversorgungsanteil – wenn auch fossil auf Basis von Erdgas - aufweist. Die Entwicklung der Energiepreise in jüngerer Vergangenheit bestärke den Wunsch nach einem höheren Eigenversorgungsgrad. Neben Biomasseanlagen wird seit ein paar Jahren zunehmend auf eigene Photovoltaik-Anlagen gesetzt, vereinzelt auch auf andere erneuerbare Energien wie Wasserkraft. Vor allem die Papier- und Zellstoffindustrie weist nach wie vor einen hohen Gasverbrauch auf, wobei der Anteil am gesamten

¹ Dass die Summe der Personen die Anzahl der 10 Interviews übersteigt, ergibt sich daraus, dass einige der Interviews mit zwei Interviewpartner:innen geführt wurden.

Energiebedarf der Unternehmen stark schwankt. Vor dem Hintergrund der Dekarbonisierung – und dem Gaspreisanstieg des vergangenen Jahres – sei das Interesse an einem graduellen Gasausstieg groß, jedoch wurden bei der Papier- und Zellstoffindustrie Zweifel geäußert, ob dies jemals vollständig möglich sei, da ein – wenn auch geringer – Teil an Gas als derzeit technologisch nicht ersetzbar gelte. Von Betriebsratsseite wurde hier in einem Fall Kritik geäußert, dass sich die Führungsebene, aber auch die Politik, nicht deutlich früher um eine Reduktion der Abhängigkeit von Gas gekümmert hätten.

Ebenfalls verbindend sind *hochgradig technologische Produktionsprozesse*, wobei das Thema Digitalisierung bzw. Automatisierung nicht unbedingt im Zusammenhang mit der Dekarbonisierung gesehen werde. Ein Papier- und Zellstoffunternehmen teste beispielsweise bereits den Einsatz von Künstlicher Intelligenz in der Produktion und auch der Holzbau sehe in puncto Digitalisierung im Vergleich mit der restlichen Bauwirtschaft einen Vorsprung, unter anderem durch Jahrzehnte an Erfahrung mit dem Einsatz von 3D-Modellen.

Dekarbonisierung

Die Dekarbonisierung ist längst in der Holzbau- sowie Papier- und Zellstoffbranche angekommen. Nahezu alle Unternehmen hätten bereits eine *Dekarbonisierungsstrategie* und damit einhergehende konkrete Reduktionsziele festgelegt, so die Fachverbände. Der zeitliche Rahmen der bereits ausformulierten Zielsetzungen auf dem Weg zur CO₂-Neutralität variiert zwischen 2030 und 2050. Hier ist anzumerken, dass im Falle der Holzbaubranche neben der Interessenvertretung nur mit zwei größeren Unternehmen Interviews geführt wurden. Die meisten kleineren Holzbaubetriebe, so eine Einschätzung, hätten wahrscheinlich kein ausgearbeitetes Dekarbonisierungskonzept, wohl aber eine Reihe an geplanten und umgesetzten Maßnahmen.

Um einen höheren Grad an Energieautarkie zu erreichen, setzen beide Branchen neben der Verwendung der eigenen Biomasse auf zum Teil sehr große Photovoltaik-Anlagen, wobei diese Maßnahme in einem der befragten Unternehmen vom Betriebsrat zwar gefordert werde, die Zustimmung der Geschäftsleitung aber noch fehle. Weitere *konkrete Maßnahmen* umfassen vor allem Investitionen in neue Technologien, in der Papier- und Zellstoffindustrie spielen modernste Wirbelschichtkessel eine zentrale Rolle zur großflächigen Dekarbonisierung, da sie es ermöglichen würden, einen Großteil des Gasbedarfs durch die Verbrennung von Reststoffen zu ersetzen. Allerdings handle es sich hierbei um genehmigungspflichtige Anlagen, weshalb die Umsetzung solcher Vorhaben einige Jahre brauche. Auch die zunehmende Elektrifizierung des eigenen Fahrzeugbestands, z. B. in Form von E-Staplern und E-PKWs, und die Bereitstellung von E-Ladestellen wurden von der Holzbaubranche als relevante Maßnahmen genannt. Eine weitere Bestrebung im

Holzbau sei die vermehrte Wiederverwendung von Rohstoffen, wobei dieser Sekundärkreislauf als große Herausforderung für die Branche beschrieben wurde. Ähnliche Anstrengungen hinsichtlich der Erhöhung des Anteils von Recycling-Material gäbe es vereinzelt auch in der Papier- und Zellstoffbranche.

Die Auseinandersetzung mit der EU-weiten *Corporate Sustainability Reporting Directive* (CSRD), welche die einheitliche Nachhaltigkeitsberichterstattung von Unternehmen künftig regelt und für bilanzrechtlich große Unternehmen ab 2025 gilt, fällt recht unterschiedlich aus. Während sich manche der befragten Unternehmen noch nicht explizit damit beschäftigt haben, gibt es in anderen (großen) Unternehmen bereits eine konkrete Strategie und ein internes Projekt oder gar bereits gesetzte Maßnahmen. Die Unterschiede bestehen hier nicht zwischen den Branchen, sondern zwischen den einzelnen befragten Unternehmen. Uneinigkeit herrscht auch bei der Frage, ob die CSRD-Richtlinie bereits Einfluss auf die Auseinandersetzung mit der Dekarbonisierung habe.

Die *Einbindung des Betriebsrats* bei Veränderungsprozessen sei in allen befragten Papier- und Zellstoffunternehmen gegeben, so die befragten Betriebsräte¹, wenngleich bei der Intensität der Einbindung zum Teil durchaus Verbesserungspotenzial bestünde. Für die Holzbaubranche lassen sich hier kaum Ableitungen treffen, da nur mit einem Betriebsrat gesprochen werden konnte.

Insgesamt scheinen sowohl die Papier- und Zellstoffindustrie als auch die Holzbaubranche gut auf die Herausforderungen der Dekarbonisierung vorbereitet zu sein, so die übereinstimmende Gesamteinschätzung der Interviewpersonen. Verbesserungspotenzial sei bei der Einsparung von CO₂-Emissionen zwar weiterhin gegeben, aber es wurden bereits viele Schritte in die „richtige“ Richtung gesetzt oder geplant.

Beschäftigte

Die Beschäftigten – sowohl in der Papier- und Zellstoffindustrie als auch in der Holzbaubranche – weisen durchaus hohe *Ausbildungslevels* auf. Die Mitarbeiter:innen in der Produktion hätten demnach – abgesehen von ein paar Hilfskräften – mindestens einen (technischen) Lehrabschluss, auch Meisterabschlüsse und Abschlüsse von Fachschulen sind vorhanden. Bei den nicht in der Produktion tätigen Mitarbeiter:innen reiche das Spektrum von akademischen Abschlüssen über HTL- und HAK-Abschlüssen bis zum Lehrabschluss Bürokaufmann/Bürokauffrau. Als relevante Studien wurden vorwiegend Technische genannt, beispielsweise Bauingenieurwesen, Statik oder Maschinenbau, aber auch Ausbildungen für Controlling, Informationstechnologie (IT), Human Resources (HR)

¹ An dieser Stelle wird nicht gegendert, da alle befragten Betriebsräte männlich waren.

und Logistik seien relevant. Vor allem im Holzbau scheine der Ausbildungsgrad insgesamt zu steigen, da mit einer zunehmenden Industrialisierung der Produktion auch der Anteil an Akademiker:innen steigen würde.

Die befragten Unternehmen bilden allesamt selbst Lehrling aus, um den Fachkräftebedarf zu decken, die *Lehrausbildung* nehme demnach einen großen Stellenwert in den Betrieben ein, sowohl in der dualen Form als auch im zweiten Bildungsweg. Zu den wichtigsten Lehrberufen zählen dabei unter anderem Papiertechnik, Elektrik/Elektrotechnik, (Maschinen)-Schlosserei, Mechatronik, IT, Holztechnik, Tischlerei, Fertigteilhausbau, Chemieverfahrenstechnik, Prozesstechnik, Mess- und Regeltechnik, Pneumatik, Zimmererei, Spenglerei, Holzsägetechnik, Maschinenbautechnik oder Elektrobautechnik. Dabei handle es sich laut Aussagen der Interviewpartner:innen um durchaus anspruchsvolle technische Lehrberufe.

In der Papier- und Zellstoffindustrie gäbe es mit dem ABZ in Steyermühl eine zentrale Anlaufstelle für die *Aus- und Weiterbildung* in der Branche, wo neben dem Lehrberuf Papiertechnik im zweiten Bildungsweg auch der Werkmeister für Papierindustrie absolviert werden kann. Besonders hervorgehoben wurden zudem die Technische Universität Graz mit einem eigenen Institut für faserbasierte Technologie (Institut für Biobasierte Produkte und Papiertechnik), wo der akademische Nachwuchs der Papierindustrie ausgebildet werde, ebenso wie die Fachhochschule Holztechnologie und Holzbau in Salzburg für den Holzbereich. Zudem besitzen einige Unternehmen eigene Bildungszentren, wo Weiterbildungen absolviert werden können – dem Thema Aus- und Weiterbildung der Mitarbeiter:innen kommt demnach eine große Bedeutung bei den befragten Unternehmen zu.

Der *Frauenanteil* ist sowohl in der Papier- und Zellstoffindustrie als auch in der Holzbaubranche als gering einzustufen, besonders in der Produktion. Die Papier- und Zellstoffindustrie sei geprägt vom Schichtbetrieb und daher grundsätzlich unflexibel, was die Gestaltung der Arbeitszeit betreffe, auch Teilzeit sei nicht so leicht umzusetzen – Bedingungen, die als wenig familienfreundlich eingestuft werden. Zudem müsse das Angebot bei der Kinderbetreuung verbessert werden. Allerdings wurde positiv hervorgehoben, dass in der Papier- und Zellstoffindustrie ein Frauennetzwerk ins Leben gerufen worden sei und vermehrt weibliche Lehrlinge aufgenommen würden.

Zum *Anteil der Migrant:innen* konnten die Interviewpartner:innen wenig Konkretes sagen, dies sei kein großes Thema in den Branchen. Ein ausreichendes Sprachverständnis wurde jedenfalls als wichtig hervorgehoben, um den Sicherheitsanforderungen folgen zu können.

Für *Quereinsteiger:innen* gäbe es laut den Interviewpartner:innen beider Branchen durchaus Potenziale, vor allem im Produktionsbereich. Aufgrund des bereits spürbaren

Fachkräftemangels würde dieser Bedarf in Zukunft eventuell noch wachsen. Gewisse Grundvoraussetzungen müssten erfüllt sein – eine bereits abgeschlossene Lehre werde durchaus als vorteilhaft angesehen – aber grundsätzlich sei es bereits etablierte Praxis über interne Weiterbildungsmöglichkeiten oder auch die Lehre im zweiten Bildungsweg branchenfremde Personen in den Betrieb zu integrieren.

Die *Möglichkeiten für geringer qualifizierte Personen* werden hingegen als begrenzter angesehen, sowohl in der Papier- und Zellstoffindustrie als auch in der Holzbaubranche. Es gäbe zwar durchaus Möglichkeiten, beispielsweise für manuelle Tätigkeiten oder das Bedienen von Staplerfahrzeugen, allerdings seien diese – auch in Abhängigkeit von der Unternehmensgröße – nicht in großer Zahl vorhanden. Da die Wichtigkeit von fachlichen Qualifikationen in Zukunft noch steigen werde, könne es für Personen, die reine Hilfstätigkeiten ausüben, zunehmend schwieriger werden.

Neue Anforderungen an Beschäftigte

In Bezug auf die Dekarbonisierung sind sich die Interviewpartner:innen grundsätzlich einig, dass diese mit *keinen grundsätzlichen Veränderungen* für die bestehenden Mitarbeiter:innen einhergehen würde. Sowohl bei der Papier- und Zellstoffzeugung als auch beim Holzbau werden keine grundlegenden Änderungen der Produktionsprozesse erwartet, sofern es keine völlig neuen Technologien gäbe. Für die Papier- und Zellstoffindustrie wird hervorgehoben, dass es in puncto Dekarbonisierung vor allem darum gehe, Hitze auf Basis anderer Energieträger als Erdgas zu erzeugen, es handle sich hierbei also um Investitionen in Technik – für die in der Produktion beschäftigten Personen spiele das keine Rolle. In der Holzbaubranche sei die Dekarbonisierung zudem bereits weit vorangeschritten, es brauche hier eher noch die Substitution von Diesel durch Strom für den Fuhrpark, was an den Kernarbeitsprozessen nichts ändere. Ein größeres Thema sei hingegen die Kreislaufwirtschaft, wo es noch Optimierungsmöglichkeiten gäbe und die Anforderungsprofile in Zukunft höher seien durch neue Produktionsverfahren, da die Sekundärproduktion deutlich schwieriger sei. Bestehende Mitarbeiter:innen müssten hierfür Zusatzqualifikationen im Rahmen von Weiterbildungen erwerben. Auch auf universitärer Ebene würden bereits zusätzliche Ausbildungen für Holz(bau) geschaffen werden.

Allerdings ergäbe sich bei der Papier- und Zellstoffindustrie durch die Inbetriebnahme moderner Reststoffanlagen/Wirbelschichtkessel ein *Bedarf an neuen Mitarbeiter:innen*, hierfür seien Professionist:innen gefragt, die befähigt sind, Dampfkessel/-turbinen zu betreuen. Nachgefragte Berufe seien unter anderem Maschinenschlosser:in, Installateur:in oder Elektriker:in, aber es brauche auch höher qualifizierte Personen, da die Anlagen höchst komplex seien. Der Bedarf an zusätzlichen Arbeitskräften halte sich aber in Grenzen – bei den befragten Unternehmen der Papier- und Zellstoffindustrie wird mit

unter 20 Personen für den laufenden Betrieb ab Implementation gerechnet, was jeweils nur einen Bruchteil der generellen Mitarbeiter:innen-Anzahl darstelle. Zudem gäbe es einen Bedarf an Kurzausbildungen für bestehende Mitarbeiter:innen zur Qualitätskontrolle von Brennstoffen, ebenso wie zur Schulung für die neuen Anlagen. In der Holzbaubranche gäbe es Bedarf an Mitarbeiter:innen in den Bereichen Umwelttechnik, Nachhaltigkeit und Corporate Social Responsibility (CSR) – Berufsfelder, die bisher in dieser Branche nicht gebraucht wurden und durch die bestehenden Fachkräfte nicht abgedeckt werden. Hier werde größeres Potenzial für Frauen attestiert, ebenso wie bei der Arbeit an CNC-Anlagen. Grundsätzlich werde in der Holzbaubranche mit einem wachsenden Bedarf an Fachkräften gerechnet, welcher der steigenden Nachfrage nach Holzbaukonstruktionen geschuldet sei – die Begrenzung liege hierbei allerdings auch bei der Verfügbarkeit von Ressourcen und ausreichend Fachkräften. Die weitere Automatisierung wird als eine Möglichkeit genannt, dieser Herausforderung zu begegnen, dafür bräuchte es wiederum qualifizierte Techniker:innen zur Bedienung der Maschinen.

Grundsätzlich ergibt sich das Bild, dass fachliche Qualifikationen in Zukunft sowohl in der Papier- und Zellstoffindustrie als auch beim Holzbau immer wichtiger werden würden und der *Bedarf an geringer qualifizierten Personen* sinken werde, eine Entwicklung, die auch der zunehmenden Automatisierung und Digitalisierung geschuldet sei. Die Gefahr, dass Jobmöglichkeiten für geringer Qualifizierte durch die Automatisierung zurückgehen, sei jedenfalls vorhanden. Unter anderem damit verbunden sei auch ein erhöhter psychischer Druck auf Mitarbeiter:innen, wie ein Betriebsrat der Papier- und Zellstoffbranche berichtet. Ambitionierte, an Benchmark-Indikatoren orientierte Vorgaben seitens der Führungsebene seien nicht immer gut mit den Arbeitsrealitäten der Belegschaft vereinbar.

Herausforderungen und Wünsche

Zu den größten Herausforderungen beider Branchen zähle der stets präsente *Fachkräftemangel*, der in erster Linie die Suche nach qualifizierten Fachkräften für die Produktion betreffe. Als besonders gefragte Personen wurden beispielsweise Papiertechniker:innen, Elektriker:innen, Schlosser:innen, Holzfacharbeiter:innen, Zimmerer:innen, Tischler:innen oder Ingenieur:innen genannt. Auch die Suche nach Lehrlingen sei zunehmend schwierig, teilweise wurden sogar HR-Ressourcen für die Lehrlingsakquise verstärkt. Als Gründe dafür wurden aus Sicht der Betriebsräte der Papier- und Zellstoffunternehmen einerseits die große Konkurrenz mit Betrieben der Region und zwischen Schulen und Betrieben genannt, andererseits aber auch die Tatsache, dass das Gewerbe beim Lohn nachgezogen hätte. Aus der aktuellen Mangellage ergäbe sich in einem Betrieb beispielsweise die Situation, dass die Mitarbeiter:innen in der Produktion sehr viele Überstunden leisten würden, was laut dem zuständigen Betriebsrat weder für die Personen noch für

das Unternehmen selbst gut sei. Der Bereich der Angestellten sei weniger vom Fachkräftemangel betroffen. Während der Fachkräftemangel in vielen Branchen beklagt wird, kommt beim Holzbau eine steigende Nachfrage hinzu, die den Mangel weiter verschärfe. Der Holzbau hat nicht zuletzt im Kontext der Klimakrise an Bedeutung gewonnen, da die Bauweise und der Rohstoff selbst als klimaschonender gelten als herkömmliche Bauweisen. Die Interviewpersonen berichten von einem gewissen Wettbewerbsvorteil der vergleichsweise großen österreichischen Holzbaubranche, die viel Erfahrung mitbringe, welche nun am Markt gefragt sei. Diese positive Entwicklung lasse die Suche nach Fachkräften umso dringlicher werden. Als konkreter Vorschlag für die Milderung des Fachkräftemangels wurde von einer/m interviewte/n Geschäftsführer:in die Idee erläutert, das Leisten von zusätzlichen Arbeitsstunden steuerlich zu begünstigen und damit attraktiver zu gestalten, sei es in Form von Überstunden oder der geringfügigen bzw. Teilzeit-Beschäftigung von pensionierten Fachkräften. So könne das Arbeitskräftepotenzial wieder erhöht werden. In den Gesprächen mit den Betriebsräten der Papier- und Zellstoffindustrie kristallisierte sich ein anderes Thema heraus, das den Fachkräftemangel ebenfalls bestärke: Das für die Branche typische, aber vor allem von der jüngeren Generation als nicht mehr attraktiv wahrgenommene, Schichtarbeitsmodell. Die Schichtarbeit erscheine vielen als wenig kompatibel mit den Vorstellungen eines modernen Arbeitsplatzes. Themen wie der Wunsch nach Homeoffice, die 4-Tage-Woche oder kürzere Arbeitszeiten und die allgemein höhere Fluktuation beschäftigen die Betriebsräte aktuell. Zudem sei Schichtarbeit, ihren Aussagen zufolge, finanziell nicht mehr so lukrativ wie früher. Hier sei die Industrie gefordert, die Attraktivität von Schichtarbeit wieder zu erhöhen. Innerbetriebliche Aus- und Weiterbildungen gelten sowohl in der Papier- und Zellstoffindustrie als auch in der Holzbaubranche als Muss, um den eigenen Bedarf an Fachkräften einigermaßen decken zu können. Aber auch die Politik wird laut einem Interviewpartner in der Verantwortung gesehen, günstige Rahmenbedingungen zu schaffen, um beispielsweise Fachkräfte auch bei konjunkturellen Schwankungen im Unternehmen halten zu können.

Als herausfordernd werden auch die *politischen Rahmenbedingungen* beschrieben, wobei hier insbesondere die Vorgaben seitens der EU genannt wurden. Die Verhältnismäßigkeit der EU-Richtlinien, die sehr viel bürokratischen und administrativen und somit auch finanziellen Aufwand mit sich bringen würden, wurde in Frage gestellt. Besonders Klein- und Mittelunternehmen würden unter einer Überbürdung der Regelungen leiden, so eine interviewte Person. In der Papier- und Zellstoffbranche wurde die EU-Verpackungs- und Verpackungsabfallrichtlinie als Beispiel angeführt, die kaum mit dem in Österreich etablierten Recyclingsystem kompatibel sei. In der Holzbaubranche würden Unternehmen mit der Forderung nach einer Erhöhung des Sekundäranteils kämpfen, also der Wiederaufbereitung und -verwendung von Holz und Holzprodukten, was bei den meist noch recht neuen Holzbaukonstruktionen schwer umsetzbar sei, da das Material

noch nicht sehr lange im Umlauf sei. Dazu kommen auf nationaler Ebene lange Genehmigungsverfahren, beispielsweise bei einem Antrag für einen Wirbelschichtkessel, die die Umsetzung der Dekarbonisierung erschweren und verzögern würden.

Ein gemeinsamer Nenner beider Branchen ist der Hauptrohstoff Holz und damit auch die Sorge um die *Rohstoffversorgung und -sicherheit*. Der Klimawandel bedinge eine geringere Rohstoffverfügbarkeit durch die fehlende Resilienz der heimischen Baumarten. Zusätzlich würden auf europäischer Ebene Nutzungsbeschränkungen der Wälder eingeführt werden, die das Angebot weiter einschränken würden.

