

Endbericht  
Final Report

November 2024

# Kompetenzaufbau Energieökonomie

## Endbericht

Christian Kimmich  
Sebastian Koch, Elisabeth Laa, Liliana Mateeva, Kerstin Plank,  
Michael Reiter, Klaus Weyerstraß, Hannes Zenz

**Fördervertrag mit dem**  
Bundesministerium für Klimaschutz, Umwelt, Energie, Mobilität, Innovation und Technologie

 Bundesministerium  
Klimaschutz, Umwelt,  
Energie, Mobilität,  
Innovation und Technologie

 INSTITUT FÜR  
HÖHERE STUDIEN  
WIEN

---

**Autor:innen**

Christian Kimmich, Sebastian Koch, Elisabeth Laa, Liliana Mateeva, Kerstin Plank, Michael Reiter,  
Klaus Weyerstraß, Hannes Zenz

**Titel**

Kompetenzaufbau Energieökonomie: Endbericht.

**Kontakt**

T +43 1 59991-213

E [kimmich@ihs.ac.at](mailto:kimmich@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](http://www.ihs.ac.at)

ZVR: 066207973

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

## Zusammenfassung

Im Rahmen des Förderprojekts werden die ökonomischen und ökologischen Effekte von Störungen auf den Energiemärkten sowie von wirtschaftspolitischen Reaktionen quantitativ analysiert. Zudem werden Aspekte der Energiewende wie die Entwicklung der CO<sub>2</sub>-Bepreisung und ihre makroökonomischen Effekte betrachtet. Dafür wird ein makroökonomisches Modell der österreichischen Volkswirtschaft eingesetzt, das an spezifische Fragestellungen betreffend die Energieversorgung und Energiewende angepasst wurde.

Der Fokus dieses Endberichts liegt neben der Darstellung der Verknüpfung des dynamischen, stochastischen, allgemeinen Gleichgewichtsmodells ATMOD mit dem Energiesattellitenkonto und der Beschreibung der Annahmen der Szenarien auf den Simulationsergebnissen eben dieser sowie auf den Auswirkungen der Energiewende auf den Kapitalstock, den technischen Fortschritt und das Produktionspotenzial. Für die Szenarien wurden die Annahmen im Vergleich zum Zwischenbericht nachgeschärft und mit ATMOD erneut simuliert. Im Einzelnen handelt es sich um die folgenden Szenarien:

1. Energielenkung: Verteilung nach dem Grad der Dringlichkeit aufgrund einer nicht mehr ausreichenden Verfügbarkeit von Erdgas
2. Gaspreisschock: Temporäre drastische Gaspreiserhöhung
3. CO<sub>2</sub>-Preis für alle Sektoren mit mengenbeschränkten Zertifikaten und intertemporaler Optimierung
4. Arbeitskräftemangel: Hohe versus niedrige Substitutionselastizität des Arbeitsangebots zwischen den Sektoren

Die Simulationen zu (1) bestätigen die Vorgaben im Energielenkungsgesetz 2012, dass eine Energielenkung nur eine Ultima Ratio zur Abwendung einer unmittelbar drohenden Störung oder zur Behebung einer bereits eingetretenen Störung der Energieversorgung Österreichs sein darf. Solange die normale Gasverteilung über den Marktmechanismus funktioniert, belegen die Modellsimulationen, dass die volkswirtschaftlichen Kosten einer Rationierung sehr hoch sind. Die Simulationen der Gaspreisschocks (2) zeigen, dass bei einem Preis von 300 Euro je MWh das reale Bruttoinlandsprodukt unmittelbar um 1 ¼ Prozent und bei einem Preis von 150 Euro je MWh um 0,8 Prozent sinkt. Obwohl der Schock nur zwei Quartale anhält, dauert es zwar lange, bis der Schock vollständig verarbeitet ist, aber die negativen Auswirkungen werden bereits unmittelbar nach dem Ende des Schocks sehr klein. Die Auswirkungen auf den privaten Konsum sind unmittelbar rund doppelt so stark wie auf das BIP, aber sie klingen wesentlich schneller ab. Der Rückgang der Investitionen liegt sowohl hinsichtlich der Stärke als auch der Persistenz zwischen den Wirkungen auf das BIP und jener des privaten Konsums.

Im Rahmen der ETS-Szenarien (3) wurden die ökonomischen und ökologischen Auswirkungen der sich auf Basis der intertemporalen Optimierung ergebenden Preis- und Mengenpfade analysiert, wobei der Fokus im Gegensatz zu Energielenkung und Gaspreisschock hier auf längerfristigen Entwicklungen liegt (2022 bis 2040). Generell führen höhere CO<sub>2</sub>-Abgaben zu einer schnelleren Transformation des Energiesystems hin zu Erneuerbaren. Entsprechende Investitionsförderungen beschleunigen den Prozess deutlich. Auffallend ist, dass unter den hier getroffenen Modellannahmen selbst sehr hohe CO<sub>2</sub>-Preise allein nicht zur vollständigen Dekarbonisierung führen. Im ambitioniertesten untersuchten Szenario werden die CO<sub>2</sub>-Emissionen bis 2040 um 85 Prozent reduziert. Dies ist dadurch begründet, dass der Fokus des Modells auf den Effekten der Preissignale (ETS-Preise) sowie der Verwendung der daraus erzielten Einnahmen (Subventionen) liegt. Für eine vollständige Dekarbonisierung mancher Sektoren sind darüber hinaus zusätzlich regulatorische Eingriffe und/oder transformativer technischer Fortschritt (z. B. Wasserstoff, Sustainable Aviation Fuels) erforderlich, um eine vollständige Dekarbonisierung zu erreichen, die im Modell nicht abgebildet sind. Im Hinblick auf zentrale volkswirtschaftliche Kenngrößen deutet das Modell darauf hin, dass in allen Szenarien ein leichter Anstieg des realen Bruttoinlandsprodukts zu erwarten ist, insbesondere wenn die Einnahmen aus CO<sub>2</sub>-Abgaben gezielt zur Förderung von Investitionen verwendet werden, die auf eine Beschleunigung der Dekarbonisierung abzielen.

Die Ergebnisse der Arbeitskräftemangel-Szenarien (4) zeigen, dass eine höhere Substitutionselastizität des Arbeitsangebots zwischen den Wirtschaftssektoren abhängig vom sektoralen Lohnsatz zu einer signifikant stärkeren Erhöhung der Beschäftigung und der Stromerzeugung in den Sektoren der erneuerbaren Energien (Photovoltaik, Windkraft, Biomasse, Wasserkraft) als im Benchmark-Szenario führt. Eine gegenläufige Tendenz ist bei der Stromproduktion aus Gas erkennbar. Durch einen leichteren Wechsel der Arbeitskräfte zwischen den Sektoren könnte der Fachkräftemangel für die Erreichung der Energiewende also abgemildert werden. Zudem ist eine stärkere Dekarbonisierung zu erwarten. Zur Deckung der Nachfrage nach Fachkräften für die Energiewende spielen allerdings neben der Entlohnung der Arbeitskräfte auch weitere Faktoren wie das Angebot an Fachkräften mit den notwendigen Kompetenzen eine Rolle. Deshalb sind auch Maßnahmen zur Aktivierung von Arbeitskräftepotenzialen seitens der Aus- und Weiterbildungspolitik oder gruppenspezifische Arbeitsbedingungen seitens der Unternehmen notwendig.

Neben den genannten Szenarien wurde auch die Entwicklung des Produktionspotenzials, also der bei Normalauslastung der Produktionskapazitäten erreichbaren Produktion, untersucht. Die Energiewende beeinflusst die Produktionsmöglichkeiten, also das Produktionspotenzial, über den Kapitalstock und den technischen Fortschritt. Der Kapitalstock wird durch zusätzliche Investitionen, etwa in die Energienetze, die Anlagen zur

Stromerzeugung aus regenerativen Energiequellen, den Austausch der PKW- und LKW-Flotte mit Benzin- oder Dieselmotor durch Elektrofahrzeuge, die thermische Gebäudesanierung oder den Aufbau emissionsarmer industrieller Produktionsanlagen erhöht. Demgegenüber stehen kapitalstockmindernde frühzeitige Abschreibungen von Ausrüstungen, die ihre physische oder ökonomische Lebensdauer noch nicht erreicht haben. Da die zusätzlichen Investitionen sehr schwer abzuschätzen sind, wurden für den Endbericht zwei Szenarien mit höheren Abschreibungsraten berechnet. Konkret wurde im ersten Szenario ein gesamtwirtschaftlicher Abschreibungssatz von 5,3 Prozent und im zweiten Szenario von 5,6 Prozent angenommen, verglichen mit einem tatsächlich im Jahr 2022 realisierten Wert von 4,9 Prozent. In diesen illustrativen Szenarien wäre der Kapitalstock bei unveränderter Investitionsquote im Jahr 2040, also nach 15 Jahren, um 5,3 Prozent bzw. 9,1 Prozent kleiner als im Basisszenario und das Produktionspotenzial entsprechend um 1,9 Prozent bzw. 3,3 Prozent niedriger.

Hinsichtlich des energiesparenden technischen Fortschritts wurde auf eine CES-Produktionsfunktion zurückgegriffen, in der Energie als Produktionsfaktor explizit berücksichtigt wurde. Unter einigen Annahmen vor allem hinsichtlich des im Rahmen des Projekts konstruierten zusammengesetzten Energiepreises wurde errechnet, dass zur Erzielung eines mittelfristigen Wachstums des Produktionspotenzials von 0,8 Prozent pro Jahr, wie es den längerfristigen IHS-Projektionen entspricht, eine jährliche Wachstumsrate des energiesparenden technischen Fortschritts von 1,0 Prozent im Zeitraum 2024 bis 2040 notwendig wäre. Zum Vergleich: Im Zeitraum 1990 bis 2022 erhöhte sich der energiesparende technische Fortschritt um 0,9 Prozent pro Jahr, von 2000 bis 2019 um 0,7 Prozent pro Jahr. Die erforderliche Rate des technischen Fortschritts wäre noch höher, wenn der Energieverbrauch sinken und nicht, wie hier unterstellt, konstant bleiben würde. Um bei sinkendem Einsatz eines Produktionsfaktors, im konkreten Fall der Energie, dieselbe Produktionsmenge zu erzielen, muss der Produktionsfaktor effizienter eingesetzt werden, was durch höheren technischen Fortschritt erreicht werden kann.

**Schlagwörter:** Energieökonomie, Energiewende, Energielenkung, Gaspreisschock, CO<sub>2</sub>-Bepreisung, Arbeitskräftemangel, Energiesatellitenkonto, DSGE-Modell

# Inhaltsverzeichnis

Zusammenfassung .....	3
<b>1 Überblick über das Förderprojekt.....</b>	<b>8</b>
<b>2 Das DSGE-Modell ATMOD .....</b>	<b>9</b>
2.1 Das ATMOD-Modell .....	9
2.2 Umgesetzte Modellanpassungen .....	10
<b>3 Integration des Energiesatellitenkontos.....</b>	<b>12</b>
3.1 Aktualisierung des Energiesatellitenkontos.....	12
3.1.1 Untergliederung der fossilen Energieträger.....	14
3.1.2 Limitationen des ESK.....	17
3.2 Implementierung ESK-Version 2.0: IHS-DSGE-Modell ATMOD.....	18
<b>4 Szenarien.....</b>	<b>19</b>
4.1 Energielenkung .....	19
4.1.1 Kontext.....	19
4.1.2 Szenario-Annahmen.....	22
4.2 Gaspreisschock .....	23
4.2.1 Kontext.....	23
4.2.2 Szenario-Annahmen.....	29
4.3 CO <sub>2</sub> -Preis für alle Sektoren .....	30
4.3.1 Kontext.....	30
4.3.2 Szenarientwicklung .....	32
4.3.3 Weitere Modellannahmen.....	37
4.4 Arbeitskräftemangel .....	41
4.4.1 Kontext.....	41
4.4.2 Szenario-Annahmen.....	43
<b>5 Ergebnisse der Modellsimulationen .....</b>	<b>46</b>
5.1 Energielenkung .....	46
5.2 Gaspreisschock .....	51
5.3 CO <sub>2</sub> -Preis für alle Sektoren .....	55
5.3.1 Nettoemissionen.....	55
5.3.2 ETS-Einnahmen .....	57
5.3.3 ETS-Mittelverwendung für Investitionen.....	57
5.3.4 Bruttoinlandsprodukt.....	60
5.4 Arbeitskräftemangel .....	61
5.5 Limitationen des Modells .....	65

<b>6</b>	<b>Energiewende und Produktionspotenzial.....</b>	<b>67</b>
6.1	Auswirkungen auf den Kapitalstock .....	71
6.2	Auswirkungen auf den technischen Fortschritt.....	74
<b>7</b>	<b>Verzeichnisse .....</b>	<b>81</b>
7.1	Abbildungsverzeichnis .....	81
7.2	Tabellenverzeichnis .....	83
7.3	Literaturverzeichnis .....	84
7.4	Abkürzungsverzeichnis .....	92
<b>8</b>	<b>Anhang .....</b>	<b>93</b>

# 1 Überblick über das Förderprojekt

Das Ziel des Förderprojekts ist es, die ökonomischen und ökologischen Effekte von Störungen auf den Energiemärkten (etwa drastische Preiserhöhungen oder Mengenbeschränkungen bei Erdöl und Erdgas) und mögliche wirtschaftspolitische Antworten darauf (Steuern und Subventionen, direkte Unterstützungsmaßnahmen für Haushalte und Unternehmen) quantitativ zu analysieren. Zudem werden Aspekte der Energiewende wie die Entwicklung der CO<sub>2</sub>-Bepreisung und ihre makroökonomischen Effekte analysiert. Dafür wird ein makroökonomisches Modell der österreichischen Volkswirtschaft benötigt, das im Rahmen des Förderprojekts an spezifische Fragestellungen betreffend die Energieversorgung und Energiewende angepasst wurde.

Um wirtschafts- und energiepolitische Fragestellungen zu untersuchen, verwendet das IHS ein dynamisches, stochastisches, allgemeines Gleichgewichtsmodell (Dynamic Stochastic General Equilibrium Model – DSGE-Modell), das die österreichische Volkswirtschaft auf der Ebene von 74 Sektoren und ihren Input-Output-Verflechtungen sowie verschiedene Haushaltstypen abbildet. Die dynamische neukeynesianische Struktur des Modells erlaubt es, auch kurzfristige Preis- und Nachfrageeffekte abzubilden. Internationale Einflüsse werden dabei in reduzierter Form über exogene Import- und Exportpreise abgebildet, die die Wettbewerbsfähigkeit der heimischen Wirtschaft beeinflussen. Die Annahme exogener Weltmarktpreise ist adäquat für Österreich als kleine offene Volkswirtschaft. Zur Modellierung von Öl- und Gaspreiserhöhungen wurde das Modell kürzlich mit Unterstützung des Bundesministeriums für Arbeit und Wirtschaft (BMAW) auf einfache Weise um einen Öl- und Gassektor erweitert und angewendet, um die Auswirkungen des EU-Embargos auf Erdölimporte aus Russland auf Österreich abzuschätzen (Reiter & Molnarova, 2022). Das DSGE-Modell ATMOD wird in Kapitel 2.1 genauer erläutert.

Das Modell in seiner jetzigen Form ist besonders dafür geeignet, die ökonomischen Effekte kurzfristiger Preisschwankungen sowie die Effekte wirtschaftspolitischer Maßnahmen, die über Steuern und Subventionen die Preise wie auch die Kaufkraft der Haushalte beeinflussen, abzuschätzen. Mehr empirische Arbeit war nötig, um die wichtigsten Parameter des Modells, insbesondere die Substitutionselastizitäten zwischen verschiedenen Energieträgern, genauer zu schätzen. Die Modellierung wurde durch eine Literaturrecherche unterstützt, um besser abschätzen zu können, welche Substitutionspotenziale in besonders betroffenen Lieferketten und Branchen möglich sind. Um zusätzliche Fragen zu beantworten, musste das DSGE-Modell deshalb in mehrere Richtungen erweitert werden, welche in Kapitel 2.2 genauer beschrieben werden.

Der Fokus liegt neben der Darstellung der Verknüpfung mit dem Energiesatellitenkonto (ESK), welche in Kapitel 3 beschrieben wird, auf den getroffenen Annahmen der Szenarien (Kapitel 4) sowie auf den Simulationsergebnissen, welche in Kapitel 5 abgebildet werden.

## 2 Das DSGE-Modell ATMOD

### 2.1 Das ATMOD-Modell

Für die Modellrechnungen wird ein neukeynesianisches, dynamisches, stochastisches, allgemeines Gleichgewichtsmodell (DSGE-Modell) der österreichischen Volkswirtschaft verwendet. Das Modell wurde entwickelt und kalibriert, um die Konjunkturschwankungen in Österreich auf Quartalsebene abzubilden. Für das vorliegende Projekt wurde das Modell in mehreren Hinsichten erweitert und modifiziert, worauf nachfolgend näher eingegangen wird.

Das Modell zeichnet sich durch ein detailliertes Produktionsnetzwerk auf der Ebene von 74 Branchen und einen ebenfalls detailliert abgebildeten Staatssektor aus. Dadurch können die Auswirkungen verschiedener exogener Schocks und fiskalpolitischer Maßnahmen simuliert werden. Eine technische Beschreibung des Modells findet sich in Molnarova und Reiter (2022) mit Stand Sommer 2022.

Das Modell besteht aus vier Typen von Wirtschaftsakteur:innen: den inländischen privaten Haushalten, den inländischen Unternehmen, dem Staat und dem Rest der Welt. Die Wirtschaftsakteur:innen handeln mit Gütern, Produktionsfaktoren und finanziellen Vermögenswerten. Österreich ist dabei als eine kleine offene Volkswirtschaft innerhalb einer Währungsunion modelliert. Die wesentlichen Modelleigenschaften lassen sich wie folgt beschreiben:

- Es gibt zwei Typen von Haushalten, kreditbeschränkte und nicht-kreditbeschränkte. Dies ermöglicht dem Modell, die heterogenen Reaktionen der Haushalte auf Veränderungen des wirtschaftlichen Umfelds näherungsweise zu erfassen.
- Die Unternehmen gehören 74 Branchen an und sind durch ein Input-Output-Netzwerk verbunden, wobei die Branchenstruktur von Vorleistungsgütern, Konsum und Investitionen jener Österreichs entspricht.
- Der internationale Handel von Waren und Vermögenswerten mit dem Rest der Welt ist ebenfalls auf der Branchen-Ebene abgebildet.

- Die Leistungen des Staats, wie beispielsweise öffentlicher Konsum, Investitionen und Transferzahlungen, werden durch Steuereinnahmen und Sozialversicherungsbeiträge finanziert.
- Die Geldpolitik wird von einer externen Zentralbank festgelegt und reagiert nicht auf die Konjunktur in Österreich, kann aber sehr wohl auf Veränderungen der internationalen Rahmenbedingungen wie etwa Schwankungen von Weltmarktpreisen reagieren.

Die im Modell abgebildeten Preisrigiditäten sind essenziell für die Analyse kurzfristiger Reaktionen, etwa auf Gaspreisschocks. Für die Analyse mittel- bis langfristiger Anpassungen ist es zweckmäßig, das Modell von Quartals- auf Jahresebene umzustellen. Die Dynamik wird dann hauptsächlich bestimmt durch langfristige Veränderungen von Weltmarktpreisen für Energie, den darauffolgenden technischen Entwicklungen und den induzierten sektoralen Anpassungen.

## 2.2 Umgesetzte Modellanpassungen

Für Österreich als kleine, offene Volkswirtschaft stellt sich die Energiewende im Wesentlichen als eine längerfristige Veränderung der Preise für Energie und für in der Produktion eingesetzte energieintensive Güter dar, sowohl für private Haushalte als auch für Unternehmen. Diese ergeben sich aus Änderungen der Weltmarktpreise sowie der relevanten Steuern und Nutzungsrechte. Um die kurz- und mittelfristigen Auswirkungen auf die österreichische Volkswirtschaft zu modellieren, sind folgende Elemente wesentlich:

- Eine möglichst *präzise Modellierung der Energieflüsse* zwischen den Branchen, getrennt nach Energieträgern. Dies wird durch die Integration des am IHS entwickelten Energiesatellitenkontos (ESK)<sup>1</sup> in das Modell ATMOD erreicht und wurde bereits erfolgreich umgesetzt. Eine kurze Beschreibung des ESK und der im Rahmen dieses Förderprojekts umgesetzten zusätzlichen Erweiterungen des ESK ist in Kapitel 3 zu finden.
- Die *Abschätzung der Einspar- und Substitutionsmöglichkeiten* zwischen verschiedenen Energieformen sowie zwischen Energie, Arbeit und Kapital als Produktionsfaktoren. Dies erfordert eine sektoral differenzierte, flexible Modellierung der Produktionsfunktion sowie eine Schätzung der relevanten Parameter.
- Eine *Abschätzung der Änderung der Weltmarktpreise* nicht nur für Energie, sondern auch für andere handelbare Güter, um speziell die Auswirkungen auf die österreichische Exportwirtschaft miteinzubeziehen. Dafür ist wichtig zu wissen, wie sich die Energiepreise in den Ländern, mit denen Österreich in Konkurrenz

---

<sup>1</sup> Das ESK wurde im Rahmen des Förderprojekts des BMK „Volkswirtschaftliche Gesamtrechnung zur Ökostrommilliarde“ entwickelt (Lappöhn, et al., 2022).

steht, ändern. Die Ergebnisse aus einem kürzlich abgeschlossenen Projekt (gefördert vom BMAW)<sup>2</sup> sind dafür hilfreich.

- Für mittel- bis langfristige Entwicklungen ist der *technische Fortschritt* entscheidend, von dem erwartet wird, dass er massive Preissenkungen bei grüner Energie mit sich bringen wird. Szenarien für diese Preispfade wurden im Verlauf des Stakeholder:innen-Workshops besprochen. Für die Implementierung des technischen Fortschritts wurde versuchsweise angenommen, dass sich die Effizienz von Investitionen in neue Kapitalgüter im Bereich der Elektrizität aus erneuerbaren Energiequellen bis 2040 schrittweise verdoppelt.
- In der Regel wird davon ausgegangen, dass sich die *Verfügbarkeit von Energie in den Preisen niederschlägt*, sodass die Energie in die Wirtschaftszweige fließt, wo sie am dringendsten gebraucht wird. Bei einer staatlichen Energielenkung erfolgt aber, zumindest teilweise, eine direkte staatliche Zuteilung von Energiemengen, sodass die Verteilung nicht mehr den Marktmechanismen folgt. Dies erfordert eine substantielle Änderung des Modells für diese spezielle Anwendung.

### Elastizitäten

Die in ATMOD verwendeten verschachtelten CES-Produktionsfunktionen<sup>3</sup> ermöglichen es, die Substitutionsbeziehungen zwischen den Produktionsfaktoren sehr flexibel zu wählen. Detaillierte Informationen zur Produktionsstruktur und zu den verwendeten Elastizitäten für die einzelnen Wirtschaftssektoren befinden sich im Anhang in Tabelle 6 bis Tabelle 16.

---

<sup>2</sup> Auswirkung von Energiepreisen auf Österreichs Exportwirtschaft. Informationen können [hier](#) gefunden werden.

<sup>3</sup> CES bedeutet "Constant elasticity of substitution" (konstante Substitutionselastizität).

## 3 Integration des Energiesatellitenkontos

Die Integration des vom IHS entwickelten Energiesatellitenkontos – ESK (Lappöhn, et al., 2022) in das DSGE-Modell wurde erfolgreich durchgeführt. Im ESK werden die Energieflüsse durch zusätzliche Subbereiche des Energieversorgungssektors detaillierter abgebildet und so ins DSGE-Modell ATMOD inkludiert. Das ESK bietet eine disaggregierte Aufgliederung der Volkswirtschaftlichen Gesamtrechnungen (VGR) und konkret der Input-Output-Statistik der Statistik Austria im Energiebereich, die die Wirtschaftsbeziehungen einzelner Bereiche der Energieversorgung in der österreichischen Volkswirtschaft abbilden. Der Fokus wurde auf die Elektrizitätserzeugung nach Technologien mit dem Einsatz von fossilen sowie erneuerbaren Energieträgern (Biomasse und Biogas, Photovoltaik, Wasserkraft, Windkraft) gesetzt. Die Sektoren Gas und Wärme-/Kälteversorgung wurden ebenso gesondert betrachtet, jedoch ohne tiefere Untergliederung.<sup>4</sup>

Im Zuge der Integration des ESK in das DSGE-Modell wurde erstens eine Aktualisierung des ESK (ESK-Version 2.0; siehe Abbildung 1) durchgeführt. Sie umfasst eine Aufteilung der fossilen Energieträger, eine Aktualisierung auf die Datenbasis aus dem Jahr 2019 sowie Anpassungen an gegebene Fragestellungen und die Erfordernisse des DSGE-Modells. Zweitens wurde die Implementierung der ESK-Version 2.0 ausgeführt.

### 3.1 Aktualisierung des Energiesatellitenkontos

Im Rahmen des vorliegenden Projekts wurde eine Aktualisierung des ESK durchgeführt und die Version 2.0 des ESK erstellt (Abbildung 1). Die Aktualisierung und die Erweiterungen betreffen folgende Aspekte:

- Aktualisierung der Datenbasis im ESK auf das Jahr 2019 basierend auf den aktuellen Input-Output-Tabellen und einer Sonderauswertung durch die Statistik Austria.<sup>5</sup> Die Sonderauswertung zeigt für das Jahr 2019 analog zum Jahr 2017 eine detailliertere Aufteilung des Energieversorgungssektors, wobei der Subsektor „Stromerzeugung“ gesondert erfasst wird. Auf dieser Basis wurde im Rahmen der ersten Version des ESK (Lappöhn, et al., 2022) die Stromerzeugung in fossile und in diverse erneuerbare

---

<sup>4</sup>Harrison (2006) zitiert nach Allan, Connolly & McIntyre (2021) unterscheidet zwischen internen Satellitenkonten, die in der volkswirtschaftlichen Gesamtrechnung bereits enthaltene Flüsse detaillierter abbilden, und externen Satellitenkonten, die das System um VGR-fremde Daten (beispielsweise physische Energieflüsse oder Emissionen) erweitern. Beim ESK handelt es sich in dieser Systematik primär um ein internes Satellitenkonto, das sich größtenteils im VGR-Rahmen bewegt und fremde Daten nur unterstützend verwendet. Die internationale Literatur verwendet dagegen die Bezeichnung „Satellitenkonto“ („satellite account“) zumeist nur für die zweite Form (externe Satellitenkonten), während interne Satellitenkonten dort je nach Zusammenhang z. B. als „sector disaggregation“ oder „hybridization“ bezeichnet werden. Siehe dazu auch (Allan, Connolly, & McIntyre, 2021).

<sup>5</sup> Grundsätzlich wäre auch eine Aktualisierung auf das Jahr 2020 möglich gewesen, aufgrund der Verzerrungen durch die COVID-19-Pandemie scheint das Jahr 2019 allerdings besser geeignet.

Stromerzeugungstechnologien weiter untergliedert. Im Zuge der vorliegenden Aktualisierung der Daten in der Version 2.0 des ESK wurden auch die Programm-Codes bereinigt und neu strukturiert, um zukünftige Anpassungen zu erleichtern.

- Aufteilung fossiler Energieträger: a) Untergliederung der fossilen Energieträger – Kohle, Rohöl, Gas, Erze im Intermediärverbrauch der Wirtschaftssektoren und in der Endnachfrage sowie b) Aufteilung der fossilen Stromerzeugung nach Technologien, die jeweils Kohle, Gas und sonstige nicht erneuerbare Energieträger verwenden.
- Anpassung für die Verwendung im Modell ATMOD wie größeres Augenmerk auf Wertschöpfungskomponenten, Anpassung der Tabellenstrukturen als Modellinput für ATMOD, Aggregation weniger relevanter Sektoren.

Abbildung 1: Energiesatellitenkonto (ESK), Version 2.0

Input-Output-Tabelle (heimisch und Importe) in Mo. €		Bergbauergebnisse							Elektrizitätserzeugung/-versorgung										Gas(-versorgung)		Fernwärme	36
		03	05	06A	06B	07	08-09	33	35A.1.1	35A.1.2	35A.1.3	35A.1.4	35A.1.5	35A.1.6	35A.1.7	35A.2	35B.1	35B.2	35C	36		
		Fische und Fischereierzeugnisse	Kohle	Erzöl	Erdgas	Erze	Steine und Erden	Reparatur u. Installation v. Maschinen u. Ausrichtungen	Elektrischer Strom aus Wasserkraft	Elektrischer Strom aus Windkraft	Elektrischer Strom aus Biomasse und Abfall	Elektrischer Strom aus Photovoltaik	Elektrischer Strom aus Kohle	Elektrischer Strom aus Gas	Elektrischer Strom aus anderen Quellen	Elektrizitätsübertragung, -verteilung und -handel	Biogaserzeugung	Gasverteilung und Gashandel durch Rohrleitungen; andere Gaserzeugung	Dienstleistungen der Wärme- und Kälteversorgung	Wasser und DL der Wasserversorgung		
03	Fische und Fischereierzeugnisse	4.261	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
05	Kohle	0	0	0	0	0	154	0	0	0	0	0	22.827	0	0	82.947	0	0	31	0	0	
06A	Erzöl	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
06B	Erdgas	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	151.801	13	2.054.822	0	0	0	0	
07	Erze	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
08-09	Steine und Erden	301	0	9.182	16.129	22.787	169.651	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	6.366	
33	Reparatur u. Installation v. Maschinen u. Ausrichtungen	3.320	0	4.078	4.040	2.043	50.839	1.163.491	312.220	61.853	50.395	8.663	2.538	24.908	929	75.106	2.249	24.731	18.659	46.485	0	
35A.1.1	Elektrischer Strom aus Wasserkraft	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1.521.203	0	0	0	0	0	0	
35A.1.2	Elektrischer Strom aus Windkraft	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	575.125	0	0	0	0	0	0	
35A.1.3	Elektrischer Strom aus Biomasse und Abfall	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	251.549	0	0	0	0	0	0	
35A.1.4	Elektrischer Strom aus Photovoltaik	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	226.790	0	0	0	0	0	0	
35A.1.5	Elektrischer Strom aus Kohle	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	65.806	0	0	0	0	0	0	
35A.1.6	Elektrischer Strom aus Gas	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	584.805	0	0	0	0	0	0	
35A.1.7	Elektrischer Strom aus anderen Quellen	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	15.362	0	0	0	0	0	0	
35A.2	Elektrizitätsübertragung, -verteilung und -handel	2.532	0	398	812	119	67.692	8.954	209.568	16.052	15.399	924	1.056	7.649	336	10.832.507	208	0	234.091	25.973	0	
35B.1	Biogaserzeugung	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
35B.2	Gasverteilung und Gashandel durch Rohrleitungen; andere Gaserzeugung	660	0	4.574	9.409	1.384	46.759	2.318	0	1.601	0	0	246.353	0	529.535	0	4.809.416	272.589	5.763	0	0	
35C	Dienstleistungen der Wärme- und Kälteversorgung	150	0	0	1	0	759	8.735	0	3	0	0	0	0	977	0	3.760	19.143	4.401	0		
36	Wasser und DL der Wasserversorgung	328	0	28	61	44	794	1.130	0	11	0	0	0	0	661	1	281	3.434	23.303	0	0	

Anm.: ESK-Version 1.0 (grün), neue Sektoren (blau), Quelle: IHS 2023.

Für die Aktualisierung und die Erweiterungen des ESK in der Version 2.0 wurden neben Informationen aus Literaturrecherchen, Erhebungen und Interviews vor allem folgende Datenquellen verwendet:

- Daten aus den Input-Output-Tabellen inklusive Sonderauswertungen durch die Statistik Austria, die eine detailliertere sektorale Aufteilung der Input-Output-Tabellen 2017 und 2019 bereitstellen (Statistik Austria, 2021a) (Statistik Austria, 2023b)
- Exiobase-Datenbank (Stadler, et al., 2021)
- Leistungs- und Strukturstatistik 2020 (Statistik Austria, 2022f)
- Konjunkturstatistik 2020 (Statistik Austria, 2022e)
- Gütereinsatzstatistik: Verbrauch an Energie nach Energieträgern (Statistik Austria, 2022c)
- Außenhandelsstatistiken (Statistik Austria, 2023c)
- Energiegesamtrechnung (Statistik Austria, 2023a)
- Energiebilanzen (Statistik Austria, 2022a)
- Physische Energieflussrechnung (Statistik Austria, 2022d)
- Bestandsstatistik E-Control (E-Control, 2022a)

### 3.1.1 Untergliederung der fossilen Energieträger

In Anbetracht der steigenden Energiepreise in den Jahren 2021 und 2022 sowie der starken Abhängigkeit Österreichs von Importen primärer fossiler Energieträger wurden in der gegenständlichen Studie Erweiterungen des Energiesatellitenkontos betreffend die detailliertere Abbildung fossiler Energieträger durchgeführt. Erstens wurde eine Untergliederung der fossilen Energieträger – Kohle, Rohöl und Gas (ÖCPA-Sektor 05-07: Bergbauerzeugnisse, der zusätzlich auch noch Erze enthält), die als Vorleistung für die Energieversorgung und für andere Wirtschaftssektoren verwendet werden, vorgenommen. Zweitens wurde die Stromerzeugung nach den Technologien Elektrizitätserzeugung aus Kohle, Gas und sonstigen nicht erneuerbaren Energieträgern untergliedert. Es wurden daher 91 Sektoren auf der Produktionsseite der österreichischen Volkswirtschaft in die ESK-Version 2.0 einbezogen. Dies ermöglicht in weiterer Folge im DSGE-Modell die Analyse der Substitution zwischen unterschiedlichen Energieträgern in der österreichischen Volkswirtschaft (siehe Punkt 3.2.)

Der Anteil des Gesamtenergieverbrauchs fossiler Brennstoffe wird in Österreich fast vollständig durch Importe gedeckt,<sup>6</sup> da Österreich über ein sehr geringes Vorkommen an fossilen Brennstoffen verfügt. Dieser Anteil lag bei 99,9 Prozent (2017) bzw. 97,8 Prozent (2020) für feste fossile Brennstoffe, bei 92,2 Prozent (2017) bzw. 97,5 Prozent (2020) für

<sup>6</sup> Siehe (Eurostat, 2023a). Anm.: Hierbei handelt es sich nicht nur um die Elektrizitätserzeugung, sondern um die gesamte aus fossilen Energieträgern produzierte Energie.

Öl und Mineralölerzeugnisse sowie bei 90,2 Prozent (2017) bzw. 73,4 Prozent (2020) für Erdgas (Eurostat, 2023a). Der Intermediärverbrauch von Bergbauerzeugnissen (Kohle, Erdöl, Erdgas und Erze – Sektor 05-07) umfasst daher zum Großteil importierte Güter als Vorleistungen für die ÖNACE<sup>7</sup>-Sektoren der österreichischen Volkswirtschaft. Die Weiterverarbeitung von fossilen Primärenergieträgern erfolgt in Österreich, beispielsweise von Erdöl im Sektor 19 – Kokerei und Mineralölverarbeitung (siehe Sonderauswertungen für die Jahre 2017 und 2019 (Statistik Austria, 2021a) (Statistik Austria, 2023b)).

