

CLIMATE CHANGE

20/2025

Teilbericht

Der Einfluss von CO₂- und Energiepreisen auf Energieverbräuche in der Industrie

Szenario-Analysen mit PANTA RHEI

von:

Dr. Christian Lutz, Lisa Becker
Gesellschaft für Wirtschaftliche Strukturforchung (GWS), Osnabrück

Herausgeber:
Umweltbundesamt

CLIMATE CHANGE 20/2025

Ressortforschungsplan des Bundesministeriums für
Umwelt, Naturschutz, nukleare Sicherheit und
Verbraucherschutz

Forschungskennzahl 3720 43 101 0
FB001642

Teilbericht

Der Einfluss von CO₂- und Energiepreisen auf Energieverbräuche in der Industrie

Szenario-Analysen mit PANTA RHEI - Teilbericht im
Rahmen des Projektes „Der Beitrag ökonomischer
Instrumente zur Erreichung der Klimaschutzziele: Die
Rolle der staatlich bestimmten Energiepreisbestandteile
im Instrumenten-Mix“

von

Dr. Christian Lutz, Lisa Becker
Gesellschaft für Wirtschaftliche Strukturforchung (GWS),
Osnabrück

Im Auftrag des Umweltbundesamtes

Impressum

Herausgeber

Umweltbundesamt
Wörlitzer Platz 1
06844 Dessau-Roßlau
Tel: +49 340-2103-0
Fax: +49 340-2103-2285
buergerservice@uba.de
Internet: www.umweltbundesamt.de

Durchführung der Studie:

Gesellschaft für Wirtschaftliche Strukturforschung mbH
Heinrichstr. 30
49080 Osnabrück

Abschlussdatum:

Oktober 2024

Fachliche Begleitung:

Fachgebiet I 1.4 Wirtschafts- und sozialwissenschaftliche Umweltfragen, sozial-ökologischer Strukturwandel, nachhaltiger Konsum
Dr. Benjamin Lünenbürger

DOI:

<https://doi.org/10.60810/openumwelt-7593>

ISSN 1862-4359

Dessau-Roßlau, April 2025

Die Verantwortung für den Inhalt dieser Veröffentlichung liegt bei den Autorinnen und Autoren.

Kurzbeschreibung: Der Einfluss von CO₂- und Energiepreisen auf Energieverbräuche in der Industrie

Ziel der Studie ist zu ermitteln, wie CO₂- und Energiepreise zur Erfüllung von Klimaschutz in der Industrie beitragen können. Mit Hilfe des makroökonomischen Modells PANTA RHEI wird der Energieverbrauch und die Emissionen verschiedener Industriesektoren (u. a. Metallherzeugung, Grundstoffchemie, Fahrzeugbau) im Kontext der wirtschaftlichen Entwicklung abgebildet; dabei werden auch bekannte Preiselastizitäten der Energienachfrage genutzt. In PANTA RHEI werden unterschiedliche Szenarien modelliert.

Vertraut die Klimapolitik bei den gegenwärtig erwarteten CO₂-Preisen allein auf die Lenkungswirkung von Energiepreisen, reicht bei mittleren Elastizitäten eine Emissionsreduktion von 20 Mt CO₂ nicht, um das Sektorziel zu erfüllen. Selbst bei einer Verdopplung der CO₂-Preise auf beinahe 300 €/tCO₂ im Jahr 2030 wird das Sektorziel des Klimaschutzgesetzes nur erreicht, wenn auch hohe Preiselastizitäten unterstellt werden (-42,4 Mt CO₂). Der Vergleich der Szenarien zeigt, dass eine höhere Energieeffizienz und die Energieträgersubstitution die wichtigsten Gründe für einen Emissionsrückgang sind. Preisliche Stellschrauben jenseits von CO₂-Preisen, insb. die staatlichen Bestandteile bei Strom- und Gaspreisen der Industrie, leisten nur einen begrenzten Beitrag zur CO₂-Minderung.

Die begrenzten Effekte in Szenarien, die nur auf geänderte Preisrelationen der Energieträger setzen, lassen sich mit bestehenden starken Pfadabhängigkeiten im Industriesektor erklären. Sie erschweren die Durchdringung mit neuen Technologien, können allerdings durch politische Maßnahmen und Investitionen in erste Anlagen, z. B. zur CO₂-freien Prozesswärmebereitstellung, schneller überwunden werden. Haben die neuen CO₂-freien Technologien einmal einen größeren Anteil am Markt erreicht und sind zu ähnlichen Kosten wie fossile Referenztechnologien verfügbar, sollte dies die Lenkungswirkung von Energiepreisen und damit die Lenkungswirkung von CO₂- und anderen staatlich bestimmten Energiepreisbestandteilen erhöhen.