Beide Branchen stünden zudem vor der Herausforderung *steigender Energiepreise und der Aufrechterhaltung internationaler Wettbewerbsfähigkeit*. Die hohe Inflation in der jüngeren Vergangenheit und die damit gestiegenen Kosten, insbesondere für Personal und Energie, würden den Unternehmen zu schaffen machen und die Produktionsbedingungen des Standorts Österreich verschlechtern. In der Holzbaubranche wurde als Konsequenz der zunehmende Verlust der USA als lukrativer Absatzmarkt genannt. In der Papier- und Zellstoffindustrie wurden mögliche Wettbewerbsnachteile aufgrund der Dekarbonisierung hervorgehoben. Nicht-EU-Länder, so die Erläuterung, seien mit deutlich weniger Anforderungen konfrontiert. Von einem Betriebsrat der Papier- und Zellstoffindustrie wurde hervorgehoben, dass die Produktion bereits in der Vergangenheit häufig in andere Länder verlagert worden sei.

Das Wichtigste sei allerdings die Schaffung eines *stabilen politischen Rahmens* in Form von klaren Regeln, Strukturen und Prozessen. Sichere Rahmenbedingungen würden wiederum die für beide Branchen zentrale Planungssicherheit ermöglichen. In der Holzbaubranche wurde der starke politische Einfluss auf die Baunormen und -gesetze hervorgehoben, die den heimischen Holzbau mit der Festlegung einer Maximalhöhe von Holzbauten bis vor kurzem bremsten.

Bei den *Fördermechanismen* sehen Vertreter:innen beider Branchen noch Verbesserungspotenzial. Genannt wurde unter anderem der Wunsch nach einer stärkeren Förderung von Holz, die der Rolle des Rohstoffs bei der Dekarbonisierung gerecht werden würde, sowie eine Förderung für Innovationen. Eine in den Interviews wiederkehrende Forderung ist jene nach einer Vereinfachung und Verkürzung von als hinderlich wahrgenommenen Genehmigungsverfahren. Generell solle bei Fördermechanismen auf europäische Lösungen gepocht werden, so eine interviewte Person, um die nationale Wettbewerbsfähigkeit nicht negativ zu beeinflussen. Zweifel an der Umsetzbarkeit mancher EU-Richtlinien blieben aber bestehen. Dabei würde ein besserer Austausch zwischen Politik und Industrie helfen, um etwaige Unterschiede im fachlichen Knowhow besser aus-

zugleichen. Von einem Betriebsrat wurde allerdings hervorgehoben, dass auch die Bedürfnisse der Mitarbeiter:innen wieder stärker im Zentrum der Diskussion stehen sollten.

An die *Sozialpartner* gerichtet wurde der Wunsch nach einer besseren Abstimmung des Vorgehens auf internationaler Ebene und einer Harmonisierung der nationalen Umsetzung von EU-Richtlinien geäußert. Wenn alle an einem Strang ziehen würden, so ein interviewter Betriebsrat, würden die großen Themen – die Dekarbonisierung und der Fachkräftemangel – besser bewältigt werden können.

7 Zusammenfassung

Das Klimaübereinkommen von Paris sieht eine Begrenzung des durchschnittlichen globalen Temperaturanstiegs im Vergleich zum vorindustriellen Zeitalter auf deutlich unter 2 °C vor, um die weitreichenden Auswirkungen des Klimawandels auf Gesellschaft und Ökosysteme zu begrenzen. Der österreichische Beitrag ist zeitlich ambitionierter als das EU-Ziel und wurde im aktuellen Regierungsprogramm mit „Klimaneutralität in Österreich bis 2040“ formuliert. Der Weg dorthin erfordert weltweites Handeln sowie eine sozial-ökologische Transformation und erhebliche Investitionen, unter anderem in erneuerbare Energieträger, Strom- und Gasnetze, Verkehrsinfrastruktur und Fahrzeuge, Gebäude sowie industrielle Anlagen. Eine sozial-ökologische Transformation bedingt nicht nur zusätzliche Investitionen, sondern insbesondere auch eine Umlenkung bestehender fossiler Investitionen in die Nutzung erneuerbarer Energieträger hin zu Dekarbonisierung bzw. klimaneutrale Aktivitäten.

Diese Studie stellt den gesamtwirtschaftlichen Investitionsbedarf zur Erreichung der weitgehenden Klimaneutralität in Österreich bis 2040 dar, ergänzt um Aspekte der Machbarkeit, der Finanzierung, der betriebswirtschaftlichen und volkswirtschaftlichen Auswirkungen sowie Fragen zur sozialen und standortpolitischen Verträglichkeit.

Szenarien zu Energieverbrauch und Treibhausgasemissionen

Das Umweltbundesamt erstellt regelmäßig Szenarien zur Entwicklung des Energieeinsatzes und der Treibhausgasemissionen für Österreich. Den Ausgangspunkt (Basisszenario) bildet das Szenario WEM (with existing measures) - die weitere Entwicklung „mit bestehenden Maßnahmen“. Das gegenständliche Szenario WEM2023 bildet alle gesetzlichen Maßnahmen ab, die bis zum 1.1.2022 umgesetzt wurden, und dient als Basis- bzw. Vergleichsszenario für die Szenarien zur weitgehenden Klimaneutralität.

Aufbauend auf bisherigen Arbeiten des Umweltbundesamts wurden im Rahmen der vorliegenden Untersuchung zwei Szenarien zum Erreichen der weitgehenden Klimaneutralität erstellt, das Szenario KN40 und das Szenario KN40/50. Das Szenario KN40 sieht sowohl in den Branchen, die dem Emissionshandel unterliegen (ETS-Bereich), als auch in den Non-ETS-Sektoren die Erreichung der weitgehenden Klimaneutralität bis 2040 vor. Das Szenario KN40/50 sieht für den ETS-Bereich durch eine spätere Umsetzung der Dekarbonisierung in der Industrie die Erreichung von weitgehender Klimaneutralität bis 2050 vor.

Zusammen mit weiteren Rechtsvorschriften und Förderungen ist der CO₂-Preis ein wichtiger Hebel für die Transformation aller Sektoren des Energiesystems zur Verringerung des Energieverbrauchs und einem zunehmenden Einsatz erneuerbarer Energieträger.

Eine ergänzende Maßnahme in den Szenarien KN40 und KN40/50 ist der Einsatz von CO₂-Abscheidung und -Speicherung (Carbon Capture and Storage/Use (CCS/U) bei Industrieanlagen (von Prozessemissionen, die schwer zu vermeiden sind, z.B. aus der Zementindustrie sowie aus Abfallverbrennungsanlagen) nach dem Jahr 2035. Im Fall der Nutzung von Abwärme ist der dafür notwendige Energieaufwand weitgehend im KN40 bzw. KN40/50 enthalten.

Das KN40/50 unterscheidet sich vom KN40 insbesondere durch höhere Treibhausgasemissionen im Emissionshandelsbereich in den Jahren 2030 und 2040. Im Jahr 2050 sind die Emissionen dann gleich hoch. Beide Szenarien erreichen das für Österreich gültige Ziel für 2030 im Non-ETS-Bereich. Tabelle 42 und Abbildung 36 zeigen die Entwicklung der geplanten Treibhausgasemissionen (THG-Emissionen) in den beiden Szenarien.

Die nach Abzug von Landnutzung, Landnutzungsänderung und Forstwirtschaft (LULUCF) (Wald, Moore usw.) verbleibenden nichtenergetischen Emissionen von Landwirtschaft, Abfall (Deponien), F-Gasen und ggf. industriellen Prozessen müssen zur Erreichung von bilanziell null Emissionen kompensiert werden. Zur Verfügung stehen technische Senken wie Biomasse-CCS (BECCS) oder „direct air carbon capture and storage“ (DACCS). Der zur Kompensation notwendige Energieaufwand ist nicht im KN40 bzw. KN40/50 abgebildet und würde bedeuten, dass wesentlich mehr erneuerbare Energie, wohl überwiegend durch Importe (im Ausmaß von 7 bis 15 Prozent des gesamten Endenergieverbrauchs oder 20 bis 40 Prozent des Endenergieverbrauchs der Industrie) bereitgestellt werden müsste.

Aufgrund des hohen Energieaufwands sollte DACCS nicht zur Emissionskompensation eingesetzt werden. Demgegenüber sind natürliche Senken jedenfalls die kostengünstigste Möglichkeit, THG-Emissionen zu kompensieren, und sollten auch aus ökonomischen Überlegungen vorrangig forciert werden.

Tabelle 42: : Entwicklung der Treibhausgasemissionen im Szenario KN40 nach Sektoren bis 2050

Mio. t CO ₂ -Äquivalent	2005	2020	2030	2040	2050
Energie & Industrie mit Emissionshandel	41,6	32,4	20,5	4,3	1,8
<i>Energie & Industrie ohne Emissionshandel</i>					
<i>Emissionshandel</i>	5,8	5,3	3,6	0,4	0,3
<i>Energie & Industrie Emissionshandel</i>	35,7	27,0	17,0	3,9	1,5
Verkehr	24,6	20,8	13,7	0,3	0
Gebäude	12,7	8,0	3,7	0,2	0,1
Landwirtschaft	8,3	7,9	5,8	5,3	5,0
Abfallwirtschaft	3,6	2,3	2,0	1,2	0,4
F-Gase	1,8	2,2	0,8	0,2	0,2
Treibhausgasemissionen gemäß Klimaschutzgesetz (ohne Emissionshandel)*	56,8	46,5	29,6	7,6	6,0
Treibhausgasemissionen gesamt**	92,6	73,6	46,5	11,5	7,5

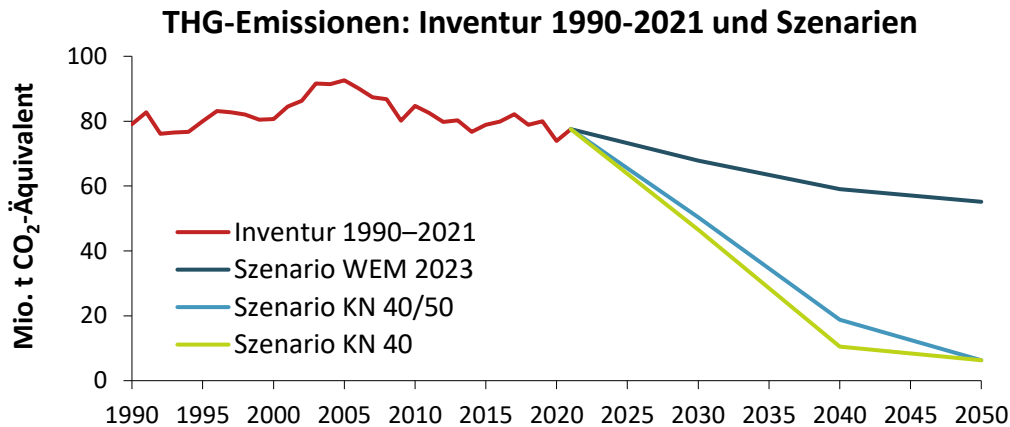
Quellen: Umweltbundesamt KN40, Umweltbundesamt REP-0880, Umweltbundesamt REP-0856

*Ziel 2030 im Non-ETS-Bereich 29,6 Mio. t CO₂-äq,

**THG ohne Berücksichtigung des LULUCF-Ziels. Ab 2040 Einsatz von CCS ersichtlich; die verbleibenden Emissionen müssen mittels LULUCF, weiteren CCS/U, Biomasse-CCS oder DACCS kompensiert werden, um Netto Null Emissionen zu erreichen. Die Bilanzierungsregeln für Carbon Removal werden auf EU-Ebene erst bis 2026 erarbeitet. Auf Grund der vielen technischen, rechtlichen und finanziellen Unsicherheiten bei diesen Kompensationstechnologien war eine finanzielle Abschätzung nicht sinnvoll. Auf eine Darstellung der Null in der Tabelle wurde daher auch verzichtet.

*** Für den Sektor Landwirtschaft liegt kein Szenario Transition vor, das insbesondere die Aspekte der Anpassung der Produktionsmethoden an den Klimawandel und die Herausforderungen der Lebensmittelversorgung einer steigenden Bevölkerung bei fortschreitendem Klimawandel, die Wechselwirkungen mit dem höheren Biomassebedarf anderer Sektoren, die Anpassung der Fördermaßnahmen an Klimaschutzvorgaben und adäquate Preise für hochwertige und regionale Lebensmittel behandelt. Daher konnten auch keine Investitionskosten für diesen Sektor angegeben werden. Abgebildet ist das Szenario WAM+ aus dem Umweltbundesamt REP-0856.

Abbildung 36: Entwicklung der Treibhausgasemissionen der Szenarien WEM, KN40 und KN40/50 nach Sektoren im Zeitraum 1990 bis 2050



Quelle: Umweltbundesamt, Grafik: Umweltbundesamt

Investitionskosten

Die Gesamtinvestitionen und die Mehrinvestitionen sind nach Sektoren (als Wertebereich) in Tabelle 43 dargestellt. Den Unsicherheiten bei den Gesamtinvestitionen und den Mehrinvestitionen wurde mit der Angabe eines oberen und eines unteren Bereichswerts Rechnung getragen. Bei den angegebenen Mehrinvestitionen sind mögliche Ersatzinvestitionen (z.B. neuer Hochofen statt Elektrostahlwerk oder Wasserstoff-Reduktion; Energie: Erneuerung/Instandhaltung von Stromleitungen, Gas-KWK statt Wind oder PV) beziehungsweise die bereits im WEM enthaltenen Investitionen von den Gesamtinvestitionen abgezogen.

Die Mehrinvestitionen machen mit rund 100 bis 180 Mrd. Euro 14 bis 17 Prozent der Gesamtinvestitionen von rund 750 bis 1050 Mrd. Euro im KN40 aus. Im Vergleich zu den Sektoren Energie und Verkehr weist die Industrie relativ niedrigere Gesamt- und Mehrinvestitionen auf. Die Investitionen im Sektor Energie fließen zu in etwa gleichen Teilen in den Ausbau erneuerbarer Energieträger und der Netzinfrastruktur, wobei das wesentlich größere Stromnetz gegenüber dem Wasserstoff- und dem CO₂-Netz dominiert. Die Gesamtinvestitionskosten im Sektor Verkehr liegen in der gleichen Größenordnung wie bei Gebäuden. In diesen beiden Sektoren sind die Mehrinvestitionen vergleichsweise gering. Im Gebäudebereich werden im KN40 Mehrinvestitionen in die Gebäudesanierung durch Minderinvestitionen im Neubau teilweise kompensiert; die erhöhte Sanierungsrate im KN40 erfordert weniger Neubau als im Szenario WEM. Die relativ geringen Mehrinvestitionen im Verkehrsbereich ergeben sich vor allem daraus, dass in absehbarer Zeit mit einer Preisparität in den Anschaffungskosten für Elektro-PKW/Elektro-LKW

gegenüber Verbrenner-Kfz gerechnet werden kann. Basierend auf internationalen Studien wird mit Preisparitäten zwischen 2028 (PKW) und 2032 (schwere LKW) gerechnet.

Tabelle 43: Gesamtinvestitionen und Mehrinvestitionen nach Sektoren (KN40) (Angaben in Mrd. Euro₂₀₂₄)

	Gesamtinvestitionen 2024-2040		Mehrinvestitionen 2024-2040	
	Unterer Wert	Oberer Wert	Unterer Wert	Oberer Wert
Energie	155,9	174,5	38,5	83
Industrie	16	28	8,6	15,4
Gebäude	303,8	438,3	10,3	15
Verkehr	273	391,8	45,1	65,3
Summe	748,7	1032,6	102,5	178,7

Quelle: Umweltbundesamt, eigene Berechnungen auf Basis der angegebenen Literatur in den Tab. 9-12, 14, 15, 19, 20.

Der Unterschied zwischen den Szenarien KN40 und KN40/40 liegt an der Verschiebung der größeren Investitionen in den Industrieanlagenpark von der Periode 2024 bis 2040 (KN40) auf die Periode 2030 bis 2050 (KN40/50). Die Elektrifizierung von Prozessen verschiebt sich im KN40/50 auf spätere Zeitpunkte. Insbesondere der Einsatz von Wasserstofftechnologien findet im KN40 kurz vor 2040 und im KN40/50 erst kurz vor 2050 statt.

Betriebskosten

Mit der CO₂-Preis-induzierten Verschiebung des Energieträgerspektrums ändern sich die Betriebskosten. Dies gilt grundsätzlich für alle energieintensiven Wirtschaftssektoren und hat auch Auswirkungen auf Gebäude und Verkehr.

Die Energiekosten im **Gebäudebereich** werden neben den Energie- und CO₂-Preisen vor allem durch die im KN40 erhöhte Gebäude-Sanierungsrate und den Energieträgerwechsel beeinflusst. Beispielsweise erhöht sich im KN40 der Anteil renovierter Wohngebäude von 11 Prozent (2030) auf 53 Prozent (2050). Bei den Dienstleistungsgebäuden steigt der Anteil von renovierten Gebäuden von 8 Prozent (2030) auf 45 Prozent (2050). Dank der Reduktionen des spezifischen Wärmebedarfs und der Änderungen im Energieträger-Mix sinken die durchschnittlichen Energiekosten im Gebäudebestand zwischen 2030 und 2050 um 22 Prozent (für eine 70-m²-Wohnung) bzw. 37 Prozent (für ein Dienstleistungsgebäude von 700 m²).

Im Sektor **Verkehr** hängen die durchschnittlichen jährlichen Energiekosten vor allem vom fahrzeugspezifischen Energieverbrauch und den im KN40 hinterlegten Energie- und CO₂-Preisen ab. Verbrenner-PKW haben einen etwa dreimal so hohen spezifischen Energieverbrauch wie Elektro-PKW. Bei leichten und schweren LKW ist der spezifische Energieverbrauch der Verbrenner-Kfz etwa doppelt so hoch wie der der Elektro-Fahrzeuge. Die Effizienz von mit Wasserstoff betriebenen schweren LKW liegt zwischen Verbrenner und (batteriebetriebenen) Elektro-LKW.

Die durchschnittlichen Jahreskosten liegen für Elektro-PKW im Jahr 2030 um 57 Prozent unter dem Wert von Verbrenner-PKW; für 2050 wird eine Differenz von 72 Prozent angenommen. Leichte Elektro-LKW werden gemäß der Annahmen im Jahr 2030 um 22 Prozent billiger als Verbrenner-LKW (-75 Prozent im Jahr 2050). Für schwere LKW liegen die Energiekosten von Elektrofahrzeugen 2030 17 Prozent unter dem Wert von Verbrennern (-39 Prozent im Jahr 2050). Mit Wasserstoff betriebene schwere LKW liegen in den Energiekosten im 2030 36 Prozent über den Kosten für Verbrenner-LKW, im Jahr 2050 hingegen sind Wasserstoff-LKW 36 Prozent billiger im Betrieb als Verbrenner.

Insbesondere bei **produzierenden Unternehmen** mit hohem Energieverbrauch ist von einer Umstellung des Energieträgers bzw. des Prozesses dann auszugehen, wenn der neue Energieträger dauerhaft günstiger oder der bisherige nicht mehr verfügbar (ggf. auch nicht mehr erlaubt) ist. Insgesamt steigen die Energiekosten zumeist, sie machen momentan jedoch nur 12 bis 25 Prozent der Produktionskosten aus. Faktoren wie andere Betriebsmittel (z.B. Vorleistungsbezug) sowie die Arbeitskosten beeinflussen zusätzlich die Produktionskosten maßgeblich. Die Umstellung von Energieträgern vor 2030 wird maßgeblich durch günstige Biomasse, mögliche Effizienzsteigerungen und Förderungen der Transition bestimmt. Ab Mitte oder Ende der 2030er Jahre ist im KN40 und im KN40/50 erneuerbarer Strom betriebswirtschaftlich günstiger als alle fossilen Energieträger; erneuerbarer Wasserstoff gegenüber Erdgas erst nach 2040. Die Entwicklung wichtiger Industriezweige in Österreich stellt sich im KN40 bzw. KN40/50 wie folgt dar:

Eisen und Stahl: Der Anteil der Energiekosten liegt aktuell zwischen 18 und 25 Prozent der Produktionskosten. Während die Energiekosten durch Umstellung auf Elektrolichtbogenofen und Wasserstoffreduktion um 47 Prozent steigen, steigen die Produktionskosten um 28 Prozent. Der Bau von drei Elektrostahlöfen ist vom Betreiber noch vor 2030 angekündigt. Auch der Umstieg auf die Wasserstoffreduktion ist angekündigt, der Zeitplan steht jedoch noch nicht fest.

Ammoniak: Im Jahr 2030 ist die Erdgasroute um ca. 18 Prozent günstiger als die Elektrolyse, im Jahr 2040 ist die Elektrolyse leicht günstiger, nach 2040 ist die Elektrolyse deutlich günstiger. Ein Teil der Ammoniakproduktion wird im KN40 bereits bis 2030 auf Was-

serstoff aus Elektrolyse umgestellt, bis 2040 werden 100 Prozent Wasserstoff aus Elektrolyse hergestellt. Die Umstellung der Ammoniakproduktion auf Wasserstoffelektrolyse ist Teil der österreichischen Wasserstoffstrategie und wird durch die RED III (Erneuerbaren-Energien-Richtlinie der EU) unterstützt.

Papier- und Zellstoffindustrie: Der Anteil der Energiekosten liegt aktuell bei ca. 12 Prozent der Produktionskosten. Die Energiekosten sollten durch den zukünftigen Einsatz von etwas mehr Strom und Wasserstoff nur geringfügig steigen. Bereits seit einigen Jahren werden neue Biomasse- und Abfallverbrennungskessel errichtet.