Die detailliertere Abbildung der fossilen Energieträger umfasst folgende Schritte:

Erstens wurde der ÖNACE-Sektor 35.1: Elektrizitätserzeugung nach Technologien bzw. Kraftwerkstypen, die diverse fossile Energieträger verwenden, aufgeteilt. Dazu wurden Daten zu den Stromproduktionsmengen von E-Control (2022a) und aus den Energiebilanzen (Statistik Austria, 2022a) einbezogen. Laut E-Control belief sich im Jahr 2021 die erzeugte elektrische Energie (der Energieversorgungsunternehmen und Eigenerzeugung) aus fossilen Brennstoffen und Derivaten auf 13.502 GWh. Der größte Anteil (fast 80 Prozent) stammt von Erdgas und Derivaten, fast 15 Prozent von weiteren fossilen Derivaten (Steinkohlebriketts, Koks- und Gichtgas), ca. 5 Prozent aus Erdölderivaten und weniger als 1 Prozent aus Steinkohlen. Implizite Strompreise nach Technologien wurden größtenteils der PRODCOM (Statistik Austria, 2021b) entnommen. Seit 2010 ist der Anteil von Steinkohle und Erdölderivaten in der Stromproduktion aus fossilen Energieträgern gesunken. Mit der Schließung des letzten großen österreichischen Kohlekraftwerks (Fernheizkraftwerk Mellach) im April 2020 wird Steinkohle nur geringfügig eingesetzt (BMK, 2021a). Laut Bestandsstatistik der E-Control (E-Control, 2022b) waren im Jahr 2021 in Österreich 69 Wärmekraftwerke mit Einsatz von fossilen Brennstoffen in Betrieb, 61 davon waren Erdgas-Kraftwerke (zum Teil mit Kraft-Wärme-Kopplung (KWK)). Für die Schätzung der Betriebs- und Investitionskosten nach Technologien bzw. Kraftwerkstypen (Erdgas-Kraftwerke, Erdgas/KWK, Kohlekraftwerke), die fossile Energieträger wie Erdgas, Kohle und Derivate sowie Erdölderivate einsetzen, wurden Daten aus Studien zu Stromgestehungskosten (Resch, 2017) sowie zu Kostenstrukturen (Posch, 2010) herangezogen.

Zweitens wurden Informationen zum industriellen Verbrauch (bzw. des Intermediärverbrauchs der Wirtschaftszweige) in der österreichischen Volkswirtschaft einzelner fossiler Energieträger – Kohle, Erdöl, Erdgas und Erze eruiert. Dazu wurden Daten aus diversen Quellen verglichen. Eine Reihe von Energiestatistiken bietet Informationen zu Aufkommen, Importen, Exporten und Verwendung in physikalischen und Energieeinheiten nach einzelnen Energieträgern: Die Energiegesamtrechnung (Statistik Austria, 2023a) sowie

<sup>7</sup> Bei der ÖNACE-2008-Klassifikation handelt es sich um die österreichische Version der NACE-Einteilung (*Nomenclature statistique des activités économiques dans la Communauté européenne*), ein EU-weites Klassifikationssystem der Wirtschaftstätigkeiten.

die Energieflussrechnung (Statistik Austria, 2022d) sind mit den Konzepten, Definitionen und Klassifikationen der Volkswirtschaftlichen Gesamtrechnungen (VGR) kompatibel und ermöglichen eine Verbindung zwischen ökonomischen Größen und Indikatoren im Energiebereich. Daher wurde die Energiegesamtrechnung (Statistik Austria, 2023a) als Hauptquelle für die Aufteilung nach fossilen Energieträgern herangezogen. Diese Statistik bietet Daten zum Aufkommen (heimisch und importiert), zu den Exporten und zum Intermediärverbrauch nach Wirtschaftssektoren (ÖNACE-2-Steller) sowie zum Konsum der privaten Haushalte von Kohle, Erdöl und Erdgas. Sie basiert allerdings im Gegensatz zu den Input-Output-Tabellen auf dem Inländerkonzept (Statistik Austria, 2022b).

Drittens wurden Informationen aus weiteren Quellen verwendet: Die Energiebilanzen (Statistik Austria, 2022a) sind nach dem Inlandskonzept erfasst und stellen die Produktion, die Importe, die Exporte und den energetischen Endverbrauch von einzelnen Energieträgern dar. Der energetische Endverbrauch ist gesondert für ausgewählte Industrie- und Dienstleistungssektoren sowie für private Haushalte abgebildet. Insbesondere ermöglichen die Energiebilanzen eine Unterscheidung zwischen der Stromproduktion des Energiesektors (EVU = Energieversorgungsunternehmen) und jener außerhalb des Energiesektors (UEA = Unternehmen mit Eigenanlagen) nach Technologien. Die Gütereinsatzstatistik (Statistik Austria, 2022c) erfasst auch den Energieverbrauch im produzierenden Bereich und bietet Daten sowohl zur eingesetzten Menge als auch in monetären Einheiten. Allerdings sind Teile der Daten aus Datenschutzgründen geheim. Die Erhebung zur Güterproduktion (PRODCOM) (Statistik Austria, 2021b) liefert dagegen Daten zur Stromproduktion nach Technologien, sowohl monetär als auch physisch, sie wurde deshalb unter anderem zur Bestimmung impliziter Strompreise nach Technologien verwendet.

Unter Berücksichtigung von möglichen Unterschieden in den Erfassungsbereichen der oben genannten Statistiken wurde eine Schätzung des Intermediärverbrauchs und der Endnachfrage der einzelnen fossilen Energieträger im Einklang mit den aktuellen Input-Output-Tabellen 2019 der Statistik Austria durchgeführt. Die überwiegende Nutzung beziehungsweise der Intermediärverbrauch fossiler Energieträger wurde in folgenden Wirtschaftssektoren festgestellt:

- Erdgas – in den Sektoren: 35 (Energieversorgung), 24 (Metallerzeugung und -bearbeitung), 20 (Herstellung von chemischen Erzeugnissen), 17 (Herstellung von Papier und Waren daraus), 23 (Herstellung von Glas und Glaswaren, Keramik). Hier ist zu beachten, dass der Gasverbrauch der ÖNACE-Sektoren in der Regel nicht im Sektor Bergbauerzeugnisse (05-07), sondern in der Gasversorgung innerhalb des Sektors 35 erfasst ist.
- Erdöl – im Sektor 19 (Kokerei und Mineralölverarbeitung). In diesem Sektor wird Erdöl zu weiteren Produkten (Erdölderivaten) verarbeitet. Es handelt sich

hierbei um den Einsatz des primären Energieträgers (Erdöl) für die Umwandlung in Erdölderivate (wie Benzin, Diesel, Heizöl). Diese Produkte werden in Folge in den ÖNACE-Sektoren verwendet.

- Braunkohle – im Sektor 23 (Herstellung von Glas und Glaswaren, Keramik)
- Steinkohle – in den Sektoren 24 (Metallerzeugung und -bearbeitung), 17 (Herstellung von Papier und Waren daraus) und 23 (Herstellung von Glas und Glaswaren, Keramik). Steinkohle wird auch im Sektor 19 (Kokerei und Mineralölverarbeitung) zu weiteren Produkten (Derivaten) verarbeitet.
- Erze – im Sektor 24 (Metallerzeugung und -bearbeitung).

### 3.1.2 Limitationen des ESK

Limitationen sowohl bei der Aktualisierung der ESK-Version 2.0 als auch bei der Anpassung an die Erfordernisse des DSGE-Modells ATMOD wurden in folgenden Bereichen festgestellt:

- Datenverfügbarkeit und -konsistenz: Die benötigten Daten sind zum Teil nicht verfügbar und verschiedene Datenquellen sind nicht immer konsistent. Daher mussten geeignete Annahmen getroffen werden. Beispielsweise gibt es kaum Daten zur Wertschöpfung in den ESK-Teilsektoren, auch in den Sonderauswertungen der Statistik Austria sind diese nicht detaillierter als in den veröffentlichten Input-Output-Tabellen verfügbar.
- Geheimhaltungserfordernisse von Daten in offiziellen Statistiken, beispielsweise kann der Bergbausektor aus Geheimhaltungsgründen in vielen Statistiken nicht in Teilsektoren untergliedert ausgewiesen werden.
- In vielen statistischen Quellen sind Daten nur nach der ÖNACE-Klassifikation erfasst. Im Gegensatz dazu sind die Input-Output-Tabellen nach der Güterklassifikation – ÖCPA erstellt,<sup>8</sup> was zusätzliche Annahmen erfordert.
- Preisdaten sind oft nur im Aggregat verfügbar.
- Zum Teil sind nur etwas ältere Datenquellen verfügbar, beispielsweise betreffend die Kostenstrukturen in Bezug auf die Investitionen und den Betrieb der Stromerzeugungstechnologien. Dies kann insbesondere bei starken Preisänderungen problematisch sein.
- Die Input-Output-Systematik stößt in manchen Bereichen an ihre Grenzen, innerhalb der Erneuerbaren ist insbesondere der Photovoltaik-Bereich nur mit Einschränkungen abbildbar, da ein wesentlicher Teil der Erzeugung bei Privathaushalten (=Endnachfrage) erfolgt. Für die Zwecke des ESK wurden private PV-Anlagen in den Energiesektor integriert.

<sup>8</sup> ÖCPA-Güterklassifikation (österreichische Version der *classification of products by activity*).

## 3.2 Implementierung ESK-Version 2.0: IHS-DSGE-Modell ATMOD

Mit der Integration der ESK-Version 2.0 in das DSGE-Modell (erweitertes IHS-DSGE-Modell ATMOD) wurden auf der Produktionsseite derzeit 88 Sektoren der österreichischen Volkswirtschaft<sup>9</sup> einbezogen. Innerhalb der Bruttowertschöpfung wurden Anpassungen vorgenommen. Es wurden folgende Änderungen in das ursprüngliche DSGE-Modell ATMOD implementiert:

- Kapitalstock-Daten mussten geschätzt werden für die neuen Sektoren in dem DSGE-Modell ATMOD.
- Die Betriebsüberschüsse (Statistik Austria, 2022f) beeinflussen die Investitionsentscheidung im IHS-DSGE-Modell ATMOD (bspw. im Jahr 2017 in Sektor 35B negativ, im Jahr 2019 positiv).

---

<sup>9</sup> Aus Praktikabilitätsgründen wurde die erneuerbare Stromproduktion im Rahmen von ATMOD zu einem einzigen Sektor aggregiert, daher ist die Sektoranzahl etwas geringer als im ursprünglichen ESK.

## 4 Szenarien

In den nachfolgenden Kapiteln werden die nachgeschärften, gewählten Annahmen, welche den Simulationen zugrunde liegen, näher beschrieben. Das Basisjahr der Modellberechnungen ist für alle vier Szenarien das Jahr 2019. Für die kurzfristigen Analysen (Energielenkung und Gaspreisschock) wird davon ausgegangen, dass ein einmaliger Schock stattfindet, der sich anschließend wieder normalisiert – es passiert also eine einmalige, überraschende Abweichung, wo dann der Mengen- oder Preispfad schrittweise zum vorherigen Gleichgewicht zurückgeht. In den längerfristigen Analysen (CO<sub>2</sub>-Preis und Arbeitskräftemangel) wird ein gegebenes Mengenbudget an CO<sub>2</sub>-Emissionen unterstellt.

### 4.1 Energielenkung

#### 4.1.1 Kontext

In Österreich kommt bei einer unmittelbar drohenden oder bereits eingetretenen Störung der Energieversorgung das Energielenkungsgesetz 2012 (EnLG 2012) zur Anwendung, sofern diese Störungen keine saisonale Verknappungserscheinung darstellen oder durch marktkonforme Maßnahmen nicht, nicht rechtzeitig oder nur mit unverhältnismäßigen Mitteln abgewendet oder behoben werden können. Nach dem Überfall Russlands auf die Ukraine wurde am 19. Mai 2022 das davor zuletzt im Jahr 2012 modifizierte Energielenkungsgesetz (BGBl. I Nr. 41/2013) novelliert (BGBl. I Nr. 68/2012). Im EnLG 2012 ist unter anderem festgelegt, dass Energielenkungsmaßnahmen durch eine Verordnung der Bundesministerin für Klimaschutz, Umwelt, Energie, Mobilität, Innovation und Technologie vorgesehen werden können. Solche Verordnungen bedürfen, soweit sie nicht ausschließlich die gänzliche oder teilweise Aufhebung von Lenkungsmaßnahmen zum Gegenstand haben, der Zustimmung des Hauptausschusses des Nationalrats. Die Verordnungen müssen getrennt jeweils für Lenkungsmaßnahmen für Energieträger, zur Sicherung der Elektrizitätsversorgung sowie zur Sicherung der Erdgasversorgung beschlossen werden. Lenkungsmaßnahmen dürfen nur für die Dauer von sechs Monaten ergriffen werden. Im Fall einer bereits eingetretenen Störung der Energieversorgung ist eine Verlängerung um bis zu sechs weiteren Monaten mit Zustimmung des Hauptausschusses des Nationalrats möglich. Nach Wegfall der sie begründenden Umstände sind die Verordnungen unverzüglich aufzuheben.

Das Energielenkungsgesetz 2012 sieht mögliche Lenkungsmaßnahmen für feste und flüssige Energieträger, zur Sicherung der Erdgasversorgung sowie zur Sicherung der Elektrizitätsversorgung vor. Für den hier speziell relevanten Energieträger Erdgas besteht zusätzlich der Notfallplan Gas, der entsprechend der EU-Verordnung 2017/1938 („Gas-

SOS-Verordnung“) von der Stabsstelle Krisenmanagement und Energielenkung des BMK in Kooperation mit der E-Control und dem Markt- und Verteilergebietsmanager, der Austrian Gas Grid Management AG (AGGM), erstellt wird.

Im Energielenkungsgesetz 2012 ist geregelt, dass Energielenkungsmaßnahmen im Erdgasbereich in folgenden Fällen ergriffen werden können:

- a) zur Abwendung einer unmittelbar drohenden Störung bzw. zur Behebung einer bereits eingetretenen Störung der Energieversorgung Österreichs, sofern diese Störungen keine saisonale Verknappungserscheinung darstellen und durch marktkonforme Maßnahmen nicht, nicht rechtzeitig oder nur mit unverhältnismäßigen Mitteln abgewendet oder behoben werden können.
- b) zur Erfüllung einer Pflicht zur Solidaritätsleistung gemäß Art. 13 der Verordnung (EU) 2017/1938 über Maßnahmen zur Gewährleistung der sicheren Gasversorgung besteht.

Energielenkungsmaßnahmen stellen die Ultima Ratio dar. Gemäß dem in § 4 Abs. 4 EnLG 2012 geregelten Grundsatz der Verhältnismäßigkeit dürfen Lenkungsmaßnahmen nur in einem solchen Ausmaß und für eine solche Dauer ergriffen werden, als es zur Abwendung oder zur Behebung der Störung unbedingt erforderlich ist. Weniger eingriffsintensive Energielenkungsmaßnahmen (beispielsweise Aufrufe zum sparsamen Umgang mit Energie, Regelungen über die Betriebsweise sowie Festlegung von Abweichungen von Emissionsgrenzwerten, Verwendungsverbote für Luxusanwendungen) haben daher grundsätzlich Vorrang gegenüber stärkeren Eingriffen (beispielsweise Ausschluss oder Beschränkung in der Belieferung mit Erdgas oder elektrischer Energie, Vorschreibung von Landesverbrauchskontingenten im Strombereich).

Falls der Verbrauch eingeschränkt werden muss, erfolgt die Verteilung auf die Endverbraucher:innen nach dem Grad der Dringlichkeit. Dabei sind besonders die volkswirtschaftlichen Auswirkungen, die Gasversorgung der geschützten Kund:innen und die Wärmeversorgung der Privathaushalte zu berücksichtigen. Besonders berücksichtigt werden Endverbraucher:innen, die Waren erzeugen bzw. Dienstleistungen erbringen, die der grundlegenden bzw. der lebensnotwendigen Versorgung der Bevölkerung und der Aufrechterhaltung der öffentlichen Ordnung und Sicherheit dienen. Potenzielle Einschränkungen der Erdgasversorgung erfolgen auf Basis einer Einzelfallprüfung durch das BMK je nach konkretem Szenario. Darüber hinaus ist zu beachten, dass eine regionale Differenzierung vom konkreten Szenario abhängt. Lenkungsmaßnahmen können grundsätzlich in ihrer Gesamtheit, einzeln oder in Verbindung miteinander unabhängig davon ergriffen werden, ob eine Störung nur Teile des Bundesgebiets oder nur bestimmte Zweige der Energieversorgung betrifft. Weil das DSGE-Modell für Österreich insgesamt

implementiert ist, werden Energielenkungsmaßnahmen in den Simulationen für das gesamte Bundesgebiet umgesetzt.

Bei Abschluss dieses Berichts im November 2024 waren die Gasspeicher in Österreich zu rund 90 Prozent gefüllt (siehe Abbildung 2). Seit 2011 waren am 15. November die Gasspeicher im Durchschnitt zu 86 Prozent gefüllt, mit großen Unterschieden zwischen den Jahren. Das Minimum an einem 15. November betrug im Jahr 2021 52,4 Prozent, das Maximum lag im Jahr 2023 bei 99,7 Prozent. Trotz des aktuell sehr hohen Füllstands der heimischen Gasspeicher kann im Winter 2024/2025 eine Gasmangellage nicht vollständig ausgeschlossen werden. Dieses Risiko besteht nicht zuletzt wegen der noch immer signifikanten Bedeutung Russlands für die europäische Gasversorgung. Daten von Bruegel (Zachmann, McWilliams, Keliauskaitė, & Sgaravatti, 2024)<sup>10</sup> zufolge betrug am Ende des zweiten Quartals 2024 der Anteil des durch die Ukraine geleiteten russischen Pipeline-gases an allen EU-Gasimporten 5,5 Prozent. Weitere 6,4 Prozent der EU-Gaseinfuhren wurden demnach durch russisches Flüssiggas (LNG – liquified natural gas) gedeckt. Die Ukraine hat angekündigt, den Ende 2024 auslaufenden Transitvertrag für russisches Erdgas nach Westeuropa nicht zu verlängern. Damit könnte es im Winter 2024/2025 zu einer Verknappung des Gasangebots kommen, insbesondere da in Österreich der Anteil russischen Erdgases an allen Gasimporten Daten des BMK zufolge im September 2024 noch immer bei rund 86 Prozent lag.<sup>11</sup> Inzwischen dürfte der Anteil geringer sein, da die russische Gazprom nach einem Gerichtsurteil über ausstehende Zahlungsansprüche seit Mitte November 2024 kein Erdgas mehr an die OMV liefert.

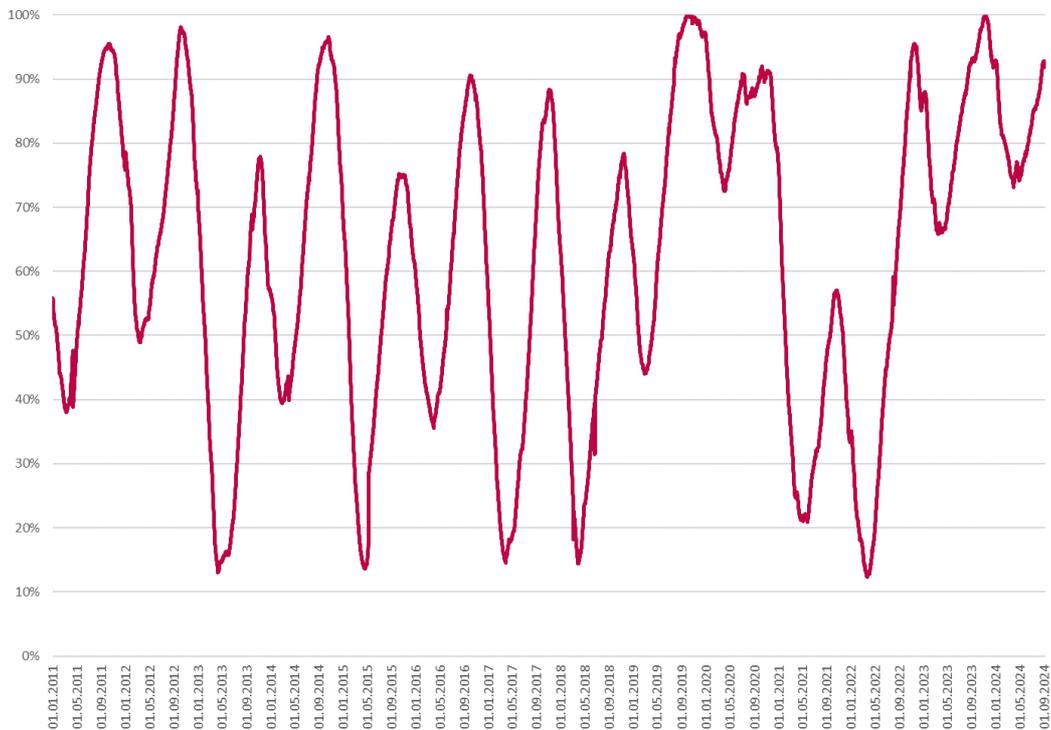
Da eine Gasmangellage in Österreich im Winter 2024/2025 nicht vollständig ausgeschlossen werden kann, wurden für diesen Bericht Simulationen einer staatlichen Gasrationierung durchgeführt, um die gesamtwirtschaftlichen Konsequenzen abzuschätzen.

---

<sup>10</sup> <https://www.bruegel.org/dataset/european-natural-gas-imports>. Abgerufen am 6.9.2024

<sup>11</sup> <https://energie.gv.at/hintergrund/import-von-russischem-gas>. Abgerufen am 26.11.2024

**Abbildung 2: Füllstand der Gasspeicher in Österreich**



Quelle: Gas Infrastructure Europe (GIE), Aggregated Gas Storage Inventory; eigene Darstellung.

#### 4.1.2 Szenario-Annahmen

Als Ergebnis der Entwicklung der Gasspeicher und der Diskussionen aus dem Workshop vom 13.04.2023 wurden für die Modellsimulationen die folgenden Annahmen getroffen:

- Neben den privaten Haushalten wurden bei den Simulationen die folgenden Wirtschaftsbereiche als geschützte Sektoren betrachtet, für die keine Gasrationierungen unterstellt wurden (mit ÖNACE-Code, also dem Code gemäß Klassifikation der Wirtschaftszweige): 01 Landwirtschaft und Jagd; 10 Herstellung von Nahrungs- und Futtermitteln; 11-12 Getränkeherstellung; Tabakverarbeitung; 19 Kokerei und Mineralölverarbeitung; 21 Herstellung von pharmazeutischen Erzeugnissen; 35 Energieversorgung; 37-39 Abfallentsorgung; 45 Kfz-Handel und -reparatur; 46 Großhandel; 47 Einzelhandel; 48 Landverkehr; 55-56 Beherbergung und Gastronomie; 84 Öffentliche Verwaltung; 85 Erziehung und Unterricht; 86 Gesundheitswesen; 87 Sozialwesen.
- Gasrationierungen werden nur in den Sektoren angenommen, die einen in Relation zur Bruttowertschöpfung hohen Gasverbrauch haben, denn in diesen Wirtschaftsbereichen ist zum einen der volkswirtschaftliche Schaden relativ gering (abgesehen davon, wie wichtig die betreffenden Wirtschaftsbereiche für

nachgelagerte Sektoren sind), und zum anderen machen Rationierungen nur in den Bereichen Sinn, die einen hohen Gasverbrauch haben. Konkret wurden Rationierungen in den folgenden Wirtschaftsbereichen betrachtet (wiederum mit den ÖNACE-Sektornummern): 17 Herstellung von Papier und Pappe; 20 Herstellung von chemischen Erzeugnissen; 22 Herstellung von Gummi- und Kunststoffwaren; 23 Herstellung von Glas und Glaswaren; 24 Metallherzeugung und -bearbeitung; 25 Herstellung von Metallherzeugnissen (ohne Maschinen und Anlagen).

- Es werden zwei Szenarien betrachtet:
  - Mildes Szenario: Für Österreich insgesamt stehen 10 Prozent weniger Erdgas zur Verfügung. Die energieintensiven Sektoren erhalten 20 Prozent weniger Gas, und für die Bereiche, die von der Mengenrationierung nicht betroffen sind, ergibt sich über den Preismechanismus eine Verbrauchseinschränkung.
  - Extremszenario: Für Österreich insgesamt stehen 20 Prozent weniger Erdgas zur Verfügung. Die energieintensiven Sektoren erhalten 50 Prozent weniger Gas, und für die Bereiche, die von der Mengenrationierung nicht betroffen sind, ergibt sich über den Preismechanismus eine Verbrauchseinschränkung.

## 4.2 Gaspreisschock

### 4.2.1 Kontext

Im Kontext der Russland-Ukraine-Krise und insbesondere nach dem Überfall Russlands auf die Ukraine sind die Gaspreise in Europa drastisch gestiegen. Wie Abbildung 3 zeigt, begann der Preisanstieg bereits im Jahr 2021. In der Spitze erreichte der Tagespreis im Sommer 2022 rund 300 Euro pro MWh. Als klar wurde, dass im Herbst 2022 und im Winter 2022/2023 kein Gasengpass eintreten würde, ging der Preis sowohl für die sofortige Lieferung als auch am Terminmarkt wieder spürbar zurück. Die Deutsche Bundesbank hat mit Hilfe eines strukturellen vektorautoregressiven Modells identifiziert, welche Angebots- und Nachfragefaktoren die Entwicklung des Gaspreises am europäischen Knotenpunkt TTF in den vergangenen Jahren beeinflusst haben. Demnach haben vor allem angebotsseitige Faktoren den starken Erdgaspreisanstieg in Europa seit Anfang 2021 verursacht. So drosselte der russische Erdgaskonzern Gazprom schon im Jahr 2021 seine Lieferungen in die EU deutlich. Gleichzeitig war die Nachfrage hoch, da mit der wirtschaftlichen Erholung vom pandemiebedingten Einbruch auch die Gasnachfrage spürbar anzog. Zudem beeinträchtigte in einigen europäischen Ländern das Wetter die Stromerzeugung aus alternativen Quellen, was teilweise durch Gaskraftwerke ausgeglichen wurde. Nach dem Überfall Russlands auf die Ukraine reduzierte Russland seine

Gaslieferungen in die EU weiter, und die Sorge vor einer vollständigen Lieferunterbrechung trieben den Preis weiter nach oben. Gleichzeitig musste wieder vergleichsweise viel Erdgas für die Stromerzeugung eingesetzt werden, diesmal, um den wartungsbedingten Ausfall französischer Atomkraftwerke zu kompensieren. Auf der anderen Seite veranlassten die Preissteigerungen Industrie und private Haushalte zu Nachfrageeinschränkungen. Preistreibend wirkte, dass nach dem Winter 2021/2022 die Gasspeicher in Europa weitgehend leer waren und über den Sommer aufgefüllt werden, nicht zuletzt zur Erfüllung der EU-Verordnung 2022/1032, wonach die unterirdischen Erdgasspeicher in den EU-Ländern am 1. November zu mindestens 90 Prozent (bzw. zu 35 Prozent des durchschnittlichen jährlichen Gasverbrauchs der vorangegangenen fünf Jahre des Mitgliedstaats) gefüllt sein müssen. Der Analyse der Deutschen Bundesbank zufolge ist der starke Preisrückgang seit dem vergangenen Winter vor allem auf eine geringere Gasnachfrage zurückzuführen (Deutsche Bundesbank, 2023).

In den vergangenen Monaten hat der Gaspreis am niederländischen Handelsplatz TTF zwischen rund 30 und 40 Euro je MWh geschwankt. Im Jahresdurchschnitt 2023 betrug der Preis rund 41 und im Durchschnitt der ersten elf Monate des Jahres 2024 rund 34 Euro je MWh. Seit Anfang November ist der europäische Erdgaspreis allerdings in der Tendenz gestiegen und belief sich am 25.11.2024 auf etwa 48 Euro je MWh. Damit ist der Preis in Europa deutlich höher als vor dem Krieg in der Ukraine, wie Abbildung 3 zeigt. Dort wird auch der Durchschnitt des Preises in Europa im Zeitraum 2015 bis 2021 gezeigt, der sich auf knapp 21 Euro je MWh belief. Wegen der gut gefüllten Gasspeicher und der in einigen Bereichen erfolgten Substitution von Erdgas durch andere Energieträger ist die Wahrscheinlichkeit hoch, dass im Winter 2024/2025 drastische Preisspitzen beim Erdgas in Europa vermieden werden können. Allerdings könnte ein besonders strenger Winter den Gasverbrauch und den Gaspreis nach oben treiben. Ein weiteres Risiko wäre der vollständige Ausfall der Gaslieferungen aus Russland, etwa infolge der angekündigten Einstellung des Transits durch die Ukraine, sofern keine anderen Transportmöglichkeiten gefunden werden (Deutsche Bundesbank, 2023).

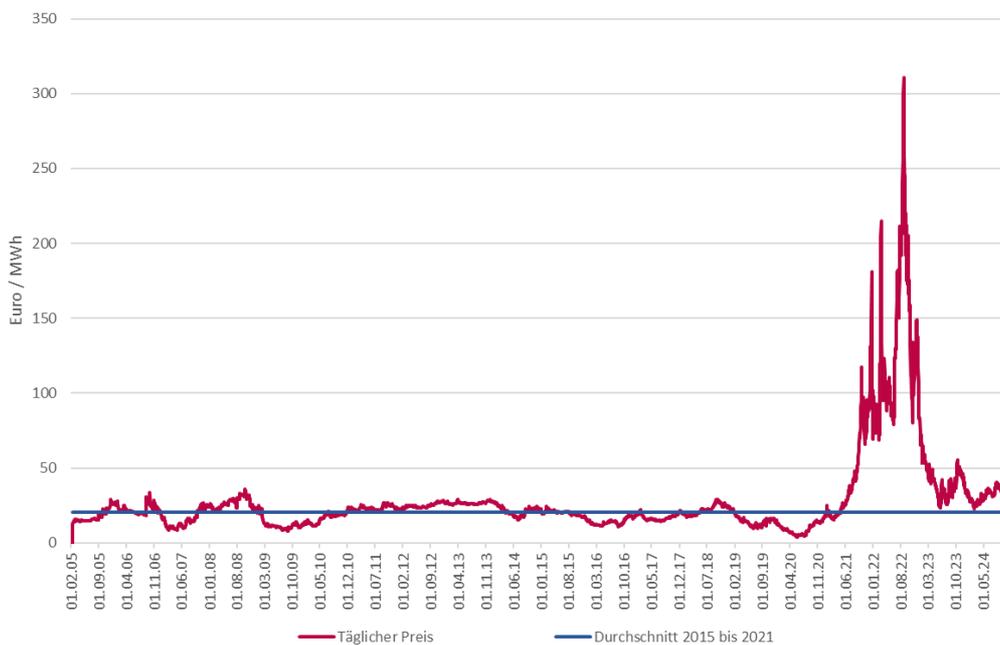
Das Auslaufen des Gastransits durch die Ukraine dürfte den europäischen Gaspreis um etwa 10 Euro je MWh erhöhen. Diese Annahme über den Preisanstieg (Stand: Mai 2024) fußt auf Überlegungen über die Kohle/Gas-Substitution, die in Folge einer verringerten Verfügbarkeit von Gas zu Gunsten der Kohle verschoben wird. Durch den Transitstopp erhöhen sich die Transportkosten um ca. 2 Euro je MWh. Zusätzlich dürfte die in Deutschland eingehobene Gasspeicherumlage ca. weitere 2 Euro je MWh ausmachen, sofern diese nicht seitens des deutschen Gesetzgebers zurückgenommen wird. In Summe wird daher ein Preisaufschlag von rund 14 Euro je MWh unterstellt.

Vor dem Hintergrund eines drohenden Lieferstopps von russischem Gas nach Österreich hat die Österreichische Energieagentur (AEA) im Auftrag des Bundesministeriums für

Klimaschutz, Umwelt, Energie, Mobilität, Innovation und Technologie Analysen rund um die Gasversorgung in Österreich durchgeführt und dabei auf die Werkzeuge der E-Control zurückgegriffen. Der Betrachtungszeitraum verläuft von Mai 2024 bis Mai 2026. Die Ergebnisse zeigen für diesen Zeitraum, dass Österreich bei einem Ausbleiben russischer Gaslieferungen durch die Ukraine ab 1. Jänner 2025 keine Gasmangellage zu erwarten hat (Österreichische Energieagentur im Auftrag des BMK, mit Unterstützung von E-Control, 2024).

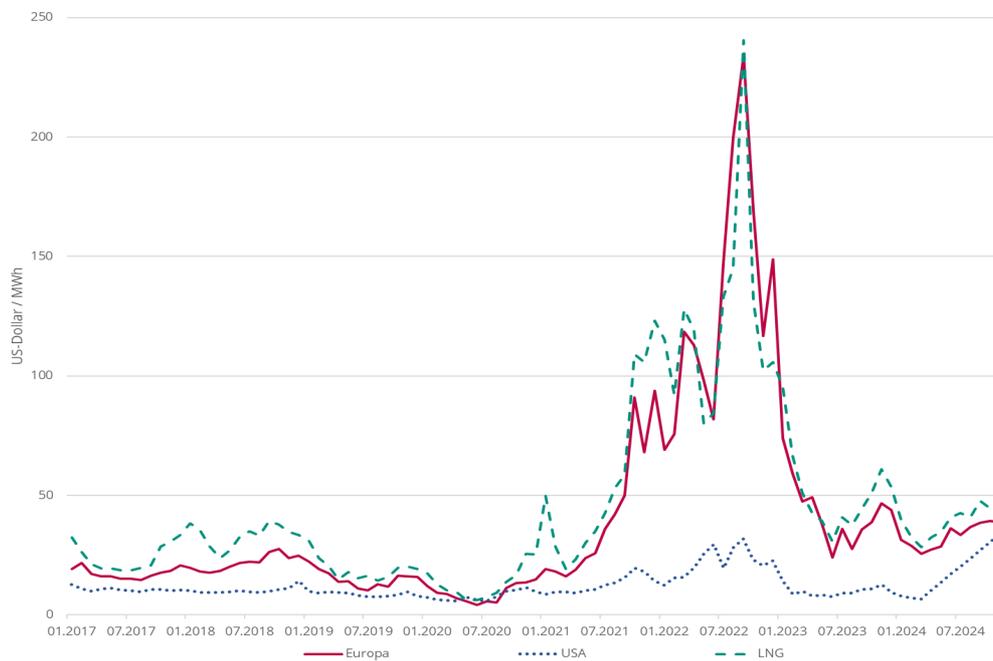
Erdgas ist damit in Europa deutlich teurer als im langjährigen Durchschnitt, und dies dürfte auch in Zukunft grundlegend so bleiben. Der Hauptgrund dafür ist, dass die russischen Pipelinegaslieferungen nun vor allem durch LNG ersetzt werden. LNG ist wegen der Verflüssigung, des Transports auf dem Seeweg und der anschließenden Re-Gasifizierung teurer als durch Pipelines transportiertes Erdgas. Dies wird auch aus Abbildung 4 ersichtlich. Diese zeigt den für Europa maßgeblichen Preis an der niederländischen Handelsplattform TTF im Vergleich mit dem in den USA geltenden Preis und dem Preis für LNG. Für Asien ist der LNG-Preis besonders relevant.

**Abbildung 3: Terminmarktpreis für Erdgas in Europa (Tageswerte)**



Anm.: Terminmarktpreise am Handelsplatz TTF zur Lieferung jeweils in einem Monat.  
Quelle: Refinitiv Datastream.