Abstract: The influence of carbon and energy prices on energy consumption in industry

The aim of the study is to determine how carbon and energy prices can contribute to climate mitigation in industry. It uses the macroeconomic model PANTA RHEI, which models the energy consumption and emissions of different industrial sectors (including metal production, basic chemicals, vehicle construction) in the context of economic development. PANTA RHEI models different scenarios.

If climate policy relies solely on the steering effect of energy prices, an emission reduction with assumed medium elasticities of 20 Mt CO₂ is not sufficient to reach the sectoral target, given the currently expected carbon prices. Even if carbon prices double to almost € 300/tCO₂ in 2030, the sector target of the Climate Protection Act will only be achieved and significantly exceeded if high price elasticities are also assumed (-42.4 Mt CO₂). A comparison of the scenarios shows that higher energy efficiency and energy source substitution are the most important reasons for a decline in emissions; in addition, energy-intensive production also declines somewhat. Price-related levers other than carbon prices, in particular the state-determined components of electricity and gas prices for industry, only make a limited contribution to CO₂ reductions.

The limited effects in scenarios based only on changes in the price relations of energy sources can be explained by the strong path dependencies that exist in the industrial sector. These path dependencies make it difficult to implement new technologies, but they can be overcome more quickly by political measures and investments in initial plants, e. g. for carbon-free process heat supply. Once the new carbon-free technologies have achieved a larger market share and are available at similar costs to fossil reference technologies, this is likely to increase steering effect of energy prices and thus the steering effect of CO₂ and other government-set energy price components.

Inhaltsverzeichnis

Abbildungsverzeichnis.....	7
Tabellenverzeichnis.....	9
Abkürzungsverzeichnis.....	10
Zusammenfassung.....	11
Summary	15
1 Einleitung und Problemstellung.....	19
2 Das Modell PANTA RHEI.....	23
2.1 Überblick.....	23
2.2 Ökonomische Modellierung.....	24
2.3 Energiemodellierung.....	25
2.4 Modellierung von CO ₂ -Emissionen	27
3 Analyse	28
3.1 Wirkung einer Erhöhung des CO ₂ -Preises.....	29
3.1.1 Vorgehen und Annahmen.....	29
3.1.2 Ergebnisse bei geschätzten Preiselastizitäten (Szenarien 1 und 2).....	32
3.1.3 Ergebnisse bei niedrigen und hohen Preiselastizitäten (Szenarien 3–6) am Beispiel der Metallerzeugung.....	41
3.2 Wirkung einer Erhöhung des CO ₂ -Preises bei Annahme der Zusätzlichkeit der Klimaschutzinvestitionen (Szenario 7).....	44
3.2.1 Vorgehen und Annahmen.....	44
3.2.2 Ergebnisse.....	46
3.3 Wirkung von Änderungen der Energiepreise, der Kreuzpreiselastizitäten und der Industrieproduktion.....	50
3.3.1 Vorgehen und Annahmen.....	50
3.3.2 Ergebnisse.....	51
3.4 Beitrag hoher CO ₂ -Preise zur Sektorzielerreichung bei unterschiedlichen Preiselastizitäten bis 2030	54
4 Fazit und Ausblick.....	57
5 Quellenverzeichnis	61
A Anhang: Strompreise.....	65

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1:	Struktur des umweltökonomischen Modells PANTA RHEI.....	23
Abbildung 2:	Entwicklung der industriellen THG-Emissionen im Mit- Maßnahmen-Szenario, der industriellen CO ₂ -Emissionen in Szenario 1 (PANTA RHEI) und des Sektorziels für die Industrie nach Klimaschutzgesetz.....	29
Abbildung 3:	Annahmen für die Entwicklung der CO ₂ -Preise (nominal)	30
Abbildung 4:	Effekt auf den Energieverbrauch nach Industriezweigen in Szenario 2	32
Abbildung 5:	Energiemix der gesamten Industrie in Szenarien 1 und 2 im Jahr 2030	33
Abbildung 6:	Effekt auf die Produktionspreise nach Industriezweigen in Szenario 2	34
Abbildung 7:	Effekt auf die reale Produktion nach Industriezweigen in Szenario 2	35
Abbildung 8:	Effekt auf die Beschäftigung nach Industriezweigen in Szenario 2	36
Abbildung 9:	Effekt auf die Investitionen nach Industriezweigen in Szenario 2	37
Abbildung 10:	Einnahmeneffekte aus der CO ₂ -Bepreisung in Szenario 2	38
Abbildung 11:	Zerlegung des CO ₂ -Effektes zwischen Szenario 2 und 1 nach Kaya-Identität	40
Abbildung 12:	Effekte auf das BIP und die BIP-Komponenten (jeweils real) in Szenario 2	41
Abbildung 13:	Effekte hoher CO ₂ -Preise auf den Energieverbrauch in der Metallerzeugung bei unterschiedlichen Preiselastizitäten	42
Abbildung 14:	Effekte hoher CO ₂ -Preise auf den Produktionspreis in der Metallerzeugung und -bearbeitung bei unterschiedlichen Preiselastizitäten	43
Abbildung 15:	Effekte hoher CO ₂ -Preise auf die reale Produktion in der Metallerzeugung und -bearbeitung bei unterschiedlichen Preiselastizitäten	43
Abbildung 16:	Effekte hoher CO ₂ -Preise auf das reale BIP bei unterschiedlichen Preiselastizitäten.....	44
Abbildung 17:	Effekt auf die Investitionen nach Industriezweigen in Szenario 7	45
Abbildung 18:	Effekt auf den Energieverbrauch nach Industriezweigen in Szenario 7	46
Abbildung 19:	Energiemix der gesamten Industrie in Szenarien 1 und 7 im Jahr 2030	47
Abbildung 20:	Effekt auf die reale Produktion nach Industriezweigen in Szenario 7	48