Chemische Industrie: Der Anteil der Energiekosten liegt momentan bei 12 bis 25 Prozent der Produktionskosten. Bei der Umstellung von Erdgas auf Wasserstoff steigen die Energiekosten im Jahr 2030 um 35 Prozent (was keine Wasserstoffprojekte in diesem Zeitraum erwarten lässt), im Jahr 2040 um 10 Prozent und im Jahr 2050 um 3 Prozent. Bei der Umstellung von Erdgas auf Strom steigen die Energiekosten im Jahr 2030 um 10 Prozent im Jahr 2040 um 0 Prozent und im Jahr 2050 sinken sie um 5 Prozent. Es sind noch keine konkreten Dekarbonisierungsprojekte bekannt.

Steine-Erden-Sektor: Der Anteil der Energiekosten liegt bei ca. 22 Prozent der Produktionskosten. Nach 2030 ist keine nennenswerte Erhöhung der Produktionskosten aus der Elektrifizierung zu erwarten.

Zementindustrie mit CCS: Der Emissionsfaktor der Zementindustrie beträgt ca. 0,6 t CO₂ pro t Klinker. Für CO₂-Abscheidung, -Reinigung, -Kompression, -Transport und -Lagerung werden in der Literatur ca. 90 Euro pro t Klinker (150 Euro/t CO₂) angegeben, das ist eine Erhöhung der Produktionskosten um 40 bis 50 Prozent. Verglichen mit anderen Sektoren ohne Einsatz von CCS wäre dies die größte Erhöhung der Produktionskosten.

Aufbringung der Mittel

Die vorliegenden Befunde zur Frage der Finanzierbarkeit der Dekarbonisierung lassen wenig Zweifel aufkommen. Während weitgehend Einigkeit darüber besteht, dass gesamtwirtschaftlich ausreichend Geldmittel (finanzielle Ressourcen) zur Erreichung der klima- und energiepolitischen Zielsetzungen vorhanden sind, werden in der Literatur eine Reihe von vor allem ökonomischen, institutionellen und klimapolitischen **Hemmnissen** identifiziert, die die Finanzierung der Dekarbonisierung verzögern. Dazu zählen Fehleinschätzungen und Nichtberücksichtigung klimabezogener Risiken auf Seiten der Finanzmärkte, klima- bzw. umweltkontraproduktive Investitionen (inkl. deren Pfadabhängigkeiten) sowie eine zögerliche Klimapolitik, die Unsicherheiten für Investor:innen verstärkt. Aktuelle wirtschaftswissenschaftliche Studien bekräftigen daher die Notwen-

digkeit eines systematischen Ansatzes zur Umlenkung finanzieller Mittel in die Dekarbonisierung und die sozial-ökologische Transformation, wesentlich unterstützt und ermöglicht durch **klare klimapolitische Vorgaben und die Reduktion fossiler Subventionen**.

Die **Finanzierungskosten** für die Dekarbonisierung hängen dabei von der Stringenz klimapolitischer Rahmenbedingungen, vom Entwicklungsstand der Technologie sowie der Beteiligung von Finanzmärkten/privaten Kapitals, welche bei unzureichendem Ausmaß oder Ausbleiben durch die öffentliche Hand befördert oder ersetzt werden sollten, ab. Aufgrund von technologischen Fortschritten und verbesserten politischen Rahmenbedingungen weisen erneuerbare Energien mittlerweile teils günstigere Finanzierungskosten als fossile Energieträger auf.

Um eine nachhaltige und gerechte Dekarbonisierung sicherzustellen, geht die Rolle der öffentlichen Hand in deren Finanzierung aus klimaökonomischer Sicht klar über Strategien zur Effizienzsteigerung und die Umlenkung, Förderung und Regulierung privater Investitionen hinaus und hin zu einem Modell von „**Green Public Finance**“. Notwendige Maßnahmen sind dabei der Ausstieg aus fossilen Investitionen und eine Veränderung der fiskal- und geldpolitischen Rahmenbedingungen, insbesondere auch im Sinne der Suffizienzsteigerung. Zudem müssen Investitionen in öffentliche Infrastrukturen und langfristige Projekte, die für Privatkapital oft nicht attraktiv sind, staatlich finanziert bzw. gefördert werden. Eine besondere Rolle kommt hierbei Zentralbanken zu, die durch entsprechende Maßnahmen eine präskriptive Rolle übernehmen könnten. Darüber hinaus kann die öffentliche Hand selbst aktiv werden und durch Investitionen in den eigenen physischen Kapitalstock eine Vorreiterrolle in der Dekarbonisierung einnehmen. Eine wichtige Bedingung der Dekarbonisierung ist sowohl für den öffentlichen als auch privaten Sektor, dass bestehende Investitionsströme dekarbonisiert werden, d.h. dass derzeit bestehende fossile Investitionen in klimaneutrale oder klimaschützende Bereiche umgelenkt werden (ansonsten klimapolitische Zielsetzungen u.a. durch Pfadabhängigkeiten noch schwerer erreichbar sind).

Basierend auf dem Szenario KN40 belaufen sich die Gesamtinvestitionen (Bruttoinvestitionen) über den Zeitraum 2024 bis 2040 auf mindestens 748,7 Mrd. Euro und maximal 1.032,6 Mrd. Euro. Davon zu differenzieren sind die tatsächlichen Mehrinvestitionen, die sich zwischen 102,5 Mrd. und 178,7 Mrd. Euro bzw. 14 Prozent bzw. 17 Prozent der Gesamtinvestitionen bewegen (Tabelle 44). Während die Gesamtinvestitionen mehrheitlich im privaten Sektor anfallen, ist der Anteil des öffentlichen Sektors bei den Mehrinvestitionen bedeutsamer. Dies liegt nicht zuletzt daran, dass private Investitionen, insb. bei der Umstellung auf Elektromobilität sowie bei der Dekarbonisierung der Wohngebäude, zwar ein hohes Brutto-Investitionsvolumen darstellen, aber über die Gesamtperiode betrachtet geringe zusätzliche Investitionen erforderlich machen. Hingegen sind im öffentlichen Sektor wichtige Vorhaben, wie der Ausbau des Öffentlichen Verkehrs

sowie der Energienetze durch höhere Additionalität gekennzeichnet. Dies gilt auch für den aus Sicht der Bruttoinvestitionen relativ kleinen Industriesektor.

Tabelle 44: Gesamt- und Mehrinvestitionen gem. institutioneller Sektoren, 2024-2040 (Szenario KN40, Mrd. Euro, Preisbasis 2024)

	Gesamtinvestitionen						Mehrinvestitionen	
	Privater Sektor		Öffentl. Sektor		Summe		Summe	
	Unter- neh- men	Haus- halte	Sektor Staat	Öffentl. Untern.	Bereich unten	Bereich oben	Bereich unten	Bereich oben
Industrie	16,0	0,0	0,0	0,0	16,0	28,0	8,6	15,4
Energie	20,3	5,7	0,8	128,9	155,9	174,5	38,5	83,0
Verkehr	94,9	63,7	84,0	30,3	273,0	391,8	45,1	65,3
Gebäude	30,4	230,1	22,2	21,2	303,8	438,3	10,3	15,0
Summe	161,7	299,5	180,4	167,2	748,7	1032,6	102,5	178,7

Quellen: Umweltbundesamt: Gesamtinvestitionen und Mehrinvestitionen, TU Wien: Verteilung auf privaten und öffentlichen Sektor. Rundungsdifferenzen werden nicht ausgeglichen. Aufgeteilt wurde der untere Bereichswert der Gesamtinvestitionen. Dienstleistungsunternehmen und ihre Investitionskosten sind in den Sektoren Gebäude und Verkehr inkludiert.

Innerhalb des öffentlichen Sektors fallen Investitionen im Sektor Staat vor allem im Verkehrssektor und Gebäudesektor an, während der Energiesektor vor allem durch Investitionen von öffentlichen Unternehmen gekennzeichnet ist. Bezogen auf die kontrollierende Ebene der Einheiten des öffentlichen Sektors durch die verschiedenen öffentlichen Gebietskörperschaften ergibt sich eine relativ gleichmäßige Aufteilung. Investitionen, die Einheiten des Bundes zuzurechnen sind, finden sich vor allem im Verkehrssektor (ÖBB - Sektor Staat) sowie im Energiesektor (Bundesnetzgesellschaften und Verbund AG - öffentliche Unternehmen). Investitionen im Einflussbereich der Bundesländer stehen vor allem im Zusammenhang mit den Landesenergieversorgern (öffentliche Unternehmen), die neben Energienetzinvestitionen auch zentral für das Ausrollen der Landeinfrastruktur für Elektromobilität gelten. Die kommunale Ebene hat im sektoralen Vergleich am meisten Bedeutung im Gebäudesektor (sowohl durch den kommunalen Wohnbau als auch durch die unterschiedlichen Dienstleistungsgebäude der kommunalen Daseinsvorsorge). Darüber hinaus sind kommunale Versorgungsunternehmen und Stadtwerke auch bedeutsam für den Ausbau des ÖPNRV und die investive Umsetzung der Energiewende vor Ort.

Legt man die Gesamtinvestitionen gemäß dem Szenario KN40 auf ein durchschnittliches Jahr um, dann betragen sie für die gesamte Volkswirtschaft zwischen 46,8 Mrd. und 64,5 Mrd. Euro pro Jahr im Zeitraum 2024 bis 2040 (Tabelle 45 und Tabelle 46). Die zusätzlich notwendigen jährlichen Investitionen sind hingegen mit 6,4 Mrd. Euro (unteren Grenze) und 11,2 Mrd. Euro (obere Grenze) deutlich geringer und entsprechen einem Anteil von

1,1 Prozent bis 1,9 Prozent bezogen auf das modellierte durchschnittliche jährliche BIP im Zeitraum 2024 bis 2040. Im Vergleich dazu betrug die langfristige Investitionsquote der gesamten Volkswirtschaft in den letzten drei Jahrzehnten um +/- 25 Prozent (2023 betragen die Bruttoinvestitionen in der österreichischen Volkswirtschaft rund 120 Mrd. Euro; die entspricht einem Viertel in Bezug auf das BIP in Höhe von rund 480 Mrd. Euro; vgl. Statistik Austria, 2024). Somit würden bei Realisierung der hier prognostizierten Investitionen je nach Grenzwerten des Szenario KN40 die Bruttoinvestitionen um 5,3 bis 9,3 Prozent ansteigen; dies entspräche einem Anstieg der langfristigen Investitionsquote von rund 2 bis 3 Prozentpunkten. Von diesen Mehrinvestitionen fallen pro Jahr etwa einen Drittel im privaten Sektor und etwa zwei Drittel im öffentlichen Sektor an. Die zusätzlich notwendigen privaten Investitionen bewegen sich demgemäß zwischen 2 und 3,7 Mrd. Euro pro Jahr, während die Mehrinvestitionen im öffentlichen Sektor in einer Bandbreite von 4,4 bis 7,5 Mrd. Euro liegen. Mit Blick auf die Finanzierungsinstrumente und fiskalpolitischen Rahmenbedingungen ist hier festzuhalten, dass mindestens die Hälfte der Mehrinvestitionen im Bereich des Energiesektors erfolgt und diese von öffentlichen Unternehmen dominiert sind, und damit außerhalb des Sektor Staats liegen.

Die Zusatzinvestitionen für den Klimaschutz in Österreich im öffentlichen Sektor betragen mit 4,4 bis 7,5 Mrd. Euro somit etwa 0,9 bis 1,6% des BIP, wobei der Sektor Staat etwa 0,3 bis 0,5 Prozent des BIP an Klimaschutzinvestitionen übernimmt. Im Vergleich dazu betragen die Bruttoanlageinvestitionen des Staates durchschnittlich rund 3% (gemessen am BIP) seit den späten 1990er Jahren, die staatlichen Investitionen würden somit um etwa 10-15% steigen (die öffentlichen Investitionen waren in den 1970er bis 1980er Jahren mit 5-6 % gemessen am BIP bereit wesentlich höher).

Tabelle 45: Gesamtinvestitionen - Öffentlicher Sektor, Aufteilung auf Gebietskörperschaftsebenen, 2024-2040 (Szenario KN40, in Mrd. Euro, Preisbasis 2024)

	Sektor Staat			Öffentliche Unternehmen			Summe
	Bund	Länder (ohne Wien)	Gemeinden (inkl. Wien)	Bund	Länder (ohne Wien)	Gemeinden (inkl. Wien)	
Industrie	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Energie	0,2	0,2	0,4	27,8	70,7	30,5	129,8
Verkehr	65,3	1,8	17,0	4,8	18,8	6,8	114,4
Gebäude	3,1	6,8	12,2	1,1	2,4	17,7	43,3
Summe	68,5	8,8	29,6	33,7	91,8	55,0	287,4

Quellen: Umweltbundesamt: Gesamtinvestitionen und Mehrinvestitionen, TU Wien: Verteilung auf privaten und öffentlichen Sektor; Rundungsdifferenzen werden nicht ausgeglichen. Aufgeteilt wurde der untere Berichswert der Gesamtinvestitionen des öffentlichen Sektors.

Tabelle 46: Mehrinvestitionen - gemäß institutioneller Sektoren 2024-2040 (Szenario KN40, in Mrd. Euro p.a., Preisbasis 2024)

	Privater Sektor		Öffentlicher Sektor	
	Bereich unten	Bereich oben	Bereich unten	Bereich oben
Industrie	0,5	1,0	0,0	0,0
Energie	0,1	0,7	2,3	4,5
Ausbau Erneuerbare	0,0	0,6	0,0	1,7
Netze	0,1	0,1	2,3	2,8
Verkehr	0,9	1,2	2,0	2,8
Öffentlicher Verkehr	0,0	0,1	1,6	2,3
Elektrifizierung Flotte	0,8	1,2	0,1	0,2
Aktive Mobilität	0,0	0,0	0,2	0,3
Gebäude	0,5	0,7	0,1	0,2
Wohngebäude	0,3	0,4	0,0	0,0
Dienstleistungsgebäude	0,2	0,3	0,1	0,1
Summe	2,0	3,7	4,4	7,5

Quellen: Umweltbundesamt: Gesamtinvestitionen und Mehrinvestitionen, TU Wien: Verteilung auf privaten und öffentlichen Sektor; Rundungsdifferenzen werden nicht ausgeglichen.

Zur Finanzierung der notwendigen Investitionen kann auf die vorhandenen bzw. etablierten Möglichkeiten privater und öffentlicher Finanzierung zurückgegriffen werden. Im Falle des öffentlichen Sektors gibt es eine Reihe von grundsätzlichen, nicht ausschließlichen Möglichkeiten. Dazu zählt u.a. die Finanzierung über zusätzliche Verschuldung, etwa durch grüne Bundesanleihen oder andere Klima-Fazilitäten. Gemäß den aktuellen Prognosen des Fiskalrats ist der Spielraum für *zusätzliche*, d.h. über das derzeitige Ausmaß hinausgehende Niveau staatlicher Schuldenaufnahmen für Investitionen praktisch nicht gegeben. Festzuhalten ist in diesem Zusammenhang, dass die fachliche und politische Diskussion um Ausnahmen für langfristige, volkswirtschaftlich rentable staatliche Investitionen v.a. im Bereich des Klimaschutzes und der Umstellung der Energiesysteme im Lichte der ständigen Weiterentwicklung der fiskalpolitischen Rahmenbedingungen (zuletzt in der ersten Jahreshälfte 2024) noch nicht ausreichend weit gediehen ist.

Daneben können die zusätzlichen öffentlichen Investitionen aus wirtschaftswissenschaftlicher Sicht zumindest zum Teil auch durch die Erschließung neuer Einnahmen oder Kürzung bestehender oder das Vermeiden zukünftiger Budgetbelastungen finanziert werden (z.B. Reform der CO₂-Abgabe; allenfalls progressive vermögens- und konsumbezogene Steuern für Haushalte mit überdurchschnittlichem Einkommen/Vermögen mit dem Ziel einer verursacher- und sozial gerechten Besteuerung). Insbesondere sind aus volkswirtschaftlicher Sicht die verschiedenen Co-Benefits des Klimaschutzes zu beachten (z.B. Vermeidung von Luftschadstoffen, Schutz der Biodiversität, Reduktion klimakontraproduktiver Subventionen).

Jedenfalls zeigen die vorhandenen Untersuchungen durchgehend, dass die für die Dekarbonisierung notwendigen Mittel sowohl im öffentlichen als auch im privaten Sektor gesamtwirtschaftlich vorhanden sind, insbesondere im Lichte der notwendigen Umlenkung der derzeit nach wie vor erheblichen fossilen Investitionen in die sozial-ökologische Transformation. Es ist somit aus wirtschaftswissenschaftlicher Sicht nicht von einem grundsätzlichen Ressourcenmangel auszugehen, sondern es wären die rechtlichen, institutionellen, politischen und ökonomischen Rahmenbedingungen für Investitionen in die Dekarbonisierung wesentlich zu verbessern. Dazu zählen insbesondere eine strikte, verlässliche, stringente und kohärente Klimaschutzpolitik, die vor allem auch mit entsprechenden Standards sowohl kurz- als auch längerfristige Unsicherheiten der privaten Entscheidungsträger:innen (private Haushalte, Unternehmen) beseitigt, aber auch die Diskussion um eine klimafreundliche Gestaltung der europäischen fiskalpolitischen Rahmenbedingungen.

Zusammengefasst ergibt sich für die Finanzierung der Dekarbonisierung in Österreich, dass nominell und im Vergleich sowohl zum Bruttoinlandsprodukt als auch zu den Bruttoinvestitionen in der österreichischen Volkswirtschaft die zusätzlichen Investitionserfordernisse bewältigbar erscheinen (beispielsweise müsste der Sektor Staat gemessen

am BIP etwa 0,3 bis 0,5 Prozent höhere Investitionen tätigen). Hinsichtlich der Finanzierung ist einerseits auf die verschiedenen Rahmenbedingungen zu achten, beispielsweise sind die fiskalpolitischen Spielräume für höhere staatliche Investitionen derzeit praktisch kaum vorhanden. Für Unternehmen können sich Erschwernisse hinsichtlich der Wettbewerbsfähigkeit ergeben, wenn entgegen den europäischen und internationalen Vereinbarungen in den anderen Industriestaaten, mit denen sich die österreichische Volkswirtschaft im Wettbewerb befindet, wesentlich geringere Dekarbonisierungsinvestitionen getätigt würden. Schlussendlich kann für bestimmte Gruppen (z.B. Haushalte mit unterdurchschnittlichem Einkommen, Kleinunternehmen) die Finanzierung aufgrund der individuellen Situation (Liquiditätsprobleme, sozial ungleiche Belastungen) entsprechend schwieriger sein. Diese Probleme scheinen im Hinblick auf die vorhandenen und allenfalls weiter zu entwickelnden Instrumente lösbar.

Wettbewerbsfähigkeit und Standortverträglichkeit

Als kleine offene Volkswirtschaft steht Österreich stark im internationalen Wettbewerb. Änderungen der Energiepreise oder hohe Investitionen zur Erreichung der Klimaneutralität beeinflussen somit die Wettbewerbsfähigkeit. Dies gilt insbesondere dann, wenn die Produktionskosten im Inland relativ zum Ausland steigen. Dabei sind in den meisten Wirtschaftszweigen andere EU-Länder sowohl die wichtigsten Exportmärkte als auch die wesentlichen Konkurrenten für Österreichs Unternehmen. Insofern, als erhöhte Klimaschutzinvestitionen weltweit getätigt werden, ist dies weitgehend neutral im Hinblick auf die Wettbewerbsfähigkeit einzelner Volkswirtschaften. Sollten ambitionierte Klimaziele, die zu erhöhten Produktionskosten führen, isoliert in der EU verfolgt werden, wäre die Wettbewerbsfähigkeit Österreichs im Vergleich mit den größten Konkurrenten zwar nicht gefährdet, aber der Standort EU würde ohne Ausgleichsmechanismen weltweit ins Hintertreffen geraten, und Österreich würde als Zulieferer etwa der im globalen Wettbewerb stehenden deutschen Industrie verlieren. In der empirischen Analyse werden für jeden von 17 Zweigen des verarbeitenden Gewerbes in einem Panel von sieben Ländern (Österreich, Deutschland, Italien, Spanien, Frankreich, USA, China) die Exporte j durch die Auslandsnachfrage sowie durch die Energie-, Lohn- und Materialstückkosten erklärt. Ein gleich starker Anstieg etwa der Energiestückkosten in allen Ländern hat dabei keinen Einfluss auf die Wettbewerbsfähigkeit und somit auch nicht auf die Exporte. Der Stützzeitraum erstreckt sich auf Basis der Datenverfügbarkeit auf die Periode 2010 bis 2021. Tabelle 47 zeigt eine Zusammenfassung der Schätzergebnisse. „+“ zeigt einen unterproportionalen, „++“ einen überproportionalen positiven Einfluss. Unterproportional heißt hier, dass ein Anstieg der Auslandsnachfrage um 1 Prozent die Exporte um weniger als 1 Prozent steigert. „-“ deutet einen negativen Einfluss an. In vier Wirtschaftszweigen ist der Einfluss der relativen Stückkosten auf die Exporte statistisch nicht signifikant, dargestellt durch „(-)“.

Tabelle 47: Zusammenfassung der Schätzergebnisse zu den Exporten

Wirtschaftszweig	Relative Stückkosten	Auslandsnachfrage
C10-C12 - Nahrungsmittel, Getränke, Tabak	–	+
C13-C15 - Textilien, Bekleidung	–	++
C16 - Holz-, Flecht-, Korbwaren	–	++
C17 - Papier und Pappe	–	++
C18 - Druck	–	+
C20 - Chemische Erzeugnisse	–	++
C21 - Pharmazeutische Erzeugnisse	–	+
C22 - Gummi- und Kunststoffwaren	–	++
C23 - Sonstige nichtmetallische Erzeugnisse	–	++
C24 - Metallerzeugung und -bearbeitung	–	++
C25 - Metallerzeugnisse	–	++
C26 - Datenverarbeitungsgeräte	(–)	++
C27 - Elektrische Geräte	(–)	++
C28 - Maschinen und Geräten a.n.g.	–	++
C29 - Kraftwagen u. Kraftwagenteile	–	++
C30 -Sonstiger Fahrzeugbau	(–)	++
C31-C32 - Möbel u. sonstige Waren	(–)	++

Quelle: Eigene Darstellung.