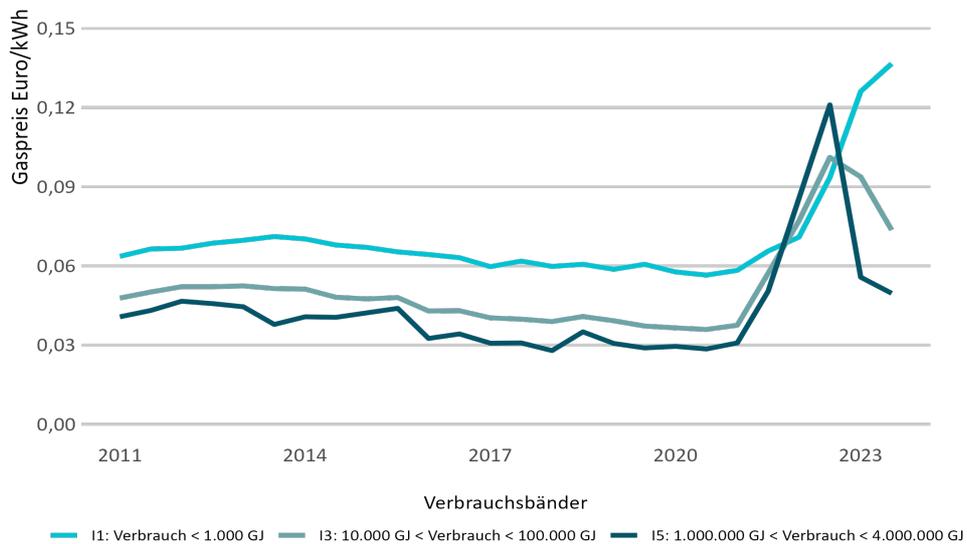
**Abbildung 4: Gaspreise im internationalen Vergleich**



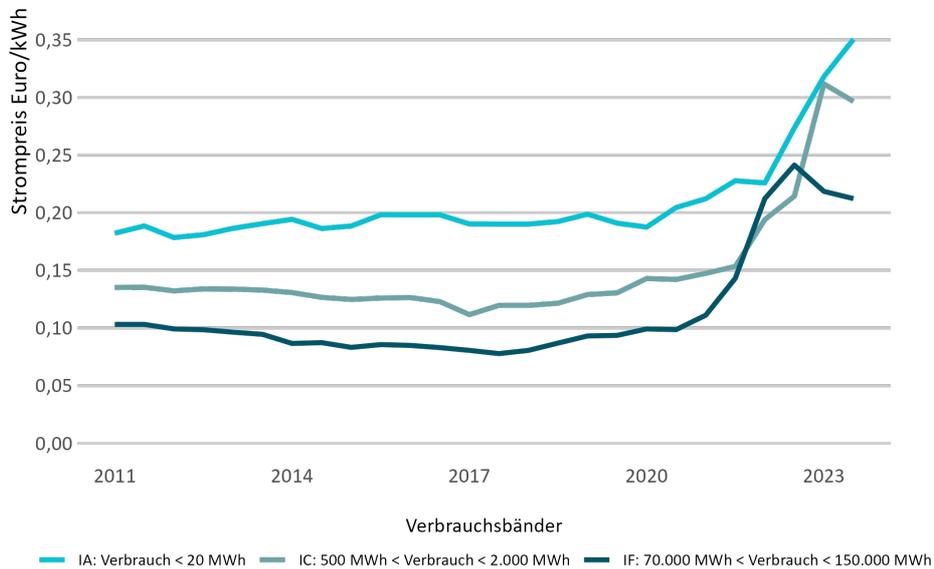
Anm.: Europa: TTF (Title Transfer Facility) Gas Futures, nächstfälliger Kontrakt; USA: Henry Hub Gas Futures, nächstfälliger Kontrakt; LNG: Liquefied Natural Gas Asia DES, wöchentliche Preiserfassung.

Quelle: Refinitiv Datastream.

**Abbildung 5: Entwicklung des österreichischen Erdgaspreises für Unternehmen**



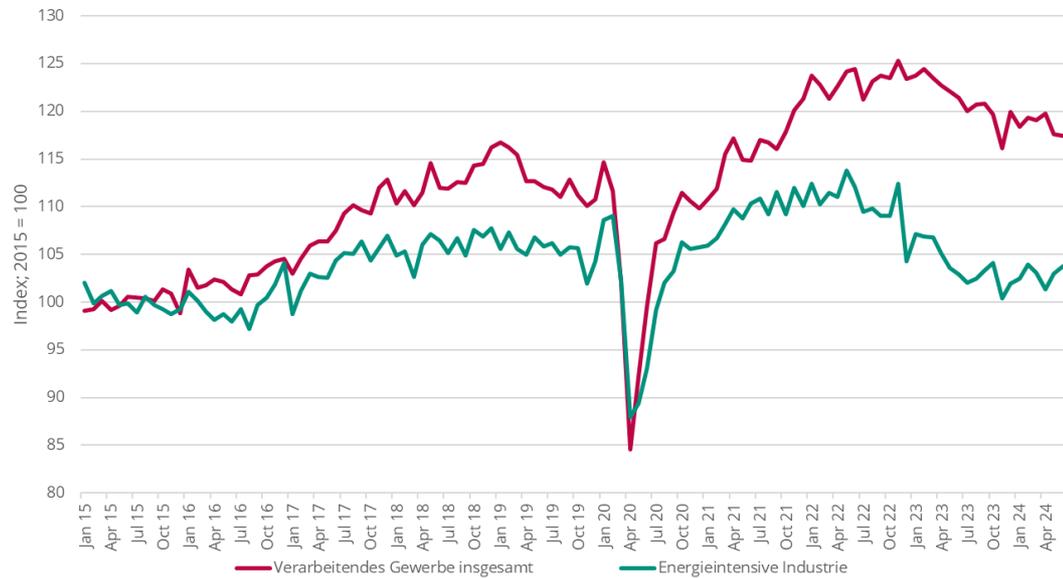
Quelle: Eigene Darstellung auf Basis von Eurostat (2023a).

**Abbildung 6: Entwicklung des österreichischen Elektrizitätspreises für Unternehmen**

Quelle: Eigene Darstellung auf Basis von Eurostat (2023b).

Im Kontext der Simulationen ist die Entwicklung des Produktionsindex in der energieintensiven Industrie seit Anfang 2022 interessant. Im Einklang mit entsprechenden Analysen für Deutschland (Vogel, Neumann, & Linz, 2023) werden als energieintensive Wirtschaftsbereiche die folgenden Branchen betrachtet: Herstellung von Papier und Pappe und Waren daraus; Kokerei und Mineralölverarbeitung; Herstellung von chemischen Erzeugnissen; Herstellung von Glas und Glaswaren; Metallerzeugung und -bearbeitung. Aus Abbildung 5 ist ersichtlich, dass sich die energieintensive Industrie in Österreich bereits seit 2017 ungünstiger entwickelt als das Verarbeitende Gewerbe insgesamt. Seit dem kräftigen Energiepreisanstieg haben sich die energieintensiven Wirtschaftszweige nochmals ungünstiger entwickelt als der Durchschnitt der Industriesektoren. Ende 2023 war der saisonbereinigte Produktionsindex der zusammengefassten energieintensiven Wirtschaftsbereiche rund 9 Prozent niedriger als Anfang 2022. Im selben Zeitraum ging die Produktion im Verarbeitenden Gewerbe insgesamt um rund 3 Prozent zurück. Dies zeigt, dass die energieintensiven Wirtschaftsbereiche zwar die Produktion als Reaktion auf den Energiepreisschock gedrosselt haben, der Produktionsrückgang aber vergleichsweise moderat ausfiel. Die Industrie insgesamt befand sich im Jahr 2023 in einer Schwächephase, was wesentlich dem internationalen konjunkturellen Umfeld geschuldet war. Im Juni 2024 belief sich der Produktionsrückgang in den energieintensiven Wirtschaftszweigen gegenüber Ende 2021 auf 7,7 Prozent und im Verarbeitenden Gewerbe insgesamt auf 5,1 Prozent.

**Abbildung 7: Produktionsindex im Verarbeitenden Gewerbe insgesamt und in der energieintensiven Industrie Österreichs**

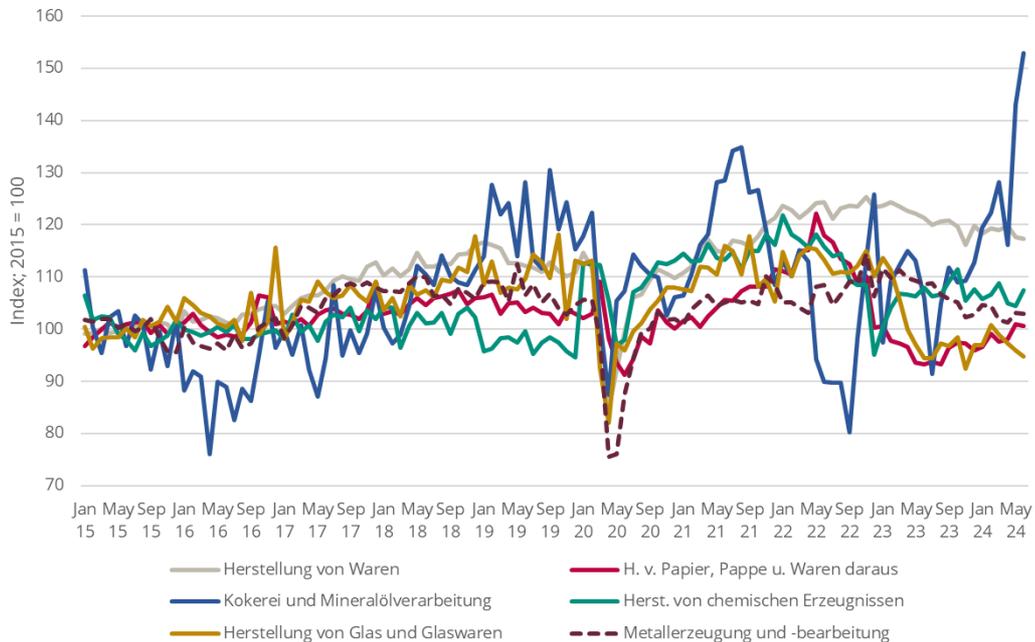


Anm.: Saisonbereinigt. Energieintensive Bereiche: Aggregation der Ursprungswerte, anschließend Saisonbereinigung mit X13-Demetra

Quelle: Statistik Austria; eigene Berechnung und Darstellung.

Abbildung 7 zeigt die Entwicklung der Produktion in den fünf energieintensiven Wirtschaftszweigen, die das Aggregat „energieintensive Wirtschaftsbereiche“ bilden, getrennt sowie zum Vergleich wiederum den Produktionsindex im gesamten Verarbeitenden Gewerbe. Dabei wird ersichtlich, dass vor allem in der Chemieindustrie und in der Glasherstellung die Produktion im Vergleich mit Ende 2021 eingeschränkt wurde, während sich der Bereich Metallerzeugung und -bearbeitung relativ stabil entwickelt hat. Im Bereich Kokerei war der Produktionsindex Ende Juni sogar um 35,5 Prozent höher als Ende 2021; dieser Wirtschaftsbereich hat sich also deutlich besser entwickelt als das Verarbeitende Gewerbe insgesamt.

**Abbildung 8: Produktionsindex im Verarbeitenden Gewerbe insgesamt und in den einzelnen Bereichen der energieintensiven Industrie Österreichs**



Quelle: Statistik Austria; eigene Darstellung.

#### 4.2.2 Szenario-Annahmen

Für die Modellsimulationen werden auf Basis der Erkenntnisse aus dem Workshop vom 13.04.2023 und nachfolgenden Besprechungen mit dem Fördergeber die folgenden Preisszenarien betrachtet:

- Im *Basis-Szenario* beträgt der Gaspreis 25 Euro je MWh. Dass nicht der bereits seit einigen Monaten beobachtete Preis von rund 30 Euro je MWh zugrunde gelegt wurde, ist damit zu erklären, dass das Modell ATMOD mit Daten des Jahres 2019 kalibriert wurde, als der Gaspreis in Europa rund 25 Euro je MWh betrug. In den Analysen in Kapitel 5 werden dann aber nur die beiden Hochpreisszenarien näher analysiert.
- In einem Szenario, das der wahrscheinlichen künftigen Entwicklung am nächsten kommt, wird angenommen, dass der normale Gaspreis 40 Euro je MWh beträgt, im Winter 2024/2025 aber vorübergehend auf 54 Euro je MWh steigt. Der Aufschlag von 14 Euro je MWh ergibt sich aus den oben dargelegten Überlegungen einer Verteuerung des Erdgases nach dem Auslaufen des Transitvertrags für Erdgas aus Russland durch die Ukraine nach Westeuropa.
- In einem *Hochpreisszenario* wird angenommen, dass der Gaspreis im Winterhalbjahr für ein Quartal 150 Euro je MWh erreicht. Im folgenden Quartal

halbiert sich der Abstand zum langfristigen Preis, also dem Basiswert, und der Preis erreicht 95 Euro je MWh. Anschließend geht er wieder auf den Basiswert von 40 Euro je MWh zurück.

- Für ein *Höchstpreis-Szenario* wird angenommen, dass der Gaspreis im ersten Quartal des Winterhalbjahrs 300 Euro je MWh erreicht, im folgenden Quartal halbiert sich der Abstand zum Basiswert wiederum, sodass der Preis auf 170 Euro je MWh sinkt. Anschließend kehrt er, wie im mittleren Szenario, auf den Basiswert zurück.

## 4.3 CO<sub>2</sub>-Preis für alle Sektoren

### 4.3.1 Kontext

Mit dem Europäischen Klimagesetz zielt die EU auf eine Netto-Emissionsreduktion von mindestens 55 Prozent bis 2030 im Vergleich zu 1990 ab – das EU-ETS (Emissionshandelssystem – emission trading system) soll zum Erreichen dieses Ziels beitragen. Der rechtliche Rahmen des EU-ETS hat bereits einige Revisionen durchlaufen, um Konsistenz mit den EU-Klimazielen herzustellen. Im Kontext des European Green Deal hat die EU ambitioniertere Klimaziele festgelegt, die eine Revision des EU-ETS-Regelwerks im Jahr 2021 für die Phase 4 notwendig machten. Die Europäische Kommission hat den Vorschlag eingebracht, das EU-ETS zu stärken, weitere Sektoren aufzunehmen und einen finanziellen Ausgleichsmechanismus zu schaffen, um die negativen Effekte für besonders vulnerable Gruppen abzufedern. Das Europäische Parlament und der Rat der Europäischen Union haben im Dezember 2022 ein vorläufiges Übereinkommen über den Vorschlag erzielt (Press Release 18/12/2022). Im Rahmen des Trilogue Agreements vom 08.02.2023 (Press Release 1125/22) wurden die Eckpunkte festgehalten, zu denen die *Einführung eines parallelen EU-ETS2 ab 2026*, durch das neben den Sektoren Gebäude und Verkehr auch die sonstige Industrie, die vom EU-ETS1 ausgenommen ist, dem Emissionszertifikatehandel unterliegen soll, sowie die Einrichtung des Klima-Sozialfonds. Für das EU-ETS2 soll der Preis bis 2030 allerdings – anders als beim aktuellen EU-ETS – bei maximal 45 Euro pro Tonne CO<sub>2</sub> durch einmaligen Einsatz von 20 Millionen Emissionszertifikaten aus der Marktstabilitätsreserve (MSR) gehalten werden. Dieser Vorgang kann bei Einhaltung bestimmter Bedingungen wiederholt werden, die tatsächliche Erreichung des Preisdeckels von 45 Euro ist allerdings nicht gesichert. Zudem sollen die Gratis-Zertifikate für die Industriesektoren schrittweise reduziert werden, in Kombination mit der schrittweisen Einführung des Grenzausgleichsmechanismus (Carbon Border Adjustment Mechanism – CBAM) ab 2026, um die Gefahr von Carbon Leakage in den gefährdetsten Sektoren zu reduzieren.

In Österreich wurde im Oktober 2022 ein *nationales Emissionshandelssystem* in Form des Nationalen Emissionszertifikatehandelsgesetzes 2022 (NEHG 2022) gesetzlich verankert. Damit werden Sektoren von einem österreichweiten CO<sub>2</sub>-Preis abgedeckt, die nicht bereits vom EU-ETS betroffen sind. Das Gesetz gibt gestaffelte Fixpreise bis 2025 vor (30 Euro im Jahr 2022, 32,5 Euro im Jahr 2023, 45 Euro im Jahr 2024, 55 Euro im Jahr 2025), wobei der vorgesehene Preisstabilitätsmechanismus zur Anpassung der Preise führen kann. Ab 2026 soll statt der vorgegebenen Fixpreise ein Marktmechanismus den Preis bestimmen. Zudem ist eine Evaluierung des Systems vorgesehen, auch um zu analysieren, ob und wie eine Überführung in das geplante EU-ETS2 möglich ist. Die Einführung der Marktstabilitätsreserve im Jahr 2019 sowie die Ankündigung des „Fit for 55“-Pakets haben bereits zu einem höheren CO<sub>2</sub>-Preis im bestehenden EU-ETS geführt. Ausgehend von 6 Euro je Tonne CO<sub>2</sub>-Äquivalent im Jahr 2017 stieg der jahresdurchschnittliche Preis im Jahr 2022 und 2023 auf 81 bzw. 84 Euro je Tonne CO<sub>2</sub>-Äquivalent. Der Rückgang auf das derzeitige Preisniveau von rund 65 Euro je Tonne CO<sub>2</sub>-Äquivalent im laufenden Jahr dürfte im Zusammenhang mit der rückläufigen Industrieproduktion stehen. Die derzeit vorherrschenden Markterwartungen an den Terminmärkten für ein Emissionszertifikat (European Emission Allowance – EUA) im Jahr 2028 liegen bei 74 Euro (Stand September 2024).<sup>12</sup> In der Tendenz werden somit steigende Preise an den Terminmärkten erwartet (siehe Abbildung 9).

**Abbildung 9: CO<sub>2</sub>-Preisentwicklung sowie Notierungen an Terminmärkten in Euro**



Quelle: European Energy Exchange (EEX) und Intercontinental Exchange (ICE) via LSEG Datastream, Stand September 2024; IHS-Berechnungen, Euro in jeweiligen Preisen.

<sup>12</sup> Die Notierungen an den Terminmärkten werden stark vom aktuellen Preisniveau beeinflusst. Sollten die Spot-Preise wieder steigen, werden auch die Futures-Märkte ähnliche Preisbewegungen verzeichnen.

### 4.3.2 Szenarientwicklung

Als Ergebnis der Literaturrecherche, der Diskussionen aus dem Workshop vom 13.04.2023 und nachfolgenden Besprechungen wurden für die Modellsimulationen zunächst verschiedene Preisszenarien definiert. Allerdings hat sich herauskristallisiert, dass eine Betrachtung auf Basis einer Mengenbeschränkung zielführender für das Erkenntnisinteresse ist, da das europäische Zertifikatssystem auf einer Mengenbeschränkung und einer sukzessiven Verknappung der Zertifikate basiert.

Da CO<sub>2</sub>-Zertifikate nicht nur für ein Jahr, sondern für einen längeren Zeitraum gelten, ist die Menge nicht für jedes einzelne Jahr vorgegeben, sondern als Summe über den gesamten Betrachtungszeitraum 2020–2040. Wir nehmen als Budget die Menge an, die sich durch eine lineare Reduktion der Emissionen von 2020 bis zu einer Emission von Null im Jahr 2040 ergeben würde. Man sollte beachten, dass für Österreich keine strikte Mengenbeschränkung gilt, da Zertifikate auf dem europäischen Markt zugekauft werden können. Der lineare Reduktionspfad ist daher eher als eine politische Vorgabe zu verstehen. Zentral ist somit die Frage, welcher Preispfad notwendig ist, um die Mengenbeschränkung zu erfüllen. Da allerdings Preispfade teilweise vorgegeben sind bzw. bereits beobachtet wurden, sind wir weiter wie folgt vorgegangen: (1) Soweit ETS-Preise bereits beobachtet wurden oder gesetzlich vorgegeben sind, wurden diese Preise verwendet. Für die weitere Zukunft haben wir in der Folge angenommen, dass (2) die ETS1-Preise ab 2023 mit einer konstanten Wachstumsrate<sup>13</sup> weiterwachsen, sodass das Mengenbudget 2040 aufgebraucht ist, und dass (3) sich der ETS2-Preis zwischen 2025 und 2030 linear an den ETS1-Preis annähert.

Die langfristigen Szenarien werden unter der Annahme perfekter Voraussicht berechnet, das heißt, dass alle Akteur:innen alle relevanten Preispfade korrekt antizipieren und ihre Handlungen, wie zum Beispiel die Investitionen, von Anfang an entsprechend optimieren. In der Folge wird zunächst das Mengenbudget bis 2040 erarbeitet.

#### Mengenbudget

Wesentlich für die Entwicklung eines Emissionsmengengerüsts ist die Unterscheidung zwischen Sektoren, welche dem aktuellen europäischen ETS unterliegen<sup>14</sup> (kurz: ETS1),

<sup>13</sup> Die Wachstumsrate entspricht der Rendite, die ein Investor erhält, der das Zertifikat in einem Jahr kauft und im nächsten Jahr verkauft. In unseren Szenarien liegt diese Rendite relativ hoch, was man interpretieren sollte als eine Verzinsung mit Risikoaufschlag. Die Annahmen implizieren, dass die erwartete Rendite über den Zeitablauf konstant ist.

<sup>14</sup> Dazu gezählt wurden die Sektoren 17 (Papier, Pappe und Waren daraus), 19 (Kokereierzeugnisse und Mineralölherzeugnisse Rest), 20 (Chemische Erzeugnisse), 23 (Glas, Keramik, bearbeitete Steine und Erden), 24 (Metalle und Halbzeug daraus), 35A.1.5 (Elektrischer Strom und Dienstleistungen der Elektrizitätsversorgung aus Kohle), 35A.1.6 (Elektrischer Strom und Dienstleistungen der Elektrizitätsversorgung aus Gas), 35A.1.7 (Elektrischer Strom und Dienstleistungen der Elektrizitätsversorgung aus sonstigen Fossilen), 35C (Dienstleistungen der Wärme- und Kälteversorgung) sowie 51 (Luftfahrtleistungen).

und den Sektoren, welche aktuell noch dem nationalen Emissionszertifikatesystem in Österreich mit gesetzlich festgelegten Preisen bis 2025 unterliegen sowie der restlichen Industrie, die nicht in ETS1 erfasst ist.<sup>15</sup> Im NEHG 2022 ist festgehalten, dass eine Integration des österreichischen Systems in das unionsweite Emissionshandelssystem (ETS2) im Jahr 2024 geprüft werden soll und die Bundesregierung dem Nationalrat bis 31. März 2025 die Evaluierung und daraus abgeleitet einen Vorschlag zur Novellierung dieses Bundesgesetzes vorzulegen hat. In den Simulationen werden diese Sektoren daher vereinfachend bereits als ETS2 bezeichnet. Auf europäischer Ebene gibt es getrennte Mengenbudgets für ETS1 und ETS2, die für die gesamte EU gelten und zur Erreichung der Klimaziele jährlich um den spezifischen Linear Reduction Factor (LRF) reduziert werden. Zusätzlich gibt es einmaliges Rebasings von Zertifikaten, wodurch die Gesamtmenge zusätzlich verknappt wird. So soll Klimaneutralität erreicht werden. Da diese Mengenbudgets nicht auf einzelne Nationalstaaten verteilt werden und zwischen den einzelnen EU-Mitgliedsländern CO<sub>2</sub>-Zertifikate gehandelt werden können, modelltechnisch aber eine Mengenbeschränkung für Österreich benötigt wird, wird nachfolgend die Vorgehensweise für ein österreichisches Mengenbudget erläutert.

Ausgangsbasis für die Emissionsmengen für **ETS1** waren zunächst die Berichte der Österreichischen Emissionshandelsregisterstelle zum Stand der Einhaltung für Anlagen, die dem ETS1 unterliegen, für die Jahre 2014 bis 2022 im österreichischen Teil des Unionsregisters mit Letztdatum 01.05.2023.<sup>16</sup> Darin werden Anlagen der Industrie und Energieversorgung sowie der Luftfahrt mit ihren jeweils gemäß NAT (*national allocation table*) zugeteilten Emissionszertifikaten und den tatsächlichen, geprüften Emissionen in Tonnen CO<sub>2</sub>-Äquivalent sowie die Summe dieser beiden Kennzahlen über alle Anlagen aufgelistet. Daraus wurde die Summe aus stationären Anlagen und Luftfahrzeugbetreibern gebildet und aus der Differenz der geprüften Emissionen und der Zuteilung gemäß NAT die zugekauften Zertifikate ermittelt, sowie der Anteil der zugekauften Zertifikate an den geprüften Emissionen berechnet.

Der Anteil der zugekauften Zertifikate lag in den Jahren 2014 bis 2022 zwischen 22,8 Prozent und 36,6 Prozent (Tabelle 5 im Anhang). Im letzten Berichtsjahr lag dieser Anteil bei knapp 29 Prozent. Als Ausgangsbasis für die Erstellung des ETS1-Mengenbudgets wurden die geprüften Emissionen des Jahres 2019 (Basisjahr des Modells) mit 33,37 Mt CO<sub>2</sub>-Äq herangezogen. Vereinfachend wurde angenommen, dass diese bis 2040 linear auf null reduziert werden, woraus sich eine Reduktion um 1,59 Mt CO<sub>2</sub>-Äq pro Jahr ergibt.

Diese vereinfachten Berechnungen zur Erreichung der Klimaneutralität lassen allerdings außen vor, dass die Emissionen in gewissen Bereichen der ETS1-Sektoren – vorwiegend

---

<sup>15</sup> Dazu gezählt wurden also alle restlichen Sektoren, die nicht dem ETS1 zugeordnet wurden.

<sup>16</sup> Siehe <https://www.emissionshandelsregister.at/oeffentlicheberichte/standdereinhaltung> (zuletzt abgerufen 18.07.2024)

handelt es sich hier um Prozessemissionen der Industrie – nicht auf null gebracht werden können. Auf Basis eines aktuell in Fertigstellung befindlichen Berichts von UBA, TU Wien und IHS wird daher angenommen, dass ab dem Jahr 2035 Carbon Capture and Storage (CCS) in der Industrie angewandt wird, um die restlichen hard-to-abate Emissionen zu kompensieren. Der Energiesektor ist hingegen nicht auf CCS angewiesen. Die jährlichen Prozessemissionen der Industrie bleiben dabei auf einem geschätzten Level von 4 bis 6 Mt CO<sub>2</sub>-Äq im Jahr 2040. Bei den davon betroffenen Industrien handelt es sich um: Zement, Kalk, Feuerfestindustrie, Eisen & Stahl, Raffinerien und Müllverbrennung. Die Kosten für CCS in der Zementindustrie werden laut der Studie mit 150 Euro pro Tonne CO<sub>2</sub> geschätzt, was die Produktionskosten um etwa 40 bis 50 Prozent erhöht. Es wird allerdings angenommen, dass der Preis für CCS in der Zementindustrie zu den höchsten gehört, da es eine inverse Relation zwischen Karbongehalt der Punktquelle und dem Preis für CCS gibt. Für unsere Simulationen wird vereinfacht ein Preis von 150 Euro für alle betroffenen Sektoren angenommen, da Kostenschätzungen beim Thema CCS mit vielen Unsicherheiten behaftet sind und daher ein etwas höherer Preis als durchaus realistisch erscheint. Die Baukosten zur Errichtung einer CO<sub>2</sub>-Pipeline von 700 km Länge werden laut dem Bericht auf zwei bis drei Milliarden Euro geschätzt, es wird angenommen, dass es in Österreich keine Speicherung geben wird. Wenn CCS für die verbleibenden Prozessemissionen angewendet wird, ist damit ein erheblicher energetischer Mehraufwand verbunden. Der zusätzliche Energiebedarf beläuft sich auf 30 bis 50 PJ (Prognos, 2021), der sich aus 20 Prozent Strom und 80 Prozent Wärme zusammensetzt. Der zusätzliche Strombedarf kann durch Reduktion der Nettoexporte, eine geringe Überproduktion oder Einsparungen bewältigt werden. Der zusätzliche Wärmebedarf müsste, falls nicht ausreichend Abwärme zur Verfügung steht, durch zusätzlichen erneuerbaren Wasserstoff und dadurch höhere Importe oder bio-basierte Erzeugung gedeckt werden.

Die konkrete, vereinfachte Umsetzung von CCS im Modell wird so ausgestaltet, dass ab 2035 die Möglichkeit für die bereits genannten betroffenen Industriesektoren besteht, ihre Emissionen statt durch den Kauf von CO<sub>2</sub>-Zertifikaten durch den Einsatz von CCS zu kompensieren. Dieser Schritt wird erst dann von den Modell-Akteur:innen gesetzt, wenn der Preis für ein Zertifikat über dem CCS-Preis von 150 Euro liegt. Es wird im Modell angenommen, dass der gesamte Aufwand für das CCS klimaneutral durch eine spezielle Art von Import getätigt wird. Die Implementierung dieses Mechanismus ist notwendig, um Klimaneutralität im ETS1-Bereich zu erreichen.

Für die Sektoren außerhalb des ETS1, also die Effort-Sharing-Sektoren (ESR) wurden die Emissionen mit 50,2 Mt CO<sub>2</sub>-Äquivalent 2019 auf Basis des Klimaschutzberichts 2021 (Umweltbundesamt, 2021) übernommen. Für die **ETS2**-Sektoren, die einen Teil der ESR-Sektoren abdecken, wurden für das Jahr 2019 die Emissionen der NEHG-2022-Sektoren Verkehr, Gebäude und Industrie außerhalb des ETS1 auf Basis des Klimaschutzberichts 2021 des Umweltbundesamts mit 38,6 Mt CO<sub>2</sub>-Äq festgelegt, was einem Anteil von

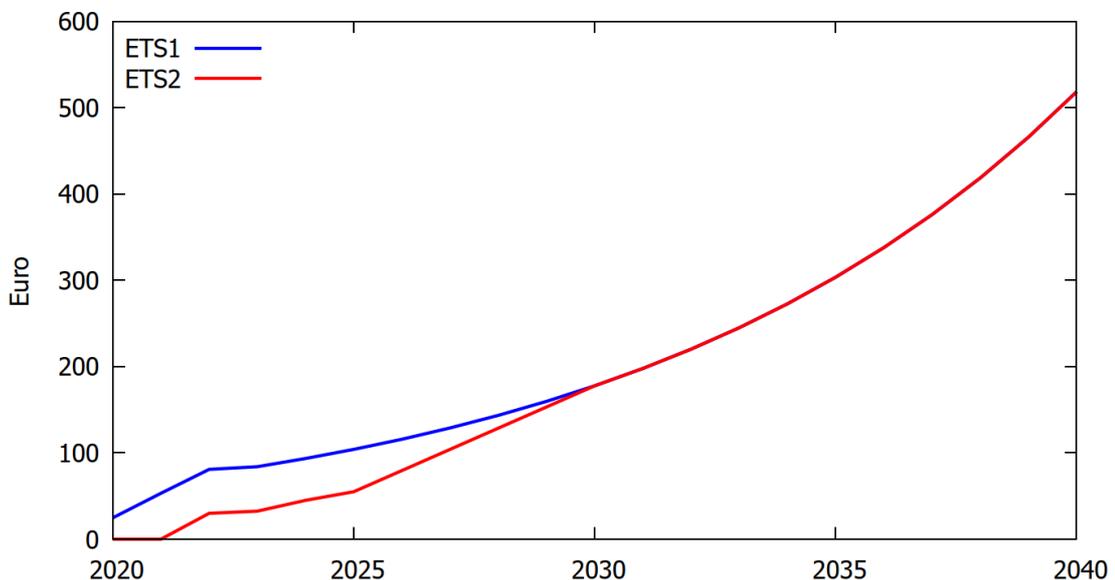
76,9 Prozent der ETS2-Emissionen an den ESR-Emissionen entspricht. Nicht einbezogen wurden daher die Emissionen aus den NEHG-Sektoren Landwirtschaft, Abfallwirtschaft und fluorierte Gase, da diese nicht oder nur bedingt mit fossilen Energieträgern verknüpft werden können. Auch im Hinblick auf ETS2 wurde die vereinfachende Annahme getroffen, dass die Emissionen bis 2040 linear auf null reduziert werden können. Daraus ergibt sich eine jährliche Reduktion um 1,84 Mt CO<sub>2</sub>-Äq.

Somit ergibt sich für ETS1 und ETS2 insgesamt ein Mengenbudget von 719,7 Mt CO<sub>2</sub>-Äq (333,7 Mt CO<sub>2</sub>-Äq aus ETS1 und 386,0 Mt CO<sub>2</sub>-Äq aus ETS2). Aus diesem Mengenbudget und der modellinhärenten intertemporalen Optimierung ergibt sich ein endogener Mengen- und Preispfad.

### Implizierte Preispfade

Aus obigen Überlegungen ergibt sich ein Preispfad wie in Abbildung 10 dargestellt, der im Jahr 2040 bei 518 Euro je Tonne CO<sub>2</sub>-Äq liegt. Das entspricht einem jährlichen Anstieg der Zertifikatspreise von 11,3 Prozent. Dies impliziert im Vergleich mit der bestehenden Literatur sehr starke Preisanstiege. Es würde sogar den Preispfad aus dem UBA-Transitionszenario (Umweltbundesamt, 2023b) übersteigen. Aus diesem Grund wird in weiterer Folge dieses Szenario als Hochpreisszenario bezeichnet.

**Abbildung 10: ETS-Preispfade im Hochpreisszenario**

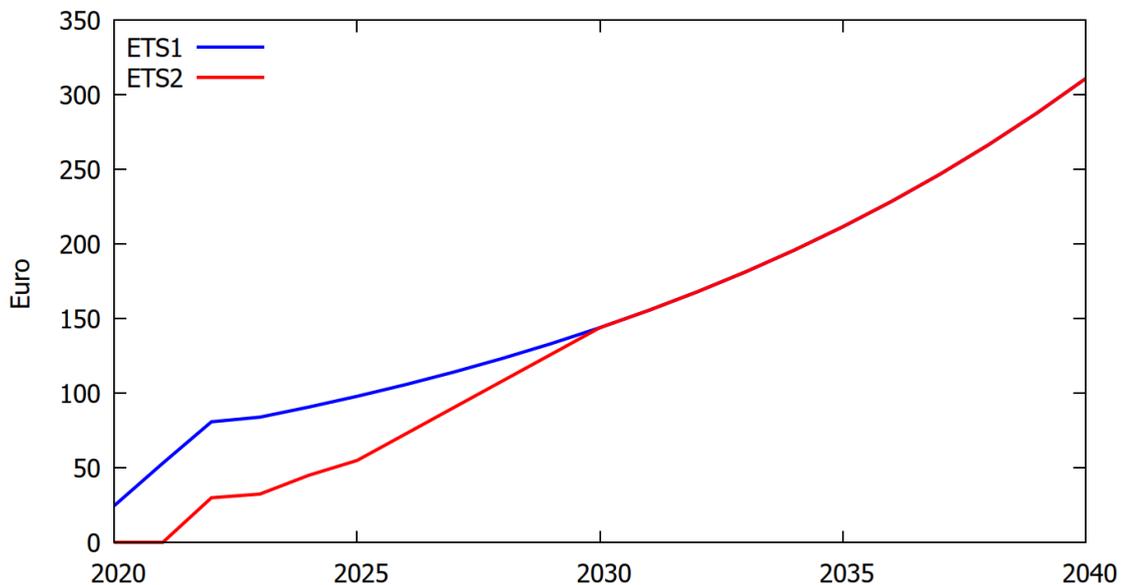


Quelle: IHS.

Darüber hinaus wird ein weiteres Szenario mit einem geringeren jährlichen Preisanstieg von acht Prozent gerechnet, welches im vorliegenden Bericht als Benchmark-Szenario verwendet wird. Dieses sieht im Jahr 2040 einen CO<sub>2</sub>-Preis von etwas über 300 Euro

je Tonne CO<sub>2</sub> vor (siehe Abbildung 11). In beiden Szenarien wird angenommen, dass ETS1 und ETS2 ab 2030 auf dem gleichen Preispfad liegen.

**Abbildung 11: ETS-Preisefade im Benchmark-Szenario**



Quelle: IHS.

### **Annahmen zu Mittelverwendung und CBAM**

Für die Einnahmen aus dem europäischen ETS1 wird in der Modellsimulation angenommen, dass kein Geld an die EU „verloren“ geht, obwohl 30 Prozent der Einnahmen an das EU-Budget fließen. Hier wurde die Annahme getroffen, dass dieses Geld über andere EU-Subventionen nach Österreich zurückfließt. Zudem werden alle Einnahmen zweckgewidmet für klimarelevante Aktivitäten eingesetzt, vor allem für Förderungen im Sektor Erneuerbare Energie, zum Kapitalaufbau im Gebäudesektor, um beispielsweise Energieeinsparungen durch Dämmung zu ermöglichen, sowie Ausweitung der Einführung effizienter Heizsysteme (wie Wärmepumpen, Heizung mit Anwendung von Pellets sowie Fernwärme) und zum Kapitalaufbau für die E-Mobilität. Auch für die ETS2-Sektoren wird die Annahme getroffen, dass die Einnahmen zu 100 Prozent in Österreich bleiben und zur Investitionsförderung verwendet werden.