Hinsichtlich des Einflusses der Energie- und sonstigen Kosten muss angemerkt werden, dass in den Modellen die Exporte der Wirtschaftszweige erklärt werden. Standortverlagerungen können mit der vorhandenen Datenbasis nicht abgedeckt werden.

Die Modelle wurden zusammen mit den Annahmen hinsichtlich der Entwicklung der Energiepreise und des CO₂-Preises sowie des künftigen Energieträgermixes in den 17 Zweigen des verarbeitenden Gewerbes verwendet, um die Auswirkung der Klimaneutralitätsszenarien auf die Exporte bis zum Jahr 2050 abzuschätzen. Dafür wurden drei Szenarien gerechnet: (a) Ein **Basisszenario**, in dem in allen sieben Ländern und in allen Wirtschaftszweigen die Energiestückkosten bis zum Jahr 2050 auf ihrem Niveau aus dem Jahr 2021 bleiben. (b) Ein **erstes Transitionsszenario**, in dem nur in der EU die Energiestückkosten infolge verstärkter Klimaschutzanstrengungen steigen, während sie im Rest

der Welt, approximiert durch China und die USA, konstant bleiben. (c) Ein **weiteres Transitionsszenario**, in dem auch in den USA und in China die Energiestückkosten steigen, und zwar halb so stark wie in der EU. Das zweite Transitionsszenario dürfte das realistischere sein. Erstens ist es bereits zu beobachten, dass auch außerhalb der EU zunehmend die Notwendigkeit erkannt wird, den Klimawandel zu begrenzen, und entsprechend Investitionen in die Minderung der Treibhausgasemissionen und in gewissem Ausmaß in die CO₂-Bepreisung unternommen werden. Zweitens wurde in der EU der CO₂-Grenzausgleichsmechanismus eingeführt, um die heimische Industrie, die mit steigenden Kosten aufgrund der Maßnahmen zur Reduktion von Treibhausgasen konfrontiert ist, vor ausländischer Konkurrenz zu schützen. Der Grenzausgleichsmechanismus („Carbon border adjustment mechanism“ – CBAM) zielt darauf ab, die Unterschiede in den Emissionspreisen zwischen den Ländern auszugleichen.

Tabelle 48 fasst die Resultate für das zweite Transitionsszenario zusammen, wobei für die Jahre 2030, 2040 und 2050 die Abweichungen der Exporte gegenüber dem Basisszenario gezeigt werden. Negative Werte bedeuten, dass im Transitionsszenario die Exporte niedriger sind, als es bei konstanten Energiestückkosten der Fall wäre. Die Tabelle zeigt jeweils Mittelwerte, Unter- und Obergrenzen. Diese Bandbreiten ergeben sich aus stochastischen Simulationen, bei denen die statistischen Unsicherheiten bei der Schätzung der Exportfunktionen berücksichtigt werden.

Die Auswirkungen steigender Energiestückkosten auf die Exporte lassen sich auf zwei Faktoren zurückführen: Erstens das Ausmaß der Energiestückkostenerhöhung und zweitens die Reaktion der Exporte im betreffenden Sektor auf Änderungen der Energiestückkosten. Im gesamten verarbeitenden Gewerbe beläuft sich auf Basis der Modelle und Simulationen die mittlere Abweichung der Exporte im Jahr 2030 auf 1,5 Prozent, im Jahr 2040 auf 3,6 Prozent und im Jahr 2050 auf 4,9 Prozent.

Tabelle 48: Prozentuale Abweichungen der Exporte im zweiten Transitionsszenario gegenüber dem Basisszenario

	2030			2040			2050		
	Untergrenze	Mitte	Obergrenze	Untergrenze	Mitte	Obergrenze	Untergrenze	Mitte	Obergrenze
C Verarbeitendes Gewerbe	-1,8	-1,5	-1,1	-4,9	-3,6	-2,3	-7,0	-4,9	-2,6
C10-C12 – Nahrungsmittel, Getränke	-0,2	-0,2	-0,1	-0,5	-0,4	-0,4	-0,8	-0,7	-0,6
C13-C15 - Textilien, Bekleidung	-1,3	-1,2	-1,1	-3,8	-3,4	-3,1	-5,9	-5,2	-4,5
C16 - Holz-, Flecht-, Korbwaren	-0,3	-0,2	-0,2	-0,3	-0,3	-0,2	-0,9	-0,8	-0,6
C17 - Papier und Pappe	-2,5	-2,1	-1,7	-6,1	-4,7	-3,3	-10,0	-7,4	-4,8
C18 -Druck	-0,2	-0,2	-0,1	-0,4	-0,2	-0,1	-0,2	-0,1	0,0
C20 - Chemische Erzeugnisse	-5,6	-4,0	-2,3	-14,8	-9,6	-4,1	-22,2	-13,8	-4,7
C21 - Pharmazeutische Erzeugnisse	-3,7	-3,2	-2,6	-10,8	-8,6	-6,4	-16,9	-12,8	-8,8
C22 - Gummi- und Kunststoffwaren	-2,1	-1,8	-1,5	-6,8	-5,6	-4,4	-10,5	-8,3	-6,1
C23 - Sonstige nicht-metallische Erzeugn.	-3,4	-3,2	-3,0	-6,8	-6,2	-5,6	-9,5	-8,5	-7,5
C24 - Metallerzeugung und -bearbeitung	-2,2	-1,8	-1,4	-5,4	-4,2	-2,9	-8,3	-6,1	-3,9
C25 – Metallerzeugnisse	-0,8	-0,7	-0,6	-1,2	-1,0	-0,9	-0,6	-0,5	-0,4
C26 - Datenverarbeitungsgeräte	-0,3	-0,3	-0,2	-1,2	-1,0	-0,8	-1,8	-1,5	-1,1
C27 - Elektrische Geräte	-0,9	-0,8	-0,7	-3,0	-2,4	-1,8	-4,7	-3,6	-2,5
C28 - Maschinen und Geräten a.n.g.	-2,5	-2,2	-1,9	-7,9	-6,6	-5,2	-12,2	-9,7	-7,2
C29 - Kraftwagen u. Kraftwagenteile	-0,6	-0,5	-0,4	-1,8	-1,4	-1,1	-2,8	-2,2	-1,5
C30 -Sonstiger Fahrzeugbau	-1,4	-1,1	-0,7	-4,5	-3,0	-1,6	-7,1	-4,6	-2,0
C31-C32 - Möbel u. sonstige Waren	-2,1	-1,5	-1,0	-8,8	-5,9	-2,8	-14,5	-9,2	-3,6

Quelle: Eigene Berechnungen

Unter den vier energieintensivsten Sektoren führen den Simulations- und Schätzergebnissen zufolge die Steigerungen der Energiestückkosten im **realistischeren zweiten Transitionsszenario** in den Sektoren C17 (Papier und Pappe) und C20 (Chemische Erzeugnisse) zu Rückgängen der Exporte um 4,7 Prozent bzw. 9,6 im Mittelwert im Jahr 2040. Beide Sektoren exportieren aktuell einen Großteil ihrer Erzeugnisse (>70 Prozent), allerdings primär in EU-Länder. Größenmäßig liegen sie mit 0,6 Prozent bzw. 0,8 Prozent der heimischen Gesamtwertschöpfung im Mittelfeld der betrachteten Sektoren. In den

beiden anderen energieintensiven Wirtschaftszweigen C23 (Sonstige nicht-metallische Erzeugnisse) und C24 (Metallerzeugung und -bearbeitung) sind die Exportrückgänge mit Mittelwerten von 6,2 Prozent bzw. 4,2 Prozent noch moderater, was angesichts geringerer Exportquoten in Nicht-EU-Länder nicht unerwartet ist. Unter den Zweigen des verarbeitenden Gewerbes hat der Wirtschaftszweig C28 (Maschinen und Geräte) mit 2,6 Prozent den größten Anteil an der Wertschöpfung. Aber nur gut ein Drittel der Exporte werden in das Nicht-EU-Ausland geliefert, weshalb auch hier die Auswirkungen steigender Energiestückkosten tragbar sind. In der pharmazeutischen Industrie (Sektor C21) führt der angenommene Anstieg der Energiestückkosten im Transitionsszenario im Mittelwert im Jahr 2040 zu einer Abweichung der Exporte um knapp 9 Prozent gegenüber dem Basisszenario konstanter Energiestückkosten.

Alles in allem zeigen die Simulationsergebnisse, dass verstärkte Klimaschutzbemühungen in der EU, die zu steigenden Energiekosten führen, die Wettbewerbsfähigkeit der heimischen Industrie beeinträchtigen. Eine De-Industrialisierung ist aber nicht zu befürchten. Einige besonders energieintensive Wirtschaftszweige geraten stärker, andere Bereiche weniger unter Druck. Je mehr Staaten Klimaschutz betreiben und mit höheren Energiepreisen konfrontiert sind, umso neutraler ist dies im Hinblick auf die relative Wettbewerbsposition einzelner Volkswirtschaften.

Die hier dargestellten Ergebnisse sollten aufgrund der genannten Einschränkungen nicht als numerische Prognosen der Auswirkungen von ambitionierten Klimaschutzanstrengungen in der EU betrachtet werden. Sie geben vielmehr Hinweise darauf, welche Bereiche des verarbeitenden Gewerbes nach den bisherigen Daten und Erfahrungen voraussichtlich weniger und welche Bereiche stärker betroffen sein dürften. So deuten die Simulationsergebnisse darauf hin, dass unter den hier getroffenen Annahmen die Exporte der Nahrungsmittel-, Getränke- und Tabakherstellung (C10-12), des Bereichs Holz-, Flecht- und Korbwaren (C16), der Druckindustrie (C18), der Herstellung von Metallerzeugnissen (C25) und der Herstellung von Datenverarbeitungsgeräten (C26) nur verhältnismäßig wenig durch steigende Energiestückkosten betroffen sein dürften. Stärkere negative Effekte sind in der Herstellung von Papier und Pappe (C17), der Chemieindustrie (C20), der Pharmaindustrie (C21) sowie dem Bereich sonstige nichtmetallische Erzeugnisse (C23) zu erwarten.

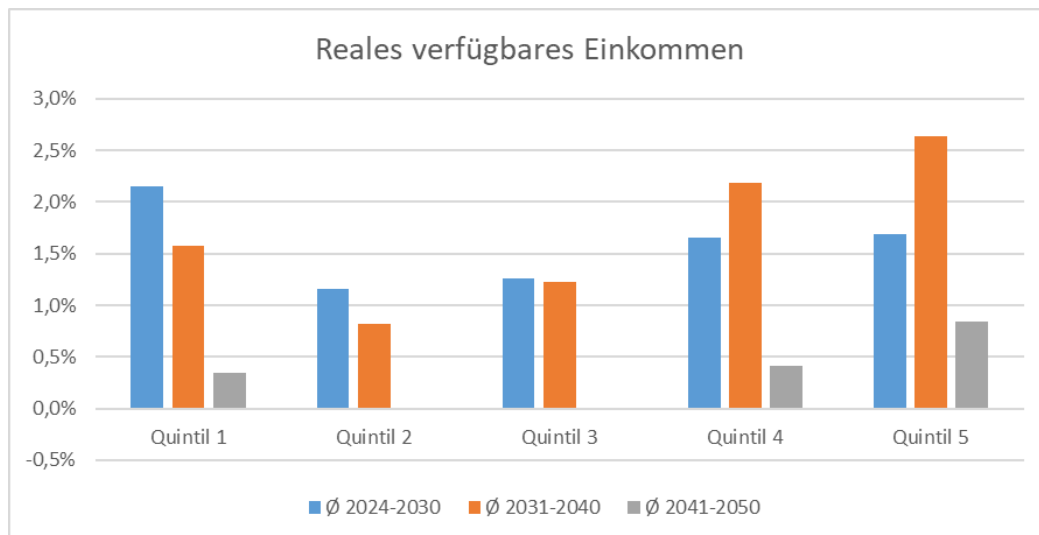
Volkswirtschaftliche Effekte und Verteilungswirkungen

Die Modellierung zeigt, dass die höheren Investitionen des KN40 relativ gegenüber dem WEM-Szenario zu einem höheren Wirtschaftswachstum (hier ausgedrückt als Wertschöpfung) führen. Das trifft vor allem auf die Periode 2031 bis 2040 zu, in der das größte Volumen an Investitionen in die Transformation ausgelöst wird, was zum höchsten Wert-

schöpfungswachstum im gesamten Szenarienzeitraum führt. Investitionen in die Energiewende sind zudem ein Treiber für eine Zunahme der Beschäftigung und im Gegenzug für eine sinkende Arbeitslosigkeit absolut und relativ zum WEM-Szenario.

Die **Verteilungswirkungen** werden auf Basis des verfügbaren Einkommens von Haushaltsquintilen dargestellt und darüber hinaus mit dem Basisszenario (WEM) verglichen. Wichtige Determinanten der Verteilungseffekte sind die in den Szenarien hinterlegten Energie- und CO₂-Preise, energierelevante Förderungen/Rückvergütungen für Haushalte und Unternehmen sowie die klimarelevanten Investitionen. In der Periode bis 2030 liegt das verfügbare Einkommen des ersten Quintils im KN40 rund 2 Prozent über dem Niveau des Einkommens im Basisszenario WEM (Abbildung 37). Hier machen sich die Investitionen in den Klimaschutz bemerkbar, welche auch Beschäftigung generieren, wovon das erste Quintil besonders profitiert. Die höhere Nachfrage nach Arbeitskräften führt in weiterer Folge auch zu höheren Löhnen, was vermehrte Substitution von Arbeit zu Kapital induziert. Damit steigen der Kapitalstock und die damit verbundenen Betriebsüberschüsse, und es profitieren die Quintile 4 und 5 im KN40 etwas überproportional in der Periode 2031 bis 2040 gegenüber dem WEM. In der letzten Periode sind im Szenario KN40 pauschale Sozialtransfers an die unteren drei Quintile als Ausgleich für leicht negative Verteilungseffekte hinterlegt.

Abbildung 37: Verteilungseffekte nach Quintilen im KN40 (Differenz % zum WEM)



Quelle: Umweltbundesamt, eigene Berechnungen mit dem MIO-ES-Modell

Die **Konsumausgaben** steigen mit dem verfügbaren Einkommen, wobei es zu den folgenden quintilspezifischen Unterschieden kommt: Während die Konsumausgaben des untersten Quintils im selben Ausmaß wie das verfügbare Einkommen steigen, sinkt die Konsumquote des obersten Quintils von rund 80 Prozent auf rund 66 Prozent. D.h. die

Konsumausgaben von Quintil 5 steigen weniger rasch als das verfügbare Einkommen. Außerdem kommt es zu **Verschiebungen in der Konsumstruktur**. Beispielsweise sinken die Anteile der Energieausgaben an den Konsumausgaben in Quintil 1 und in Quintil 5 sowohl im Basisszenario WEM als auch im KN40, wobei die Anteile im KN40 dank der höheren Investitionen in Klimaschutzmaßnahmen deutlich rascher sinken. Der Endenergieverbrauch sinkt über alle Quintile hinweg, sowohl im WEM-Szenario als auch noch stärker im KN40-Szenario. Dadurch werden steigende Energiepreise speziell im KN40 mehr als kompensiert. Zusammenfassend lässt sich festhalten, dass die positiven wirtschaftlichen Effekte der Szenarien zur Klimaneutralität auf Haushalts- und Unternehmensebene deutlich überwiegen. Die Transformation muss dafür mit gezielten Maßnahmen begleitet werden, um einen gerechten Übergang (just transition) zu ermöglichen.

Soziale Aspekte

Im Rahmen der Studie wurden zwei Branchen – Holzbau sowie die Papier- und Zellstoffindustrie – ausgewählt, um die Auswirkungen der Dekarbonisierung auf die Beschäftigten zu untersuchen. Es wurden insgesamt zehn Interviews mit 13 Personen aus fünf Unternehmen (2 Holzbau- und 3 Papier- und Zellstoffbetriebe) und den jeweiligen Branchenvertretungen geführt und anschließend ausgewertet. Bei den Unternehmen wurde, sofern möglich, jeweils mit der Geschäftsführung und dem Betriebsrat gesprochen. Beide Branchen verbindet das Holz als wichtigster Rohstoff, dessen Reste auch als Energieträger in den Unternehmen verwendet werden. Bei der Wärmeversorgung herrsche bereits ein hoher Selbstversorgungsanteil vor, beim Strom werde vor allem im Holzbau zum Großteil zugekauft. Insgesamt weisen beide Branchen hochgradig technologische und digitalisierte Produktionsprozesse auf. Hinsichtlich der Dekarbonisierung haben fast alle Unternehmen bereits konkrete Reduktionsziele gesetzt und – zumindest in den großen Betrieben – eine ausformulierte Dekarbonisierungsstrategie, die mit (vorwiegend technologischen) Maßnahmen einhergehe. Die Einbindung der Betriebsräte sei bei den befragten Unternehmen gegeben, wenngleich zum Teil Verbesserungspotenzial bestünde. In beiden Branchen seien keine grundlegenden Veränderungen für die Beschäftigten durch die Dekarbonisierung absehbar. Es stünden zwar eine Reihe an Investitionen an, die aber laut den befragten Personen die Kernprozesse nicht verändern würden. Erwartbar sei aber ein sehr kleiner auf die Dekarbonisierung zurückzuführender zusätzlicher Bedarf an Arbeitskräften, beispielsweise für die Nachhaltigkeitsberichterstattung und in der Umwelttechnik. Zu den großen Herausforderungen in den Branchen zählen der Fachkräftemangel, die politischen Rahmenbedingungen, die Energie- und Rohstoffversorgung sowie allgemein die gestiegenen Kosten und der damit einhergehende Verlust an Wettbewerbsfähigkeit.

8 Verzeichnisse

8.1 Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1: Entwicklung der Treibhausgasemissionen der Szenarien WEM, KN40 und KN40/50 nach Sektoren 1990 bis 2050	12
Abbildung 2: Energieverbrauch nach Energieträger im KN40 (Raumwärme und Warmwasser) bei Wohngebäuden	25
Abbildung 3: Energieverbrauch nach Energieträger im KN40 (Raumwärme und Warmwasser) bei Dienstleistungsgebäuden	26
Abbildung 4: Zur Finanzierung der Energiewende und Dekarbonisierung–Problembereiche und Lösungsansätze.....	38
Abbildung 5: Finanzierungskosten erneuerbarer (grüne Linie) vs. fossiler (braune Linie) Energieunternehmen im Zeitablauf.....	43
Abbildung 6: Verteilungseffekte nach Quintilen im KN40 (Differenz zum WEM)	71
Abbildung 7: Verbraucherpreisindex in KN40 und WEM.....	72
Abbildung 8: Verhältnis des Einkommens der Bevölkerung im oberen Fünftel der Einkommensverteilung zum unteren Fünftel, verfügbares Äquivalenzeinkommen	73
Abbildung 9: Einkommensarten in Quintil 1.....	75
Abbildung 10: Anteil der Energieausgaben an den Konsumausgaben für Quintil 1	76
Abbildung 11: Produktionsindex im verarbeitenden Gewerbe insgesamt und in der energieintensiven Industrie in Deutschland	88
Abbildung 12: Produktionsindex in den energieintensiven Industriezweigen in Deutschland	89
Abbildung 13: Produktionsindex im verarbeitenden Gewerbe insgesamt und in der energieintensiven Industrie in Österreich	91
Abbildung 14: Produktionsindex in den energieintensiven Industriezweigen in Österreich.....	91
Abbildung 15: Produktionsindex in den energieintensiven Industriezweigen in Österreich und in Deutschland Juni 2024 gegenüber Jänner 2022	92
Abbildung 16: RCA-Indikator und Änderung der Exporte in den Wirtschaftszweigen	95
Abbildung 17: Änderung von RCA-Indikator und Exporten in den Wirtschaftszweigen.....	95
Abbildung 18: RCA-Indikator und Energiestückkosten in den Wirtschaftszweigen	96
Abbildung 19: RCA-Indikator und Veränderung der Energiestückkosten in den Wirtschaftszweigen	97

Abbildung 20: Veränderung des RCA-Indikators und der Energiestückkosten in den Wirtschaftszweigen	97
Abbildung 21: Energiestückkosten und Exportquote im Jahr 2021	106
Abbildung 22: Veränderung der Energiestückkosten und der Exporte 2011 bis 2021	106
Abbildung 23: Entwicklung des internationalen Erdgaspreises für Unternehmen im Zeitraum 2010 bis 2022	107
Abbildung 24: Entwicklung des internationalen Elektrizitätspreises für Unternehmen im Zeitraum 2010 bis 2022	109
Abbildung 25: Exportquote des österreichischen verarbeitenden Gewerbes (Durchschnitt 2010-2021)	110
Abbildung 26: Entwicklung der Energieintensität des Sektors C17 (Papier, Pappe und Waren daraus) im Zeitraum 2013 bis 2021	111
Abbildung 27: Entwicklung der Energieintensität des Sektors C20 (Chemische Erzeugnisse) im Zeitraum 2013 bis 2021	112
Abbildung 28: Entwicklung der Energieintensität des Sektors C23 (Erzeugnisse aus nichtmetallischen Mineralien) im Zeitraum 2013 bis 2021	113
Abbildung 29: Entwicklung der Energieintensität des Sektors C24 (Metallerzeugung und -bearbeitung) im Zeitraum 2013 bis 2021	114
Abbildung 30: Entwicklung der Energiestückkosten des Sektors C17 (Papier, Pappe und Waren daraus) im Zeitraum 2010 bis 2021	115
Abbildung 31: Entwicklung der Energiestückkosten des Sektors C20 (Chemische Erzeugnisse) im Zeitraum 2010 bis 2021	116
Abbildung 32: Entwicklung der Energiestückkosten des Sektors C23 (Erzeugnisse aus nichtmetallischen Mineralien) im Zeitraum 2010 bis 2021	117
Abbildung 33: Entwicklung der Energiestückkosten des Sektors C24 (Metallerzeugung und -bearbeitung) im Zeitraum 2010 bis 2021	118
Abbildung 34: Angenommene Transition in vier energieintensiven Sektoren	120
Abbildung 35: Angenommene Entwicklung der Energiestückkosten in energieintensiven (links) und nicht energieintensiven (rechts) Sektoren	121
Abbildung 36: Entwicklung der Treibhausgasemissionen der Szenarien WEM, KN40 und KN40/50 nach Sektoren im Zeitraum 1990 bis 2050	149
Abbildung 37: Verteilungseffekte nach Quintilen im KN40 (Differenz % zum WEM)	163
Abbildung 38: Verteilungseffekte nach Quintilen im KN40 ohne pauschale Sozialtransfers (Differenz zum WEM)	206

8.2 Tabellenverzeichnis

Tabelle 1: Annahmen für die Szenarien WEM, KN40 und KN40/50	4
Tabelle 2: Stromerzeugung nach Energieträgern in den Szenarien in PJ.....	7
Tabelle 3: Entwicklung der Treibhausgasemissionen im Szenario KN40 nach Sektoren 2005 bis 2050.....	10
Tabelle 4: Entwicklung der Treibhausgasemissionen im Szenario KN40/50 nach Sektoren 2005 bis 2050.....	11
Tabelle 5: Energetischer Endverbrauch nach Sektoren in den Szenarien WEM und KN40	12
Tabelle 6: Energetischer Endverbrauch nach Sektoren in den Szenarien WEM und KN40/50	13
Tabelle 7: Bruttoinlandsverbrauch nach Energieträgerkategorien für ausgewählte Jahre im Szenario KN40.....	13
Tabelle 8: Bruttoinlandsverbrauch nach Energieträgerkategorien für ausgewählte Jahre im Szenario KN40/50	14
Tabelle 9: Investitionskosten und Mehrinvestitionen der Energiewirtschaft 2024 bis 2040 (Angaben in Mrd. Euro ₂₀₂₄) im Szenario KN40	16
Tabelle 10: Investitionskosten und Mehrinvestitionen der Energiewirtschaft 2024 bis 2050 (Angaben in Mrd. Euro ₂₀₂₄) im Szenario KN40/50	16
Tabelle 11: Erwartete Investitionskosten und die abgeschätzte Mehrinvestition des Sektors Industrie (in Mrd. Euro ₂₀₂₄) im Szenario KN40.....	19
Tabelle 12: Erwartete Investitionskosten und die abgeschätzte Mehrinvestition des Sektors Industrie (in Mrd. Euro ₂₀₂₄) KN40/50.....	19
Tabelle 13: Jährliche Produktionskosten (in Euro ₂₀₂₄) im KN40 und KN40/50	22
Tabelle 14: Erwartete Investitionskosten und die abgeschätzte Mehr/Minderinvestition des Sektors Gebäude (in Mrd. Euro ₂₀₂₄) KN40	24
Tabelle 15: Erwartete Investitionskosten und die abgeschätzte Mehr/Minderinvestition des Sektors Gebäude (in Mrd. Euro ₂₀₂₄) KN40/50.....	24
Tabelle 16: Entwicklung des Gebäudebestands und spezifischer Wärmebedarf in Wohngebäuden (kWh/m ²)	25
Tabelle 17: Entwicklung des Gebäudebestands und spezifischer Wärmebedarf in Dienstleistungsgebäuden (kWh/m ²).....	26
Tabelle 18: Jährliche Energiekosten im Sektor Gebäude (in Euro ₂₀₂₄) im KN40 bzw. KN40/50....	27

Tabelle 19: Erwartete Investitionskosten und die abgeschätzte Mehr/Minderinvestition des Sektors Verkehr (in Mrd. Euro ₂₀₂₄) KN40.....	29
Tabelle 20: Erwartete Investitionskosten und die abgeschätzte Mehr/Minderinvestition des Sektors Verkehr (in Mrd. Euro ₂₀₂₄) KN40/50.....	30
Tabelle 21: Spezifischer Energieverbrauch nach Fahrzeug- und Antriebsarten (kWh/km).....	31
Tabelle 22: Jährliche durchschnittliche Energiekosten der jeweiligen Fahrzeug-kategorie im Sektor Verkehr (in Euro ₂₀₂₄) im KN40 und KN40/50.....	31
Tabelle 23: Gesamtinvestitionen und Mehrinvestitionen nach Sektoren (KN40) (in Mrd. Euro ₂₀₂₄).....	32
Tabelle 24: Gesamtinvestitionen und Mehrinvestitionen nach Sektoren (KN40/50) (in Mrd. Euro ₂₀₂₄).....	33
Tabelle 25: ENERGIE - Gesamtinvestitionen gemäß institutioneller Sektoren 2024-2040.....	49
Tabelle 26: ENERGIE - Gesamtinvestitionen - Öffentlicher Sektor 2024-2040.....	51
Tabelle 27: VERKEHR - Gesamtinvestitionen gemäß institutioneller Sektoren 2024-2040.....	53
Tabelle 28: VERKEHR - Gesamtinvestitionen - Öffentlicher Sektor 2024-2040.....	54
Tabelle 29: GEBÄUDE - Gesamtinvestitionen gemäß institutioneller Sektoren 2024-2040.....	55
Tabelle 30: GEBÄUDE - Gesamtinvestitionen - Öffentlicher Sektor 2024-2040.....	55
Tabelle 31: Gesamt- und Mehrinvestitionen gemäß institutioneller Sektoren 2024-2040.....	57
Tabelle 32: Gesamtinvestitionen - Öffentlicher Sektor 2024-2040.....	58
Tabelle 33: Gesamt- und Mehrinvestitionen pro Jahr 2024-2040.....	59
Tabelle 34: Mehrinvestitionen pro Jahr gemäß institutionelle Sektoren 2024-2040.....	60
Tabelle 35: Veränderung der Anteile der Konsumausgaben im KN40 gegenüber dem WEM.....	77
Tabelle 36: Bezeichnung der NACE-Sektoren des verarbeitenden Gewerbes.....	101
Tabelle 37: Ergebnisse der ökonometrischen Schätzungen.....	103
Tabelle 38: Zusammenfassung der Schätzergebnisse.....	104
Tabelle 39: Sektorale Exportkennzahlen und Wertschöpfung.....	126
Tabelle 40: Prozentuale Abweichungen der Exporte im 1. Transitionsszenario gegenüber dem Basisszenario.....	127
Tabelle 41: Prozentuale Abweichungen der Exporte im 2. Transitionsszenario gegenüber dem Basisszenario.....	128

Tabelle 42: : Entwicklung der Treibhausgasemissionen im Szenario KN40 nach Sektoren bis 2050.....	148
Tabelle 43: Gesamtinvestitionen und Mehrinvestitionen nach Sektoren (KN40) (Angaben in Mrd. Euro ₂₀₂₄)	150
Tabelle 44: Gesamt- und Mehrinvestitionen gem. institutioneller Sektoren, 2024-2040 (Szenario KN40, Mrd. Euro, Preisbasis 2024).....	154
Tabelle 45: Gesamtinvestitionen - Öffentlicher Sektor, Aufteilung auf Gebietskörperschaftsebenen, 2024-2040 (Szenario KN40, in Mrd. Euro, Preisbasis 2024)	156
Tabelle 46: Mehrinvestitionen - gemäß institutioneller Sektoren 2024-2040 (Szenario KN40, in Mrd. Euro p.a., Preisbasis 2024).....	156
Tabelle 47: Zusammenfassung der Schätzergebnisse zu den Exporten	159
Tabelle 48: Prozentuale Abweichungen der Exporte im zweiten Transitionsszenario gegenüber dem Basisszenario	161
Tabelle 49: Investitionskosten und Mehrinvestitionen der Energiewirtschaft 2024-2030 (Angaben in Mrd. Euro ₂₀₂₄) KN40.....	193
Tabelle 50: Investitionskosten und Mehrinvestitionen der Energiewirtschaft 2031-2040 (Angaben in Mrd. Euro ₂₀₂₄) KN40.....	193
Tabelle 51: Investitionskosten und Mehrinvestitionen der Energiewirtschaft 2041-2050 (Angaben in Mrd. Euro ₂₀₂₀) KN40.....	194
Tabelle 52: Investitionskosten und Mehrinvestitionen der Energiewirtschaft 2024-2030 (Angaben in Mrd. Euro ₂₀₂₀) KN40/50	194
Tabelle 53: Investitionskosten und Mehrinvestitionen der Energiewirtschaft 2031-2040 (Angaben in Mrd. Euro ₂₀₂₀) KN40/50	195
Tabelle 54: Investitionskosten und Mehrinvestitionen der Energiewirtschaft 2041-2050 (Angaben in Mrd. Euro ₂₀₂₄) KN40/50	195
Tabelle 55: Erwartete Investitionskosten und die abgeschätzte Mehrinvestition de Sektors Industrie (Angaben in Mrd. Euro ₂₀₂₄) KN40	196
Tabelle 56: Erwartete Investitionskosten und die abgeschätzte Mehrinvestition de Sektors Industrie (Angaben in Mrd. Euro ₂₀₂₄) KN40	196
Tabelle 57: Erwartete Investitionskosten und die abgeschätzte Mehrinvestition des Sektors Industrie (Angaben in Mrd. Euro ₂₀₂₄) KN40	197
Tabelle 58: Erwartete Investitionskosten und die abgeschätzte Mehrinvestition des Sektors Industrie (Angaben in Mrd. Euro ₂₀₂₄) KN40/50.....	197

Tabelle 59: Erwartete Investitionskosten und die abgeschätzte Mehrinvestition des Sektors Industrie (Angaben in Mrd. Euro ₂₀₂₄) KN40/50	198
Tabelle 60: Erwartete Investitionskosten und die abgeschätzte Mehrinvestition des Sektors Industrie (Angaben in Mrd. Euro ₂₀₂₄) KN40/50	198
Tabelle 61: Erwartete Investitionskosten und die abgeschätzte Mehr/Minderinvestition des Sektors Gebäude (Angaben in Mrd. Euro ₂₀₂₄) KN40.....	199
Tabelle 62: Erwartete Investitionskosten und die abgeschätzte Mehr/Minderinvestition des Sektors Gebäude (Angaben in Mrd. Euro ₂₀₂₄) KN40.....	199
Tabelle 63: Erwartete Investitionskosten und die abgeschätzte Mehr/Minderinvestition des Sektors Gebäude (Angaben in Mrd. Euro ₂₀₂₄) KN40.....	200
Tabelle 64: Erwartete Investitionskosten und die abgeschätzte Mehr/Minderinvestition des Sektors Gebäude (Angaben in Mrd. Euro ₂₀₂₄) KN40/50.....	200
Tabelle 65: Erwartete Investitionskosten und die abgeschätzte Mehr/Minderinvestition des Sektors Gebäude (Angaben in Mrd. Euro ₂₀₂₄) KN40/50	201
Tabelle 66: Erwartete Investitionskosten und die abgeschätzte Mehr/Minderinvestition des Sektors Gebäude (Angaben in Mrd. Euro ₂₀₂₄) KN40/50	201
Tabelle 67: Erwartete Investitionskosten und die abgeschätzte Mehr/Minderinvestition des Sektors Verkehr (Angaben in Mrd. Euro ₂₀₂₄) KN40	202
Tabelle 68: Erwartete Investitionskosten und die abgeschätzte Mehr/Minderinvestition des Sektors Verkehr (Angaben in Mrd. Euro ₂₀₂₄) KN40	202
Tabelle 69: Erwartete Investitionskosten und die abgeschätzte Mehr/Minderinvestition des Sektors Verkehr (Angaben in Mrd. Euro ₂₀₂₄) KN40	203
Tabelle 70: Erwartete Investitionskosten und die abgeschätzte Mehr/Minderinvestition des Sektors Verkehr (Angaben in Mrd. Euro ₂₀₂₄) KN40/50	203
Tabelle 71: Erwartete Investitionskosten und die abgeschätzte Mehr/Minderinvestition des Sektors Verkehr (Angaben in Mrd. Euro ₂₀₂₄) KN40/50.....	204
Tabelle 72: Erwartete Investitionskosten und die abgeschätzte Mehr/Minderinvestition des Sektors Verkehr (Angaben in Mrd. Euro ₂₀₂₄) KN40/50.....	204
Tabelle 73: Veränderung der Energiepreise von fossilen Energieträgern durch den CO ₂ -Preis.	205
Tabelle 74: Verbraucherpreisindex nach Quintilen im WEM und im KN40 (Mittelwerte)	206
Tabelle 74: Maßnahmen in den Szenarien WEM, KN40 und KN40/50.....	207

8.3 Literaturverzeichnis

- Abdallah, C., & Kpodar, K. (2023). How large and persistent is the response of inflation to changes in retail energy prices? *Journal of International Money and Finance*, *132*, 102806. <https://doi.org/10.1016/j.jimonfin.2023.102806>
- Aghion, P., Dechezleprêtre, A., Hémous, D., Martin, R., & Van Reenen, J. (2016). Carbon Taxes, Path Dependency, and Directed Technical Change: Evidence from the Auto Industry. *Journal of Political Economy*, *124*(1), 1–51. <https://doi.org/10.1086/684581>
- Aigner, E., Buczko, C., Cahen-Fourot, L., & Schneider, C. (2022). Chapter 18: Money and finance. In N. Barlow, L. Regen, N. Cadiou, E. Chertkovskaya, M. Hollweg, C. Plank, M. Schulken, & V. Wolf (Hrsg.), *Degrowth & strategy: How to bring about social-ecological transformation*. Mayfly Books.
- Air Liquide. (2023). *EU unterstützt innovative Dekarbonisierung der Kalkindustrie*. Air Liquide. <https://de.airliquide.com/news/eu-unterstutzt-innovative-dekarbonisierung-der-kalkindustrie>
- AIT. (2024). *Machbarkeitsstudie über ein CO₂-Sammel- und Transportnetz in Österreich (nicht veröffentlicht)*. Austrian Institute of Technology.
- Astrov, V., Hanzl-Weiss, D., Leitner, S. M., Pindyuk, O., Pöschl, J., & Stehrer, R. (2015). *Energy Efficiency and EU Industrial Competitiveness: Energy Costs and their Impact on Manufacturing Activity* (wiiw Research Report Nr. 405). WIIW.
- Atkeson, A., & Kehoe, P. J. (1999). Models of Energy Use: Putty-Putty Versus Putty-Clay. *American Economic Review*, *89*(4), 1028–1043. <https://doi.org/10.1257/aer.89.4.1028>
- Austropapier. (2022a). *Branchenbericht der österreichischen Papierindustrie. 150 Jahre Austropapier*. (S. 100). Austropapier.
- Austropapier. (2022b). *Jahresbericht 2022*. <https://austropapier.at/service-presse-branchenbericht-2022-jahresbericht/>

- Austropapier. (2023). *Österreichische Papierindustrie zeigt sich krisenfest*. Austropapier.
<https://austropapier.at/oesterreichische-papierindustrie-zeigt-sich-krisenfest/>
- Baba, C., & Lee, J. (2022). *Second-Round Effects of Oil Price Shocks—Implications for Europe’s Inflation Outlook* [IMF Working Paper No. 2022/173].
- Bachman, R., Baqaee, D., Bayer, C., Kuhn, M., Löschel, A., Moll, B., Peichl, A., Pittel, K., & Schularick, M. (2022). *What if? The Economic Effects for Germany of a Stop of Energy Imports from Russia* [ECONtribute Policy Brief No. 028].
- Bähr, C., Bothe, D., Brändle, G., Klink, H., Lichtblau, K., Sonnen, L., & Zink, B. (2023). *Die Zukunft energieintensiver Industrien in Deutschland. Eine Studie von IW Consult und Frontier Economics im Auftrag des Dezernat Zukunft*.
- Balke, N. S., & Brown, S. P. A. (2018). Oil supply shocks and the U.S. economy: An estimated DSGE model. *Energy Policy*, 116, 357–372. <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2018.02.027>
- Bärnthaler, R. (2024). When enough is enough: Introducing sufficiency corridors to put techno-economism in its place. *Ambio*, 53(7), 960–969. <https://doi.org/10.1007/s13280-024-02027-2>
- Bärnthaler, R., & Gough, I. (2023). Provisioning for sufficiency: Envisaging production corridors. *Sustainability: Science, Practice and Policy*, 19(1), 2218690.
<https://doi.org/10.1080/15487733.2023.2218690>
- Berger, J., Köppl-Turyna, M., & Strohner, L. (2023). *Auswirkungen der Energiepreisentwicklungen auf Oberösterreichs Wirtschaft* [EcoAustria-Studie].
- Binder, C., & Makridis, C. (2022). Stuck in the Seventies: Gas Prices and Consumer Sentiment. *The Review of Economics and Statistics*, 104(2), 293–305.
https://doi.org/10.1162/rest_a_00944
- Blanchard, O., & Bernanke, B. (2023). *What Caused the US Pandemic-Era Inflation?* (Nr. w31417; S. w31417). National Bureau of Economic Research. <https://doi.org/10.3386/w31417>

BloombergNEF, & Transport & Environment. (2021). *Hitting the EV Inflection Point—Electric vehicle price parity and phasing out combustion vehicle sales in Europe.*

<https://www.transportenvironment.org/discover/hitting-the-ev-inflection-point/>

BMF. (2021). *Österreichischer Aufbau- und Resilienzplan 2020-2026.* Bundesministerium für Finanzen (BMF). <https://www.bundeskanzleramt.gv.at/dam/jcr:daa6ed52-1070-41d5-acf6-5f980dc6e0dd/Oesterreichischer-Aufbau-und-Resilienzplan-2020-2026.pdf>

BMK. (2021). *Mobilitätsmasterplan 2030 für Österreich Der neue Klimaschutz-Rahmen für den Verkehrssektor Nachhaltig – resilient – digital.* Bundesministerium für Klimaschutz, Umwelt, Energie, Mobilität, Innovation und Technologie.

BMK. (2023a). *Integrierter österreichischer Netzinfrasturkturplan (NIP).* Bundesministerium für Klimaschutz, Umwelt, Energie, Mobilität, Innovation und Technologie (BMK).

<https://www.bmk.gv.at/themen/energie/energieversorgung/netzinfrasturkturplan.html>

BMK. (2023b). *Integrierter österreichischer Netzinfrasturkturplan (NIP)—Entwurf für die öffentliche Konsultation.* Bundesministerium für Klimaschutz, Umwelt, Energie, Mobilität, Innovation und Technologie (BMK).

<https://www.bmk.gv.at/themen/energie/energieversorgung/netzinfrasturkturplan.html>

BMK. (2023c). *ÖBB Rahmenplan 2024-2029. Investitionen und Instandhaltung.* Bundesministerium für Klimaschutz, Umwelt, Energie, Mobilität, Innovation und Technologie (BMK).

<https://infrastruktur.oebb.at/de/projekte-fuer-oesterreich/rahmenplan>

BMK. (2023d). *Wasserstoffstrategie für Österreich.* <https://www.bmk.gv.at/themen/energie/energieversorgung/wasserstoff/strategie.html>

BMK. (2024a). *Integrierter nationaler Energie- und Klimaplan für Österreich.* Bundesministerium für Klimaschutz, Umwelt, Energie, Mobilität, Innovation und Technologie (BMK).

https://www.bmk.gv.at/themen/klima_umwelt/klimaschutz/nat_klimapolitik/energie_klimaplan.html

BMK. (2024b, Mai 23). Der GAP-Strategieplan für Österreich 2023 bis 2027.

<https://info.bml.gv.at/themen/landwirtschaft/gemeinsame-agrarpolitik-foerderungen/nationaler-strategieplan/gsp-info-allgemein.html>

Bolton, P., & Kacperczyk, M. T. (2020). Do Investors Care about Carbon Risk? *Journal of Financial Economics*, 142, 517–549. <https://doi.org/10.2139/ssrn.3398441>

Bonaccorso, M. (2021). *Denmark Invests 11 Billion Euros in the World's First Green Ammonia Plant*. <https://www.renewablematter.eu/articles/article/denmark-invests-11-billion-euros-in-the-worlds-first-green-ammonia-plant>

Borin, A., Conteduca, F. P., Di Stefano, E., Gunnella, V., Mancini, M., & Panon, L. (2023). Trade decoupling from Russia. *International Economics*, 175, 25–44. <https://doi.org/10.1016/j.inteco.2023.05.001>

Braun, M., Fritz, D., Weiss, P., Braschel, N., Büchsenmeister, R., Freudenschuß, A., Gschwantner, T., Jandl, R., Ledermann, T., Neumann, M., Pölz, W., Schadauer, K., Schwarzbauer, P., & Stern, T. (2016). A holistic assessment of greenhouse gas dynamics from forests to the effects of wood products use in Austria. *Carbon Management*, 7(5–6), 271–283.