Zudem wird angenommen, dass in Europa dieselben (ambitionierten) CO<sub>2</sub>-Preise gelten, dies auf den Rest der Welt aber nicht zutrifft. Der Carbon Border Adjustment Mechanism (CBAM) kann aufgrund begrenzter Ressourcen im Rahmen dieses Förderprojekts nicht berücksichtigt werden. Weitere Aspekte, die nicht berücksichtigt werden, sind unter anderem die Auswirkungen des Klimawandels auf Haushaltsnutzen und Produktion, die Umverteilungswirkung der ETS-Systeme zwischen europäischen Ländern, die

Gratiszuteilung von ETS-Zertifikaten und eine Bandbreite an technischen Details, die den Rahmen dieser makroökonomischen Simulation übersteigen.

Da im Modell der für 2026 geplante CBAM nicht implementiert ist, gehen wir davon aus, dass sich die Exportpreise der außereuropäischen Volkswirtschaften nicht verändern. Allerdings kann sich der Wechselkurs des Euro anpassen und damit die Wettbewerbsfähigkeit der österreichischen und europäischen Industrie beeinflussen. Konkret nehmen wir an, dass sich der Wechselkurs so anpasst, dass sich die Nettoexporte Österreichs langfristig nicht verändern. Dies wird erreicht, weil sich die Wettbewerbsfähigkeit der energieintensiven Branchen verschlechtert, die der anderen Branchen durch die Abwertung des Euro aber verbessert. Diese Stabilisierung des Außenhandels trägt auch zur positiven Entwicklung des realen BIP bei.

### Sensitivitätsanalyse

Neben dem **Benchmark-Szenario** und dem Hochpreisszenario werden im Rahmen einer Sensitivitätsanalyse zwei weitere Szenarien untersucht, bei denen zentrale Annahmen und Parameter des Benchmark-Szenarios variiert werden:

- Szenario **„Keine Subventionen“**: Die ETS-Einnahmen werden nicht zur Förderung der Transition verwendet, sondern lump sum an die Haushalte zurückgegeben.
- Szenario **„Niedrige Elastizität“**: In diesem Szenario wird die Möglichkeit, Gas im Produktionsprozess durch Elektrizität zu ersetzen, erschwert. Während im Benchmark diese Substitutionselastizität 1,0 für energieintensive Industrien und 3,0 für andere Industrien beträgt, werden in diesem Szenario diese Elastizitäten jeweils halbiert. Weiterhin wird auch die Möglichkeit, Energie durch Kapital zu ersetzen, erschwert.

### 4.3.3 Weitere Modellannahmen

Ein Teil der Einnahmen aus ETS1 wird für klimarelevante Aktivitäten im Gebäude- und E-Mobilitätssektor verwendet. Daher werden diese Bereiche nun näher betrachtet und die Annahmen für die Modellberechnungen dargestellt. Die Berücksichtigung dieser Bereiche ermöglicht eine umfassendere Betrachtung der Maßnahmen zur CO<sub>2</sub>-Reduktion.<sup>17</sup>

#### Elektrifizierung des Verkehrssektors

Die Dekarbonisierung des Verkehrssektors zählt zu den wichtigsten Bereichen der Klimastrategie. Daher werden öffentliche Förderungen als Hebel für weitere private Investitionen angeboten. Konkret haben die im Jahr 2021 für Elektro-PKW-Maßnahmen

<sup>17</sup> Die Dekarbonisierung von Verkehrs- und Gebäudesektor sind für sich betrachtet komplexe Vorhaben, die aus Kapazitätsgründen im Rahmen des vorliegenden Projekts nur partiell bzw. stark vereinfacht abgebildet werden können.

genehmigten Projekte<sup>18</sup> in Österreich ein umweltrelevantes Investitionsvolumen von 202,5 Mio. Euro (der Förderbarwert liegt bei 9,9 Mio. Euro). Die Effekte der Investitionsförderungen im Jahr 2021 sollen eine CO<sub>2</sub>-Reduktion von 14,2 Tonnen pro Jahr, 141,6 Tonnen bezogen auf die Nutzungsdauer sowie Energieeinsparungen von 42,4 MWh pro Jahr bewirken (BMK, 2021b).

Für die Elektrifizierung des Verkehrssektors werden zusätzliche Strommengen benötigt. Laut (Umweltbundesamt, 2023d) wird der energetische Endverbrauch von Strom im Sektor Verkehr gemäß dem Szenario WEM von 12 PJ im Jahr 2021 (laut Energiebilanz) auf 67 PJ (2040) bzw. 85 PJ (2050) wachsen. Die prognostizierten Zuwächse laut Transitions-Szenario belaufen sich auf 90 PJ (2040) bzw. 83 PJ (2050), da weitere Maßnahmen vorgesehen sind. Folgende Wirkungen der geplanten Maßnahmen werden erwartet: Die THG-Emissionen werden von 21,6 Mio. t CO<sub>2</sub>-äq. (THG-Inventur) im Jahr 2021 auf 11,8 Mio. t (2040) bzw. 9,1 Mio. t CO<sub>2</sub>-äq. (2050) laut dem Szenario WEM sinken. Die prognostizierte Senkung laut dem Transitions-Szenario beläuft sich auf 8,1 t CO<sub>2</sub>-äq. (2040) bzw. 2,8 t CO<sub>2</sub>-äq. (2050).

Laut aktuellen Daten der Statistik Austria<sup>19</sup> belaufen sich im Jahr 2023 die Neuzulassungen von Elektro-PKW auf 47,6 Tsd., während sie bei Diesel- oder Benzinhybrid-PKW auf rund 77,5 Tsd. kommen. Der Bestand von Elektro-PKW im Jahr 2023 beläuft sich auf 155,5 Tsd. und jener von Diesel- oder Benzinhybrid-PKW auf rund 251 Tsd.

Im Modell werden folgende Annahmen zur Entwicklung der E-Mobilität vorgenommen:

- Der gewerblichen Landverkehr (H49) enthält einen eigenen Kapitalstock für Elektromobilität, sein Startwert wird basierend auf Größe und Elektrifizierungsgrad der Teilspektoren auf etwa 25 Prozent geschätzt (Eisenbahn, Straßen- und U-Bahn sowie Seilbahnen sind bereits weitgehend elektrifiziert).
- Der private Individualverkehr (Pkw) erhält ebenfalls getrennte Kapitalstöcke für grüne und braune Mobilität, beide werden für den Status quo geschätzt.<sup>20</sup> Der Energieverbrauch für privaten Pkw-Verkehr wird explizit abgebildet und an den jeweiligen Kapitalstock gekoppelt. Für Elektroautos (E-Autos) ist er aufgrund des höheren Wirkungsgrades deutlich geringer als für Fahrzeuge mit Verbrennungsmotoren.<sup>21</sup> Basierend auf diversen Quellen schätzen wir, dass der Energieverbrauch je Pkw mit Verbrennungsmotor um etwa den Faktor 2,8 höher ist als bei E-Autos, bezogen auf den verwendeten Kapitalstock nehmen wir den Faktor mit

<sup>18</sup> 4.553 Projekte Elektro-PKW pauschal; Elektrofahrzeuge pauschal.

<sup>19</sup> <https://www.statistik.at/statistiken/tourismus-und-verkehr/fahrzeuge>.

<sup>20</sup> Basierend auf Statistik Austria (Statistik Austria, 2024a) waren 2019 0,6 % des Pkw-Bestands rein elektrisch und 0,2 % Plug-in-Hybride. Bis Juni 2024 sind diese Werte auf 3,4 % und 1,3 % gestiegen. Basierend auf Statistik Austria (2024b) ist allerdings anzunehmen, dass ein großer Anteil des E-Auto-Bestandes auf Unternehmen entfällt.

<sup>21</sup> Klima- und Energiefonds (2024), Oesterreichs Energie (2024), VCÖ - Mobilität mit Zukunft (2024).

etwa 3,4 an, da Pkw mit Elektromotor derzeit in der Anschaffung noch teurer sind und das Durchschnittsalter von Verbrennungsfahrzeugen aktuell höher ist. Nicht explizit betrachtet werden die Kosten für den Aufbau der Ladeinfrastruktur für E-Autos, da diese (größtenteils) nicht direkt durch die Haushalte getragen werden.

- Schiffs- und Luftverkehr werden vorläufig ausgeklammert, da diese Sektoren volkswirtschaftlich betrachtet kleiner sind und eigene Technologien für die Dekarbonisierung benötigen. Auch Änderungen im Modal Split können im Rahmen des vorliegenden Projekts nicht modelliert werden.

### **Dekarbonisierung Gebäudesektor**

Die Maßnahmen zur Dekarbonisierung des Gebäudesektors in Österreich sollen folgende ökologischen Wirkungen erzielen. Die genehmigten Projekte<sup>22</sup> Klimaschutz- und Umweltförderungen 2023 in Österreich im Rahmen der „Sanierungsoffensive“ haben ein umweltrelevantes Investitionsvolumen von 1,6 Mrd. Euro (der Förderbarwert liegt bei 379 Mio. Euro). Die ökologischen Effekte, die im Zusammenhang mit den Investitionsförderungen für die genehmigten Projekte im Jahr 2023 stehen, umfassen: eine CO<sub>2</sub>-Reduktion von rund 300.000 Tonnen pro Jahr sowie eine Energieeinsparung von rund 456.000 MWh pro Jahr (BMK, 2023).

Evidenz aus dem deutschen Gebäudesektor zeigt folgendes Einsparpotenzial durch Investitionen in Energieeffizienzmaßnahmen (Tabelle 1).

Für die Modellberechnungen des vorliegenden Projekts werden folgende Annahmen bzw. Modellerweiterungen zur Dekarbonisierung des Gebäudebestandes berücksichtigt:

- Der Wohnungssektor (L68) erhält einen zusätzlichen Kapitalstock für thermische Sanierung und erneuerbare Heizungssysteme.
- Der wohnbezogene Energiebedarf (COICOP 04.5) wird explizit ausgewiesen und hängt von diesen Investitionen ab. Die Substitution zwischen Energie und Gebäudedämmung wird auf 0,5 gesetzt.

Für Wärmepumpen/erneuerbare Heizungssysteme wird eine Effizienzsteigerung durch technischen Fortschritt von zwei Prozent pro Jahr angenommen.

---

<sup>22</sup> 45.850 Projekte unterstützt, davon rund 45.000 mit Heizungstausch und rund 500 betriebliche Projekte.

**Tabelle 1: Ersparnispotenzial durch Investitionen in energieeffiziente Maßnahmen in Deutschland (Zeithorizont: 2015–2030)**

	Gesamter Gebäudebestand		davon kostenwirksame Gebäudekategorien*	
	BaU	Höhere Förderung	BaU	Höhere Förderung
<b>Gesamtenergieeinsparungen</b> (TWh/J.)	150	167	60	118
<b>Finanzielle Nettoeinsparungen</b> (Mrd. Euro) Kosteneinsparungen abzüglich der Investition (Beitrag der Investoren)	-0,8	1,2	1,2	1,9
<b>Fördermittel % der Gesamtinvestition</b>	16,4	26,2	19,3	25,6
<b>Sanierte Bruttofläche</b> (Mill. m <sup>2</sup> ) / Gesamtinvestition**			4,12 (ca. 400 Mm <sup>2</sup> )	3,15 (ca. 800 Mm <sup>2</sup> )

Anm.: BaU (Business as usual).

\* Gebäudekategorien, bei welchen es Nettoeinsparungen gibt (Energiekosteneinsparungen übersteigen die ursprüngliche Investition). Quelle: Dan Staniasek et al. (2015). Die Sanierung des Deutschen Gebäudebestandes, BPIE, TU Wien, Fraunhofer Institut.

\*\* Quelle: Eigene Berechnung des IHS basierend auf Dan Staniasek et al. (2015).

### Weitere energiespezifische Modellannahmen

Zudem sind weitere energiespezifische Annahmen im Modell ausschlaggebend für die Simulationsergebnisse. Im Modell kann das Merit-Order-System (für den Strompreis ist immer das Kraftwerk mit den höchsten Grenzkosten bestimmend) mit seiner inhärenten Diskontinuität nicht exakt abgebildet werden, es wird aber eine Approximation vorgenommen, um die Auswirkung des Gaspreises auf den Strompreis annäherungsweise zu erfassen. Darüber hinaus sind die unterschiedlichen Energieträger imperfekte Substitute und die Kosten aller Energieträger fließen in die Simulationen mit ein. Weiters wird der Stromverbrauch innerhalb der gegebenen Rahmenbedingungen modelliert, eine strukturell steigende Stromnachfrage – u. a. bedingt durch mehr E-Mobilität – wird nicht berücksichtigt. Auch (grüner) Wasserstoff ist im Modell nicht als Energieträger enthalten, demnach ist keine Substitution durch (grünen) Wasserstoff möglich, was vor allem für die Industrie eine große Rolle spielt. Um die Kapazitäten der erneuerbaren Stromtechnologien im Modell zu erweitern, gibt es keine physischen Limitationen. Die Kapazitäten können also durch Kapital erweitert werden, unabhängig davon, ob es beispielsweise genügend Materialien, Flächen oder Arbeitskräfte zur Errichtung gibt.

An dieser Stelle ist es wichtig zu erwähnen, dass es bei der Zuordnung der CO<sub>2</sub>-Emissionen zu den Wirtschaftssektoren gelegentlich zu Unschärfen kommt, da es zwischen den verwendeten Statistiken diverse Unstimmigkeiten gibt. Grundsätzlich sind mit der Luft-

emissionsrechnung (Statistik Austria, 2023d) bzw. auf europäischer Ebene den Air Emission Accounts (Eurostat, 2022) Daten zu sektoralen Luftemissionen nach Schadstoffen bzw. Treibhausgasen und Wirtschaftssektoren verfügbar. Was allerdings fehlt und im Rahmen der Modellierung benötigt wird, ist die Verknüpfung zu den einzelnen Energieträgern (insbes. Kohle, Öl und Gas). Aus diesem Grund wurden auf Basis des Energieeinsatzes nach Energieträgern und energieträgertypischer Emissionsfaktoren<sup>23</sup> sowie der Vorleistungsstruktur des ESK durchschnittliche Emissionen je Euro bezogenem Energieträger (Sektor 05: Kohle; Sektor 19: Mineralölprodukte, Koks; Sektor 35B.2: Gas) geschätzt. Als Datengrundlage dafür diente vor allem die Energiegesamtrechnung (Statistik Austria, 2023a), einige Werte wurden allerdings aus den Energiebilanzen (Statistik Austria, 2022a) ergänzt, da in der EGR keine Intra-Establishment-Verbräuche sekundärer Energieträger, also kein Verbrauch eigenproduzierter Energieträger, dargestellt werden. Die durchschnittlichen Werte für Unternehmen bzw. Haushalte dienen dann als Basis für die Berechnung der nötigen ETS-Zertifikate, da sich gezeigt hat, dass zwar die Summe der so geschätzten Emissionen sehr gut mit den tatsächlich laut Luftemissionsrechnung erfassten Emissionen übereinstimmt, nicht aber die sektorale Verteilung bei einigen Schlüsselsektoren. Das dürfte mehrere Gründe haben: So verwendet die Energiegesamtrechnung das Inländerprinzip (sie erfasst also alle Energieflüsse, die Inländer:innen betreffen, auch wenn sie im Ausland stattfinden), während die Input-Output-Statistik und somit auch das ESK auf dem Inlandsprinzip basiert. Außerdem sind sowohl Emissions- als auch Energieeinsatzdaten nur auf Ebene der Wirtschaftssektoren verfügbar, während die Input-Output-Tabelle Gütersektoren verwendet, weshalb es ebenfalls zu Verschiebungen zwischen Sektoren kommen kann. Aus diesem Grund sind durchschnittliche Emissionswerte je Energieträger insgesamt zuverlässiger als die sektoral differenzierten Werte. Das hat allerdings auch Nachteile, so können Preisunterschiede beim Bezug der Energieträger nicht erfasst werden, und auch die nicht-energetische und somit nicht emissionsrelevante Verwendung von Energieträgern in einigen Sektoren ist dadurch nicht abgebildet, was allerdings nur in wenigen Sektoren (insbesondere der chemischen Industrie) zu Verzerrungen führt. Hier gibt es also noch Verbesserungspotenzial, als Basis für die Analyse sind die Werte aber hinreichend genau.

## 4.4 Arbeitskräftemangel

### 4.4.1 Kontext

Ein aktueller Bericht der Europäischen Investitionsbank (2023, S. 3) zeigt auf Basis von Umfrageergebnissen einen EU-weiten Mangel an entsprechenden Fähigkeiten für die

<sup>23</sup> [https://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/479/publikationen/cc\\_28-2022\\_emissionsfaktoren-brennstoffe\\_bf.pdf](https://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/479/publikationen/cc_28-2022_emissionsfaktoren-brennstoffe_bf.pdf).

Umsetzung der grünen Transition der Wirtschaft. Von den befragten Gemeinden gaben 69 Prozent einen Mangel an Fähigkeiten bei der Bewertung von Umwelt- und Klimafragen als einschränkenden Faktor für Klimainvestitionen an, dahinter folgt eine Knappheit an qualifizierten Personen mit entsprechenden digitalen und technischen Fähigkeiten. 85 Prozent der befragten Unternehmen berichteten von einem generellen Mangel an Fachkräften (European Investment Bank, 2023, S. 68). Dieser Fachkräftemangel im Umweltbereich („green skills shortage“) betrifft aber nicht nur Europa – er ist eine globale Herausforderung, wie die Internationale Arbeitsorganisation ILO (2019) in einem Bericht aufzeigt. Allein in der Photovoltaik-Branche schätzt die ILO (2019, S. 128-130) im Zuge eines Szenarios zur Transition zu einem nachhaltigen Energiesystem bis 2030 die Entstehung von etwa 800.000 neuen Jobs weltweit. Die meisten neuen Arbeitsplätze werden laut dieser Studie im Bauwesen entstehen. Dem stehen vor allem aufgrund der Abkehr von den fossilen Energieträgern aber auch Verluste an Arbeitsplätzen gegenüber. Dennoch ergibt dieses Szenario einen Netto-Zuwachs von rund 18 Millionen Stellen, wobei der größte Anteil der Jobs im mittleren Qualifizierungsniveau und in traditionell von Männern dominierten Branchen zu finden ist. Die Quantifizierung der Beschäftigungseffekte wird unter anderem dadurch erschwert, dass es keine einheitlich von Organisationen und nationalen Regierungen verwendete Definition von „green jobs“ gibt (OECD, 2023). Je nach Definition, Datenbasis, Annahmen und Berechnungsmethode können die errechneten Arbeitsmarktwirkungen der grünen Transition stark voneinander abweichen.

Laut Eurostat ist die Beschäftigung im Sektor „Umweltgüter und -dienstleistungen“ in Österreich zwischen 2008 und 2020 von ca. 163.000 auf rund 188.000 Arbeitsplätze gestiegen. Ein Großteil dieser Jobs wird für 2020 im Verarbeitenden Gewerbe (über 50.000), in der Land- und Forstwirtschaft (45.000) und im Baugewerbe (30.000) verortet. Die Energieversorgung folgt erst an achter Stelle mit etwa 4.500 Arbeitsplätzen in Österreich.

Wie viele neue Arbeitsplätze im Zuge der grünen Transition – oder enger gefasst der Energiewende – entstehen (werden), ist dabei schwer quantifizierbar. Die Berechnungen einer IHS-Studie von Lappöhn et al. (2022) ergaben beispielsweise für die Umsetzung des Ausbaus der erneuerbaren Energieträger im Rahmen des Erneuerbaren-Ausbau-Gesetzes (EAG) zwischen 2021 und 2032 kumulierte Netto-Beschäftigungseffekte in Österreich von rund 132.000 Vollzeitäquivalenten (VZÄ) für die zu tätigen Investitionen und etwa 66.000 VZÄ für den Betrieb der neuen Anlagen in ebenjenem Zeitraum, wobei die Netto-Betrachtung die Differenz zu einem fiktiven Ausbauszenario ohne EAG-Förderung berücksichtigt. Es konnte aber nicht zwischen bereits in den betroffenen Branchen bestehenden und neu geschaffenen Arbeitsplätzen unterschieden werden. Dass auch in Österreich ein Arbeitskräftemangel für die zeitgerechte Umsetzung der Energiewende

besteht, legen unter anderem zwei weitere IHS-Studien zum Photovoltaik-Ausbau in Wien (Kimmich, et al., 2022) und zum Photovoltaik- und Windkraftausbau in Niederösterreich (Kimmich, et al., 2023) nahe. Neben quantitativen Belegen zeigen auch die qualitativen Ergebnisse der Studien, dass der Arbeitskräftemangel schon jetzt von den umsetzenden österreichischen Unternehmen wahrgenommen wird. Die Studien zeigen die Vielschichtigkeit der Frage nach einer Schließung dieser Lücke auf – von der Attraktivierung der Arbeitsfelder mithilfe höherer Gehälter<sup>24</sup> und besserer Arbeitsbedingungen, über Aufklärung und Bewusstseinsbildung auf allen Ebenen bis hin zur Image-Aufwertung der Lehre.

Letztere Maßnahme ist wichtig, da laut der Studien (Kimmich et al., 2022, 2023; Lappöhn et al. 2022) Fachkräfte mit technischem Lehrabschluss – speziell die Berufe Elektrotechnik, Elektronik, Elektrik, Elektroinstallation, Dachdecker:in und Installations- und Gebäudetechnik – im Zusammenhang mit dem Ausbau erneuerbarer Energien besonders nachgefragt sind. Konkret in der Lehrberufsgruppe „Elektrotechnik/Elektronik“ bestehen Potenziale unter den Frauen und Migrant:innen, um zusätzliche Fachkräfte zu gewinnen. Gezielte Maßnahmen seitens der Politik und der Entscheidungsträger:innen sind hier benötigt, siehe Angleitner et al. (2023).

#### 4.4.2 Szenario-Annahmen

Bei der Energiewende liegt der Fokus auf dem Stromsektor, da hier eine genauere Modellierung auf Grundlage des integrierten ESK 2.0 möglich ist. Für das Modell ATMOD sind besonders Fragen dienlich, die bei der Abschätzung von *Elastizitäten* des Angebots und der Nachfrage nach Arbeitskräften helfen. Dabei ist in erster Linie relevant, wie schnell Arbeitskräfte zur Verfügung stehen und zwischen den Sektoren wechseln können. Insgesamt lässt sich zusammenfassen, dass eine Annäherung an das Thema des Arbeitskräftemangels, bzw. im engeren Sinne des Fachkräftemangels, vor allem einen qualitativen Zugang erfordert. Die Teilnehmenden des im Rahmen des Projekts organisierten Expert:innen-Workshops empfanden es aufgrund der Vielschichtigkeit des Themas als schwierig, ihre Einschätzungen in konkrete Zahlen zu gießen.

Für die Modellierung des Arbeitskräfteangebots und der Arbeitskräftenachfrage sind die Annahmen zu den Elastizitäten dieser Variablen wichtig. Die Elastizität des Arbeitskräfteangebots misst die Veränderung des Arbeitsangebots auf Änderungen des Lohnsatzes bzw. aufgrund fiskalpolitischer Maßnahmen. Die Frisch-Elastizität<sup>25</sup> des Arbeitsangebots wird im Bereich von 0,27 bis 0,53 (0,4 im Durchschnitt) geschätzt (Whalen & Reichling,

<sup>24</sup> Im gesamten Sektor der Energieversorgung sind Löhne höher als in anderen Sektoren (Statistik Austria, 2022g). Allerdings sollten Unterschiede in den Gruppen von Beschäftigten berücksichtigt werden.

<sup>25</sup> Sie misst die Arbeitsbereitschaft bei Lohnänderung – die Bereitschaft der Arbeitskräfte – Arbeit und Konsum in unterschiedlichen Perioden zu substituieren, abhängig von Änderungen des Lohnsatzes (z. B. des Netto-Lohnsatzes aufgrund fiskalpolitischer Maßnahmen).

2017). Diese Elastizität kann je nach sozio-ökonomischen Charakteristiken wie Geschlecht, Alter und Ausbildung unterschiedlich ausfallen, siehe Elminejad et al. (2023) und Whalen & Reichling (2017). Die Arbeitsangebotselastizität (in Bezug auf beide Aspekte, die eingesetzten Arbeitskräfte und die geleisteten Arbeitsstunden) wird analog zur neukeynesianischen Literatur im DSGE-Modell ATMOD (Molnarova & Reiter, 2022) mit einem Wert von 0,5 angenommen. Die Elastizität der Arbeitsnachfrage misst die Veränderung der Nachfrage bei Änderungen der Lohnsätze. Die durchschnittliche Elastizität wird auf -0,43 geschätzt (Popp, 2023), wobei auch hier Unterschiede gemäß den Charakteristiken der Beschäftigten, wie dem Kompetenzniveau, ermittelt wurden. Zudem können Berufsunterschiede in Bezug auf die Lohnelastizität festgestellt werden (Mühlböck, Titelbach, Brunner, & Vogtenhuber, 2023, S. 24f.). Wenn die Lohnelastizität hoch ist, können selbst geringe Veränderungen der Löhne große Änderungen in der sektoralen Zusammensetzung des Arbeitsangebots bewirken.

Darüber hinaus kann eine Reihe von Indikatoren zur Ermittlung der berufsspezifischen Substitutionspotenziale bzw. der Mobilität der Arbeitskräfte zwischen Berufen herangezogen werden, siehe Mühlböck et al. (2023, S. 27ff.):

- Die berufsfachliche Mobilität wird durch den Anteil an Beschäftigten mit berufsspezifischem Abschluss an allen Beschäftigten in diesem Beruf gemessen. Dabei ist zwischen „reglementierten“ Berufen<sup>26</sup>, die für die Ausübung des Berufs einen speziellen formalen berufsspezifischen Abschluss erfordern, und Berufen, in denen auch „berufsfremde“ Personen mit anderen berufsfachlichen Qualifikationen beschäftigt sein können, zu unterscheiden. Zu berücksichtigen ist, dass diese „berufsfremden“ Personen eine bestimmte Zeit für Einarbeitung und Weiterbildung benötigen.
- Eine hohe Arbeitskräftefluktuation in einem Beruf kann ein Hinweis darauf sein, dass Unternehmen infolge von Fachkräfteengpässen Mitarbeiter:innen aus anderen Unternehmen abwerben (saisonale Auslastungen sollen berücksichtigt werden).

Für die Abschätzung der ökonomischen Effekte in der vorliegenden Studie mittels des DSGE-Modells ATMOD werden drei Szenarien im Zeithorizont 2019 bis 2040 betrachtet. Zwischen den Szenarien – Basis-, optimistisches und pessimistisches Szenario – werden nur die Elastizitäten des sektoralen Arbeitsangebots variiert. Diese Elastizität misst die Änderung des sektorspezifischen Arbeitsangebots in Abhängigkeit von Änderungen der Löhne in den unterschiedlichen Wirtschaftssektoren. Somit wird ermittelt, welche Auswirkungen ein flexibler Wechsel der Arbeitskräfte / des Arbeitseinsatzes zwischen den

---

<sup>26</sup> Reglementierte Berufe der EU/EWR-Länder: <https://ec.europa.eu/growth/tools-databases/regprof/professions/bycountry>.

Sektoren aufgrund der sektorspezifischen Lohnsätze hervorrufen kann. Folgende Annahmen in Bezug auf Arbeitsangebot und -nachfrage bleiben in den drei Szenarien unverändert (Molnarova & Reiter, 2022):

- Die Elastizität des Arbeitsangebots insgesamt bei einer Veränderung des Lohnsatzes richtet sich nach der Frisch-Elastizität und wird mit einem Wert von 0,5 eingesetzt. Es wird angenommen, dass die Elastizität des Arbeitskräfteangebots langfristig (bis 2040) konstant bleibt.
- Die Elastizität der Produktionsfaktoren wurde im Kapitel 2.2 beschrieben.
- Die definierten Elastizitäten bleiben konstant – es wurde keine Unterscheidung nach kurz- und langfristigen Elastizitäten angenommen.

In den drei Szenarien werden die Elastizitäten des Arbeitsangebots nach Wirtschaftssektoren abhängig von den sektoralen Löhnen variiert (siehe Tabelle 2):

- *Benchmark-Szenario*: Die Elastizität des Arbeitsangebots nach Wirtschaftssektoren wird mit einem Wert von 2 angenommen (siehe dazu Molnarova & Reiter (2022)).
- *Optimistisches Szenario*: Hier wurde eine höhere Elastizität des Arbeitsangebots nach Wirtschaftssektoren – abhängig vom relativen Niveau der sektoralen Löhne – mit einem Wert von 5 angenommen. Das bedeutet, dass das Arbeitsangebot stärker auf Änderungen der sektoralen Löhne reagiert.
- *Pessimistisches Szenario*: Hier wurde eine niedrigere Elastizität des Arbeitsangebots nach Wirtschaftssektoren mit einem Wert von 0,5 angenommen. Hier wurde der Frage nachgegangen, ob eine sehr niedrige lohnabhängige Elastizität des Arbeitsangebots nach Sektoren die Umverteilung der Arbeitskräfte / des Arbeitseinsatzes zwischen unterschiedlichen Bereichen erschweren kann.

**Tabelle 2: Parameter der Szenarien-Berechnung in Bezug auf Arbeitskräfte**

Szenario	Substitutionselastizität des Arbeitsangebots nach Sektoren	Elastizität des Arbeitsangebots, insgesamt
<b>Benchmark-Szenario (Molnarova &amp; Reiter, 2022)</b>	2,0	0,5
<b>Optimistische Szenario: Elastisches Arbeitsangebot</b>	5,0	0,5
<b>Pessimistisches Szenario: Unelastisches Arbeitsangebot</b>	0,5	0,5

Quelle: IHS.

## 5 Ergebnisse der Modellsimulationen

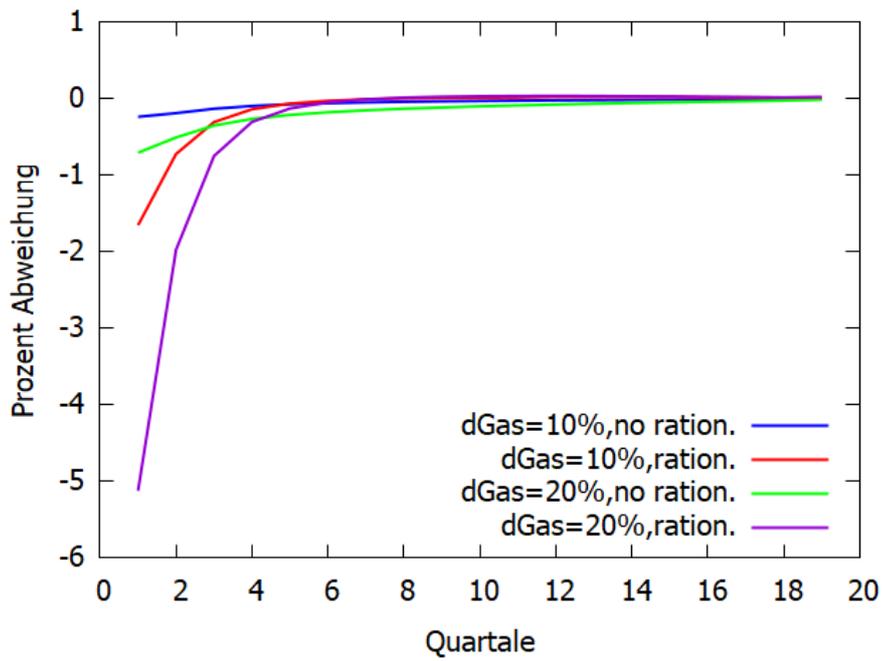
Die Ergebnisse der Modellsimulationen sollten vor dem Hintergrund betrachtet werden, dass das DSGE-Modell ATMOD laufend angepasst und verbessert wird und die Schätzungen erstmalige Ergebnisse einer Anwendung von ATMOD mit integriertem ESK 2.0 darstellen. Vor der Ergebnisdarstellung in den darauffolgenden Abschnitten erläutert Abschnitt 5.4 daher eine Reihe an Besonderheiten und Limitationen, die mit den Modellsimulationen einhergehen.

### 5.1 Energielenkung

In den folgenden Abbildungen zu den gesamtwirtschaftlichen Folgen einer Gasrationierung sind jeweils die folgenden Linien dargestellt: (a) Eine Einschränkung der Gasverfügbarkeit um 10 Prozent ohne eine Rationierung in einzelnen Wirtschaftsbereichen („dGas=10%, no ration.“), (b) Eine Einschränkung der Gasverfügbarkeit um 10 Prozent mit Rationierung wie in Abschnitt 4.1.2 beschrieben („dGas=10%, ration.“), (c) Eine Einschränkung der Gasverfügbarkeit um 20 Prozent ohne eine Rationierung in einzelnen Wirtschaftsbereichen („dGas=20%, no ration.“), (d) Eine Einschränkung der Gasverfügbarkeit um 20 Prozent mit Rationierung („dGas=20%, ration.“).

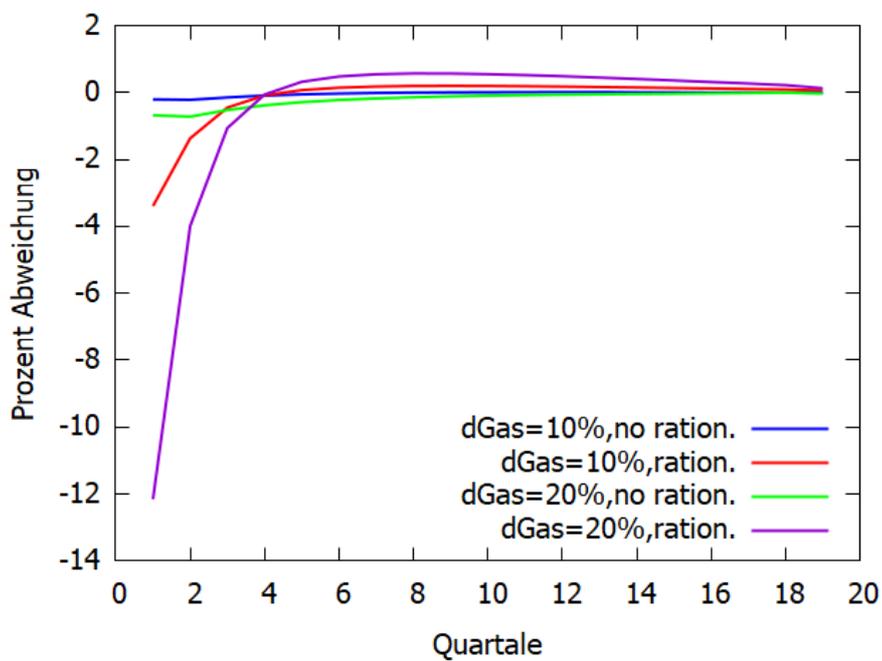
In den Fällen, in denen die insgesamt verfügbare Menge an Erdgas sinkt und der Staat nicht lenkend eingreift, erfolgt die Allokation über den Preismechanismus. In diesen Fällen sind die Einbußen beim realen Bruttoinlandsprodukt (BIP) am geringsten und erreichen selbst bei einer Einschränkung der Gasmenge um 20 Prozent weniger als 1 Prozent der Wirtschaftsleistung (Abbildung 12). Dagegen ist der stärkste BIP-Rückgang bei einer Reduktion der Gasmenge um 20 Prozent und einer Rationierung in bestimmten Wirtschaftszweigen mit rund 5 Prozent im ersten Quartal zu erwarten. Da die Gasmangellage annahmegemäß rasch überwunden wird, ist auch der Einbruch der Wirtschaftsleistung nur kurzlebig. Die Bruttoanlageinvestitionen sinken etwa doppelt so stark wie das BIP insgesamt (Abbildung 13). Vor allem im Szenario einer Verringerung der Gasverfügbarkeit um 20 Prozent und einer staatlichen Energielenkung ist der Rückgang mit 12 Prozent im ersten Quartal drastisch.