Breckenridge, A., & Baily, T. (2024, Jänner 22). Der CO₂-Grenzausgleichsmechanismus der EU und das Zusammenspiel von Klima- und Handelspolitik. *Frontier Economics*. <https://www.frontier-economics.com/de/de/nachrichten-einblicke/news/news-article-i20484-der-co2-grenzausgleichsmechanismus-der-eu-und-das-zusammenspiel-von-klima-und-handelspolitik/#>

Brühlhart, M., Jametti, M., & Schmidheiny, K. (2012). Do Agglomeration Economies Reduce the Sensitivity of Firm Location to Tax Differentials? *The Economic Journal*, 122(563), 1069–1093. <https://doi.org/10.1111/j.1468-0297.2012.02511.x>

Budgetdienst. (2023). *Budgetanalyse 2023 | Parlament Österreich*. <https://www.parlament.gv.at/fachinfos/budgetdienst/Budgetanalyse-2023>

- Budgetdienst. (2024). *Neue EU-Fiskalregeln und Europäisches Semester 2024: Information*.
Parlament Österreich - Parlamentsdirektion - BD Budgetdienst. <https://www.parlament.gv.at/dokument/budgetdienst/europaeisches-semester/BD-Neue-Fiskalregeln-und-Europaeisches-Semester-2024.pdf>
- Bui, M., Adjiman, Bardow, & Anthony. (2018). Carbon capture and storage (CCS): The way forward. *Energy & Environmental Science*, 11(1062), Article 1062.
<https://pubs.rsc.org/en/content/articlehtml/2018/ee/c7ee02342a>
- Bundesamt für Energie. (2021). *CO2NET – Grobes Design und Kostenschätzung für ein CO2 Sammel-Netzwerk in der Schweiz*. <https://www.aramis.admin.ch/Grunddaten/?ProjectID=47346>
- Bundesministerium für Klimaschutz, Umwelt, Energie, Mobilität, Innovation und Technologie. (2022). *Investitionsoffensive Privatbahninfrastruktur—9. MIP*.
- Bundesministerium für Wohnen, Stadtentwicklung und Bauwesen (BMWSB), & Bundesministerium für Ernährung und Landwirtschaft (BMEL). (2023). *Holzbauinitiative. Strategie der Bundesregierung zur Stärkung des Holzbaus als ein wichtiger Beitrag für ein klimagerechtes und ressourceneffizientes Bauen*.
- Butler, C. (2023). Climate change threatens to cause the next economic mega-shock | Chatham House – International Affairs Think Tank. *Chatham House, The Royal Institute of International Affairs, London*. <https://www.chathamhouse.org/2023/07/climate-change-threatens-cause-next-economic-mega-shock>
- BWB. (2022). *Branchenuntersuchung E-Ladeinfrastruktur (BWB/AW467)*.
- Cahen-Fourot, L. (2022). Chapter 9: Central banking for a social-ecological transformation. In S. Kappes, L.-P. Rochon, & G. Vallet (Hrsg.), *The future of central banking* (S. 195–218). Edward Elgar Publishing.

- Chepeliev, M., Hertel, T., & van der Mensbrugge, D. (2022). Cutting Russia's fossil fuel exports: Short-term economic pain for long-term environmental gain. *The World Economy*, 45(11), 3314–3343. <https://doi.org/10.1111/twec.13301>
- Chiacchio, F., De Santis, R. A., Grunella, V., & Lebastard, L. (2023). How have higher energy prices affected industrial production and imports? *ECB Economic Bulletin*, 1, 46–53.
- Christophers, B. (2022). Fossilised Capital: Price and Profit in the Energy Transition. *New Political Economy*, 27(1), 146–159. <https://doi.org/10.1080/13563467.2021.1926957>
- Ciola, E., Turco, E., Gurgone, A., Bazzana, D., Vergalli, S., & Menoncin, F. (2023). Enter the MATRIX model: a Multi-Agent model for Transition Risks with application to energy shocks. *Journal of Economic Dynamics and Control*, 146, 104589. <https://doi.org/10.1016/j.jedc.2022.104589>
- Circular Economy. (2022). *Klimaneutrales Zementwerk TotalEnergies und Holcim kooperieren bei CCUS*. <https://www.umweltwirtschaft.com/news/energie/Klimaneutrales-Zementwerk-TotalEnergies-und-Holcim-kooperieren-bei-CCUS-27726>
- Copeland, B. R., & Taylor, M. S. (2004). Trade, Growth, and the Environment. *Journal of Economic Literature*, 42(1), 7–71. <https://doi.org/10.1257/.42.1.7>
- Daumas, L. (2023). Financial stability, stranded assets and the low-carbon transition – A critical review of the theoretical and applied literatures. *Journal of Economic Surveys*, joes.12551. <https://doi.org/10.1111/joes.12551>
- Department for Energy Security and Net Zero. (2023). *International industrial energy prices*. Gov.Uk. <https://www.gov.uk/government/statistical-data-sets/international-industrial-energy-prices>
- Di Bella, G., Flanagan, M. J., Foda, K., Maslova, S., Pienkowski, Stuermer, M., & Toscani, F. G. (2022). *Natural Gas in Europe: The Potential Impact of Disruptions to Supply*.
- E-Control. (2023). *Statistikbroschüre 2023, Berichtsjahr 2022*.

- EEFA. (2013). *Wettbewerbsfähige Stromkosten – Voraussetzung für die Zementherstellung am Standort Deutschland.*
- Egli, F., Polzin, F., Sanders, M., Schmidt, T., Serebriakova, A., & Steffen, B. (2022). Financing the energy transition: Four insights and avenues for future research. *Environmental Research Letters*, 17(5), 051003. <https://doi.org/10.1088/1748-9326/ac6ada>
- EHB. (2022). *European Hydrogen Backbone.* <https://www.europeangashub.com/wp-content/uploads/2022/04/EHB-A-European-hydrogen-infrastructure-vision-covering-28-countries.pdf>
- e-think. (2023). *Energieszenarien bis 2050: Wärmebedarf der Kleinverbraucher. Endbericht.* Zentrum für Energiewirtschaft und Umwelt (e-think).
- European Commission. (2018a). *2050 Long term strategy.* https://climate.ec.europa.eu/eu-action/climate-strategies-targets/2050-long-term-strategy_en
- European Commission. (2018b). *A Clean Planet for all A European long-term strategic vision for a prosperous, modern, competitive and climate neutral economy (COM(2018) 773 (COM(2018) 773; Nummer COM(2018) 773).* https://climate.ec.europa.eu/system/files/2018-11/com_2018_733_analysis_in_support_en.pdf
- European Commission. (2019). *CO₂-Abscheidung in der Zementindustrie.* <https://cordis.europa.eu/article/id/255162-carbon-capture-for-the-cement-industry/de>
- European Commission. (2021). *Neue Erfolge dank CO₂-Abscheidung in Zementwerken.* <https://projects.research-and-innovation.ec.europa.eu/de/projects/success-stories/all/neue-erfolge-dank-co2-abscheidung-zementwerken>
- European Commission. Statistical Office of the European Union. (2019). *EU inter-country supply, use and input-output tables: Full international and global accounts for research in input output analysis (FIGARO) : 2019 edition.* Publications Office. <https://data.europa.eu/doi/10.2785/008780>

- Eurostat. (2024a). *Energy supply and use by NACE Rev. 2 activity*. Eurostat. https://ec.europa.eu/eurostat/web/products-datasets/-/env_ac_pegasu
- Eurostat. (2024b). *National accounts aggregates by industry (up to NACE A*64)*. Eurostat. https://ec.europa.eu/eurostat/web/products-datasets/-/nama_10_a64
- Fachverband Holzindustrie Österreich. (2022). *Branchenbericht 2021-2022*.
- Fachverband Holzindustrie Österreich. (2023). *Branchenbericht 2022-2023*.
- Farley, J., Burke, M., Flomenhoft, G., Kelly, B., Murray, D. F., Posner, S., Putnam, M., Scanlan, A., & Witham, A. (2013). Monetary and Fiscal Policies for a Finite Planet. *Sustainability*, 5(6), 2802–2826. <https://doi.org/10.3390/su5062802>
- Feigl, G. (2024). EU-Schuldenregeln: Kürzungswelle rollt auf den Euroraum zu. *Arbeit&Wirtschaft Blog*. <https://www.awblog.at/Europa/EU-Schuldenregeln-Kuerzungswelle>
- Finn, M. G. (2000). Perfect competition and the effects of energy price increases on economic activity. *Journal of Money, Credit and Banking*, 32(3, Part I), 400–416.
- Fiskalrat. (2024). *Bericht über die Einhaltung der Fiskalregel 2023-2028*.
- Furszyfer Del Rio, D. D., Sovacool, B. K., Griffiths, S., Bazilian, M., Kim, J., Foley, A. M., & Rooney, D. (2022). Decarbonizing the pulp and paper industry: A critical and systematic review of sociotechnical developments and policy options. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 167, 112706. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2022.112706>
- Galvin, R. (2020). Yes, there is enough money to decarbonize the economies of high-income countries justly and sustainably. *Energy Research & Social Science*, 70, 101739. <https://doi.org/10.1016/j.erss.2020.101739>
- Germeshausen, R., & Löschel, A. (2015). Energiestückkosten als Indikator für Wettbewerbsfähigkeit. *Wirtschaftsdienst*, 95(1), 46–50. <https://doi.org/10.1007/s10273-015-1776-0>

- Getzner, M. (2022). Sind Hoffnungen in Bezug auf privates Kapital im Sinne von „nachhaltigen Investitionen“ als Treiber für den sozialökologischen Umbau im Gebäudebereich berechtigt? *Der Öffentliche Sektor - The Public Sector*, 48(1), 71–77.
<https://doi.org/10.34749/oes.2022.4630>
- Glaeser, E. L. (2010). *Agglomeration economics*.
- Grunella, V., Jarvis, V., Morris, R., & Toth, M. (2022). Natural gas dependence and risks to euro area activity. *ECB Economic Bulletin*, 1, 46–51.
- Gustavsson, L., Pingoud, K., & Sathre, R. (2006). Carbon Dioxide Balance of Wood Substitution: Comparing Concrete- and Wood-Framed Buildings. *Mitigation and Adaption Strategies for Global Change*, 11, 667–691.
- Hassler, J., Krusell, P., & Olovsson, C. (2021). Directed Technical Change as a Response to Natural Resource Scarcity. *Journal of Political Economy*, 129(11), 3039–3072.
<https://doi.org/10.1086/715849>
- Heidelberg Materials. (2024, Jänner 15). *Oxyfuel-Technologie zur CO₂-Abscheidung im HeidelbergCement-Werk Colleferro*. <https://www.heidelbergmaterials.com/de/ecra-oxyfuel>
- Heimberger, P., & Lichtenberger, A. (2022). *RRF 2.0: Ein permanenter EU-Investitionsfonds im Kontext von Energiekrise, Klimawandel und EU-Fiskalregeln*. Wiener Institut für Internationale Wirtschaftsvergleiche. <https://wiiw.ac.at/rrf-2-0-ein-permanenter-eu-investitionsfonds-im-kontext-von-energiekrise-klimawandel-und-eu-fiskalregeln-dlp-6413.pdf>
- Hözl, W., Kaniovski, S., Meinhart, B., Sinabell, F., & Streicher, G. (2023). *Wettbewerbsfähigkeit der österreichischen Industrie bei weiterhin hohen Energiepreisen* [Studie des WIFO].
- Hurmekoski, E., Kunttu, J., Heinonen, T., & Peltola, H. (2023). Does expanding wood use in construction and textile markets contribute to climate change mitigation? *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 174. <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S1364032123000084#:~:text=Most%20studies%20indicate%20that%20in,of%20up%20to%20a%20century>.

- ICCT. (2022). *Fuel cell electric tractor trailers: Technology overview and fuel economy* (Nr. 2002–23). International Council on Clean Transportation. <https://theicct.org/publication/fuel-cell-tractor-trailer-tech-fuel-jul22/>
- IEA. (2020). *Energy Technology Perspectives 2020. Special Report on Carbon Capture Utilisation and Storage CCUS in clean energy transitions (link)*. IEA.
- IEA. (2023, Dezember 18). *Direct Air Capture*. <https://www.iea.org/energy-system/carbon-capture-utilisation-and-storage/direct-air-capture>
- IFEU. (2022). *Vergleichende Analyse der Potenziale von Antriebstechnologien für LKW im Zeithorizont 2030*. Institut für Energie- und Umweltforschung Heidelberg. <https://www.ifeu.de/publikation/vergleichende-analyse-der-potentiale-von-antriebs-technologien-fuer-lkw-im-zeithorizont-2030/>
- IHS. (2022). *Volkswirtschaftliche Gesamtrechnung zur Ökostrommilliarde*. Institut für Höhere Studien. <https://irihs.ihs.ac.at/id/eprint/6182/7/ihs-report-2022-lappoehn-et-al-volkswirtschaftliche-gesamtrechnung-oekostrommilliarde.pdf>
- industr.com. (2019). *Zement mit fossilfreiem Strom herstellen*. <https://www.industr.com/de/zement-mit-fossilfreiem-strom-herstellen-2359824>
- Institut Rousseau. (2024). *Road to Net Zero: Bridging the Green Investment Gap*. <https://extra-net.greens-efa.eu/public/media/file/1/8692>
- ITnA. (2023). *Monitoring Mechanism 2022 und Szenario Transition—Verkehr*. Institut für Thermodynamik und nachhaltige Antriebssysteme.
- Jones, A. W. (2015). Perceived barriers and policy solutions in clean energy infrastructure investment. *Journal of Cleaner Production*, 104, 297–304. <https://doi.org/10.1016/j.jclepro.2015.05.072>
- Jonsson, R., Rinaldi, F., Pilli, R., Giulia, F., Hurmekoski, E., Cazzaniga, N., Robert, N., & Camia, A. (2021). Boosting the EU forest-based bioeconomy: Market, climate, and employment

- effects. *Technological Forecasting and Social Change*, 163. <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0040162520313044?via%3Dihub>
- JRC. (2013). *Best Available Techniques (BAT) Reference Document for Iron and Steel Production*. https://eippcb.jrc.ec.europa.eu/sites/default/files/2019-11/IS_Adopted_03_2012.pdf
- Kahn, M. E., & Mansur, E. T. (2013). Do local energy prices and regulation affect the geographic concentration of employment? *Journal of Public Economics*, 101, 105–114. <https://doi.org/10.1016/j.jpubeco.2013.03.002>
- Karltorp, K. (2016). Challenges in mobilising financial resources for renewable energy—The cases of biomass gasification and offshore wind power. *Environmental Innovation and Societal Transitions*, 19, 96–110. <https://doi.org/10.1016/j.eist.2015.10.002>
- KCW. (2018). *Abschätzung der Mehrkosten des stadtreionalen ÖPNRV aufgrund der Erfordernisse der Dekarbonisierung*. KCW GmbH für Österreichischer Städtebund. https://www.staedtebund.gv.at/fileadmin/USERDATA/themenfelder/mobilitaet/Da-teien/20180402_Endbericht_Investitionsbedarfe_Dekarbonisierung_des_OeV_in_Oes-terreich_Copy.pdf
- Kempa, K., Moslener, U., & Schenker, O. (2021). The cost of debt of renewable and non-renewable energy firms. *Nature Energy*, 6(2), 135–142.
- KFN. (2023). *KFN arbeitet an weltweiter Innovation für die Kalkindustrie: Klimapositive Kalkgewinnung dank CO₂-Abscheidung*. https://www.kfn.ch/fileadmin/user_upload/KFN-Me-dienmitteilung-Innovation-Klimapositive-Kalkgewinnung.pdf
- Kilian, L., & Zhou, X. (2023). A broader perspective on the inflationary effects of energy price shocks. *Energy Economics*, 125, 106893. <https://doi.org/10.1016/j.eneco.2023.106893>
- Kletzan-Slamanig, D., Köppl, A., & Sinabell, F. (2022). *Analyse klimakontra produktiver Subventionen in Österreich*. Österreichisches Institut für Wirtschaftsforschung.

- Kletzan-Slamanig, D., Köppl, A., Sinabell, F., Schanda, R., Heher, M., Rimböck, A., Müller, S., Voit, T., & Kirchmayr-Schliesselberger. (2023). *Climate-counterproductive subsidies in Austria – an economic and legal assessment of the status quo and reform options*. Österreichisches Institut für Wirtschaftsforschung.
- Klimafonds & TU Wien IET. (2014). *Roadmap Industrie—Zement* (S. 15). <https://www.klimafonds.gv.at/wp-content/uploads/sites/16/KLIEN2014FuE-FahrplanZement.pdf>
- Knittel, N., & Bednar-Friedl, B. (2023). Herausforderungen des Klimawandels für den Bundesstaat. In K. Mitterer, M. Getzner, & J. Bröthaler (Hrsg.), *Klimaschutz und Klimawandelanpassung im Bundesstaat* (S. 19–38). NWV Verlag.
<https://doi.org/10.37942/9783708341422-101>
- Koch, M. (2020). The state in the transformation to a sustainable postgrowth economy. *Environmental Politics*, 29(1), 115–133. <https://doi.org/10.1080/09644016.2019.1684738>
- Köppl, A., Schleicher, S., & Schratzenstaller, M. (2021). *CO₂-Bepreisung in der Steuerreform 2022/2024* (Research Briefs Nr. 13/2021). Österreichisches Institut für Wirtschaftsforschung.
- Köppl, A., & Schratzenstaller, M. (2024). *Policy Brief: Budgetäre Kosten und Risiken durch klimapolitisches Nicht-Handeln und Klimarisiken*. Österreichisches Institut für Wirtschaftsforschung. file:///C:/Users/hmuelle3/Downloads/PolicyBrief_Budgetaere_Kosten_Klimarisiken.pdf
- Kormilitsina, A. (2011). Oil price shocks and the optimality of monetary policy. *Review of Economic Dynamics*, 14(1), 199–223. <https://doi.org/10.1016/j.red.2010.11.001>
- Kratena, K., & Scharner, A. (2020). MIO-ES: A Macroeconomic Input-Output Model with Integrated Energy System. *Centre of Economic Scenario Analysis and Research (CESAR) Working Paper*. https://www.cesarecon.at/wp-content/uploads/2020/10/MIOES_Manual_Public_FINAL.pdf

- Krebs, T. (2022). *Auswirkungen eines Erdgasembargos auf die gesamtwirtschaftliche Produktion in Deutschland* [IMK Studies no. 79].
- Kuckartz, U., & Rädiker, S. (2022). *Qualitative Inhaltsanalyse: Methoden, Praxis, Computerunterstützung: Grundlagentexte Methoden* (5. Auflage). Beltz Juventa.
- Kurier, & Anzenberger, A. (2023). „Entspannung“ bei den Kosten für die Papier-Produktion. <https://kurier.at/wirtschaft/entspannung-bei-den-kosten-fuer-die-papier-produktion/402416339>
- Liang, S., Gu, H., Bergman, R., & Kelley, S. S. (2020). Comparative life-cycle assessment of a mass timber building and concrete alternative. *Wood Fiber Science*, 52(2), 217–229.
- Lockwood, T. (2023). *Kartierung der Kosten für CO₂-Abscheidung und Lagerung in Europa*. Clean Air Task Force. <https://www.catf.us/de/2023/02/mapping-cost-carbon-capture-storage-europe/>
- Logar, V., & Skrjanc, I. (2021). The Influence of Electric-Arc-Furnace Input Feeds on its Electrical Energy Consumption. *Journal of Sustainable Metallurgy* (2021) 7:1013–1026. <https://link.springer.com/content/pdf/10.1007/s40831-021-00390-y.pdf?pdf=button>
- Loretz, S., & Pitlik, H. (2024). *Österreichischer Stabilitätspakt 2012 und föderative Lastenverschiebungen. Eine Projektion für die Jahre 2024 bis 2028*. Österreichisches Institut für Wirtschaftsforschung.
- Madeddu, S., Ueckerdt, F., Pehl, M., Peterseim, J., Lord, M., Kumar, K. A., Krüger, C., & Luderer, G. (2020). The CO₂ reduction potential for the European industry via direct electrification of heat supply (power-to-heat). *Environmental Research Letters*, 15(12), 124004. <https://doi.org/10.1088/1748-9326/abb02>
- Mazzucato, M., & Semieniuk, G. (2018). Financing renewable energy: Who is financing what and why it matters. *Technological Forecasting and Social Change*, 127, 8–22. <https://doi.org/10.1016/j.techfore.2017.05.021>

- McGregor, T., Toscani, F., & Toscani, Mr. F. G. (2022). *A Bottom-Up Reduced Form Phillips Curve for the Euro Area* [IMF Working Paper no. 2022-2260].
- Mercure, J.-F., Pollitt, H., Viñuales, J. E., Edwards, N. R., Holden, P. B., Chewpreecha, U., Salas, P., Sognaes, I., Lam, A., & Knobloch, F. (2018). Macroeconomic impact of stranded fossil fuel assets. *Nature Climate Change*, 8(7), 588–593.
<https://doi.org/10.1038/s41558-018-0182-1>
- Miess, M. G., Böhmer, S., Frei, E., Glas, N., Heinfellner, H., Krutzler, T., Lichtblau, G., Schieder, W., Schindler, I., & Svehla-Stix, S. (2022). *Analyse des Investitionspotenzials bis 2030 auf dem Weg zur Klimaneutralität. Studie im Auftrag der Wirtschaftskammer Österreich (WKÖ), Bundessparte Bank und Versicherung. Umweltbundesamt.*
- Millimet, D. L., & Roy, J. (2016). Empirical Tests of the Pollution Haven Hypothesis When Environmental Regulation is Endogenous: *Journal of Applied Econometrics*, 31(4), 652–677.
<https://doi.org/10.1002/jae.2451>
- Niehues, J., & Schaefer, T. (2022). *Verteilungswirkungen klimapolitischer Maßnahmen.*
<https://www.iwkoeln.de/studien/judith-niehues-thilo-schaefer-verteilungswirkungen-klimapolitischer-massnahmen.html>
- Nykvist, B., & Maltais, A. (2022). Too risky – The role of finance as a driver of sustainability transitions. *Environmental Innovation and Societal Transitions*, 42, 219–231.
<https://doi.org/10.1016/j.eist.2022.01.001>
- NZZ. (2023). *Wie bringt man CO2 aus der Luft in den Boden? In Belgien sucht der Zementriese Holcim nach Lösungen.* <https://www.nzz.ch/wirtschaft/wie-bringt-man-co2-aus-der-luft-in-den-boden-in-belgien-sucht-der-zementriese-holcim-nach-loesungen-ld.1738730>
- Obrist, M. D., Kannan, R., Schmidt, T. J., & Kober, T. (2022). Long-term energy efficiency and decarbonization trajectories for the Swiss pulp and paper industry. *Sustainable Energy*

Technologies and Assessments, 52, 101937.