**Abbildung 12: BIP (real) im Energielenkungsszenario**



Quelle: IHS.

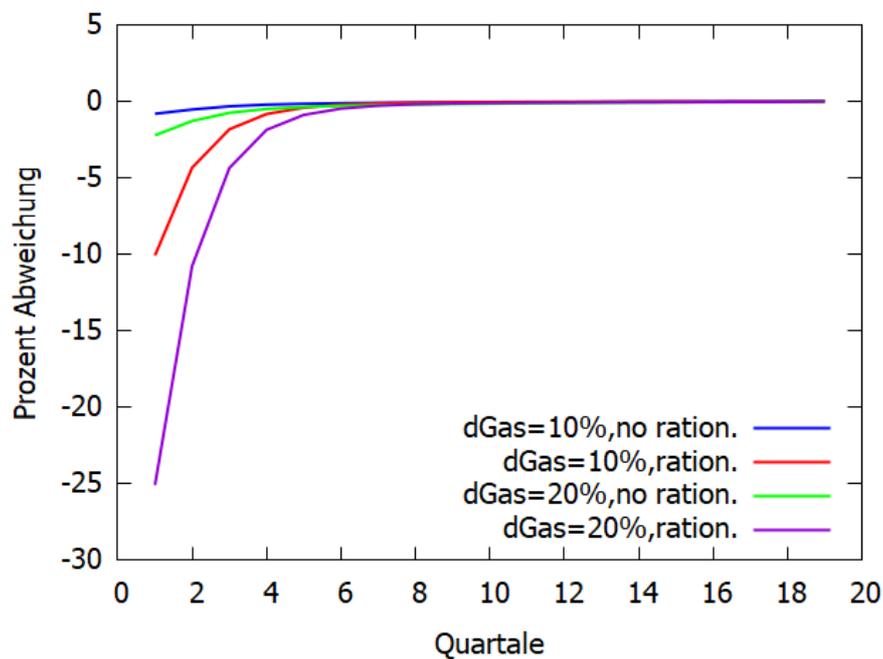
**Abbildung 13: Bruttoanlageinvestitionen (real) im Energielenkungsszenario**



Quelle: IHS.

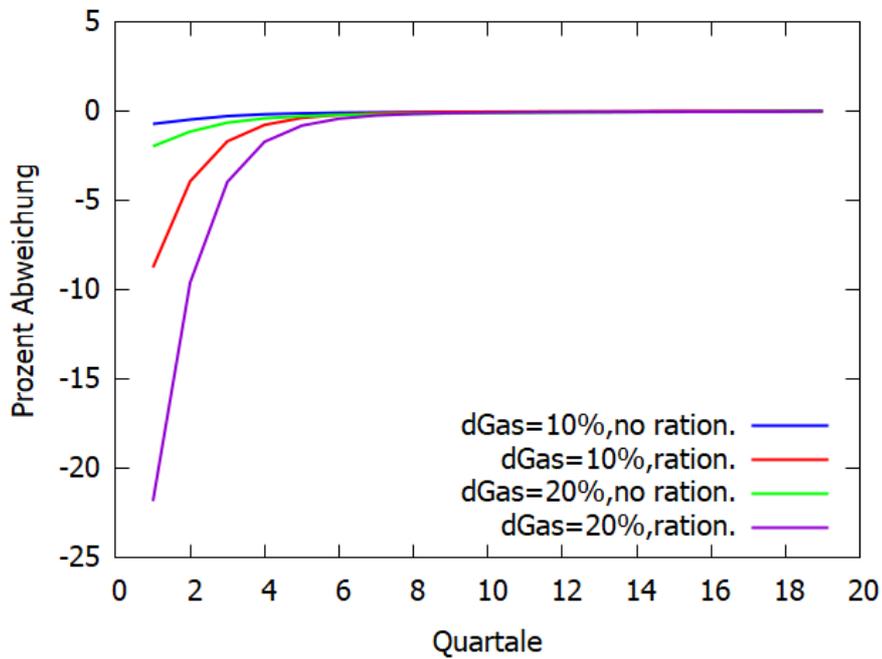
Die Auswirkungen auf die Wirtschaftsbereiche sind heterogen. Einige sind unmittelbar durch die Rationierung stark betroffen, etwa die Papierindustrie (Abbildung 14) und die Chemieindustrie (Abbildung 15). Andere Wirtschaftsbereiche werden mittelbar über die Vorleistungsverflechtung oder – vor allem die konsumnahen Wirtschaftsbereiche – über die negativen Auswirkungen auf den privaten Konsum in Mitleidenschaft gezogen. Letzteres betrifft beispielsweise den Bereich Beherbergung und Gastronomie (Abbildung 16).

**Abbildung 14: Produktion in der Papierindustrie im Energielenkungsszenario**



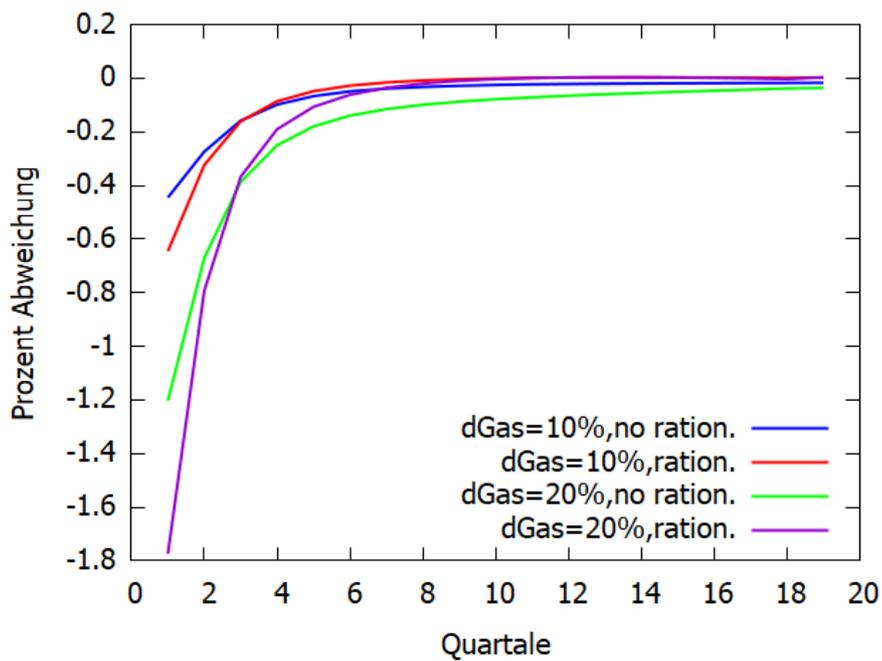
Quelle: IHS.

**Abbildung 15: Produktion in der Chemieindustrie im Energielenkungsszenario**

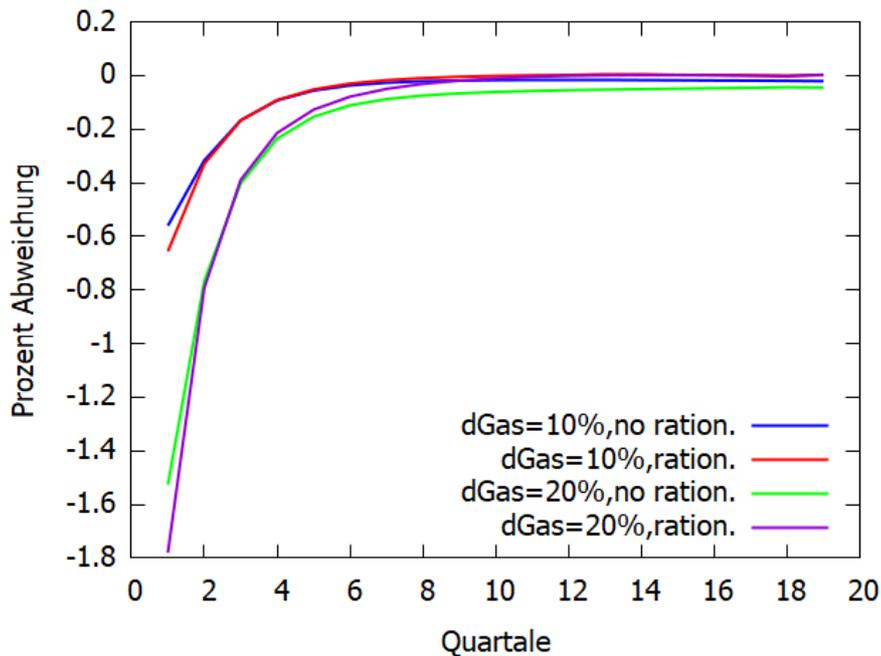


Quelle: IHS.

**Abbildung 16: Produktion im Bereich Beherbergung und Gastronomie im Energielenkungsszenario**

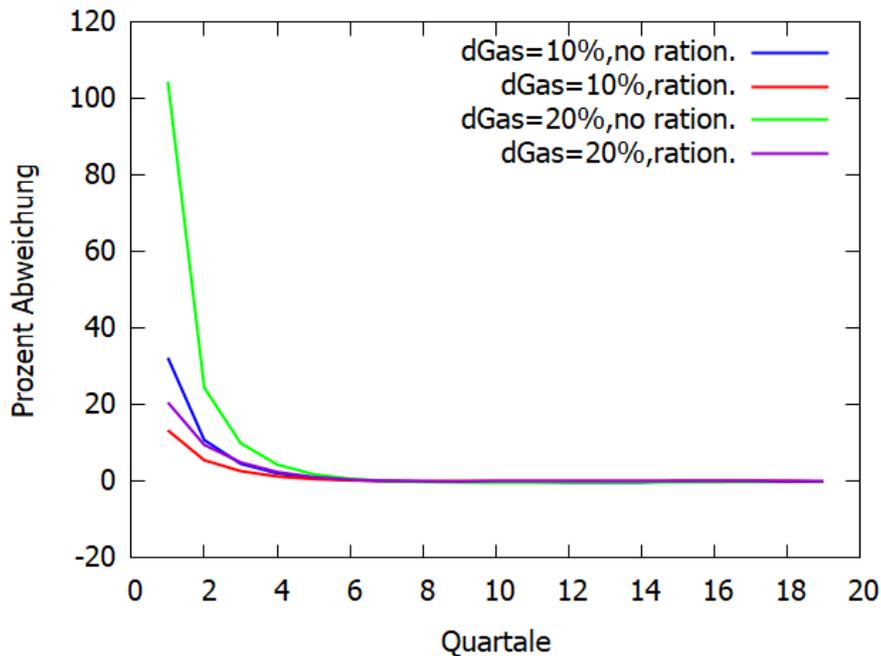


Quelle: IHS.

**Abbildung 17: Privater Konsum (real) im Energielenkungsszenario**

Quelle: IHS.

Der Rückgang der Produktion im Bereich Beherbergung und Gastronomie ist nahezu identisch mit der Auswirkung auf den privaten Konsum (Abbildung 17). Der Konsum sinkt zwar, wenn insgesamt in der Volkswirtschaft weniger Erdgas verfügbar ist, aber der Rückgang wird durch die staatliche Rationierung geglättet, weil durch die Angebotsverringerung für die energieintensive Industrie mehr für die Haushalte übrigbleibt. Die Rationierung führt mithin dazu, dass der Gaspreisanstieg für die privaten Haushalte, der sich bei einer reinen Marktlösung einstellen würde, stark verringert wird (Abbildung 18). So würde sich gemäß der Simulationsergebnisse im ersten Quartal bei einer Verringerung der Gasverfügbarkeit um 20 Prozent ohne staatlichen Eingriff der Haushaltspreis verdoppeln, während der Anstieg durch die Rationierung auf 20 Prozent begrenzt wird. Durch die Rationierung werden also die privaten Haushalte von den unmittelbaren Auswirkungen einer geringeren Gasverfügbarkeit abgeschirmt, was aber zu einem stärkeren Rückgang der Wirtschaftsleistung führt, weil gerade für die Wirtschaftszweige, die viel Gas verbrauchen, die Menge eingeschränkt wird, sodass diese ihre Produktion stark drosseln müssen, was über die Vorleistungsverflechtungen auch die anderen Wirtschaftszweige betrifft.

**Abbildung 18: Haushaltsgaspreis im Energielenkungsszenario**

Quelle: IHS.

In der Realität wären die gesamtwirtschaftlichen Auswirkungen wohl geringer, als es in den Modellsimulationen zum Ausdruck kommt, denn staatliche Transfers etwa für Kurzarbeit wurden nicht berücksichtigt. Die Simulationen bestätigen die Vorgaben im Energielenkungsgesetz und in der Energielenkungsverordnung, dass eine Energielenkung nur eine Ultima Ratio sein darf, etwa aus Gründen der Netzsicherheit oder um die Versorgung der Haushalte und der kritischen Infrastruktur technisch zu garantieren. Solange im Prinzip die normale Gasverteilung funktioniert, belegen die Modellsimulationen, dass die volkswirtschaftlichen Kosten einer Rationierung sehr hoch sind. Eine Rationierung macht eigentlich nur Sinn, wenn sie die Großverbraucher betrifft. Gerade diese Sektoren, die sehr viel Gas verbrauchen, haben aber auch Schwierigkeiten, es zu substituieren. Darüber hinaus muss bei einer Energielenkung mitbedacht werden, dass bestimmte Haushaltsgruppen trotz der Begrenzung des Anstiegs des Haushaltsgaspreises stark betroffen wären, sodass Ausgleichsmaßnahmen mitgeplant werden müssten.

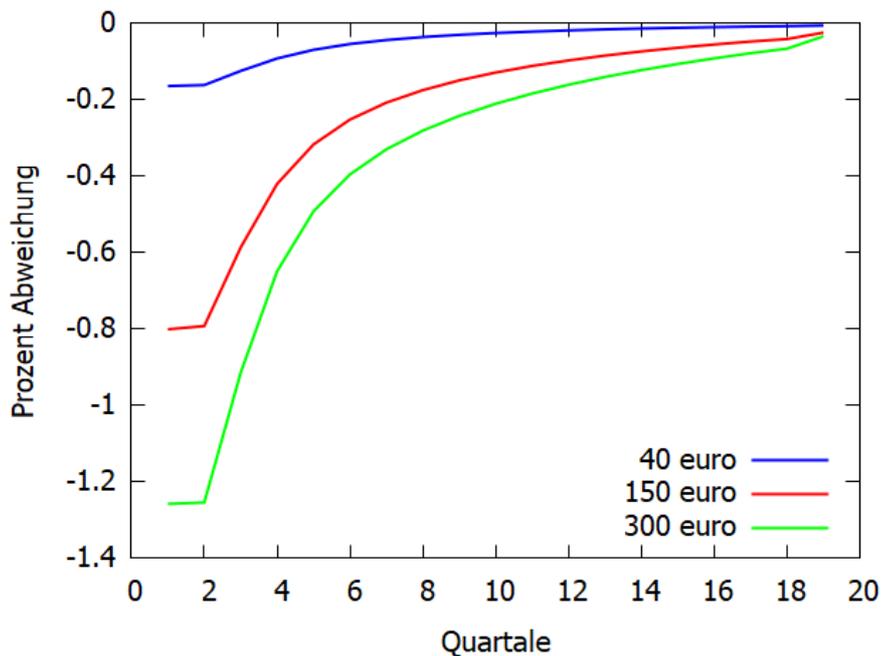
## 5.2 Gaspreisschock

In diesem Abschnitt werden die Ergebnisse der Modellsimulationen der Gaspreisschocks dargestellt. Da die Modellkalibrierung auf den Daten zur Volkswirtschaftlichen Gesamtrechnung und auf den Input-Output-Tabellen des Jahres 2019 beruht, also vor der Coronakrise und den Energiepreisschocks, ist in den Abbildungen auch der Preis von

40 Euro je MWh bereits als Abweichung von der Basislösung dargestellt. Im Jahr 2019 kostete eine MWh Gas rund 25 Euro, sodass der aktuelle Marktpreis von rund 40 Euro bereits eine positive Abweichung darstellt. Die Interpretation der Ergebnisse beschränkt sich daher auf die beiden Hochpreisszenarien von 300 bzw. 150 Euro je MWh im ersten Quartal. Der Schock wird im zweiten Quartal der Simulationsperiode auf 50 Prozent abgeschmolzen, und im dritten Quartal wird bereits der Basispreis unterstellt.

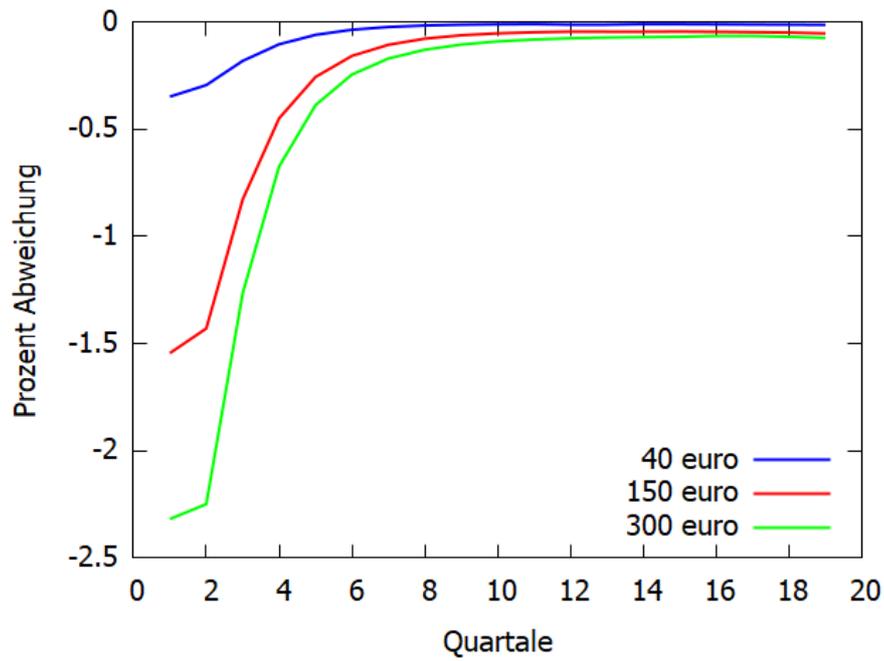
Bei einem Gaspreis von 300 Euro je MWh sinkt das reale Bruttoinlandsprodukt unmittelbar um 1 ¼ Prozent (Abbildung 19). Bei einem Preis von 150 Euro je MWh beträgt der Rückgang 0,8 Prozent. Obwohl der Schock nur zwei Quartale anhält, dauert es mehr als vier Jahre, bis der Schock vollständig verarbeitet wurde, wobei die negativen Auswirkungen bereits nach dem Ende des Schocks sehr klein werden. Die Auswirkungen auf den privaten Konsum sind unmittelbar rund doppelt so stark wie auf das BIP, aber sie klingen wesentlich schneller ab (Abbildung 20). Der Rückgang der Investitionen liegt sowohl hinsichtlich der Stärke als auch der Persistenz zwischen den Wirkungen auf das BIP und den privaten Konsum (Abbildung 21).

**Abbildung 19: BIP (real) im Gaspreisschockszenario**



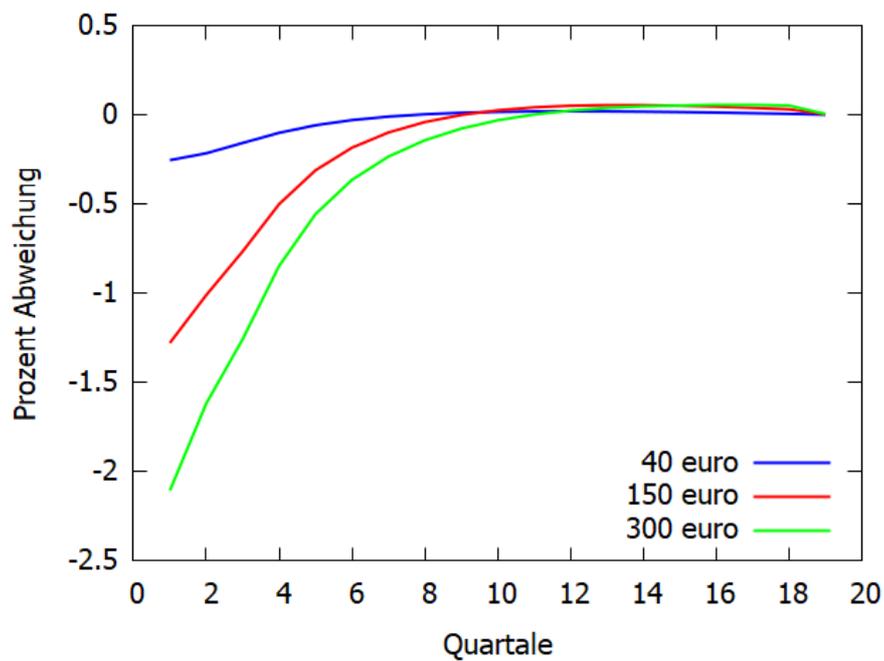
Quelle: IHS.

**Abbildung 20: Privater Konsum (real) im Gaspreisschockszenario**



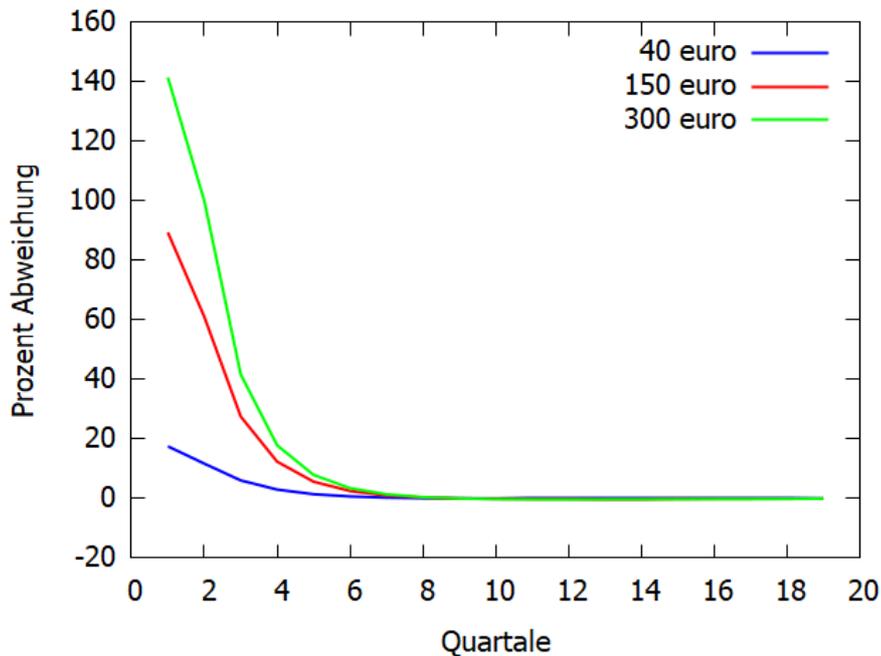
Quelle: IHS.

**Abbildung 21: Bruttoanlageinvestitionen (real) im Gaspreisschockszenario**



Quelle: IHS.

**Abbildung 22: Haushaltsgaspreis im Gaspreisschockszenario**



Quelle: IHS.

Da in Österreich die Haushaltsenergiepreise nur teilweise und mit Verzögerungen den Marktpreisen für die Energieträger folgen, steigt der Gaspreis, den die privaten Haushalte zahlen müssen, in weitaus geringerem Ausmaß als der Marktpreis (Abbildung 22). So entspricht der Preis von 300 Euro je MWh im Vergleich zum Marktpreis von 25 Euro, der im Jahr 2019 herrschte, einer Verzwölfachung und der Preis von 150 Euro immerhin einer Versechsfachung. Der Haushaltsgaspreis erhöht sich aber „nur“ um 140 Prozent bzw. rund 90 Prozent. Auch in diesem Fall würden aber wohl, wie bei einer Energielenkung, staatliche Transfers oder Preisbremsen beschlossen, wie dies im Jahr 2023 der Fall war, um die privaten Haushalte noch stärker von den Preisspitzen abzusichern.

Im Vergleich mit dem Rückgang des Produktionsindex in den energieintensiven Industrien (Abbildung 7 und Abbildung 8 in Abschnitt 4.2.1) fällt die Reduktion des BIP in den Modellsimulationen moderat aus. Dies lässt sich zum einen damit erklären, dass hier die Gesamtwirtschaft und nicht nur die energieintensiven Wirtschaftszweige betrachtet werden, und zum anderen wurden hier sehr kurzlebige Preisschocks betrachtet, während der Gaspreis tatsächlich schon seit längerer Zeit höher ist als vor der Krise, wenngleich die Preiserhöhung wesentlich geringer ausfiel.

## 5.3 CO<sub>2</sub>-Preis für alle Sektoren

In diesem Kapitel gehen wir von den in Abschnitt 4.3 beschriebenen ETS-Szenarien aus, die auf Emissionsbudgets basierende CO<sub>2</sub>-Preispfade für alle Sektoren vorsehen. Es sind dies:

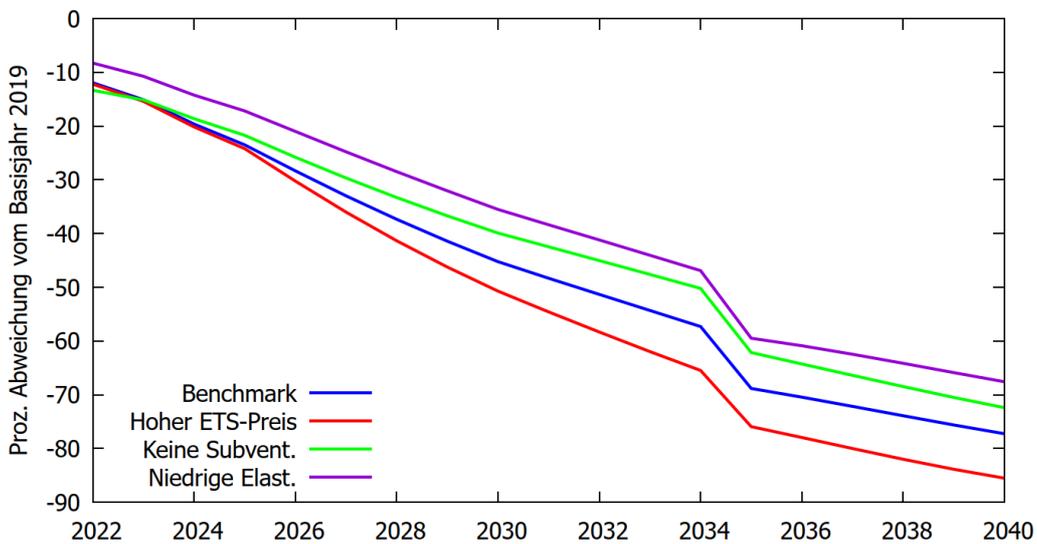
- **Hoher ETS-Preis:** Hochpreisszenario, in dem die ETS-Preise um 11,3 Prozent pro Jahr wachsen, sodass das Emissionskontingent bis 2040 genau erschöpft wird
- **Benchmark-Szenario:** Szenario mit einem niedrigeren Preispfad (8 Prozent Wachstum pro Jahr)
- **Niedrige Elastizität:** Szenario mit reduzierten Möglichkeiten, Gas durch Elektrizität zu ersetzen, und Energie durch Kapital zu ersetzen
- **Keine Subventionen:** die ETS-Einnahmen werden nicht zur Förderung der Transition verwendet, sondern an die Haushalte ausgeschüttet (ähnlich wie der Klimabonus)

Alle Ergebnisse basieren auf realen Preisen, die Darstellung erfolgt sofern nicht anders angegeben relativ zum Basisjahr 2019.

### 5.3.1 Nettoemissionen

Basierend auf diesen Preispfaden ergibt sich die in Abbildung 23 dargestellte Entwicklung der Netto-CO<sub>2</sub>-Emissionen. In keinem Szenario wird dabei das Ziel der Klimaneutralität 2040 vollständig erreicht. Das ist allerdings auch nicht verwunderlich, denn der Fokus der Analyse liegt auf den Effekten der Preissignale (ETS-Preise) sowie der Verwendung der daraus erzielten Einnahmen (Subventionen). Für eine vollständige Dekarbonisierung bestimmter Sektoren sind darüber hinaus wahrscheinlich regulatorische Eingriffe und/oder transformativer technischer Fortschritt notwendig. Beispiele dafür sind verschiedene Prozesse in der Metallerzeugung oder chemischen Industrie, die auf Wasserstoff als neuem Energieträger angewiesen sind, oder die Verwendung von nachhaltigen Treibstoffen im Luftverkehr, die im Modell bislang nicht enthalten sind.

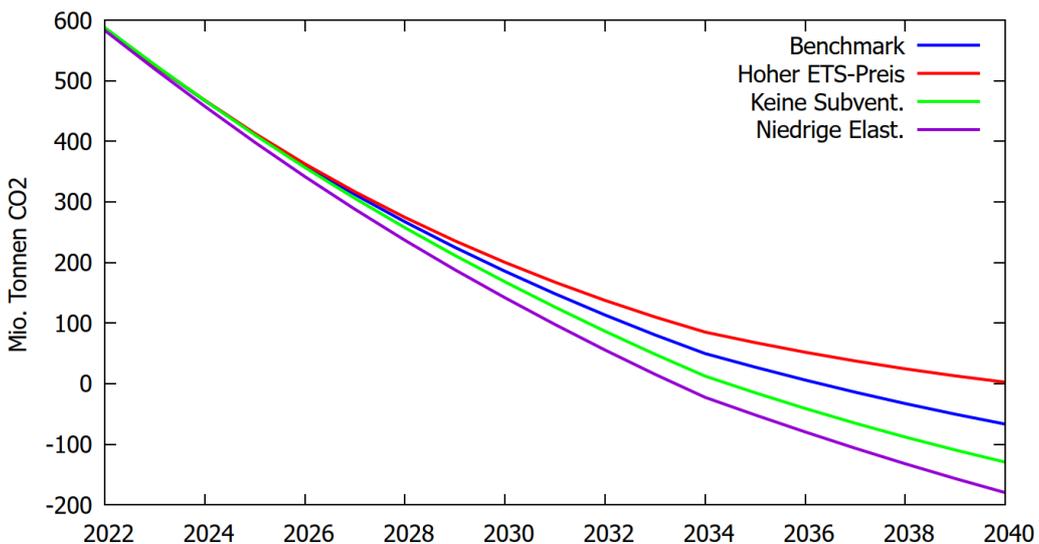
**Abbildung 23: Netto-CO<sub>2</sub>-Emissionen nach ETS-Szenarien**



Quelle: IHS.

Dennoch zeigt sich im Benchmark-Szenario bis 2040 eine weitgehende Reduktion der Nettoemissionen bis 2040 um etwa 80 Prozent gegenüber dem Basisjahr 2019. Der markante Knick in den Verläufen ergibt sich durch die Verwendung von CCS ab 2035. Im Hochpreisszenario beläuft sich die Reduktion der Nettoemissionen bis 2040 auf etwa 85 Prozent, unter ungünstigeren Rahmenbedingungen (keine Subventionen bzw. niedrigere Elastizitäten) sind die Effekte etwas geringer als im Benchmark-Szenario.

**Abbildung 24: Verbleibende CO<sub>2</sub>-Emissionsbudgets in den ETS-Szenarien**



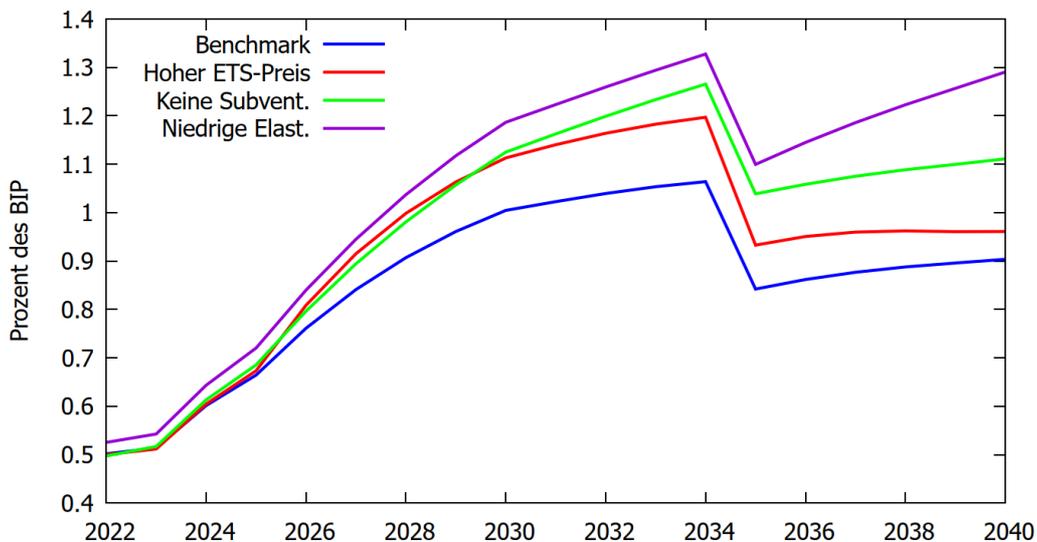
Quelle: IHS.

Annahmegemäß wird im Hochpreisszenario das CO<sub>2</sub>-Budget bis 2040 aufgebraucht. In allen anderen Szenarien wird das verbleibende CO<sub>2</sub>-Budget bereits früher verbraucht und das Emissionsziel somit verfehlt.

### 5.3.2 ETS-Einnahmen

Die aus den ETS-Systemen erzielten Einnahmen sind in Abbildung 25 dargestellt. In allen Szenarien steigen die ETS-Einnahmen bis etwa 2034 an, im Benchmark-Szenario bis auf mehr als ein Prozent des Bruttoinlandsprodukts. Erst mit der Verfügbarkeit von CCS fallen sie um etwa 0,2 Prozentpunkte ab, da nun die Zertifikate durch CCS-Kosten ersetzt werden. Interessanterweise führen alle Alternativszenarien zu höheren ETS-Einnahmen als das Benchmark-Szenario, im Hochpreisszenario ist das durch höhere ETS-Preise begründet, in den anderen (keine Subventionen, niedrige Elastizität) dagegen durch die langsamere Dekarbonisierung.

**Abbildung 25: ETS-Einnahmen in den ETS-Szenarien**



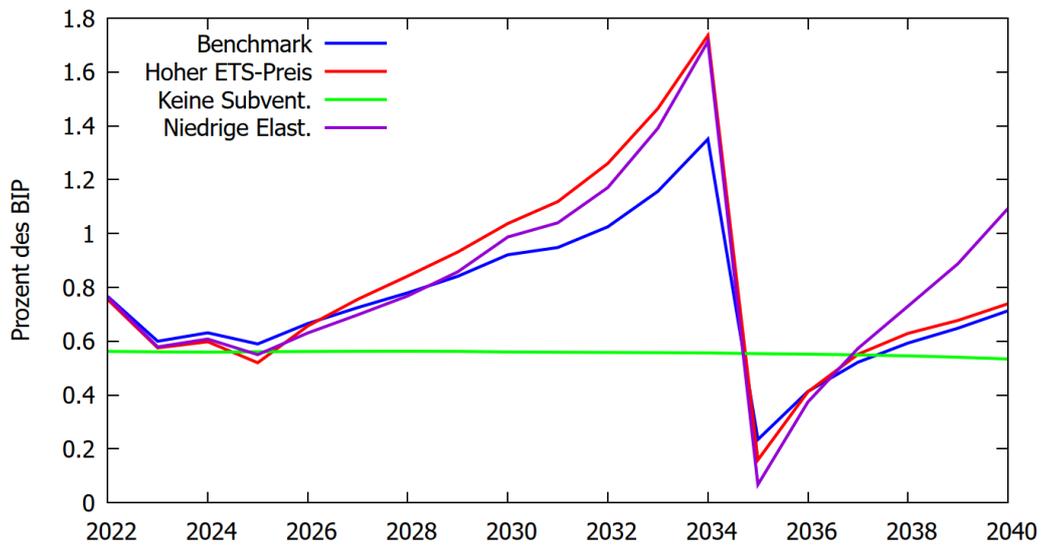
Quelle: IHS.

### 5.3.3 ETS-Mittelverwendung für Investitionen

Die Einnahmen aus den ETS-Zertifikaten werden in allen Szenarien außer dem „keine Subventionen“-Szenario (grün) dazu verwendet, Investitionen in grüne Technologien zu fördern. Dadurch kommt es zu einer deutlichen Zunahme der Investitionen in thermische Sanierung (Abbildung 26), erneuerbare Heizungssysteme (Abbildung 27) und erneuerbare Stromproduktion (Abbildung 28). Im Benchmark-Szenario steigen sie bis 2034 auf aggregiert rund 2,9 Prozent des BIP, im Hochpreisszenario sogar auf 3,7 Prozent. Ohne entsprechende Förderungen bleiben die Investitionen dagegen auf einem deutlich niedrigeren Niveau. Der massive Rückgang 2035 ist dadurch begründet, dass CCS zu

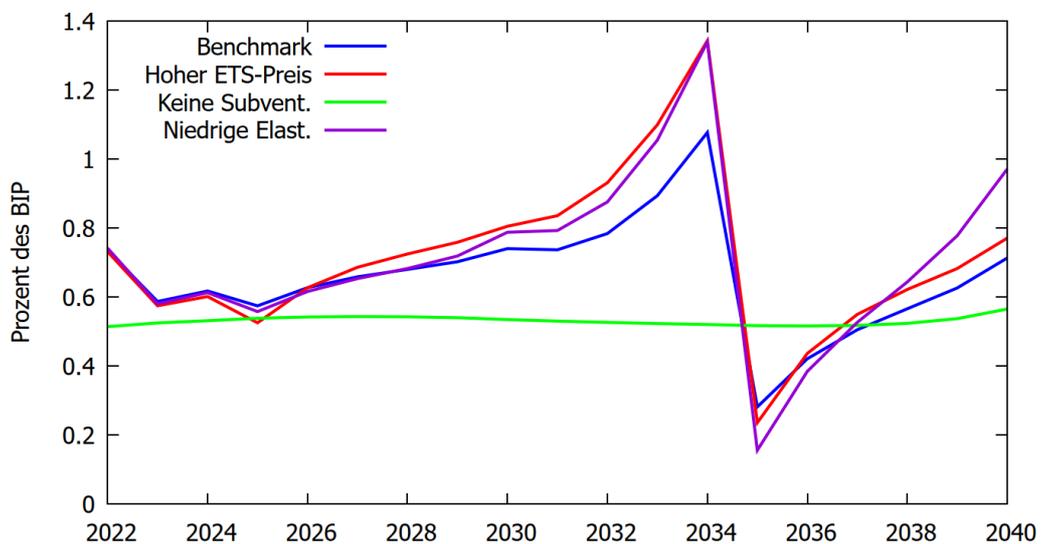
einem Rückgang der ETS-Einnahmen führt, was wiederum die Höhe der Förderungen, die zur Verfügung stehen, deutlich reduziert. Dadurch sinkt die Wirtschaftlichkeit von Investitionen zur Dekarbonisierung und es wird stattdessen wieder verstärkt in andere Bereiche investiert.

**Abbildung 26: Investitionen in thermische Sanierung in den ETS-Szenarien**

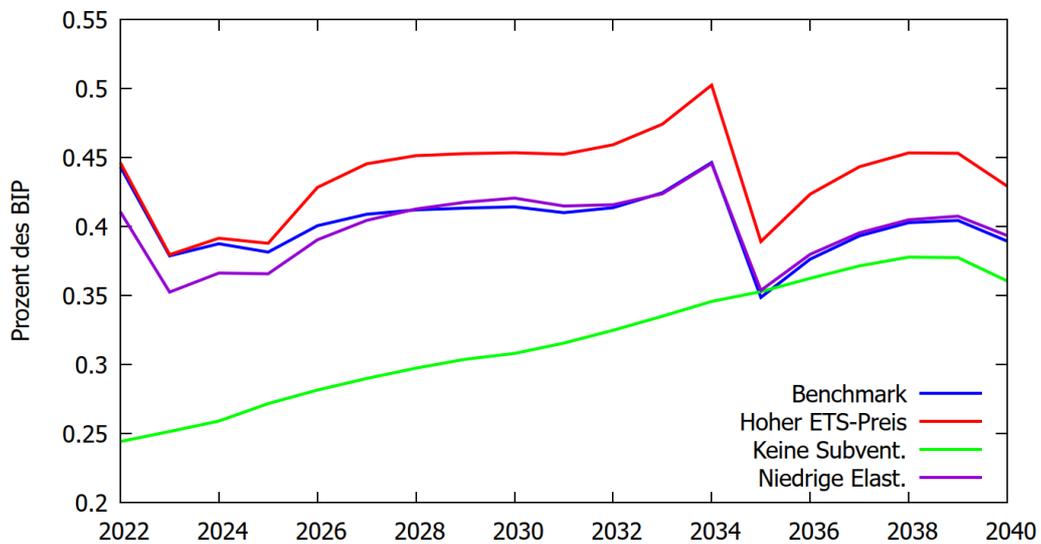


Quelle: IHS.

**Abbildung 27: Investitionen in erneuerbare Heizungssysteme in den ETS-Szenarien**



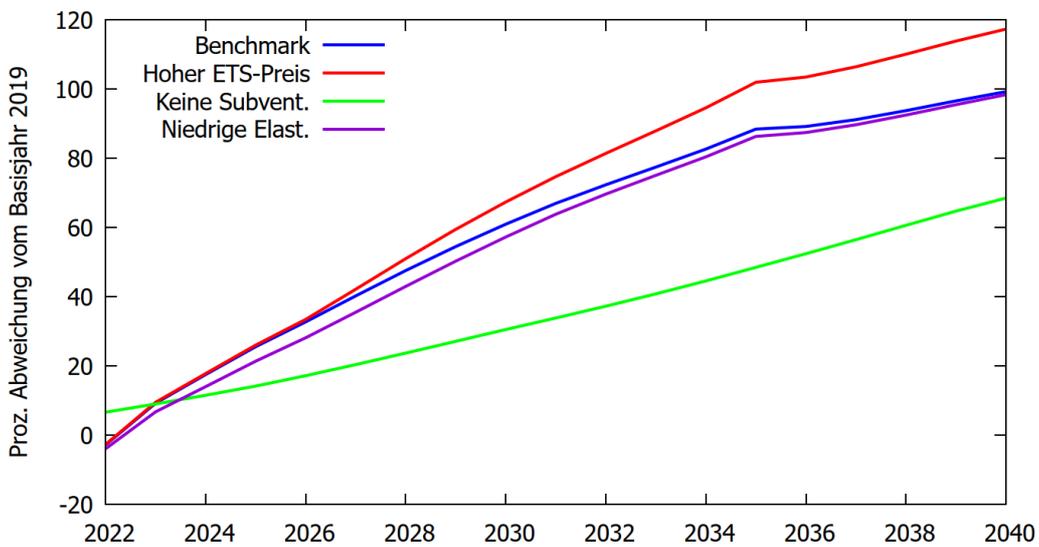
Quelle: IHS.

**Abbildung 28: Investitionen in erneuerbare Stromerzeugung in den ETS-Szenarien**

Quelle: IHS.

Aufgrund der Investitionen steigen auch die entsprechenden Kapitalstöcke substantiell an, Abbildung 29 zeigt das am Beispiel des Kapitalstocks für erneuerbare Stromerzeugung, der sich im Benchmark-Szenario gegenüber 2019 in etwa verdoppelt. Ab 2035 flacht die Kurve dabei analog zu den Investitionen etwas ab. Im Kapitalstock erneuerbare Stromproduktion ist auch der Bereich Wasserkraft enthalten, die in Österreich aktuell bereits gut ausgebaut ist, rein bezogen auf Windkraft oder PV wäre das Wachstum insgesamt noch deutlich größer. Der Ausbau der Erneuerbaren ersetzt in weiten Teilen die fossilen Energieträger. So sinken beispielsweise die Gasimporte im Benchmark-Szenario bis 2030 um ein Drittel, bis 2040 um die Hälfte. Im Hochpreisszenario sind die Rückgänge nochmals größer, allerdings reichen auch hier monetäre Anreize alleine noch nicht für eine vollständige Substitution von Gas aus.

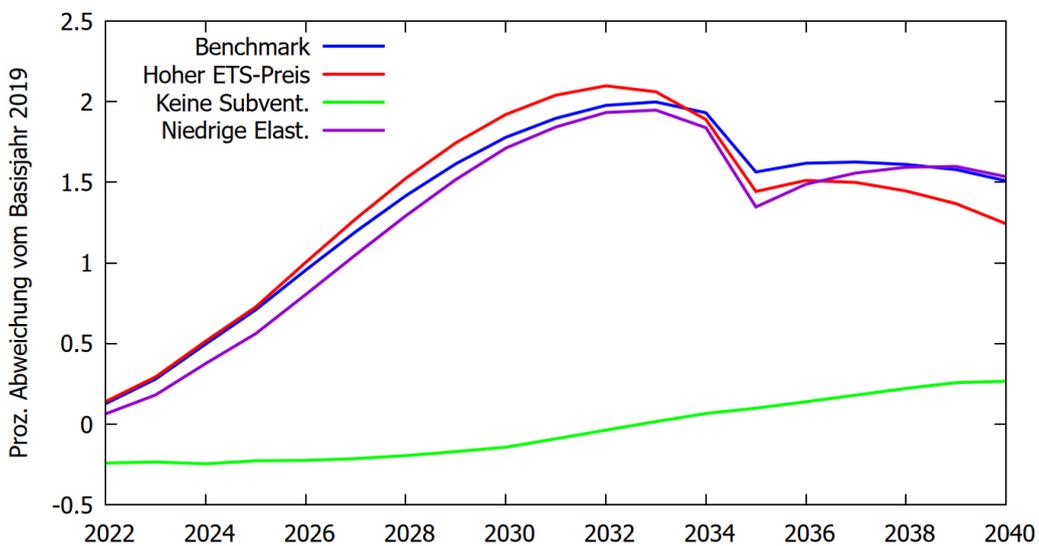
**Abbildung 29: Kapitalstock für erneuerbare Stromerzeugung in den ETS-Szenarien**



Quelle: IHS.

### 5.3.4 Bruttoinlandsprodukt

**Abbildung 30: BIP (real) in den ETS-Szenarien**



Quelle: IHS.

Das reale BIP des Jahres 2040 liegt in allen ETS-Szenarien über dem Wert des Basisjahres 2019 (siehe Abbildung 30). Das Benchmark-Szenario weist ein relativ starkes Wachstum bis 2033 auf, sodass das reale BIP rund 2 Prozent über dem Ausgangsjahr liegt. Dieses

Wachstum ergibt sich primär aus dem technologischen Fortschritt. 2035 zeigt sich ein sichtbarer Knick, der dadurch begründet ist, dass in diesem Jahr CCS schlagend wird. Damit verbundene geringere Einnahmen aus den CO<sub>2</sub>-Abgaben führen zu geringeren Förderungen und damit zu einem Einbruch der Investitionen in den zentralen transitionsrelevanten Bereichen. Danach stabilisiert sich die Entwicklung wieder. Höhere ETS-Preise sind in den ersten Jahren mit einer etwas dynamischeren BIP-Entwicklung verbunden, was sich allerdings mit der Zeit umkehrt. Niedrigere Elastizitäten führen zu einem etwas abgeschwächten, aber grundsätzlich ähnlichen Verlauf. Lediglich das Szenario, in dem auf Förderung der Transition aus den ETS-Einnahmen verzichtet wird, weicht deutlich ab. Die höheren Produktionskosten führen hier zunächst zu einem geringen Rückgang der Wirtschaftsaktivität, die erst ab 2033 wieder das Ausgangsniveau erreicht.

## 5.4 Arbeitskräftemangel

In den Szenarien für den Zeitraum 2022 bis 2040 werden die Effekte auf Beschäftigung und Produktion im Energiebereich sowie die Effekte auf die Dekarbonisierung im Vergleich zum Basisjahr 2019 anhand der lohnabhängigen Substitutionselastizitäten des Arbeitsangebots zwischen den Wirtschaftssektoren dargestellt. Diese Effekte werden mit der prozentuellen Abweichung der beobachteten Indikatoren vom Basisjahr ermittelt. Es werden drei Szenarien bezüglich der Substitutionselastizität des Arbeitsangebots berechnet (siehe Annahmen 4.4.2). Dabei wird der Preispfad der CO<sub>2</sub>-Emissionen mit einem Wachstum von 8 Prozent für die ETS-Sektoren (siehe dazu 4.4) angenommen (Tabelle 3).

**Tabelle 3: Szenarien in Bezug auf Arbeitskräfte**

Szenario/Variable		Wert/Beschreibung
<b>Benchmark-Szenario</b> (Molnarova & Reiter, 2022)	2,0	<b>Substitutionselastizität des Arbeitsangebots zwischen den Wirtschaftssektoren</b>
<b>Optimistisches Szenario:</b> <i>Arbeit elastisch</i>	5,0	
<b>Pessimistisches Szenario:</b> <i>Arbeit unelastisch</i>	0,5	
<b>Preispfad CO<sub>2</sub></b>		Laut Szenario mit einem Wachstum des CO <sub>2</sub> -Preises von 8 Prozent für die ETS-Sektoren

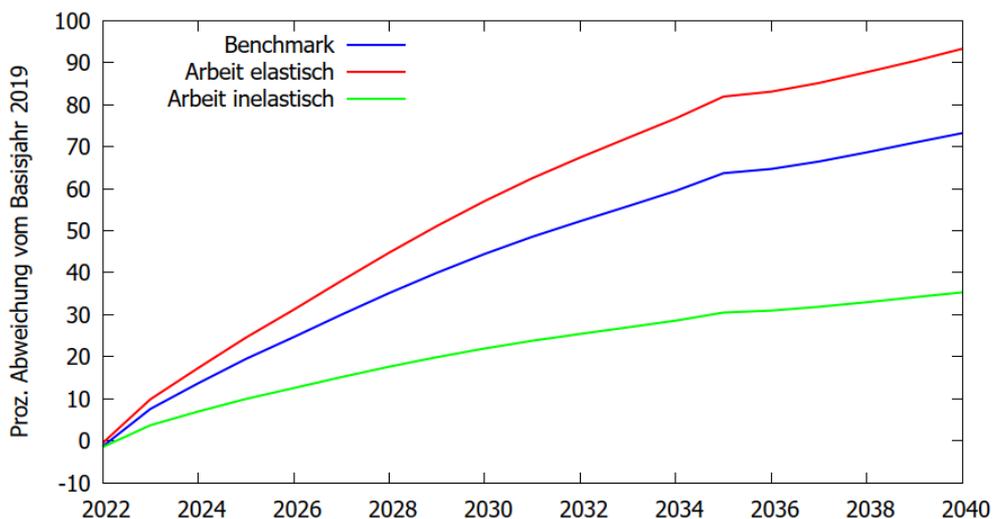
Anm.: Die Elastizität des Arbeitsangebots insgesamt wird in allen Szenarien laut den Annahmen des Benchmark-Szenarios angenommen (siehe Kapitel 4.4.2).

Quelle: IHS 2023.

Im Folgenden werden die Ergebnisse der Berechnungen der drei Szenarien für die Periode 2022 bis 2040 beschrieben. Abbildung 31 zeigt die prognostizierte Entwicklung (prozentuelle Abweichung vom Basisjahr 2019) der Beschäftigung in den Sektoren der erneuerbaren Energiequellen (Stromerzeugung aus Photovoltaik, Windkraft, Biomasse, Wasserkraft) und Abbildung 32 stellt die Stromerzeugung in diesen Sektoren in der beobachteten Periode dar. Im *optimistischen Szenario* wird die Annahme einer höheren Substitutionselastizität des Arbeitsangebots zwischen den Sektoren „Arbeit elastisch“ abhängig vom jeweiligen Lohnsatz mit einem Wert von 5 (Benchmark-Szenario: 2) angenommen. Unter dieser Annahme werden sowohl eine höhere Steigerung der Beschäftigung als auch der Produktion in den Sektoren der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien als im Benchmark-Szenario ermittelt. Die Beschäftigung liegt 2040 gegenüber dem Basisjahr 2019 um 90 Prozent höher (Benchmark-Szenario: 70 Prozent), die Stromerzeugung ist um etwa 110 Prozent höher (Benchmark-Szenario: etwa doppelt so hoch).

Im *pessimistischen Szenario* mit einer niedrigen Substitutionselastizität (mit einem Wert von 0,5) des Arbeitsangebots zwischen den Sektoren wird dagegen eine niedrigere Beschäftigung und Stromproduktion in den Sektoren der erneuerbaren Energien als im Benchmark-Szenario prognostiziert.

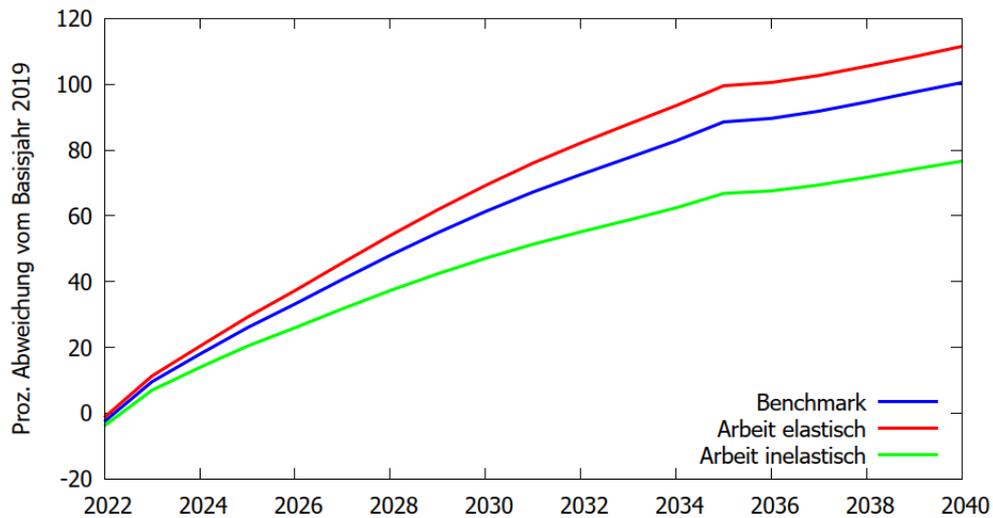
**Abbildung 31: Beschäftigung in der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energiequellen, Arbeitskräfteszenarien**



Anm.: Beschäftigung wird mit dem eingesetzten Arbeitsvolumen gemessen (geleistete Arbeitsstunden der Beschäftigten).

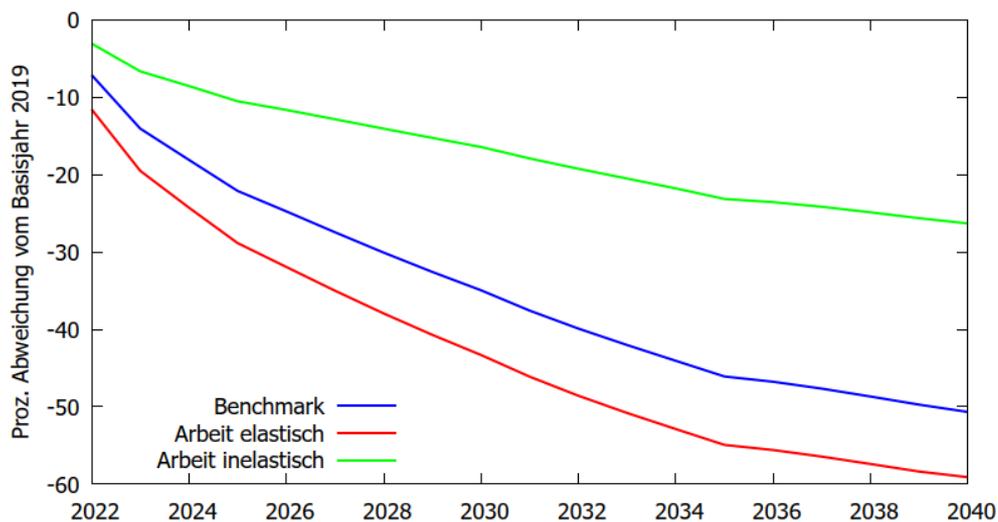
Quelle: IHS.

**Abbildung 32: Stromerzeugung aus erneuerbaren Energiequellen, Arbeitskräfteszenarien**



Quelle: IHS.

**Abbildung 33: Beschäftigung in der Stromerzeugung aus Gas, Arbeitskräfteszenarien**



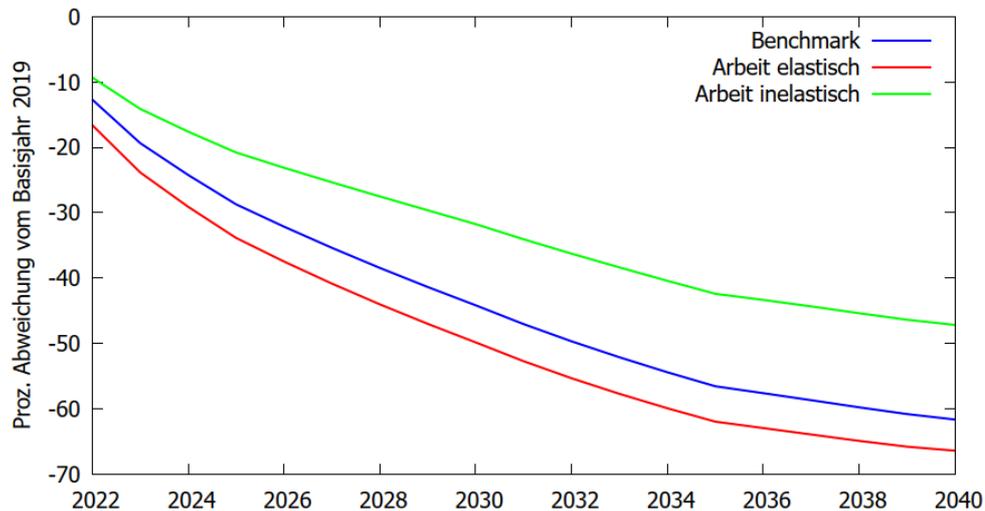
Anm.: Beschäftigung wird mit dem eingesetzten Arbeitsvolumen gemessen (geleistete Arbeitsstunden der Beschäftigten).

Quelle: IHS.

Im Gegensatz dazu ist eine Reduktion der Beschäftigung (Abbildung 33) und der Produktion (Abbildung 34) im Bereich der Stromerzeugung aus Gas im Beobachtungszeitraum erkennbar. Diese Reduktion ist stärker im Szenario mit der Annahme einer höheren zwischensektoralen Substitutionselastizität des Arbeitsangebots – der Rückgang beträgt etwa 60 Prozent bei der Beschäftigung und etwa 65 Prozent bei der Stromerzeugung. Im

Benchmark-Szenario belief sich der Rückgang auf 50 Prozent bei der Beschäftigung und knapp über 60 Prozent bei der Stromerzeugung aus Gas.

**Abbildung 34: Stromerzeugung aus Gas, Arbeitskräfteszenarien**

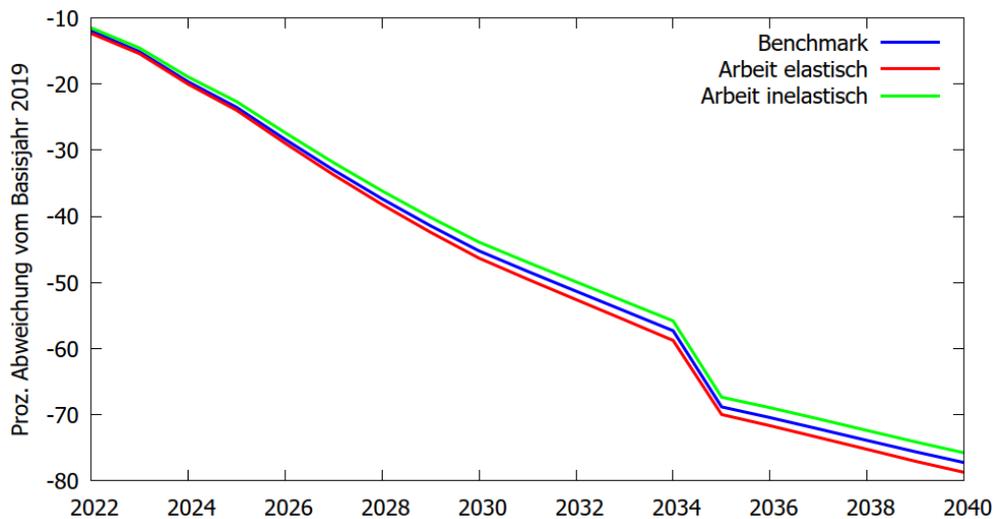


Quelle: IHS.

Die Ergebnisse der Modellsimulationen zeigen, dass durch die Annahme einer höheren Elastizität des sektoralen Arbeitsangebots abhängig vom jeweiligen Lohnsatz ein stärkerer struktureller Wandel von fossilen zu erneuerbaren Energiequellen in der Stromerzeugung erfolgen kann. Daher kann davon ausgegangen werden, dass durch die Annahme einer höheren Elastizität des sektoralen Arbeitsangebots abhängig vom jeweiligen Lohnsatz eine Linderung des Fachkräftemangels in Bezug auf die Energiewende (siehe Kapitel 4.4.1) prognostiziert werden kann.

Die hohen und niedrigen Substitutionselastizitäten in Bezug auf das Arbeitsangebot können hier auch stellvertretend für alle Faktoren gesehen werden, die den Wechsel zwischen den Sektoren beeinflussen können. Für die Deckung der Nachfrage nach Fachkräften im Energiebereich spielen neben der Entlohnung der Arbeitskräfte auch weitere Faktoren, wie die Fachkompetenzen der Arbeitskräfte (was eine Frage der Aus- und Weiterbildungspolitik ist) oder die Bereitstellung entsprechender Arbeitsbedingungen seitens der Unternehmen für bestimmte Gruppen (z. B. Frauen) eine wichtige Rolle.

In Bezug auf die Effekte auf die Dekarbonisierung, gemessen mit der Entwicklung der Netto-CO<sub>2</sub>-Emissionen, spielen unterschiedliche Annahmen zu den Substitutionselastizitäten des Arbeitsangebots zwischen den Sektoren auch eine Rolle (Abbildung 35). Bei höherer Elastizität ist eine etwa stärkere Dekarbonisierung zu erwarten.

**Abbildung 35: Netto-CO<sub>2</sub>-Emissionen, Arbeitskräfteszenarien**

Quelle: IHS.

## 5.5 Limitationen des Modells

Um die Simulationsergebnisse richtig interpretieren zu können, müssen einige Limitationen des Modells sowie andere Spezifika der Analyse berücksichtigt werden.

- Das Modell wurde gelöst unter der Annahme perfekter Voraussicht. Akteur:innen antizipieren die kontinuierlich steigenden CO<sub>2</sub>-Preise, was die Investitionsentscheidungen von Anfang an beeinflusst. Stehen relevante Entscheidungsträger:innen der Durchsetzbarkeit der Klimaziele oder der Erhöhung der CO<sub>2</sub>-Preise skeptisch gegenüber, werden gerade in den ersten Jahren die Investitionsentscheidungen schwächer ausfallen.
- Im Modell gibt es keine direkten staatlichen Eingriffe oder „Verbote“, alles wird über den Preismechanismus erklärt. Die staatlichen Maßnahmen wirken über Steuern oder Subventionen.
- Die Modellsimulationen unterstellen kein Trendwachstum der österreichischen Wirtschaft. Zwar kann davon ausgegangen werden, dass das österreichische BIP bis zum Jahr 2040 weiterwachsen wird, allerdings wird es wahrscheinlich eine weitere sektorale Verschiebung von der Industrie zu den Dienstleistungen geben, was den Energieverbrauch pro BIP-Einheit reduziert. Bei einem starken Wachstum der Industrieproduktion bis 2040 würde die CO<sub>2</sub>-Reduktion etwas geringer ausfallen als angenommen.
- Selbst mit einer hohen CO<sub>2</sub>-Bepreisung werden die Treibhausgasemissionen nicht auf null gesenkt. Dies ist wahrscheinlich realistisch, hat im Modell aber auch den speziellen technischen Grund, dass die Produktion in allen Branchen

durch geschachtelte CES-Funktionen („constant elasticity of substitution“) abgebildet wird. Um die Gesamtemissionen auf null oder fast null zu drücken, werden einige Sektoren eine spezielle Behandlung brauchen. Dies betrifft z. B. die Luftfahrt oder energieintensive Industrien, wie etwa die chemische Industrie. Soweit CCS in diesen Sektoren nicht wirtschaftlich eingesetzt werden kann, sind andere Lösungen wie etwa grüner Wasserstoff notwendig. Dies ist im Modell nicht abgebildet.

- Im Modell wird unterstellt, dass E-Autos (qualitätsbereinigt) bis 2040 um 4 Prozent jährlich und Wärmepumpen um 2 Prozent billiger werden. Es gibt aber keinen bahnbrechenden technologischen Wandel. In diesem Sinne kann man die Simulationen als eher pessimistisch bezeichnen.
- Das BIP wird wie alle anderen Zeitreihen als prozentuale Änderung relativ zum Basisjahr 2019 ausgegeben. Die Zahlen zeigen deshalb nicht den Vergleich zwischen dem Entwicklungspfad mit und dem Entwicklungspfad ohne ökologischer Transition, sondern umfassen neben den Effekten der Transition auch die Effekte des technischen Fortschritts im Bereich E-Mobilität und Wärmepumpen.
- Die Höhe der CO<sub>2</sub>-Reduktion wird maßgeblich davon bestimmt, wie leicht die Industrie fossile Energie durch Strom aus erneuerbaren Quellen ersetzen kann. Gemessen wird dies durch die relevante Substitutionselastizität. Da Substitution eine Umstellung erfordert, sind langfristige Substitutionselastizitäten generell höher als kurzfristige. Im Benchmark-Szenario werden Elastizitäten unterstellt, die adäquat erscheinen für längerfristige Anpassungsprozesse. Reaktionen des Modells in den ersten Jahren des Analysezeitraums sind deshalb wahrscheinlich überschätzt, und stärker als die bisher tatsächlich beobachtete Veränderung.
- Mobilität von Arbeitskräften: das Modell erlaubt keine langfristige Bewegung von Arbeitskräften zwischen Sektoren. Um vermehrt Arbeitskräfte in neuen Sektoren zu beschäftigen, müssen ihnen langfristig höhere Löhne gezahlt werden.
- Nicht-energetischer Verbrauch (z. B. Chemie) wurde aktuell noch nicht explizit berücksichtigt.

## 6 Energiewende und Produktionspotenzial

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 erfordert erhebliche Investitionen, unter anderem in erneuerbare Energieträger sowie das Stromnetz. Darüber hinaus muss auch ein großer Teil des Kapitalstocks in der Industrie, vor allem in energieintensiven Wirtschaftszweigen, erneuert werden, da teilweise eine Umstellung der Produktionsprozesse und -technologien erforderlich ist. EU-weit wird von einem Mehrinvestitionsbedarf von rund 650 Mrd. Euro pro Jahr bis 2030 oder rund 4,5 Prozent des EU-weiten Bruttoinlandsprodukts (BIP) ausgegangen, um die klimapolitischen Ziele bis 2030 bzw. Klimaneutralität bis 2050 zu erreichen (Europäische Kommission, 2018). Der österreichische Beitrag zur EU-Klimazielerreichung ist zeitlich ambitionierter als das EU-Ziel und wurde im aktuellen Regierungsprogramm mit „Klimaneutralität in Österreich bis 2040“ formuliert. Die Herausforderung bei der Erreichung von Klimaneutralität besteht in einer Entkoppelung des Treibhausgasausstoßes von der Wirtschaftsaktivität. In Österreich sind die Treibhausgasemissionen (THG-Emissionen) im Zeitraum 1990 bis 2005 gestiegen, und erst seitdem ist ein leichter Rückgang erkennbar. Im Jahr 2023 waren die THG-Emissionen um 14,5 Prozent niedriger als 1990. Die gegenwärtigen Pläne sehen eine weitaus stärkere Reduktion in den kommenden Jahren vor. Bis 2030 sieht die aktuelle Effort-Sharing-Verordnung (ESR; Verordnung (EU) 2018/842, zuletzt geändert durch Verordnung (EU) 2023/857), mit der die EU-weiten Emissionsreduktionsverpflichtungen auf die Mitgliedstaaten aufgeteilt werden, für Österreich eine Reduktion der THG-Emissionen (außerhalb des Emissionshandels) um 48 Prozent gegenüber 2005 (EU-weit 40 Prozent) vor. Die nationale Langfriststrategie sowie der Nationale Energie- und Klimaplan (NEKP) als detaillierter Maßnahmenplan legen den Rahmen für die Transformation in Österreich fest. Diese Dokumente müssen noch an die neuen Zielsetzungen des Europäischen „Green Deal“ bzw. der nationalen Klimaneutralität bis 2040 angepasst werden. Das aktuelle österreichische Szenario „mit bestehenden Maßnahmen“ 2023 (WEM, „with existing measures“) zeigt eine Reduktion der Treibhausgase um rund 30 Prozent bis 2050 gegenüber 1990 und bleibt somit weit hinter den längerfristigen Reduktionserfordernissen zurück. In der Version des Szenario WAM („with additional measures“) mit Stand Mai 2023, das eine deutliche Maßnahmenausweitung und -intensivierung umfasst, wird ein Emissionsrückgang gegenüber 1990 von 27 Prozent bis 2030 bzw. 67 Prozent bis 2050 berechnet. Damit wird in diesem Szenario der gegenwärtig gültige Zielwert einer Reduktion um 48 Prozent nicht erreicht. Im ambitionierteren Szenario „Transition“ ergibt sich ein Rückgang der THG-Emissionen um 48 Prozent bis 2030 sowie um 88 Prozent bis 2050 gegenüber dem Basisjahr 1990. Um

dies zu erreichen, ist ein weitreichender Wandel von Gesellschaft und Wirtschaft mit einem weitgehenden Verzicht auf fossile Energieträger notwendig (Umweltbundesamt, 2023a).