<https://doi.org/10.1016/j.seta.2021.101937>

OeBFA/BMF/BMK. (2023). *Green Investor Report 2022: Republic of Austria*. file:///C:/Users/hmueller3/Downloads/Republic%20of%20Austria_Green%20Investor%20Report.pdf

Oesterreichs Energie. (2022). *Stromstrategie 2040: Österreichs Weg in eine klimaneutrale Energiezukunft*. <https://oesterreichsenergie.at/publikationen/ueberblick/detailseite/stromstrategie-2040-oesterreichs-weg-in-eine-klimaneutrale-energiezukunft>

Oesterreichs Energie. (2024). *Aktualisierung der Netzberechnungen der Studie „Volkswirtschaftlicher Wert der Stromverteilernetze auf dem Weg zur Klimaneutralität in Österreich“*. Austrian Institute of Technology. https://oesterreichsenergie.at/fileadmin/user_upload/Oesterreichs_Energie/Publikationsdatenbank/Studien/2024/AIT-OE-Wert_der_Stromverteilernetze_Update_2024-01_Abschlussbericht_v1.1_2024-01-22_clean_version.pdf

Oh, J.-W., Park, K.-S., Kim, H. S., Kim, I., Pang, S.-J., Ahn, K.-S., & Oh, J.-K. (2023). Comparative CO2 emissions of concrete and timber slabs with equivalent structural performance. *Energy & Building*, 281. <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0378778822009392>

ÖROK. (2021). *Österreichisches Raumentwicklungskonzept ÖREK 2030*. Österreichische Raumordnungskonferenz.

Ozkan, M., Nayak, S. P., Ruiz, A. D., & Jiang, W. (2022). Current status and pillars of direct air capture technologies. *IScience*, 25(4), 103990.

Painter, M. (2020). An inconvenient cost: The effects of climate change on municipal bonds. *Journal of Financial Economics*, 135(2), 468–482.
<https://doi.org/10.1016/j.jfineco.2019.06.006>

- Panhans, M., Lavric, L., & Hanley, N. (2017). The Effects of Electricity Costs on Firm Re-location Decisions: Insights for the Pollution Havens Hypothesis? *Environmental and Resource Economics*, 68(4), 893–914. <https://doi.org/10.1007/s10640-016-0051-1>
- Parlament. (2024). *Kommunales Investitionsprogramm*. <https://bmf.gv.at/themen/budget/finanzbeziehungen-laender-gemeinden/kommunales-investitionsprogramm.html>
- Patra, S. (2020). Energy in a model of firm entry. *Macroeconomic Dynamics*, 24(2), 231–254. <https://doi.org/10.1017/S1365100518000159>
- Pekanov, A., & Schratzenstaller, M. (2020). *The role of fiscal rules in relation with the green economy*. Economic Governance Support Unit and Policy Department A.
- Pfemeter, C., Liptay, P., Fuljetic-Kristan, A., & Kahr, S. (2023). *Bioenergie-Atlas Österreich 2023* (3. Auflage). Österreichischer Biomasse-Verband.
- Plank, L., Miess, M. G., Bröthaler, J., Getzner, M., Müller, H. L., Niedertscheider, M., Bürger, J., Schieder, W., & Schindler, I. (2023). *Öffentliche Investitionen für den Klimaschutz in Österreich: Potenziale des öffentlichen Vermögens* (Nr. 243; Materialien zu Wirtschaft und Gesellschaft, S. 92). Kammer für Arbeiter und Angestellte für Wien. <https://emedien.arbeiterkammer.at/viewer/image/AC16870199/2/#topDocAnchor>
- Polzin, F. (2017). Mobilizing private finance for low-carbon innovation – A systematic review of barriers and solutions. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 77, 525–535. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2017.04.007>
- Polzin, F., & Sanders, M. (2020). How to finance the transition to low-carbon energy in Europe? *Energy Policy*, 147, 111863. <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2020.111863>
- Polzin, F., Sanders, M., & Täube, F. (2017). A diverse and resilient financial system for investments in the energy transition. *Current Opinion in Environmental Sustainability*, 28, 24–32. <https://doi.org/10.1016/j.cosust.2017.07.004>

- Prognos. (2021). *Technische CO₂-Senken—Techno-ökonomische Analyse ausgewählter CO₂-Negativemissionstechnologien*. Prognos AG. <https://www.dena.de/newsroom/publikationsdetailansicht/pub/kurzgutachten-im-rahmen-der-dena-leitstudie-aufbruch-kli-manneutralitaet/>
- Projektgruppe Gemeinschaftsdiagnose. (2023). *Kaufkraft kehrt zurück – Politische Unsicherheit hoch. Gemeinschaftsdiagnose Herbst 2023*.
- Rahnama Mobarakeh, M., Santos Silva, M., & Kienberger, T. (2021). Pulp and Paper Industry: Decarbonisation Technology Assessment to Reach CO₂ Neutral Emissions—An Austrian Case Study. *Energies*, 14(4), 1161. <https://doi.org/10.3390/en14041161>
- Rechnungshof. (2021). *Bericht des Rechnungshofes betreffend Klimaschutz in Österreich – Maßnahmen und Zielerreichung 2020 – Reihe BUND 2021/16 (III-292 d.B.)*. <https://www.parlament.gv.at/gegenstand/XXVII/III/292>
- Reiter, M., Ertl, M., Kimmich, C., Laa, E., Schmidner, D., Wende, A., Weyerstraß, K., & Zenz, H. (2023). *Auswirkungen von Energiepreisen auf Österreichs Exportwirtschaft. Vorläufiger Endbericht* (S. 113) [Vorläufiger Endbericht]. IHS.
- Robinson, D., Keay, M., & Hammes, K. (2017). *Fiscal Policy for Decarbonisation of Energy in Europe*. Oxford Institute for Energy Studies. <https://doi.org/10.26889/9781784670924>
- Rogers, J. G. (2018). Paper making in a low carbon economy. *AIMS Energy*, 6(1), 187–202. <https://doi.org/10.3934/energy.2018.1.187>
- Roncoroni, A., Battiston, S., Escobar-Farfán, L. O. L., & Martinez-Jaramillo, S. (2021). Climate risk and financial stability in the network of banks and investment funds. *Journal of Financial Stability*, 54, 100870. <https://doi.org/10.1016/j.jfs.2021.100870>
- Rotemberg, J. J., & Woodford, M. (1996). Imperfect Competition and the Effects of Energy Price Increases on Economic Activity. *Journal of Money, Credit and Banking*, 28(4, Part I), 549–577.

- Sanders, M., Serebriakova, A., Fragkos, P., Polzin, F., Egli, F., & Steffen, B. (2022). Representation of financial markets in macro-economic transition models—A review and suggestions for extensions. *Environmental Research Letters*, 17(8), 083001.
<https://doi.org/10.1088/1748-9326/ac7f48>
- Sato, M., & Dechezleprêtre, A. (2015). Asymmetric industrial energy prices and international trade. *Energy Economics*, 52, S130–S141. <https://doi.org/10.1016/j.eneco.2015.08.020>
- Saussay, A., & Sato, M. (2018). *The impacts of energy prices on industrial foreign investment location: Evidence from global firm level data*, [Working Paper, FAERE - French Association of Environmental and Resource Economists.].
- Schratzenstaller, M. (2023). Ökologisierung der öffentlichen Finanzen im Bundesstaat. In K. Mitterer, M. Getzner, & J. Bröthaler (Hrsg.), *Klimaschutz und Klimawandelanpassung im Bundesstaat* (S. 95–100). NWV Verlag. <https://doi.org/10.37942/9783708341422-201>
- Soimakallio, S., Saikku, L., Valsta, L., & Pingoud, K. (2016). Climate Change Mitigation Challenge for Wood Utilization—The Case of Finland. *Environmental Science and Technology*, 50(10), 5127–5134.
- Spörk, P. M. (2020). *Entwicklung der spezifischen Investitionskosten von Kraftwerken auf Basis erneuerbarer und konventioneller Energieträger* [Masterarbeit, TU Graz].
<https://diglib.tugraz.at/download.php?id=6093e88b63f93&location=browse>
- Statistik Austria. (2024). *Energiebilanzen*. STATISTIK AUSTRIA. <https://www.statistik.at/statistiken/energie-und-umwelt/energie/energiebilanzen>
- Steininger, K., Bednar-Friedl, B., Knittel, N., Kirchengast, G., Nabernegg, S., Williges, K., Mestel, R., Hutter, H.-P., & Kenner, L. (2020). *Klimapolitik in Österreich: Innovationschance Coronakrise und die Kosten des Nicht-Handelns* (S. 57 pages) [Pdf]. Wegener Center Verlag. <https://doi.org/10.25364/23.2020.1>
- Steininger, K., Schinko, T., Rieder, Kromp-Kolb, H., Kienberger, S., Kirchengast, G., Michl, C., Schwarzl, I., & Lambert, S. (2022). *Wieviel Treibhausgase dürfen wir noch emittieren?*

- Hintergrundpapier zu globalen und nationalen Treibhausgasbudgets.* CCCA (Climate Change Council Austria).
- Stern, N. (2007). *The economics of climate change: The Stern review.* Cambridge University Press.
- TRAFFIX, Umweltbundesamt, & e7 energy innovation & engineering. (2023). *GREENROAD-Guidelines enabling renewable energy supply for zero emission road traffic infrastructure* (Final Report B7 230428). Klima- und Energiefonds.
- Umweltbundesamt. (2021). *Certification of Carbon Removals—Part 1* (REP-0795). Umweltbundesamt GmbH.
- Umweltbundesamt. (2022a). *Die Ökobilanz von schweren Nutzfahrzeugen und Bussen* (REP-0801). Umweltbundesamt. <https://www.umweltbundesamt.at/fileadmin/site/publikationen/rep0801.pdf>
- Umweltbundesamt. (2022b). *Investitionspotenzial der Klimatransformation. Analyse des Umweltbundesamts im Auftrag der WKÖ-Bundessparte Bank und Versicherung.* <https://www.umweltbundesamt.at/news220517#:~:text=Analyse%20des%20Umweltbundesamts%20im%20Auftrag,Mrd%20Euro%20zus%C3%A4tzliche%20Investitionen%20notwendig.>
- Umweltbundesamt. (2022c). *Potenzialanalyse der Investitionskosten (bis 2030) für die Transformation zur Klimaneutralität. Im Auftrag der Wirtschaftskammer Österreich.*
- Umweltbundesamt. (2023a). *Klimaschutzbericht 2023* (REP 0871). Umweltbundesamt. <https://www.umweltbundesamt.at/fileadmin/site/publikationen/rep0871.pdf>
- Umweltbundesamt. (2023b). *Maßnahmen zur Treibhausgasreduktion in der Landwirtschaft zur Erreichung der Ziele des Klimaschutzgesetzes. REP 0856.* (REP 0856). Umweltbundesamt. <https://www.umweltbundesamt.at/fileadmin/site/publikationen/rep0856bfz.pdf>
- Umweltbundesamt. (2023b). *Energie- und Treibhausgasszenario Transition 2040* (REP-0880). Umweltbundesamt GmbH.

- van der Ploeg, F., & Rezai, A. (2020). Stranded Assets in the Transition to a Carbon-Free Economy. *Annual Review of Resource Economics*, 12(1), 281–298.
<https://doi.org/10.1146/annurev-resource-110519-040938>
- vbw. (2023). *Analyse CO2-Infrastrukturbedarf in Bayern*. <https://www.vbw-bayern.de/vbw/Themen-und-Services/Energie-Klima/Klima/Analyse-CO2-Infrastrukturbedarf-in-Bayern.jsp>
- VDZ. (2020). *Dekarbonisierung von Zement und Beton—Minderungspfade und Handlungsstrategien. Eine CO2-Roadmap für die deutsche Zementindustrie* (S. 60). https://www.vdz-online.de/fileadmin/wissensportal/publikationen/zementindustrie/VDZ-Studie_Dekarbonisierung_Zement_Beton_2020.pdf
- Venables, A. J. (1996). Equilibrium Locations of Vertically Linked Industries. *International Economic Review*, 37(2), 341. <https://doi.org/10.2307/2527327>
- voestalpine. (2021). *Umwelterklärung*. <https://www.voestalpine.com/stahl/Die-Steel-Division/Umwelt>
- voestalpine. (2024, Jänner 15). *Geentec steel*. <https://www.voestalpine.com/greentecsteel/de/>
- Vogel, J., & Hickel, J. (2023). Is green growth happening? An empirical analysis of achieved versus Paris-compliant CO₂–GDP decoupling in high-income countries. *The Lancet Planetary Health*, 7(9), e759–e769. [https://doi.org/10.1016/S2542-5196\(23\)00174-2](https://doi.org/10.1016/S2542-5196(23)00174-2)
- Vogel, L., Neumann, M., & Linz, S. (2023). Berechnung und Entwicklung des neuen Produktionsindex für energieintensive Industriezweige. *WISTA – Wirtschaft und Statistik*, 75(2), 39–48.
- Vogel, Lukas, Neumann, Malte, & Linz, Stefan. (2023). Berechnung und Entwicklung des neuen Produktionsindex für energieintensive Industriezweige. *WISTA - Wirtschaft und Statistik*, 75(2), 39–48.
- Volsund, M., Hoppe, H., Ruppert, J., Sutter, D., Berstad, D., Romano, M. C., & Cinti, G. (2018). *Retrofitability of CO₂ capture technologies to cement plants*. SINTEF Energy Research. <https://www.sintef.no/en/publications/publication/1718958/>

Werner, F., Taverna, R., Hofer, P., Thürig, E., & Kaufmann, E. (2010). National and global greenhouse gas dynamics of different forest management and wood use scenarios: A model-based assessment. *Environmental Science and Technology*, 13, 72–85.

Wienerberger. (2023). *Nachhaltiger Meilenstein: In Uttendorf entsteht Europas grünste Ziegelproduktion*. <https://www.wienerberger.at/unternehmen/presse/green-bricks-in-uttendorf.html>

Zukunft Gas. (2024, Jänner 15). *Papierindustrie: Bereit für den Gasumstieg zu Wasserstoff*. <https://gas.info/gas-im-energiemix/industrie/papierherstellung-gas#:~:text=Damit%20z%C3%A4hlt%20die%20Papierbranche%20eindeutig,Pappe%20und%20Zellstoff%20sind%20gasbasiert.%20>

8.4 Abkürzungsverzeichnis

BECCS	Bioenergy with carbon capture and storage
BEEV	Bruttoendenergieverbrauch
BIP	Bruttoinlandsprodukt
BIV	Bruttoinlandsverbrauch
CCS/U	Carbon capture and storage / utilisation
CO ₂ -äq	Kohlendioxidäquivalent
CO ₂ eq	Carbon dioxide equivalent
DACCS	Direct air carbon capture and storage
EAG	Erneuerbaren-Ausbau-Gesetz
EEV	Energetischer Endverbrauch
EH	Emissionshandel
ETS	Emissions Trading System (EU-Emissionshandelssystem)
F-Gase	Fluorierte Treibhausgase
LULUCF	Land use, land use change, and forestry
KN40	Szenario zur Erreichung weitgehender Klimaneutralität im Jahr 2040
KN40/50	Alternativszenario zur Erreichung weitgehender Klimaneutralität
NACE	Nomenklatur der Wirtschaftstätigkeiten
OLI	Österreichische Luftschadstoff-Inventur
PJ	Petajoule
TJ	Terajoule
THG	Treibhausgas
TWh	Terawattstunde
WAM	With additional measures
WEM	With existing measures

9 Anhang

9.1 Energiewirtschaft

Tabelle 49: Investitionskosten und Mehrinvestitionen der Energiewirtschaft 2024-2030 (Angaben in Mrd. Euro₂₀₂₄) KN40

Energie	Gesamtinvestitionen 2024-2030		Mehrinvestitionen 2024-2030	
	Bereich unten	Bereich oben	Bereich unten	Bereich oben
Ausbau Erneuerbare	43,9	46,4	0	16,3
Stromnetz	19	21,6	9,9	10,7
H₂-Netz	2,9	4,8	2,5	3,1
CO₂-Netz	0	0	0	0
Summe Netze	21,9	26,4	12,4	13,8
Gesamtsumme	65,8	72,8	12,4	30,1

Quelle: Umweltbundesamt, eigene Berechnungen auf Basis der angegebenen Literatur.

Tabelle 50: Investitionskosten und Mehrinvestitionen der Energiewirtschaft 2031-2040 (Angaben in Mrd. Euro₂₀₂₄) KN40

Energie	Gesamtinvestitionen 2031-2040		Mehrinvestitionen 2031-2040	
	Bereich unten	Bereich oben	Bereich unten	Bereich oben
Ausbau Erneuerbare	43,9	47,6	0	20,1
Stromnetz	38	41,7	18,8	23,7
H₂-Netz	6	9,4	5	6,3
CO₂-Netz	2,3	3	2,3	3
Summe Netze	46,3	54,1	26,1	33
Gesamtsumme	90,2	101,7	26,1	53,1

Quelle: Umweltbundesamt, eigene Berechnungen auf Basis der angegebenen Literatur.

Tabelle 51: Investitionskosten und Mehrinvestitionen der Energiewirtschaft 2041-2050 (Angaben in Mrd. Euro₂₀₂₀) KN40

Energie	Gesamtinvestitionen 2041-2050		Mehrinvestitionen 2041-2050	
	Bereich unten	Bereich oben	Bereich unten	Bereich oben
Ausbau Erneuerbare	6,3	6,3	0	0
Stromnetz	6,3	6,3	3,1	3,8
H₂-Netz	2,9	4,6	2,5	3,1
CO₂-Netz	0,4	0,5	0,4	0,5
Summe Netze	9,6	11,4	6	7,4
Gesamtsumme	15,9	17,7	6	7,4

Quelle: Umweltbundesamt, eigene Berechnungen auf Basis der angegebenen Literatur.

Tabelle 52: Investitionskosten und Mehrinvestitionen der Energiewirtschaft 2024-2030 (Angaben in Mrd. Euro₂₀₂₀) KN40/50

Energie	Gesamtinvestitionen 2024-2030		Mehrinvestitionen 2024-2030	
	Bereich unten	Bereich oben	Bereich unten	Bereich oben
Ausbau Erneuerbare	43,9	46,4	0	16,3
Stromnetz	19	21,6	9,9	10,7
H₂-Netz	2,9	4,8	2,5	3,1
CO₂-Netz	0	0	0	0
Summe Netze	21,9	26,4	12,4	13,8
Gesamtsumme	65,8	72,8	12,4	30,1

Quelle: Umweltbundesamt, eigene Berechnungen auf Basis der angegebenen Literatur.

Tabelle 53: Investitionskosten und Mehrinvestitionen der Energiewirtschaft 2031-2040 (Angaben in Mrd. Euro₂₀₂₀) KN40/50

Energie	Gesamtinvestitionen 2031-2040		Mehrinvestitionen 2031-2040	
	Bereich unten	Bereich oben	Bereich unten	Bereich oben
Ausbau Erneuerbare	43,9	47,6	0	20,1
Stromnetz	38	41,7	18,8	23,6
H₂-Netz	4,5	7,1	3,8	5
CO₂-Netz	1,5	2	1,5	2
Summe Netze	44	50,8	24,1	30,6
Gesamtsumme	87,9	98,4	24,1	50,7

Quelle: Umweltbundesamt, eigene Berechnungen auf Basis der angegebenen Literatur.

Tabelle 54: Investitionskosten und Mehrinvestitionen der Energiewirtschaft 2041-2050 (Angaben in Mrd. Euro₂₀₂₄) KN40/50

Energie	Gesamtinvestitionen 2041-2050		Mehrinvestitionen 2041-2050	
	Bereich unten	Bereich oben	Bereich unten	Bereich oben
Ausbau Erneuerbare	6,3	6,3	0	0
Stromnetz	6,3	6,3	3,1	3,8
H₂-Netz	4,4	6,9	3,8	4,4
CO₂-Netz	1,1	1,5	1,1	1,5
Summe Netze	11,8	14,7	8	9,7
Gesamtsumme	18,1	21	8	9,7

Quelle: Umweltbundesamt, eigene Berechnungen auf Basis der angegebenen Literatur.