Um bei wachsender Wirtschaft die Gesamtemissionen weiter zu senken, stehen zwei Stellschrauben zur Verfügung:

- Niedrigere Energieintensität (höhere Energieeffizienz), d. h. ein geringerer Energieeinsatz je Euro Wertschöpfung
- Niedrigere CO<sub>2</sub>-Intensität des Energieverbrauchs

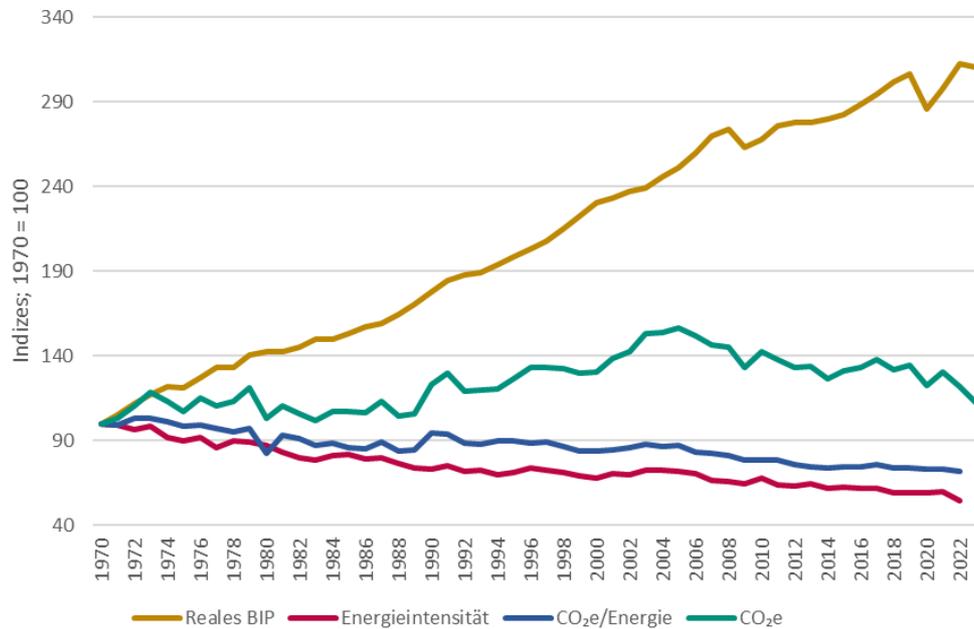
Die Energieeffizienz kann sowohl anhand des Primär- als auch des Endenergieverbrauchs gemessen werden. Eine Verbesserung der Energieeffizienz auf Basis der Primärenergie beinhaltet eine mögliche Verringerung von Umwandlungsverlusten und des Endenergiebedarfs. So steigert eine vermehrte Kraft-Wärme-Kopplung die Primärenergieeffizienz durch eine Reduktion der Umwandlungsverluste, während die Dämmung von Gebäuden den Endenergiebedarf verringert. Treibhausgasemissionen entstehen aber durch die Verbrennung fossiler Energieträger, was Umwandlungsprozesse und den Endenergieverbrauch selbst miteinschließt. Aus diesem Grund ist es sinnvoll, die Energieeffizienz im Kontext der Dekarbonisierung anhand des Primärenergieverbrauchs zu betrachten, da man an der Reduktion der Treibhausgasemissionen interessiert ist und nicht an einer Reduktion des Endenergieverbrauchs an sich (Projektgruppe Gemeinschaftsdiagnose, 2023). Im Folgenden wird der Energieeinsatz anhand des Bruttoinlandsverbrauchs in Österreich auf Basis der von der Statistik Austria veröffentlichten Energiebilanz für den Zeitraum 1970 bis 2022 gemessen.<sup>27</sup>

Seit 1970 ist die Wirtschaftsleistung in Österreich mit Ausnahme der Energiekrisen in den 1970er Jahren, der Finanz- und Wirtschaftskrise der Jahre 2008/2009 und der Coronakrise 2020 stetig gestiegen. Auf der anderen Seite waren im gesamten Zeitraum die Energieintensität und die CO<sub>2</sub>-Intensität leicht rückläufig. Die Treibhausgasemissionen erreichten im Jahr 2005 ihren Höhepunkt und befinden sich seitdem auf einem leicht sinkenden Pfad (Abbildung 36).

---

<sup>27</sup> <https://www.statistik.at/fileadmin/pages/99/AustriaDatenPublikation.ods>.

**Abbildung 36: Entwicklung von realem BIP, THG-Emissionen, Energie- und CO<sub>2</sub>-Intensität**



Anm.: CO<sub>2</sub>e: CO<sub>2</sub>-Äquivalent.

Quellen: Our World in Data, Statistik Austria, Umweltbundesamt, eigene Berechnungen und Darstellung.

Die Bedeutung der beiden oben genannten Ansatzpunkte illustriert eine Zerlegung auf Basis der Kaya-Identität (Kaya & Yokobori, 1997). Diese zeigt die CO<sub>2</sub>-Emissionen als Produkt aus Bruttoinlandsprodukt (BIP), Energieintensität (Energie/BIP) und CO<sub>2</sub>-Intensität des Energiesystems (CO<sub>2</sub>/Energie):<sup>28</sup>

$$CO_2 = BIP \times \frac{\text{Energie}}{BIP} \times \frac{CO_2}{\text{Energie}}$$

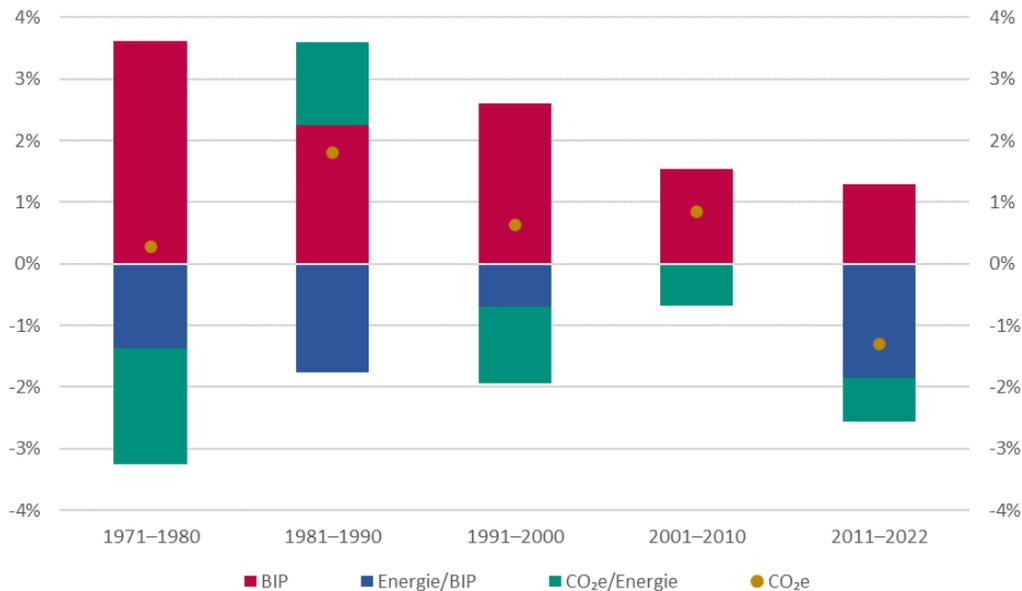
Die Veränderungsrate der CO<sub>2</sub>-Emissionen entspricht demnach näherungsweise der Summe der Veränderungsrate von Bruttoinlandsprodukt, Energieintensität und CO<sub>2</sub>-Intensität. So lässt sich identifizieren, durch welche der genannten Stellschrauben in der Vergangenheit CO<sub>2</sub>-Einsparungen erreicht wurden.

Abbildung 37 zeigt die Kaya-Zerlegung der Emissionen (CO<sub>2</sub>-Äquivalente) in Österreich in den vergangenen Jahrzehnten. Die Gesamtemissionen sind erst im jüngsten Jahrzehnt spürbar gesunken. Dies war insbesondere auf einen Rückgang der Energieintensität und in geringerem Ausmaß eine niedrigere CO<sub>2</sub>-Intensität zurückzuführen. Die Energieintensität ist zwar durchgängig gesunken, aber bis in die jüngere Vergangenheit war der

<sup>28</sup> Auf die Zerlegung der Wachstumsrate des Bruttoinlandsprodukts in den Bevölkerungszuwachs und den Zuwachs des Bruttoinlandsprodukts je Einwohner:in wird hier verzichtet.

Rückgang zu gering, um den Einfluss des Anstiegs der Wirtschaftsleistung auf die THG-Emissionen auszugleichen.

**Abbildung 37: Kaya-Zerlegung der CO<sub>2</sub>-Emissionen in Österreich**



Anm.: CO<sub>2</sub>e: CO<sub>2</sub>-Äquivalent.

Quellen: Our World in Data, Statistik Austria, Umweltbundesamt, eigene Berechnungen und Darstellung.

Somit scheinen die oben beschriebenen Emissionsziele ambitioniert zu sein, da die erforderliche Entkoppelung von Wirtschaftswachstum und THG-Emissionen über das in der Vergangenheit erreichte Niveau hinausgeht. Andererseits ist damit zu rechnen, dass sich das Wirtschaftswachstum tendenziell abschwächt, was sich auch positiv auf die Emissionsreduktion auswirkt. Die Wachstumsmöglichkeiten werden durch das Produktionspotenzial determiniert. Dieses stellt das Produktionsniveau dar, das bei einer Normalauslastung der Produktionsfaktoren erreichbar ist. Aufgrund des demografischen Wandels, d. h. der Verringerung der Zahl der Personen im erwerbsfähigen Alter, wird sich das Potenzialwachstum in der Zukunft abschwächen. Aber auch die Dekarbonisierung der Volkswirtschaft wirkt sich auf das Produktionspotenzial aus.

Das Produktionspotenzial wird innerhalb der Europäischen Union mithilfe eines Ansatzes ermittelt, der auf einer Cobb-Douglas-Produktionsfunktion basiert (Havik, et al., 2014). Dieser Ansatz wird auch für die Potenzialschätzungen im Rahmen der mittelfristigen IHS-Wirtschaftsprognosen verwendet (Bonin, et al., 2023). In die Produktionsfunktion gehen das potenzielle Arbeitsvolumen, das Sachkapital und der Trend der totalen Faktorproduktivität (TFP) ein. Die Produktionsfunktion hat somit die folgende Form:

$$YPOT_t = A_t K_t^\alpha L_t^{1-\alpha}$$

Dabei bezeichnet YPOT das Produktionspotenzial, K den Kapitalstock, L das Arbeitsvolumen, A den technischen Fortschritt, t den Zeitindex und  $\alpha$  die Produktionselastizität des Kapitals. Die Europäische Kommission setzt für alle Mitgliedstaaten einheitlich  $\alpha$  auf 0,35 und entsprechend die Produktionselastizität des Arbeitseinsatzes auf 0,65. Die Produktionselastizität des Produktionsfaktors Arbeit entspricht in etwa dem langjährigen Durchschnitt des Lohnanteils am Volkseinkommen.

Maßnahmen zur Dekarbonisierung beeinflussen das Produktionspotenzial über alle drei Determinanten der Produktionsfunktion. Da Energie in diesem Ansatz nicht explizit als Produktionsfaktor enthalten ist, wird sie über die Residualgröße TFP erfasst. Die jeweiligen Wirkungskanäle werden im Folgenden diskutiert.

Auswirkungen auf das Arbeitsvolumen dürften dabei nur eine untergeordnete Rolle spielen. Hier ergeben sich beispielsweise negative Effekte auf das Produktionspotenzial, wenn bestimmte Fähigkeiten aufgrund der Dekarbonisierung nicht mehr benötigt werden und die betroffenen Personen erst nach einer Übergangsphase, in der sie ihre Kompetenzen dem Strukturwandel entsprechend anpassen, wieder produktiv tätig werden können. Zumindest temporär steigt damit die strukturelle Arbeitslosigkeit (Europäische Zentralbank, 2023). Im Folgenden werden die beiden bedeutenderen Kanäle näher betrachtet, nämlich die Auswirkungen der Dekarbonisierung auf den Kapitalstock und auf den technischen Fortschritt.

## 6.1 Auswirkungen auf den Kapitalstock

Der in der Potenzialschätzung verwendete gesamtwirtschaftliche Kapitalstock beruht auf Daten zum Bruttoanlagevermögen der Statistik Austria (Statistik Austria, 2023e) sowie aus der AMECO-Datenbank der Europäischen Kommission<sup>29</sup>. Dabei wird die Zeitreihe des gesamten realen, also preisbereinigten Bruttoanlagevermögens verwendet, d. h. der Kapitalbestand wird nicht nach Vermögensarten unterschieden. Das Bruttoanlagevermögen wird durch die Bruttoanlageinvestitionen ausgeweitet, während Abgänge aus dem Vermögen den Kapitalstock verringern. Der jährliche Zuwachs des preisbereinigten Kapitalstocks hat sich in den vergangenen Jahrzehnten mehr und mehr verlangsamt. War der Kapitalbestand in den 1970er Jahren noch um rund 4,5 Prozent und in den 1980er und 1990er Jahren um etwa 3 Prozent pro Jahr ausgeweitet worden, so belief sich der Zuwachs seit 2010 noch auf etwa 1,5 Prozent pro Jahr. Zum Jahresende 2023

<sup>29</sup> [https://dashboard.tech.ec.europa.eu/qs\\_digit\\_dashboard\\_mt/public/sense/app/667e9fba-eea7-4d17-abf0-ef20f6994336/sheet/f38b3b42-402c-44a8-9264-9d422233add2/state/analysis/](https://dashboard.tech.ec.europa.eu/qs_digit_dashboard_mt/public/sense/app/667e9fba-eea7-4d17-abf0-ef20f6994336/sheet/f38b3b42-402c-44a8-9264-9d422233add2/state/analysis/).

betrug der Bestand des realen Bruttoanlagevermögens rund das 3,5-Fache des jährlichen Bruttoinlandsprodukts.

In die Fortschreibung des Kapitalstocks für die Potenzialschätzung im Rahmen der IHS-Mittelfristprognosen (die aktuelle umfasst den Zeitraum 2023 bis 2027) geht die Prognose der Bruttoanlageinvestitionen ein. Sollten hierbei zusätzliche Investitionen zur Dekarbonisierung angenommen werden, würden diese, wie alle anderen Investitionen, für sich genommen das geschätzte Produktionspotenzial steigern. Manche dieser Investitionen ersetzen allerdings bestehende Anlagegüter, die wegen der Dekarbonisierung früher aus dem Produktionsprozess entfernt werden, als dies sonst der Fall gewesen wäre. Hier können beispielhaft die Substitution von Gaskraftwerken durch Wind- und Photovoltaikanlagen oder der Tausch von Fahrzeugen mit Verbrennungsmotor durch Elektrofahrzeuge genannt werden. Bei der Fortschreibung des Kapitalstocks muss daher berücksichtigt werden, dass den erhöhten Investitionen für die Dekarbonisierung entsprechend höhere Abgänge gegenüberstehen. Um diese zusätzlichen Abgänge in der Potenzialschätzung abzubilden, müssen sie beim Abschreibungssatz berücksichtigt werden, für den bei der herkömmlichen Methode der Potenzialschätzung für den Projektionszeitraum der zuletzt beobachtete Wert fortgeschrieben wird.

Die Statistik Austria ermittelt die Abgänge anhand von Schätzungen für die übliche Nutzungsdauer der Anlagegüter (Statistik Austria, 2016). Tabelle 4 zeigt die impliziten Abschreibungssätze nach Anlagegütern im Jahr 2022. Sie wurden auf Basis der Daten aus der Volkswirtschaftlichen Gesamtrechnung zum Nettoanlagevermögen zu konstanten Wiederbeschaffungspreisen sowie den realen Bruttoanlageinvestitionen berechnet. Die Abschreibungssätze und somit die Nutzungsdauer unterscheidet sich zwischen den Anlagegütern beträchtlich. So ist der Abschreibungssatz bei Ausrüstungsgütern (alle Anlagegüter außer Bauten sowie Forschung und Entwicklung) etwa sechsmal so hoch wie bei Bauten.

**Tabelle 4: Abschreibungssätze der Anlagegüter in Österreich im Jahr 2022**

Vermögensarten	Abschreibungssätze
<b>Anlagevermögen insgesamt</b>	<b>4,9 Prozent</b>
Wohnbauten	2,0 Prozent
Nichtwohnbauten	2,3 Prozent
Maschinen, Geräte	12,1 Prozent
Fahrzeuge	22,3 Prozent
Nutztiere, Nutzpflanzungen	10,2 Prozent
Geistiges Eigentum	23,1 Prozent
darunter: Forschung & Entwicklung	16,7 Prozent

Quelle: Statistik Austria (Volkswirtschaftliche Gesamtrechnung für das Jahr 2022), eigene Berechnungen.

Ohne eine detaillierte Analyse des zur Dekarbonisierung nötigen Austauschs in den verschiedenen Bereichen des Kapitalstocks ist eine Quantifizierung der zusätzlichen Abschreibungen kaum möglich. So dürfen Erweiterungen des Kapitalstocks, die sich aus den Investitionen zur Dekarbonisierung ergeben, nicht vernachlässigt werden. Auf der anderen Seite dürfen die Abschreibungen nicht doppelt berücksichtigt werden, die nicht auf die Dekarbonisierung zurückzuführen sind, sondern ohnehin durch das Erreichen des Endes der üblichen Nutzungsdauer des Vermögensgegenstands erfolgt wären und in der üblichen Fortschreibung bereits berücksichtigt sind.

Möglich ist die Berechnung von Szenarien für unterschiedliche Annahmen hinsichtlich der zusätzlichen Investitionen für die Dekarbonisierung auf der einen und die erhöhten Abschreibungen für vorzeitig aus dem Produktionsprozess ausscheidende Anlagen auf der anderen Seite. Unter diesen Annahmen können dann künftige Pfade des Kapitalstocks und damit des Produktionspotenzials abgeschätzt werden. Hierfür ist es sinnvoll, nach den Vermögensarten zu unterscheiden. So dürfte etwa der Tiefbau kaum von der Dekarbonisierung betroffen sein. Bei Fahrzeugen gibt es zwar einerseits größere Änderungen aufgrund veränderter Antriebstechniken, andererseits ist die durchschnittliche Lebensdauer kürzer, sodass der laufende Austausch, der ohnehin erfolgt, größer ist. Bei Wohnbauten und Nichtwohngebäuden dürfte hingegen ein größerer zusätzlicher Bedarf bestehen, der sich aufgrund des hohen Anteils am Gesamtvermögen auch stark auf die durchschnittliche Abgangsrate auswirkt. Wünschenswert wäre insbesondere eine Abschätzung der Auswirkungen der Dekarbonisierung auf den Kapitalbestand im Kraftwerksbereich sowie bei den Stromnetzen, weil es hier durch den vermehrten Einsatz regenerativer statt fossiler Energiequellen und den notwendigen starken Ausbau der

Übertragungsnetze zu deutlichen Auswirkungen auf den Kapitalbestand kommen wird. Diese Daten sind jedoch nicht vorhanden.

### **Projektion bis 2040**

Um die Größenordnungen der Effekte zu veranschaulichen, werden in Anlehnung an die deutsche Gemeinschaftsdiagnose vom Frühjahr 2022 (Projektgruppe Gemeinschaftsdiagnose, 2022) beispielhaft zwei Szenarien betrachtet. Im ersten Szenario wird angenommen, dass ab dem Jahr 2025 die Abgangsquoten für Wohnbauten und Nichtwohngebäude jeweils um 20 Prozent (nicht Prozentpunkte) gegenüber ihrem im Jahr 2022 erreichten Niveau steigen und in den kommenden Jahren konstant bei 2,4 Prozent (statt 2,0 Prozent) beziehungsweise 2,75 Prozent (verglichen mit dem tatsächlichen Abschreibungssatz von 2,4 Prozent) liegen werden. Während in diesem ersten Szenario bei den übrigen Vermögensarten keine Änderungen angenommen werden, wird im zweiten Szenario für die Ausrüstungsgüter und das geistige Eigentum ein Anstieg der Quoten um jeweils 10 Prozent unterstellt. Zusammengenommen würde der Abschreibungssatz demnach vom tatsächlich im Jahr 2022 realisierten Wert von 4,9 Prozent im ersten Szenario auf 5,3 Prozent und im zweiten Szenario auf 5,6 Prozent steigen.

In diesen illustrativen Szenarien wäre der Kapitalstock bei unveränderter Investitionsquote im Jahr 2040, also nach 15 Jahren, um 5,3 Prozent bzw. 9,1 Prozent kleiner als in einem Basisszenario mit unveränderten Abschreibungssätzen und das Produktionspotenzial entsprechend um 1,9 Prozent bzw. 3,3 Prozent niedriger. Hierbei ist zu berücksichtigen, dass in diesen Szenarien nur höhere Abschreibungssätze, aber unveränderte Investitionsquoten unterstellt wurden. Es wurde also nur der potenzialmindernde Effekt einer vorzeitigen Außerbetriebnahme von noch funktionsfähigen, aber entweder nicht mehr rentablen (etwa wegen höherer Energiepreise) oder aufgrund gesetzlicher Vorgaben nicht mehr zulässiger Kapitalgüter betrachtet. Dass aufgrund der Anstrengungen zur Erreichung der Klimaziele eventuell die Nettoinvestitionen höher sein könnten, wurde hier hingegen nicht einbezogen.

## **6.2 Auswirkungen auf den technischen Fortschritt**

Für die Analyse der Wirkungen der Dekarbonisierung auf die mittelfristige Wirtschaftsentwicklung wird Energie explizit als Produktionsfaktor berücksichtigt. Die Analyse folgt dem Vorgehen in Hassler et al., (2021), welches im Zusammenhang mit der Energiekrise von der Projektgruppe Gemeinschaftsdiagnose für Deutschland angewendet wurde (Projektgruppe Gemeinschaftsdiagnose, 2022), (Wolters, 2022). Zu diesem Zweck muss die oben dargestellte einfache Cobb-Douglas-Produktionsfunktion in eine CES-Funktion (CES steht für constant elasticity of substitution) erweitert werden, denn nun ist Energie nicht mehr implizit in der totalen Faktorproduktivität enthalten, sondern wird als dritter

Produktionsfaktor neben Arbeit und Kapital berücksichtigt. Der verbleibende technische Fortschritt kann in arbeits- und kapitalsparenden sowie energiesparenden Fortschritt unterteilt werden. Es ergibt sich damit die folgende Produktionsfunktion:

$$Y_t = F(A_t, K_t^\alpha L_t^{1-\alpha}, A_{Et} E_t) = \left[ (1 - \gamma) (A_t K_t^\alpha L_t^{1-\alpha})^{\frac{\varepsilon-1}{\varepsilon}} + \gamma (A_{Et} E_t)^{\frac{\varepsilon-1}{\varepsilon}} \right]^{\frac{\varepsilon}{\varepsilon-1}}$$

Die Variablen haben die folgende Bedeutung:

- $Y_t$     Bruttoinlandsprodukt
- $A_t$     Arbeits- und kapitalsparender technischer Fortschritt
- $K_t$     Kapitalstock
- $L_t$     Arbeitsvolumen, gemessen in Stunden
- $A_{Et}$     Energiesparender technischer Fortschritt
- $E_t$     Energieeinsatz
- $\varepsilon$     Substitutionselastizität zwischen dem Einsatz von  $K_t$  und  $L_t$  gegenüber  $E_t$
- $\alpha$     Produktionselastizität des Faktors K (Arbeit:  $1 - \alpha$ )
- $\gamma$     Anteil des Produktionsfaktors Energie am gesamtwirtschaftlichen Einkommen

$\varepsilon$  ist die Substitutionselastizität von Energie gegenüber dem Aggregat aus Arbeit und Kapital. Im Falle von  $\varepsilon = 0$  wären Kapital/Arbeit und Energie perfekte Komplemente und im Fall  $\varepsilon = \infty$  perfekte Substitute. Im ersten Fall kann Energie überhaupt nicht, im zweiten Fall vollständig durch Arbeit bzw. Kapital ersetzt werden. Der auf makroökonomischen Daten basierenden Schätzung von Hassler et al. (2021) und dem Vorgehen in Wolters (2022) sowie der Projektgruppe Gemeinschaftsdiagnose (2022) folgend, wird  $\varepsilon$  auf den Wert 0,02 kalibriert. Dies impliziert, dass Energie kurzfristig kaum durch Anpassungen des Kapitalstocks oder des Arbeitsvolumens in der Produktion substituiert werden kann. Der Parameter  $\gamma$  wird auf 0,023 kalibriert, was dem weiter unten berechneten durchschnittlichen Anteil des Produktionsfaktors Energie am gesamtwirtschaftlichen Einkommen entspricht.  $\alpha$  wird auf 0,35 kalibriert. Dies ist der Wert aus der Potenzialschätzung der Europäischen Kommission, der auch im Rahmen der IHS-Mittelfristprognosen verwendet wird. Für die Variablen  $Y_t$ ,  $K_t$  und  $L_t$ , also das reale Bruttoinlandsprodukt, den realen Kapitalstock und das in Stunden gemessene Arbeitsvolumen werden die Zeitreihen verwendet, die für die Potenzialschätzung im Rahmen der IHS-Mittelfristprognosen herangezogen werden.

Unter der Annahme vollständiger Konkurrenz, was impliziert, dass die Produktionsfaktoren entsprechend ihrer Grenzproduktivität entlohnt werden, können der arbeits- und kapitalsparende technische Fortschritt  $A_t$  sowie der energiesparende technische Fortschritt  $A_{Et}$  entsprechend der folgenden Formeln berechnet werden (Projektgruppe Gemeinschaftsdiagnose, 2022), (Wolters, 2022):

$$A_t = \frac{Y_t}{K_t^\alpha L_t^{1-\alpha}} \left[ \frac{w_t L_t / Y_t}{(1-\alpha)(1-\gamma)} \right]^{\frac{\varepsilon}{\varepsilon-1}}$$

$$A_{Et} = \frac{Y_t}{E_t} \left[ \frac{P_{Et} E_t / Y_t}{\gamma} \right]^{\frac{\varepsilon}{\varepsilon-1}}$$

Für die Berechnung des arbeits- und kapitalsparenden technischen Fortschritts sind ausschließlich gut verfügbare Zeitreihen erforderlich, außerdem neben den bereits oben definierten Variablen noch das durchschnittliche gesamtwirtschaftliche Arbeitnehmerentgelt  $w_t$ .

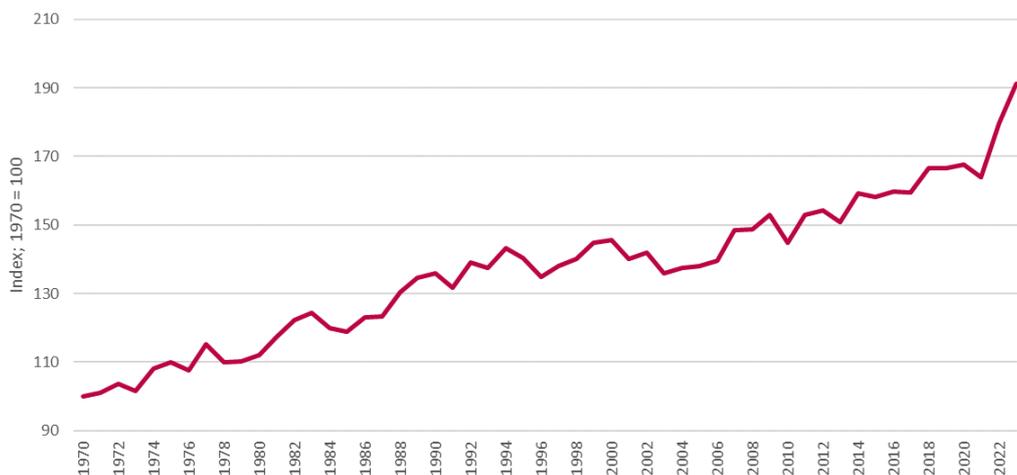
Herausfordernder ist die Berechnung des energiesparenden technischen Fortschritts, denn hierfür muss der Einkommensanteil des Produktionsfaktors Energie am gesamtwirtschaftlichen Einkommen ermittelt werden. Während die Statistik Austria mit der Energiebilanz aktuell für die Jahre 1970 bis 2022 Daten zum Energieeinsatz, differenziert nach Energieträgern, veröffentlicht,<sup>30</sup> muss ein durchschnittlicher Energiepreis erst berechnet werden. Dabei besteht das Problem, dass zwar für die fossilen Energieträger Öl, Gas und Kohle Daten zur Verfügung stehen, aber es gibt keine Preise für Strom aus den erneuerbaren Energieträgern. Wir folgen hier dem Vorgehen von Wolters (2022) für Deutschland. Für die fossilen Energieträger werden die internationalen Marktpreise verwendet, was impliziert, dass diese keine Steuern und Gebühren beinhalten. Endverbraucherpreise für Industrie und private Haushalte sind zwar verfügbar, etwa veröffentlicht von der Internationalen Energieagentur (IEA – International Energy Agency), die Daten sind aber nicht frei zugänglich. Das britische „Department for Business, Energy and Industrial Strategy“ veröffentlicht Preisdaten einschließlich Steuern, diese Zeitreihen sind aber nicht vollständig, sondern weisen für einzelne Jahre oder Perioden Datenlücken auf. Für die Analyse der langfristigen Entwicklung des Energieanteils am gesamtwirtschaftlichen Einkommen sind aber ohnehin die globalen Marktpreise für Gas, Öl und Kohle ausreichend, denn der Abgaben- und Steueranteil ist langfristig relativ stabil. Aus den Rohstoffpreisen für Gas, Öl und Kohle wird auf Basis der Anteile dieser Energieträger am gesamten Energieeinsatz in Österreich ein Preisindex für die fossilen Energieträger berechnet.

<sup>30</sup> <https://www.statistik.at/fileadmin/pages/99/AustriaDatenPublikation.ods>.

Da für Strom aus erneuerbaren Quellen keine Marktpreisdaten vorliegen, folgen wir hier ebenfalls der Methode von Wolters (2022) und konstruieren einen Preisindex auf Basis der Stromgestehungskosten, die von der „International Renewable Energy Association“ (IRENA) veröffentlicht werden (International Renewable Energy Agency, 2023). Da die Preise für fossile Energie Rohstoffpreise sind, die keine Stromerzeugungskosten enthalten, wird abschließend der Preisindex für erneuerbare Energien transformiert, um ein Rohstoffäquivalent zu erhalten. Zu diesem Zweck wird für jedes Jahr das Verhältnis zwischen den Stromgestehungskosten für erneuerbare Energie und für fossile Energie berechnet und mit dem Preisindex für fossile Energie multipliziert. Abschließend wird, wiederum auf Basis der entsprechenden Anteile im österreichischen Energiemix, ein aggregierter Energiepreisindex für fossile Energieträger und erneuerbare Energieträger berechnet. Dabei wird zunächst von CO<sub>2</sub>-Emissionspreisen abstrahiert, um den Zusammenhang von Energiepreisen, dem Energieeinsatz und dem Einkommensanteil für Energie historisch zu analysieren.

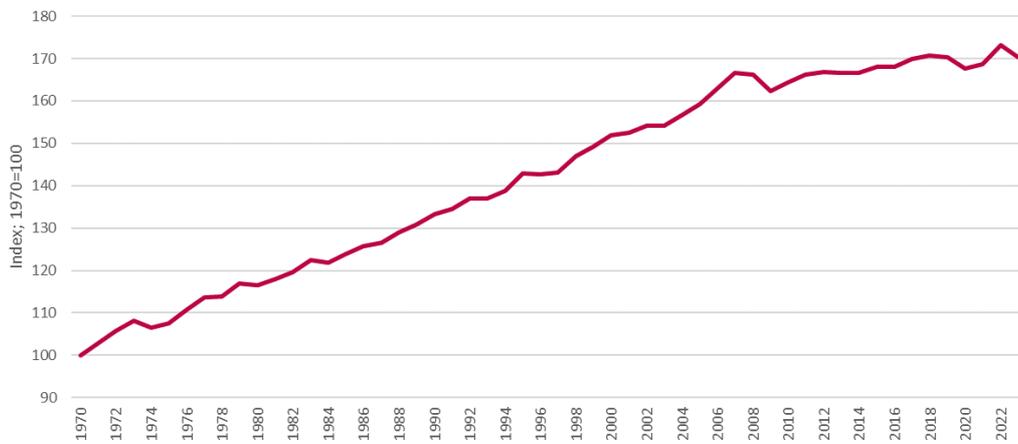
Abbildung 38 zeigt den anhand obiger Formel berechneten energiesparenden technischen Fortschritt in Österreich. Zum Vergleich zeigt Abbildung 39 den arbeits- und kapitalsparenden technischen Fortschritt. In Abbildung 40 ist der Anteil der Ausgaben für Energie am gesamtwirtschaftlichen Einkommen, approximiert durch das nominelle Bruttoinlandsprodukt, dargestellt.

**Abbildung 38: Energiesparender technischer Fortschritt in Österreich**



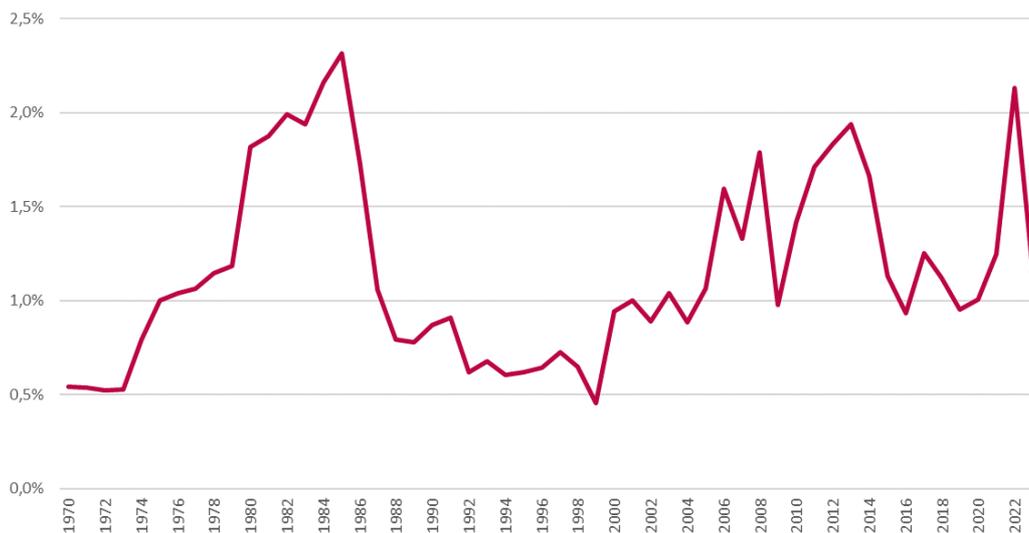
Quelle: Eigene Berechnungen.

**Abbildung 39: Arbeits- und kapitalsparender technischer Fortschritt in Österreich**



Quelle: Eigene Berechnungen.

**Abbildung 40: Anteil der Ausgaben für Energie am Bruttoinlandsprodukt**



Quelle: Eigene Berechnungen.

Auffällig ist der weitgehend lineare Anstieg des energiesparenden technischen Fortschritts in Österreich bis in die jüngere Vergangenheit. Einen deutlichen Schub für den energiesparenden Fortschritt scheint der kräftige Anstieg der Energiepreise in den Jahren 2022 und 2023 ausgelöst zu haben. Der arbeits- und kapitalsparende technische Fortschritt hat sich dagegen, wie bereits einige frühere Studien für die meisten fortgeschrittenen Volkswirtschaften gezeigt haben, zuletzt abgeflacht.

Für die USA, für die Zeitreihen bis in die 1950er Jahre zurück verfügbar sind, finden Hassler et al. (2021) einen deutlichen Schub für den energiesparenden technischen

Fortschritt als Reaktion auf die Ölpreiskrisen der 1970er und Anfang der 1980er Jahre. Dies ist hier, ebenso wie in der Analyse für Deutschland (Projektgruppe Gemeinschaftsdiagnose, 2022), (Wolters, 2022)), wo die Daten ebenso wie für Österreich im Jahr 1970 beginnen, nicht in dem Ausmaß sichtbar.

Kurzfristig kann Energie kaum durch Anpassungen des Kapitalstocks oder des Arbeitsvolumens in der Produktion substituiert werden. Bei steigenden Energiepreisen muss ein höherer Teil des gesamtwirtschaftlichen Einkommens für Energie aufgewendet werden, so wie dies während der Ölpreiskrisen der 1970er Jahre der Fall war. Der in Abbildung 40 dargestellte Anteil der Ausgaben für Energie am Bruttoinlandsprodukt hatte folglich sein Maximum in den 1970er Jahren. Der Anstieg im Jahr 2022 in Folge des Gaspreisanstiegs nach dem russischen Überfall auf die Ukraine war schwächer ausgeprägt und vor allem deutlich kurzlebiger. Für Deutschland berechnet Wolters (2022) den energiesparenden technischen Fortschritt einmal mit und einmal ohne Kernenergie und erneuerbare Energie. Dabei zeigt sich, dass der energiesparende technische Fortschritt nur mit fossilen Energieträgern etwas geringer ausfällt als mit den anderen Energieträgern. Die Nutzung zusätzlicher Energieträger hilft demnach, den Verbrauchsrückgang fossiler Energie etwas auszugleichen. Die historische Analyse zeigt gemäß Wolters (2022), dass selbst ein zukünftig starker Anstieg der Preise für fossile Energieträger aufgrund der CO<sub>2</sub>-Bepreisung nicht unbedingt mit einem starken Anstieg des Einkommensanteils, der für Energie aufgewendet wird, oder einem Rückgang der Produktion einhergehen muss, wenn Energie effizienter eingesetzt wird. Ein beschleunigter Ausbau erneuerbarer Energien könnte darüber hinaus den Rückgang des Einsatzes fossiler Energieträger zumindest teilweise ausgleichen.

### **Projektion bis 2040**

Unter Verwendung von Projektionen des Kapitalstocks, des Arbeitsvolumens, des Energieeinsatzes und des arbeits- und kapitalsparenden technischen Fortschritts kann ermittelt werden, wie stark der energiesparende technische Fortschritt steigen müsste, um dasselbe Niveau des Produktionspotenzials zu erhalten, das sich bei Verwendung der Cobb-Douglas-Produktionsfunktion ohne explizite Berücksichtigung von Energie als Produktionsfaktor ergeben würde. Dazu wird auf Projektionen des Kapitalstocks, des Arbeitsvolumens und seiner Bestandteile (Bevölkerung im erwerbsfähigen Alter, Partizipationsquote, strukturelle Arbeitslosenquote, Arbeitszeit je Erwerbstätigen) und des technischen Fortschritts aus der IHS-Mittelfristprojektion bis 2027 herangezogen (Bonin, et al., 2023). Mit den darin verwendeten Fortschreibungsmethoden werden die genannten Bestimmungsfaktoren bis 2040 fortgeschrieben. Mit diesen Setzungen und Annahmen ergibt sich bis 2040 ein durchschnittliches Wachstum des Produktionspotenzials von 0,8 Prozent pro Jahr.

Im zweiten Schritt werden dieselben Pfade für den Kapitalstock und das Arbeitsvolumen verwendet. Hinsichtlich des Energieeinsatzes wird angenommen, dass er von 2022 auf 2023 mit derselben Rate (rund 5,4 Prozent) gesunken ist wie von 2021 auf 2022. Die Daten aus der Energiebilanz der Statistik Austria reichen momentan bis 2022, daher musste für den Wert im Jahr 2023 eine Annahme getroffen werden. Nun wird angenommen, dass der Energieeinsatz bis 2040 auf dem Niveau von 2023 konstant bleibt. Für den arbeits- und kapitalsparenden technischen Fortschritt wird angenommen, dass er sich bis 2040 so entwickelt wie der im ersten Schritt verwendete gesamte technische Fortschritt aus der Cobb-Douglas-Produktionsfunktion. Dies ergibt ein durchschnittliches Wachstum von 0,3 Prozent für den arbeits- und kapitalsparenden Fortschritt. Mit diesen Annahmen und Setzungen lässt sich nun das Wachstum des energiesparenden technischen Fortschritts errechnen, das erforderlich ist, um das Niveau des Produktionspotenzials aus dem ersten Schritt im Jahr 2040 zu erreichen. Diese erforderliche jährliche Wachstumsrate des energiesparenden technischen Fortschritts beläuft sich auf 1,0 Prozent im Zeitraum 2024 bis 2040. Zum Vergleich: Im Zeitraum 1990 bis 2022 erhöhte sich der energiesparende technische Fortschritt um 0,9 Prozent pro Jahr, von 2000 bis 2019 um 0,7 Prozent pro Jahr. Die erforderliche Rate des technischen Fortschritts wäre höher, würde der Energieverbrauch nicht konstant bleiben, sondern sinken. Auf der anderen Seite wäre der zur Erreichung eines bestimmten Niveaus des Produktionspotenzials notwendige energiesparende technische Fortschritt geringer, wenn der arbeits- und kapitalsparende technische Fortschritt stärker wachsen würde. Um bei sinkendem Einsatz eines Produktionsfaktors, im konkreten Fall der Energie, dieselbe Produktionsmenge zu erzielen, muss der Produktionsfaktor effizienter eingesetzt werden, was durch höheren technischen Fortschritt erreicht werden kann.

## 7 Verzeichnisse

### 7.1 Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1: Energiesatellitenkonto (ESK), Version 2.0 .....	13
Abbildung 2: Füllstand der Gasspeicher in Österreich.....	22
Abbildung 3: Terminmarktpreis für Erdgas in Europa (Tageswerte) .....	25
Abbildung 4: Gaspreise im internationalen Vergleich .....	26
Abbildung 5: Entwicklung des österreichischen Erdgaspreises für Unternehmen .....	26
Abbildung 6: Entwicklung des österreichischen Elektrizitätspreises für Unternehmen.....	27
Abbildung 7: Produktionsindex im Verarbeitenden Gewerbe insgesamt und in der energieintensiven Industrie Österreichs.....	28
Abbildung 8: Produktionsindex im Verarbeitenden Gewerbe insgesamt und in den einzelnen Bereichen der energieintensiven Industrie Österreichs .....	29
Abbildung 9: CO <sub>2</sub> -Preisentwicklung sowie Notierungen an Terminmärkten in Euro .....	31
Abbildung 10: ETS-Preispfade im Hochpreisszenario .....	35
Abbildung 11: ETS-Preispfade im Benchmark-Szenario.....	36
Abbildung 12: BIP (real) im Energielenkungsszenario .....	47
Abbildung 13: Bruttoanlageinvestitionen (real) im Energielenkungsszenario .....	47
Abbildung 14: Produktion in der Papierindustrie im Energielenkungsszenario .....	48
Abbildung 15: Produktion in der Chemieindustrie im Energielenkungsszenario .....	49
Abbildung 16: Produktion im Bereich Beherbergung und Gastronomie im Energielenkungsszenario .....	49
Abbildung 17: Privater Konsum (real) im Energielenkungsszenario.....	50
Abbildung 18: Haushaltsgaspreis im Energielenkungsszenario .....	51
Abbildung 19: BIP (real) im Gaspreisschockszenario .....	52
Abbildung 20: Privater Konsum (real) im Gaspreisschockszenario .....	53
Abbildung 21: Bruttoanlageinvestitionen (real) im Gaspreisschockszenario .....	53
Abbildung 22: Haushaltsgaspreis im Gaspreisschockszenario.....	54

Abbildung 23: Netto-CO <sub>2</sub> -Emissionen nach ETS-Szenarien.....	56
Abbildung 24: Verbleibende CO <sub>2</sub> -Emissionsbudgets in den ETS-Szenarien.....	56
Abbildung 25: ETS-Einnahmen in den ETS-Szenarien .....	57
Abbildung 26: Investitionen in thermische Sanierung in den ETS-Szenarien .....	58
Abbildung 27: Investitionen in erneuerbare Heizungssysteme in den ETS-Szenarien .....	58
Abbildung 28: Investitionen in erneuerbare Stromerzeugung in den ETS-Szenarien.....	59
Abbildung 29: Kapitalstock für erneuerbare Stromerzeugung in den ETS-Szenarien .....	60
Abbildung 30: BIP (real) in den ETS-Szenarien.....	60
Abbildung 31: Beschäftigung in der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energiequellen, Arbeitskräfteszenarien .....	62
Abbildung 32: Stromerzeugung aus erneuerbaren Energiequellen, Arbeitskräfteszenarien .....	63
Abbildung 33: Beschäftigung in der Stromerzeugung aus Gas, Arbeitskräfteszenarien .....	63
Abbildung 34: Stromerzeugung aus Gas, Arbeitskräfteszenarien .....	64
Abbildung 35: Netto-CO <sub>2</sub> -Emissionen, Arbeitskräfteszenarien .....	65
Abbildung 36: Entwicklung von realem BIP, THG-Emissionen, Energie- und CO <sub>2</sub> -Intensität.....	69
Abbildung 37: Kaya-Zerlegung der CO <sub>2</sub> -Emissionen in Österreich .....	70
Abbildung 38: Energiesparender technischer Fortschritt in Österreich .....	77
Abbildung 39: Arbeits- und kapitalsparender technischer Fortschritt in Österreich.....	78
Abbildung 40: Anteil der Ausgaben für Energie am Bruttoinlandsprodukt .....	78

## 7.2 Tabellenverzeichnis

Tabelle 1: Ersparnispotenzial durch Investitionen in energieeffiziente Maßnahmen in Deutschland (Zeithorizont: 2015–2030) .....	40
Tabelle 2: Parameter der Szenarien-Berechnung in Bezug auf Arbeitskräfte .....	45
Tabelle 3: Szenarien in Bezug auf Arbeitskräfte .....	61
Tabelle 4: Abschreibungssätze der Anlagegüter in Österreich im Jahr 2022 .....	73
Tabelle 5: Summe zugeteilte und geprüfte Emissionen der Jahre 2014 bis 2022 Stationäre Anlagen und Luftfahrzeugbetreiber in Mio. Tonnen CO <sub>2</sub> -Äquivalent.....	93
Tabelle 6: Modellelastizitäten Chemie .....	93
Tabelle 7: Modellelastizitäten Verkehr.....	94
Tabelle 8: Modellelastizitäten Wohnen.....	94
Tabelle 9: Modellelastizitäten Kokerei und Mineralölverarbeitung .....	94
Tabelle 10: Modellelastizitäten Gas.....	95
Tabelle 11: Modellelastizitäten Gastronomie.....	95
Tabelle 12: Modellelastizitäten Stromerzeugung aus Gas.....	95
Tabelle 13: Modellelastizitäten Stromerzeugung aus Erneuerbaren .....	95
Tabelle 14: Modellelastizitäten Elektrizität .....	96
Tabelle 15: Modellelastizitäten Gesundheit .....	96
Tabelle 16: Modellelastizitäten Konsum .....	96

## 7.3 Literaturverzeichnis

- Allan, G. J., Connolly, K., & McIntyre, S. (2021). Developing an electricity satellite account (ELSA): an application to Scotland, UK. *Economic Systems Research*, 47-66.
- Angleitner, B. M. (2023). *Energiewende und Arbeitsmarkt. Fachkräftepotenziale von Frauen und Migrant:innen in der Lehrberufsgruppe „Elektrotechnik/Elektronik“*. Wien: Institut für Höhere Studien.
- BMK. (2021a). *Historisch: Österreichs letztes Kohlekraftwerk vom Betrieb genommen*. Abgerufen am 9. Juli 2021 von <https://infothek.bmk.gv.at/historisch-oesterreichs-letztes-kohlekraftwerk-vom-betrieb-genommen/>
- BMK. (2021b). *Umweltinvestitionen des Bundes*.
- BMK. (2023). *Umweltinvestitionen des Bundes*.
- Bonin, H., Ertl, M., Fortin, I., Grozwa-Helmenstein, D., Hlouskova, J., Hofer, H., . . . Weyerstraß, K. (2023). *Prognose der österreichischen Wirtschaft 2023–2027. Rückkehr zum verhaltenen Trendwachstum*. Institut für Höhere Studien, Wien.
- Bundesministerium Finanzen. (2022). *Langfristige Budgetprognose 2022. Bericht der Bundesregierung gemäß § 15 Abs. 2 BHG 2013*. Bundesministerium Finanzen.
- Deutsche Bundesbank. (2023). *Monatsbericht November*.
- E-Control. (2022a). *Betriebsstatistik: Erzeugung elektrischer Energie. Gesamte Versorgung in Österreich*. Abgerufen am 17. April 2023 von <https://www.e-control.at/statistik/e-statistik/archiv/betriebsstatistik/jahresreihen#GES>
- E-Control. (2022b). *Bestandsstatistik*. Abgerufen am 17. April 2023 von <https://www.e-control.at/statistik/e-statistik/archiv/bestandsstatistik>
- Elminejad, A., Tomas Havranek, T., Horvath, R., & Irsova, Z. (2023). Intertemporal substitution in labor supply: A meta-analysis. *Review of Economic Dynamics*. Abgerufen am 13. 11 2023 von <https://doi.org/10.1016/j.red.2023.10.001>

- Europäische Kommission. (2018). *Ein sauberer Planet für alle Eine Europäische strategische, langfristige Vision für eine wohlhabende, moderne, wettbewerbsfähige und klimaneutrale Wirtschaft*. Brüssel.
- Europäische Zentralbank. (2023). *Wie der Klimawandel das Produktionspotenzial beeinflusst*. Wirtschaftsbericht.
- European Commission. (2022). *The possible implications of the Green Transition for the EU Labour Market*. Luxemburg.
- European Investment Bank. (2023). *Investment Report 2022-2023*. Luxemburg.
- Eurostat. (2016). *Environmental goods and services sector accounts. Practical Guide, 2016 edition*. Luxemburg: Publications Office of the European Union.
- Eurostat. (2022). *Air emissions accounts by NACE Rev. 2 activity [env\_ac\_ainah\_r2]*.
- Eurostat. (2023a). *Abhängigkeit von Energieimporten nach Produkten [SDG\_07\_50] von Österreich*. Abgerufen am 18. April 2023 von [https://ec.europa.eu/eurostat/databrowser/view/SDG\\_07\\_50/default/table](https://ec.europa.eu/eurostat/databrowser/view/SDG_07_50/default/table)
- Eurostat. (2023b). *Electricity prices for non-household consumers, bi-annual data (from 2007 onwards)*. Abgerufen am 30. 03 2023 von <https://ec.europa.eu/eurostat/web/main/data/database>
- Eurostat. (2023c). *Gas prices for non-household consumers, bi-annual data (from 2007 onwards)*. Abgerufen am 30. 03 2023 von <https://ec.europa.eu/eurostat/web/main/data/database>
- German Environment Agency. (2020). *Methodenkonvention 3.1 zur Ermittlung von Umweltkosten. Kostensätze Stand 12/2000*. German Environment Agency.
- German Environment Agency. (2024). *Supply and demand in the ETS2. Assessment of the new EU ETS for road transport, buildings and other sectors (Interim Report)*. German Environment Agency. Abgerufen am 05. 09 2024 von

[https://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/11850/publikationen/09\\_2024\\_cc\\_ets\\_2\\_supply\\_and\\_demand.pdf](https://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/11850/publikationen/09_2024_cc_ets_2_supply_and_demand.pdf)

- Grant, A., Connolly, K., & McIntyre, S. G. (2021). Developing an electricity satellite account (ELSA): an application to Scotland, UK. *Economic Systems Research*, 47-66.
- Harrison, A. (2006). Satellite accounts. *Fourth meeting of the Advisory Expert Group on National Accounts*, (S. 1-3). Frankfurt.
- Hassler, J., & Olovsson, C. (2021). Directed Technical Change as a Response to Natural-resource Scarcity. *Journal of Political Economy*, Vol. 129 (111), 3039-3072.
- Havik, K., McMorrow, K., Orlandi, F., Planas, C., Raciborski, R., Röger, W., . . . Vandermeulen, V. (2014). The Production Function Methodology for Calculating Potential Growth Rates & Output Gaps. *European Economy. Economic Papers*, 535.
- International Energy Agency. (2022). *World Energy Outlook 2022*. International Energy Agency.
- International Labour Organization. (2019). *Skills for a greener future: A global view. Based on 32 country studies*. Geneva.
- International Renewable Energy Agency. (2023). *Renewable Power Generation Costs in 2022*.
- Kaufman, N., Barron, A., Krawczyk, W., Marsters, P., & Haewon, M. (2020). A near-term to net zero alternative to the social cost of carbon for setting carbon prices. *Nature Climate Change*, 10(11), 1010–1014. doi:<https://doi.org/10.1038/s41558-020-0880-3>
- Kaya, Y., & Yokobori, K. (1997). *Environment, energy, and economy: Strategies for sustainability*. United Nations, Tokio, New York, Paris.
- Kimmich, C., Angleitner, B., Köpping, M., Laa, E., Plank, K., Schmidtner, D., . . . Zenz, H. (2023). *Photovoltaik- und Windkraftausbau in Niederösterreich: Potenziale und Herausforderungen für Wirtschaft und Arbeitsmarkt. Studie im Auftrag des AMS NÖ*. Wien: IHS.

- Kimmich, C., Angleitner, B., Köpping, M., Laa, E., Plank, K., Schnabl, A., & Zenz, H. (2022). *Photovoltaik-Wirtschaft und Wiener Arbeitsmarkt. Studie im Rahmen der Wiener PV-Offensive. Studie im Auftrag der Stadt Wien*. Wien: IHS.
- Klima- und Energiefonds. (August 2024). *Woher soll der zusätzlich benötigte Strom für die E-Mobilität kommen?* Abgerufen am 2. August 2024 von Faktencheck Energiewende. Eine Serviceseite des Klima- und Energiefonds: <https://faktencheck-energiewende.at/fakt/woher-soll-der-zusaetzlich-benoetigte-strom-fuer-die-e-mobilitaet-kommen/>
- Lappöhn, S., Angleitner, B., Bürscher, T., Kimmich, C., Laa, E., Mateeva, L., . . . Zenz, H. (2022). *Volkswirtschaftliche Gesamtrechnung zur Ökostrommilliarde*. Wien: IHS.
- Molnarova, Z., & Reiter, M. (2022). *IHS Macroeconomic Model ATM0D 0.6. Technical Appendix. IHS Projektbericht*.
- Mühlböck, M., Titelbach, G., Brunner, S., & Vogtenhuber, S. (2023). *Analyse des Fachkräftebedarfs in Österreich anhand ökonomischer Knappheitsindikatoren*. Wien: Institut für Höhere Studien, Studie im Auftrag der Statistik Austria.
- OECD. (2021). *Effective Carbon Rates 2021: Pricing Carbon Emissions through Taxes and Emissions Trading*. Paris: OECD Publishing.
- OECD. (2023). *Job Creation and Local Economic Development 2023. Bridging the Great Divide*. Paris: OECD Publishing.
- Oesterreichs Energie. (August 2024). *E-Mobilitätstage: 14 Prozent mehr Strom für 100 Prozent E-Mobilität in Österreich*. Abgerufen am 2. August 2024 von Oesterreichs Energie: <https://oesterreichsenergie.at/aktuelles/presseinformationen/detailseite/default-ff4c437761>
- Österreichische Energieagentur im Auftrag des BMK, mit Unterstützung von E-Control. (2024). *Szenarien der Gasversorgung in Österreich*. Österreichische Energieagentur. Wien: Österreichische Energieagentur – Austrian Energy Agency. Abgerufen am 27. 11 2024

von

[https://www.bmk.gv.at/themen/energie/publikationen/szenarien\\_gasversorgung.html](https://www.bmk.gv.at/themen/energie/publikationen/szenarien_gasversorgung.html)

Pietzcker, R., Osorio, S., & Rodrigues, R. (2021). Tightening EU ETS targets in line with the European Green Deal: Impacts on the decarbonization of the EU power sector. *Applied Energy*(293), 116914. doi:<https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2021.116914>

Popp, M. (2023). How elastic is labor demand? A meta-analysis for the German labor market. *Journal for Labour Market Research*(Res 57, 14.). doi:<https://doi.org/10.1186/s12651-023-00337-8>

Posch, C. (2010). *Energiewirtschaftliche Parameter konventioneller und innovativer Kraftwerkstechnologien*. Graz: TU Graz.

Prognos. (2021). *Technische CO<sub>2</sub>-Senken—Techno-ökonomische Analyse ausgewählter CO<sub>2</sub>-Negativemissionstechnologien*. Prognos AG. Abgerufen am 20. 07 2024 von <https://www.dena.de/newsroom/publikationsdetailansicht/pub/kurzgutachten-im-rahmen-der-dena-leitstudie-aufbruch-klimaneutralitaet/>

Projektgruppe Gemeinschaftsdiagnose. (2022). *Von der Pandemie zur Energiekrise - Wirtschaft und Politik im Dauerstress. Gemeinschaftsdiagnose Frühjahr 2022*. Kiel.

Projektgruppe Gemeinschaftsdiagnose. (2023). *Inflation im Kern hoch - Angebotskräfte jetzt stärken. Gemeinschaftsdiagnose Frühjahr 2023, Kapitel 5*. Kiel.

Reiter, M., & Molnarova, Z. (2022). *Die Auswirkungen des von der EU beschlossenen Embargos russischer Ölimporte auf die österreichische Wirtschaft*. Wien: IHS.

Rennert, K., Errickson, F., Prest, B., Rennels, L., Newell, R., Pizer, W., . . . Anthoff, D. (2022). Comprehensive Evidence Implies a Higher Social Cost of CO<sub>2</sub>. *Nature*. doi:<https://doi.org/10.1038/s41586-022-05224-9>

Resch, G. (2017). 100 % erneuerbarer Strom in Österreich – so geht's, Energy Economics Group. Abgerufen am 19. Jänner 2023 von

- [https://eeg.tuwien.ac.at/fileadmin/user\\_upload/projects/import-downloads/PR\\_464\\_executive\\_summary\\_Resch\\_100\\_Prozent\\_Oekostrom\\_Dossier.pdf](https://eeg.tuwien.ac.at/fileadmin/user_upload/projects/import-downloads/PR_464_executive_summary_Resch_100_Prozent_Oekostrom_Dossier.pdf)
- Stadler, K., Wood, R., Bulavskaya, T., Södersten, C.-J., Simas, M., Schmidt, S., . . . Tukker, A. (2021). EXIOBASE 3 (3.8.2). doi:10.5281/zenodo.5589597
- Staniaszek, D., Anagnostopoulos, F., Kranzl, L., Toleikyte, A., Steinbach, J. (2015). Die Sanierung des Deutschen Gebäudebestandes, BPIE, TU Wien, Fraunhofer Institut.
- Statistik Austria. (2016). *Standard-Dokumentation. Metainformationen zu den Volkswirtschaftlichen Gesamtrechnungen VGR-Jahresrechnung.*
- Statistik Austria. (2017). Gütereinsatzstatistik, Standard-Dokumentation. Abgerufen am 12. Februar 2023 von [https://www.statistik.at/fileadmin/shared/QM/Standarddokumentationen/U/std\\_u\\_guetereinsatzstatistik\\_ab\\_2014.pdf](https://www.statistik.at/fileadmin/shared/QM/Standarddokumentationen/U/std_u_guetereinsatzstatistik_ab_2014.pdf)
- Statistik Austria. (2021a). Input-Output-Tabelle 2017: Sonderauswertung der Statistik Austria.
- Statistik Austria. (2021b). *Güterproduktion nach ÖCPA und ÖPRODCOM ab 2008 - jährliche Betriebsdaten.* Abgerufen am 20. 07 2024 von <http://www.statcube.at>
- Statistik Austria. (2022a). *Energiebilanzen.* Abgerufen am 20. Jänner 2023 von <https://www.statistik.at/statistiken/energie-und-umwelt/energie/energiebilanzen>
- Statistik Austria. (2022b). *Energiebilanzen für Österreich und die Bundesländer. Standard-Dokumentation.* Abgerufen am 12. 02 2023 von [https://www.statistik.at/fileadmin/shared/QM/Standarddokumentationen/RW/std\\_r\\_energiebilanzen.pdf](https://www.statistik.at/fileadmin/shared/QM/Standarddokumentationen/RW/std_r_energiebilanzen.pdf)
- Statistik Austria. (2022c). *Gütereinsatzstatistik 2020. Verbrauch an Energie nach Energieträgern.* Abgerufen am 25. Jänner 2023 von <https://www.statistik.at/statistiken/industrie-bau-handel-und-dienstleistungen/gueterproduktion/guetereinsatz>

Statistik Austria. (2022d). Physische Energieflußrechnungen. Abgerufen am 01. Februar 2023

von <https://www.statistik.at/statistiken/energie-und-umwelt/energie/physische-energieflussrechnungen>

Statistik Austria. (2022e). Konjunkturstatistik im Produzierenden Bereich. Wien.

Statistik Austria. (2022f). Leistungs- und Strukturstatistik.

Statistik Austria. (2022g). *Allgemeiner Einkommensbericht 2022*. Abgerufen am 10. 07 2023 von

<https://www.statistik.at/statistiken/bevoelkerung-und-soziales/einkommen-und-soziale-lage/allgemeiner-einkommensbericht>

Statistik Austria. (2023a). *Energiegesamtrechnung*. Abgerufen am 20. Jänner 2023 von

<https://www.statistik.at/statistiken/energie-und-umwelt/energie/energiegesamtrechnung>

Statistik Austria. (2023b). *Input-Output-Tabelle 2019*.

Statistik Austria. (2023c). *Außenhandel ab 2007 nach KN 8- 6- 4-Steller (GKN2Q)*.

Statistik Austria. (2023d). *Luftemissionsrechnung ab 2008 (Q)*.

Statistik Austria. (2023e). Volkswirtschaftliche Gesamtrechnungen 1995–2022.

Hauptergebnisse.

Statistik Austria. (2024a). Kfz-Bestand. Statistik Austria.

Statistik Austria. (2024b). Kfz-Neuzulassungen. Statistik Austria.

Statistik Austria. (2024c). *Leistungs- und Strukturdaten*. Abgerufen am 20. 07 2024 von

<https://www.statistik.at/statistiken/industrie-bau-handel-und-dienstleistungen/leistungs-und-strukturdaten>

Umweltbundesamt. (2021). *Klimaschutzbericht 2021 (REP 0776)*. Umweltbundesamt.

Umweltbundesamt GmbH.

Umweltbundesamt. (2023a). *Klimaschutzbericht 2023 (REP 0871)*. Umweltbundesamt.

Umweltbundesamt GmbH. Abgerufen am 20. 07 2024 von

<https://www.umweltbundesamt.at/fileadmin/site/publikationen/rep0871.pdf>

Umweltbundesamt. (2023b). *Energie- und Treibhausgasszenario Transition 2040 (REP-0880)*.

Umweltbundesamt GmbH.

Umweltbundesamt. (2023c). *Energie- und Treibhausgasszenarien 2023. WEM, WAM und*

*Transition mit Zeitreihen von 2020 bis 2050 (Rep-0882)*. Umweltbundesamt GmbH.

Umweltbundesamt. (2023d). *Energie- und Treibhausgasszenarien 2023 – Anhang 2 –*

*Treibhausgasemissionen der Szenarien von 1990 bis 2050*.

VCÖ - Mobilität mit Zukunft. (August 2024). *VCÖ: In Österreich erstmals mehr als 100.000 E-*

*Pkw*. Abgerufen am 2. August 2024 von VCÖ - Mobilität mit Zukunft:

<https://vcoe.at/presse/presseaussendungen/detail/vcoe-in-oesterreich-erstmals-mehr-als-100-000-e-pkw>

Vogel, L., Neumann, M., & Linz, S. (2023). Berechnung und Entwicklung des neuen

Produktionsindex für energieintensive Industriezweige. *WISTA - Wirtschaft und Statistik*, 75(2), 39-48.

Whalen, C., & Reichling, F. (2017). Estimates of the Frisch Elasticity of Labor Supply. A Review.

*Eastern Economic Journal*, 43, 37–42. Von <https://doi.org/10.1057/eej.2015.23>  
abgerufen

Wolters, M. (2022). *Gemeinschaftsdiagnose Frühjahr 2022: Klimaschutz ohne*

*Produktionseinbußen: Die Rolle energiesparenden technischen Fortschritts*.

Hintergrundpapier zur Gemeinschaftsdiagnose 2022, Kiel.

Zachmann, G., McWilliams, B., Keliauskaitė, U., & Sgaravatti, G. (2024). *European natural gas*

*imports. Dataset*. Bruegel.

## 7.4 Abkürzungsverzeichnis

Äq	Äquivalent
CBAM	Carbon Border Adjustment Mechanism
CCS	Carbon Capture and Storage
CES	Constant elasticity of substitution (konstante Substitutionselastizität)
DSGE-Modell	Dynamic Stochastic General Equilibrium Model
EAG	Erneuerbaren-Ausbau-Gesetz
ETS	Emission Trading System
ESK	Energiesatellitenkonto
E-Verkehrsmittel	Elektrische Verkehrsmittel
IEA	International Energy Agency
KWK	Kraft-Wärme-Kopplung
LNG	Liquified Natural Gas
Mt	Megatonne (Million Tonnen)
MWh	Megawattstunde
ÖNACE	Österreichische Version der <i>Nomenclature générale des activités économiques dans les communautés européennes</i>
VGR	Volkswirtschaftliche Gesamtrechnung

## 8 Anhang

**Tabelle 5: Summe zugeteilte und geprüfte Emissionen der Jahre 2014 bis 2022 Stationäre Anlagen und Luftfahrzeugbetreiber in Mio. Tonnen CO<sub>2</sub>-Äquivalent**

Jahr	Zuteilung gemäß NAT	geprüfte Emissionen	Zugekaufte Zertifikate	Anteil zugekauft %
2014	22.453.413,00	29.081.201,00	6.627.788,00	22,80
2015	21.649.611,00	30.496.552,00	8.846.941,00	29,01
2016	21.052.058,00	30.042.306,00	8.990.248,00	29,93
2017	20.444.005,00	31.404.194,00	10.960.189,00	34,90
2018	19.894.490,00	29.600.320,00	9.705.830,00	32,79
2019	21.147.182,00	33.372.462,00	12.225.280,00	36,63
2020	20.565.740,00	28.232.008,00	7.666.268,00	27,15
2021	20.636.522,00	30.269.280,00	9.632.758,00	31,82
2022	20.960.606,00	29.485.049,00	8.524.443,00	28,91

Quelle: eigene Berechnungen auf Basis der Berichte zum Stand der Einhaltung der Österreichischen Emissionshandelsregisterstelle.

**Tabelle 6: Modellelastizitäten Chemie**

Komponente	Elastizität	Inputs
Gesamt	0,25	NichtEnergie, KapitalArbeit
NichtEnergie	0,25	Übrige Inputs
KapitalArbeit	1,00	KapitalEnergie, Arbeit
KapitalEnergie	0,50	Kapital, Energie
Energie	1,00	Elektrizität, Fossile Energie
Fossile Energie	0,50	Kohle, Erdöl, Erdgas, Mineralöl, Haushaltsgas

Quelle: IHS.

**Tabelle 7: Modellelastizitäten Verkehr**

Komponente	Elastizität	Inputs
<b>Gesamt</b>	0,20	Restliche Zwischenprodukte, VerkehrArbeit
<b>Restliche Zwischenprodukte</b>	0,40	Übrige Inputs
<b>VerkehrArbeit</b>	0,20	Verkehrsmittel, Arbeit
<b>Verkehrsmittel</b>	5,00	E-Verkehrsmittel, Fossil-Verkehrsmittel
<b>E-Verkehrsmittel</b>	0,20	Elektrizität, E-Fahrzeuge
<b>Fossil-Verkehrsmittel</b>	0,20	Mineralöl, Fossil-Verkehrsmittel

Anm.: E-Verkehrsmittel (Elektrische Verkehrsmittel), Fossil-Verkehrsmittel (Verkehrsmittel, die fossile Energieträger anwenden).

Quelle: IHS.

**Tabelle 8: Modellelastizitäten Wohnen**

Komponente	Elastizität	Inputs
<b>Gesamt</b>	0,02	Wärme, NichtWärme
<b>Wärme</b>	0,50	EnergieDämmung
<b>NichtWärme</b>	0,25	NichtEnergie, KapitalArbeit
<b>Energie</b>	1,00	Elektrische Wärme, Fossil
<b>NichtEnergie</b>	0,40	Übrige Inputs
<b>KapitalArbeit</b>	0,50	Arbeit, Kapital
<b>Elektrische Wärme</b>	0,20	Elektrizität, Wärmepumpen/erneuerbare Heizungssysteme
<b>Fossil</b>	2,00	Kohle, Erdöl, Erdgas, Mineralöl, Haushaltsgas

Quelle: IHS.

**Tabelle 9: Modellelastizitäten Kokerei und Mineralölverarbeitung**

Komponente	Elastizität	Inputs
<b>Gesamt</b>	0,04	Erdöl, NichtKohle
<b>NichtKohle</b>	0,20	KapitalArbeit, Zwischenprodukte
<b>KapitalArbeit</b>	0,60	Kapital, Arbeit
<b>Zwischenprodukte</b>	0,40	Übrige Inputs

Quelle: IHS.

**Tabelle 10: Modellelastizitäten Gas**

Komponente	Elastizität	Inputs
<b>Gesamt</b>	0,04	Erdgas, NichtKohle
<b>NichtKohle</b>	0,20	KapitalArbeit, Zwischenprodukte
<b>KapitalArbeit</b>	0,60	Kapital, Arbeit
<b>Zwischenprodukte</b>	0,40	Übrige Inputs

Quelle: IHS.

**Tabelle 11: Modellelastizitäten Gastronomie**

Komponente	Elastizität	Inputs
<b>Gesamt</b>	0,25	NichtEnergie, KapitalArbeit
<b>NichtEnergie</b>	0,25	Übrige Inputs
<b>KapitalArbeit</b>	1,00	KapitalEnergie, Arbeit
<b>KapitalEnergie</b>	2,00	Kapital, Energie
<b>Energie</b>	3,00	Elektrizität, Fossile Energie
<b>Fossile Energie</b>	0,50	Kohle, Erdöl, Erdgas, Mineralöl, Haushaltsgas

Quelle: IHS.

**Tabelle 12: Modellelastizitäten Stromerzeugung aus Gas**

Komponente	Elastizität	Inputs
<b>Gesamt</b>	0,04	Haushaltsgas, NichtGas
<b>NichtGas</b>	0,20	KapitalArbeit, Zwischenprodukte
<b>KapitalArbeit</b>	0,60	Kapital, Arbeit
<b>Zwischenprodukte</b>	0,40	Übrige Inputs

Quelle: IHS

**Tabelle 13: Modellelastizitäten Stromerzeugung aus Erneuerbaren**

Komponente	Elastizität	Inputs
<b>Gesamt</b>	0,04	Kapital, NichtKapital
<b>NichtKapital</b>	0,60	Arbeit, Zwischenprodukte
<b>Zwischenprodukte</b>	0,40	Übrige Inputs

Quelle: IHS.

**Tabelle 14: Modellelastizitäten Elektrizität**

Komponente	Elastizität	Inputs
<b>Gesamt</b>	0,25	Restliche Zwischenprodukte, KapitalArbeit
<b>Restliche Zwischenprodukte</b>	0,25	Übrige Inputs
<b>KapitalArbeit</b>	1,00	KapitalEnergie, Arbeit
<b>KapitalEnergie</b>	2,00	Kapital, Energie
<b>Energie</b>	3,00	Elektrizität, Fossile Energie
<b>Elektrizität</b>	4,00	E-Kohle, E-Gas, E-Öl, E-Erneuerbare Energien
<b>Fossile Energie</b>	0,50	Kohle, Erdöl, Erdgas, Mineralöl, Haushaltsgas

Anm.: E-Kohle (Elektrizität aus Kohle), E-Gas (Elektrizität aus Gas), E-Öl (Elektrizität aus Öl), E-Erneuerbare Energien (Elektrizität aus Erneuerbaren Energien).

Quelle: IHS.

**Tabelle 15: Modellelastizitäten Gesundheit**

Komponente	Elastizität	Inputs
<b>Gesamt</b>	0,25	NichtEnergie, KapitalArbeit
<b>NichtEnergie</b>	0,25	Übrige Inputs
<b>KapitalArbeit</b>	1,00	KapitalEnergie, Arbeit
<b>KapitalEnergie</b>	2,00	Kapital, Energie
<b>Energie</b>	3,00	Elektrizität, Fossile Energie
<b>Fossile Energie</b>	0,50	Kohle, Erdöl, Erdgas, Mineralöl, Haushaltsgas

Quelle: IHS.

**Tabelle 16: Modellelastizitäten Konsum**

Komponente	Elastizität	Inputs
<b>Gesamt</b>	0,40	Verkehr, NichtEnergie
<b>Verkehr</b>	5,00	FossilerVerkehr, E-Verkehr
<b>NichtEnergie</b>	0,40	Übrige Inputs
<b>FossilerVerkehr</b>	0,10	Mineralöl, FossilFahrzeuge
<b>E-Verkehr</b>	0,10	Elektrizität, E-Fahrzeuge

Quelle: IHS.