9.2 Industrie

Tabelle 55: Erwartete Investitionskosten und die abgeschätzte Mehrinvestition des Sektors Industrie (Angaben in Mrd. Euro₂₀₂₄) KN40

	Gesamtinvestitionen 2024-2030		Mehrinvestitionen 2024-2030	
	Bereich unten	Bereich oben	Bereich unten	Bereich oben
Eisen/Stahl	1,3	1,9	0	0,5
Steine-Erden	0,6	1,9	0,4	0,9
Papier & Zellstoff	0,8	1,1	0,4	0,5
Chemische Industrie	0,4	2,1	0,3	1
Ammoniak/Dünger	0,3	0,4	0,1	0,3
Übrige Branchen & Quer	2,5	4,4	1,8	3,1
Summe	5,9	11,8	3	6,3

Quelle: Umweltbundesamt, eigene Berechnungen auf Basis der angegebenen Literatur.

Tabelle 56: Erwartete Investitionskosten und die abgeschätzte Mehrinvestition des Sektors Industrie (Angaben in Mrd. Euro₂₀₂₄) KN40

	Gesamtinvestitionen 2031-2040		Mehrinvestitionen 2031-2040	
	Bereich unten	Bereich oben	Bereich unten	Bereich oben
Eisen/Stahl	3,8	5	1,9	3,1
Steine-Erden	3,1	3,8	1,5	1,9
Papier & Zellstoff	0,4	1	0,3	0,6
Chemische Industrie	0,3	1,6	0,1	0,8
Ammoniak/Dünger	0,3	0,4	0,1	0,3
Übrige Branchen & Quer	2,5	4,4	1,8	2,5
Summe	10,4	16,2	5,7	9,2

Quelle: Umweltbundesamt, eigene Berechnungen auf Basis der angegebenen Literatur.

Tabelle 57: Erwartete Investitionskosten und die abgeschätzte Mehrinvestition des Sektors Industrie (Angaben in Mrd. Euro₂₀₂₄) KN40

	Gesamtinvestitionen 2041-2050		Mehrinvestitionen 2041-2050	
	Bereich unten	Bereich oben	Bereich unten	Bereich oben
Eisen/Stahl	0,6	0,6	0	0,1
Steine-Erden	0,6	0,6	0	0,4
Papier & Zellstoff	0,3	0,6	0	0,1
Chemische Industrie	0,1	1,1	0	0,4
Ammoniak/Dünger	0	0	0	0
Übrige Branchen & Quer	0,6	1,3	0,3	0,6
Summe	2,2	4,2	0,3	1,6

Quelle: Umweltbundesamt, eigene Berechnungen auf Basis der angegebenen Literatur.

Tabelle 58: Erwartete Investitionskosten und die abgeschätzte Mehrinvestition des Sektors Industrie (Angaben in Mrd. Euro₂₀₂₄) KN40/50

	Gesamtinvestitionen 2024-2030		Mehrinvestitionen 2024-2030	
	Bereich unten	Bereich oben	Bereich unten	Bereich oben
Eisen/Stahl	1,3	1,9	0	0,5
Steine-Erden	0,6	1,3	0,1	0,6
Papier & Zellstoff	0,3	0,6	0	0,1
Chemische Industrie	0,3	1,1	0,1	0,4
Ammoniak/Dünger	0,3	0,4	0,1	0,3
Übrige Branchen & Quer	1,3	2,5	0,6	1,9
Summe	4,1	7,8	0,9	3,8

Quelle: Umweltbundesamt, eigene Berechnungen auf Basis der angegebenen Literatur.

Tabelle 59: Erwartete Investitionskosten und die abgeschätzte Mehrinvestition des Sektors Industrie (Angaben in Mrd. Euro₂₀₂₄) KN40/50

	Gesamtinvestitionen 2031-2040		Mehrinvestitionen 2031-2040	
	Bereich unten	Bereich oben	Bereich unten	Bereich oben
Eisen/Stahl	1,3	2,5	0,4	1
Steine-Erden	1,9	2,5	0,9	1,3
Papier & Zellstoff	0,4	1	0,3	0,6
Chemische Industrie	0,3	1,6	0,1	0,8
Ammoniak/Dünger	0,3	0,4	0,1	0,3
Übrige Branchen & Quer	2,5	3,8	1,9	2,5
Summe	6,7	11,8	3,7	6,5

Quelle: Umweltbundesamt, eigene Berechnungen auf Basis der angegebenen Literatur.

Tabelle 60: Erwartete Investitionskosten und die abgeschätzte Mehrinvestition des Sektors Industrie (Angaben in Mrd. Euro₂₀₂₄) KN40/50

	Gesamtinvestitionen 2041-2050		Mehrinvestitionen 2041-2050	
	Bereich unten	Bereich oben	Bereich unten	Bereich oben
Eisen/Stahl	3,1	3,1	1,5	2,3
Steine-Erden	1,9	2,5	0,9	1,3
Papier & Zellstoff	0,8	1,1	0,4	0,5
Chemische Industrie	0,3	2,1	0,1	1
Ammoniak/Dünger	0	0	0	0
Übrige Branchen & Quer	1,9	3,8	1,3	1,9
Summe	8	12,6	4,2	7

Quelle: Umweltbundesamt, eigene Berechnungen auf Basis der angegebenen Literatur.

9.3 Gebäude

Tabelle 61: Erwartete Investitionskosten und die abgeschätzte Mehr/Minderinvestition des Sektors Gebäude (Angaben in Mrd. Euro₂₀₂₄) KN40

	Gesamtinvestitionen 2024-2030		Mehrinvestitionen 2024-2030	
	Bereich unten	Bereich oben	Bereich unten	Bereich oben
Wohngebäude	93,7	126,8	1,6	2,1
Dienstleistungs- gebäude	24,6	33,2	0,9	1,3
Summe	118,3	160	2,5	3,4

Quelle: Umweltbundesamt, eigene Berechnungen auf Basis der angegebenen Literatur.

Tabelle 62: Erwartete Investitionskosten und die abgeschätzte Mehr/Minderinvestition des Sektors Gebäude (Angaben in Mrd. Euro₂₀₂₄) KN40

	Gesamtinvestitionen 2031-2040		Mehrinvestitionen 2031-2040	
	Bereich unten	Bereich oben	Bereich unten	Bereich oben
Wohngebäude	145,4	218,1	3,4	5,0
Dienstleistungs- gebäude	40,1	60,2	4,4	6,6
Summe	185,5	278,3	7,8	11,6

Quelle: Umweltbundesamt, eigene Berechnungen auf Basis der angegebenen Literatur.

Tabelle 63: Erwartete Investitionskosten und die abgeschätzte Mehr/Minderinvestition des Sektors Gebäude (Angaben in Mrd. Euro₂₀₂₄) KN40

	Gesamtinvestitionen 2041-2050		Mehrinvestitionen 2041-2050	
	Bereich unten	Bereich oben	Bereich unten	Bereich oben
Wohngebäude	102,5	170,8	-17,0	-28,2
Dienstleistungs- gebäude	33	54,9	-1,0	-1,8
Summe	135,5	225,7	-18	-30

Quelle: Umweltbundesamt, eigene Berechnungen auf Basis der angegebenen Literatur.

Tabelle 64: Erwartete Investitionskosten und die abgeschätzte Mehr/Minderinvestition des Sektors Gebäude (Angaben in Mrd. Euro₂₀₂₄) KN40/50

	Gesamtinvestitionen 2024-2050		Mehrinvestitionen 2024-2050	
	Bereich unten	Bereich oben	Bereich unten	Bereich oben
Wohngebäude	93,7	126,8	1,6	2,1
Dienstleistungs- gebäude	24,6	33,2	0,9	1,3
Summe	118,3	160	2,5	3,4

Quelle: Umweltbundesamt, eigene Berechnungen auf Basis der angegebenen Literatur.

Tabelle 65: Erwartete Investitionskosten und die abgeschätzte Mehr/Minderinvestition des Sektors Gebäude (Angaben in Mrd. Euro₂₀₂₄) KN40/50

	Gesamtinvestitionen 2031-2040		Mehrinvestitionen 2031-2040	
	Bereich unten	Bereich oben	Bereich unten	Bereich oben
Wohngebäude	145,4	218,1	3,4	5,0
Dienstleistungs- gebäude	40,1	60,2	4,4	6,6
Summe	185,5	278,3	7,8	11,6

Quelle: Umweltbundesamt, eigene Berechnungen auf Basis der angegebenen Literatur.

Tabelle 66: Erwartete Investitionskosten und die abgeschätzte Mehr/Minderinvestition des Sektors Gebäude (Angaben in Mrd. Euro₂₀₂₄) KN40/50

	Gesamtinvestitionen 2041-2050		Mehrinvestitionen 2041-2050	
	Bereich unten	Bereich oben	Bereich unten	Bereich oben
Wohngebäude	102,5	170,8	-17,0	-28,2
Dienstleistungs- gebäude	33	54,9	-1,0	-1,8
Summe	135,5	225,7	-18	-30

Quelle: Umweltbundesamt, eigene Berechnungen auf Basis der angegebenen Literatur.

9.5 Verkehr

Tabelle 67: Erwartete Investitionskosten und die abgeschätzte Mehr/Minderinvestition des Sektors Verkehr (Angaben in Mrd. Euro₂₀₂₄) KN40

	Gesamtinvestitionen (2024-2030)		Mehrinvestitionen (2024-2030)	
	Bereich unten	Bereich oben	Bereich unten	Bereich oben
Öffentlicher Verkehr	35,5	48	6,3	8,5
Elektrifizierung Flotte	81,5	110,2	7,8	10,5
Aktive Mobilität	4,4	5,9	2,1	2,9
Gesamt	121,4	164,1	16,2	21,9

Quelle: Umweltbundesamt, eigene Berechnungen auf Basis der angegebenen Literatur.

Tabelle 68: Erwartete Investitionskosten und die abgeschätzte Mehr/Minderinvestition des Sektors Verkehr (Angaben in Mrd. Euro₂₀₂₄) KN40

	Gesamtinvestitionen (2024-2030)		Mehrinvestitionen (2024-2030)	
	Bereich unten	Bereich oben	Bereich unten	Bereich oben
Öffentlicher Verkehr	46,1	69,2	19,6	29,2
Elektrifizierung Flotte	102,4	153,6	7,8	11,8
Aktive Mobilität	3,3	4,9	1,6	2,4
Gesamt	151,8	227,7	29	43,4

Quelle: Umweltbundesamt, eigene Berechnungen auf Basis der angegebenen Literatur.

Tabelle 69: Erwartete Investitionskosten und die abgeschätzte Mehr/Minderinvestition des Sektors Verkehr (Angaben in Mrd. Euro₂₀₂₄) KN40

	Gesamtinvestitionen (2041-2050)		Mehrinvestitionen (2041-2050)	
	Bereich unten	Bereich oben	Bereich unten	Bereich oben
Öffentlicher Verkehr	45,2	75,3	25,7	42,9
Elektrifizierung Flotte	8,1	13,5	-1,9	-3,2
Aktive Mobilität	0,6	1	0,1	0,3
Gesamt	53,9	89,8	23,9	40

Quelle: Umweltbundesamt, eigene Berechnungen auf Basis der angegebenen Literatur.

Tabelle 70: Erwartete Investitionskosten und die abgeschätzte Mehr/Minderinvestition des Sektors Verkehr (Angaben in Mrd. Euro₂₀₂₄) KN40/50

	Gesamtinvestitionen (2024-2030)		Mehrinvestitionen (2024-2030)	
	Bereich unten	Bereich oben	Bereich unten	Bereich oben
Öffentlicher Verkehr	35,5	48	6,3	8,5
Elektrifizierung Flotte	81,5	110,2	7,8	10,5
Aktive Mobilität	4,4	5,9	2,1	2,9
Gesamt	121,4	164,1	16,2	21,9

Quelle: Umweltbundesamt, eigene Berechnungen auf Basis der angegebenen Literatur.

Tabelle 71: Erwartete Investitionskosten und die abgeschätzte Mehr/Minderinvestition des Sektors Verkehr (Angaben in Mrd. Euro₂₀₂₄) KN40/50

	Gesamtinvestitionen (2031-2040)		Mehrinvestitionen (2031-2040)	
	Bereich unten	Bereich oben	Bereich unten	Bereich oben
Öffentlicher Verkehr	46,1	69,2	19,6	29,2
Elektrifizierung Flotte	102,4	153,6	7,8	11,8
Aktive Mobilität	3,3	4,9	1,6	2,4
Gesamt	151,8	227,7	29	43,4

Quelle: Umweltbundesamt, eigene Berechnungen auf Basis der angegebenen Literatur.

Tabelle 72: Erwartete Investitionskosten und die abgeschätzte Mehr/Minderinvestition des Sektors Verkehr (Angaben in Mrd. Euro₂₀₂₄) KN40/50

	Gesamtinvestitionen (2041-2050)		Mehrinvestitionen (2041-2050)	
	Bereich unten	Bereich oben	Bereich unten	Bereich oben
Öffentlicher Verkehr	45,2	75,3	25,7	42,9
Elektrifizierung Flotte	8,1	13,5	-1,9	-3,2
Aktive Mobilität	0,6	1	0,1	0,3
Gesamt	53,9	89,8	23,9	40

Quelle: Umweltbundesamt, eigene Berechnungen auf Basis der angegebenen Literatur.

9.6 Wirkung des CO₂-Preises auf die Energiepreise

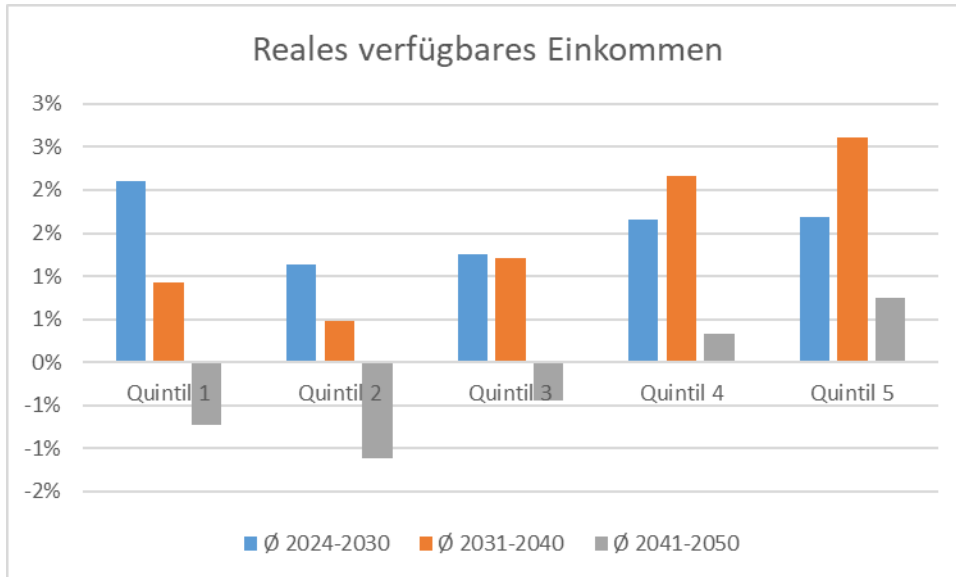
Tabelle 73: Veränderung der Energiepreise von fossilen Energieträgern durch den CO₂-Preis

	Preis [Euro/GJ]	CO ₂ -Preis [Euro/t]	CO ₂ -Preis [Euro/GJ]	Gesamtpreis [Euro/GJ]
Kohle	8	85	9	17
		140	15	22
		200	22	30
		300	33	41
		350	38,5	46,5
		400	44	52
		500	55	63
Öl	16	85	7	23
		140	11	27
		200	16	32
		300	24	40
		350	28	44
		400	32	48
		500	40	56
Gas	18 /20	85	5	23
		140	8	26
		200	11	29
		300	17	35
		350	19,5	37,5 / 39,5
		400	22	40 / 42
		500	28	46 /48

Die folgenden Faktoren wurden verwendet: Kohle 0,11 t CO₂/GJ, Öl 0,08 t CO₂/GJ, Gas 0,0556 t CO₂/GJ
Quelle: Umweltbundesamt, eigene Berechnungen

9.7 Volkswirtschaftliche Effekte und Verteilungswirkungen

Abbildung 38: Verteilungseffekte nach Quintilen im KN40 ohne pauschale Sozialtransfers (Differenz zum WEM)



Quelle: Umweltbundesamt, eigene Berechnungen mit dem MIO-ES-Modell

Tabelle 74: Verbraucherpreisindex nach Quintilen im WEM und im KN40 (Mittelwerte)

WEM	2024-30	2031-40	2041-50	Transition	2024-30	2031-40	2041-50
Quintil 1	2,39%	2,30%	2,66%	Quintil 1	2,28%	2,57%	2,67%
Quintil 2	2,38%	2,30%	2,66%	Quintil 2	2,25%	2,57%	2,67%
Quintil 3	2,37%	2,30%	2,65%	Quintil 3	2,24%	2,56%	2,66%
Quintil 4	2,36%	2,28%	2,62%	Quintil 4	2,22%	2,54%	2,63%
Quintil 5	2,37%	2,28%	2,62%	Quintil 5	2,24%	2,53%	2,64%

Quelle: Umweltbundesamt, eigene Berechnungen

9.8 Maßnahmen in den Szenarien WEM, KN40 und KN40/50

Tabelle 75: Maßnahmen in den Szenarien WEM, KN40 und KN40/50

Sektor/ Maßnahme	Szenario WEM	Szenarien KN40 bzw. KN40/50
EU-Emissionshandel für Industrie und Energieanlagen (ETS)	Preis 85 Euro 2040	Preis 400 Euro 2040
CO ₂ -Bepreisung im Effort-Sharing-Bereich bis 2026, danach EU-ETS II.	keine	Preis 400 Euro 2040
Förderungen (z.B. Klima und Energiefonds, Umweltförderung Inland, Transformationsfonds)	Gemäß aktuellen Budgetierungen und abgeschwächte Fortführung	Zusätzliche Fördermittel gegenüber WEM
Erneuerbaren-Ausbau-Gesetz (BGBl. I Nr. 150/2021)	Ausbau um: 27 TWh bis 2030, Ziel von 100% inländischer Stromerzeugung gemessen am Verbrauch 2030	Ausbau um: 39 TWh bis 2030 und 69 TWh bis 2040 Ziel von 100% inländischer Stromerzeugung gemessen am Verbrauch 2030
Steigerung der Energieeffizienz	Energieeffizienzgesetz (BGBl. I Nr. 72/2014)	Umsetzung der neuen Energieeffizienzrichtlinie (VO (EU) 2023/1791),
Ausbau von Energienetzen	Ausbau Stromnetz auf Anforderungen EAG	Ausbau Stromnetz auf ÖNIP, Aufbau Wasserstoff- und CO ₂ -Netz
Umsetzung der Wasserstoffstrategie (BMK, 2022b)	Kein erneuerbarer Wasserstoff	1 GW _{el} Elektrolysekapazität bis 2030 bis 2040 3,2 GW _{el}
Forcierung Elektromobilität und Steigerung der Effizienz von Kfz (CO ₂ -Flottenziele Pkw und LNF EU)	Entsprechend aktuellen Regelungen; 100 % CO ₂ -freien Neuzulassungen (PKW/leichte Nutzfahrzeuge)	Erhöhte Forcierung der Elektromobilität; Elektrifizierung Schiene etc. führen zu 100 % CO ₂ -freien Neuzulassungen

	ab 2035, bei schweren Nutzfahrzeugen ab 2030 ein konstanter Anteil von 20% von Elektro-Neuzulassungen)	(PKW/leichte Nutzfahrzeuge ab 2032, Busse ab 2032, schwere LKW ab 2035)
Einsatz von Biokraftstoffen im Verkehr	Umsetzung gemäß RED II (BGBl. II Nr. 452/2022)	Umsetzung Erneuerbare-Energien-Richtlinie – RED III (VO (EU) 2023/2413)
Förderung aktive Mobilität und Mobilitätsmanagement	Entsprechend aktuellen Regelungen	Klimaneutrale Mobilitäts-garantie und Mobilitäts-management ÖV (Reduktion Ticketkosten, Intervallverkürzung); zusätzlicher Ausbau von Infrastruktur und Steigerung des Anteils des Radverkehrs
Raumplanung für mehr Verdichtung	Entsprechend aktuellen Regelungen	Nutzung der Raumplanung in allen Sektoren, ggf. Änderung von Zuständigkeiten und Kompetenzen
Begrenzung von THG-Emissionen von Offroad-Geräten	Keine Änderungen zum aktuellen Stand	Elektrifizierung von Baustellengeräten, Zusätzlicher Einsatz von Biokraftstoffen
OIB-Richtlinie 6 (OiB, 2019)	Umgesetzt	Umgesetzt
Ölkesseleinbauverbotsgesetz (BGBl. I Nr. 6/2020).	Umgesetzt	Umgesetzt
Klimaneutrale Neubauten	Fossile Erdgasheizungen im nicht geförderten Neubau weiterhin zulässig; im geförderten Bereich nur mehr in Ausnahmefällen	Weniger Neubauten und mehr Sanierungen; Vermeidung von Erdgasheizungen im Neubau
Thermische Sanierung des Gebäudebestands –Wohnbauförderung	Gemäß BGBl. II Nr. 19/2006, BGBl. II Nr. 213/2017, zuletzt geändert durch (BGBl. II Nr. 213/2017).	Erweitertes Förderbudget zur Forcierung hochwertiger Renovierung; gestaffeltes umfassendes Renovierungsgebot (mit

		Umsetzung innerhalb von zehn Jahren)
Ersatz fossiler Brennstoffe im Gebäudebestand	Umstieg auf klimafreundliche Heizsysteme durch Förderungen	Erweitertes Förderbudget zur Stilllegung fossiler Heizungen bis 2040 (inkl. soziale Abfederung)

*) Für den Sektor Landwirtschaft sind die Szenarien WEM und WAM+ im REP-0856 beschrieben.

Quelle: Umweltbundesamt, eigene Berechnungen