Abbildung 21:	Effekt auf das BIP und die BIP-Komponenten (jeweils real) in Szenario 7	49
Abbildung 22:	Zerlegung des CO ₂ -Effektes zwischen Szenario 7 und 1 nach Kaya-Identität	50
Abbildung 23:	Energiemix der gesamten Industrie in Szenarien 8 bis 12 und den Referenzszenarien im Jahr 2030	53
Abbildung 24:	Industrieller Energieverbrauch in den Szenarien 1 bis 12 im Jahr 2030	55
Abbildung 25:	Vergleich der industriellen CO ₂ -Emissionen in den Szenarien 1 bis 12 im Jahr 2030	56

Tabellenverzeichnis

Tabelle 1:	Bandbreiten der Energiepreiselastizitäten in der Industrie	20
Tabelle 2:	Szenarienübersicht	22
Tabelle 3:	Übersicht über die Szenarioanalysen	28
Tabelle 4:	Szenarien zur Untersuchung des CO ₂ -Preiseffektes	31
Tabelle 5:	Energieintensitäten und geschätzte Preiselastizitäten der Energienachfrage nach Industriezweigen	31
Tabelle 6:	Überblick über Szenarien 8 bis 12	50
Tabelle 7:	Effekte auf den gesamten Energieverbrauch der Industrie in Szenarien 8 bis 12 im Jahr 2030	52
Tabelle 8:	Effekt auf das BIP in Szenarien 8 bis 12 im Jahr 2030	53
Tabelle 9:	Effekt auf die CO ₂ -Emissionen der Industrie in Szenarien 8 bis 12 im Jahr 2030	54
Tabelle 10:	Annahmen für die Entwicklung der Strompreise (nominal).....	65

Abkürzungsverzeichnis

AGEB	Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen
AP	Arbeitspaket
BEHG	Brennstoffemissionshandelsgesetz
BIP	Bruttoinlandsprodukt
c. p.	ceteris paribus
CBAM	Carbon Border Adjustment Mechanism
CGE	Computable General Equilibrium
CO₂	Kohlendioxid
CRF	Common Reporting Format
EE	Erneuerbare Energien
EEG-Umlage	Erneuerbare-Energien-Gesetz-Umlage
E-Fahrzeuge	Elektrofahrzeuge
EU	Europäische Union
EU-ETS	Europäischer Emissionshandel
ggü.	gegenüber
GWS	Gesellschaft für Wirtschaftliche Strukturforschung
H₂	Wasserstoff
i.d.R.	in der Regel
LULUCF	Landnutzung, Landnutzungsänderung und Forstwirtschaft
MMS	Mit-Maßnahmen-Szenario
Mt	Megatonne
NE	Nichteisen
NECP	National energy and climate plan (Nationaler Energie- und Klimaplan)
ODS	Ozonabbauende Stoffe
t	Tonne
THG	Treibhausgas
UBA	Umweltbundesamt
VGR	Volkswirtschaftliche Gesamtrechnung

Zusammenfassung

Einleitung und Problemstellung

Die vorliegende Studie adressiert folgende Fragen:

- ▶ Wie groß können die Lenkungswirkungen von CO₂- und Energiepreisen in Richtung Klimaschutz in der Industrie sein?
- ▶ Was kann aus bekannten Preiselastizitäten der Energienachfrage abgeleitet werden?
- ▶ Welche zusätzlichen, politikrelevanten Erkenntnisse erlauben ökonomische Modellierungen von preislichen Lenkungswirkungen in der Industrie?

Zur Beantwortung dieser Fragen wird das makroökonomische Top-down-Modell PANTA RHEI eingesetzt. Es wird untersucht, welche Treibhausgas-Minderungen im Industriesektor unter welchen Annahmen durch CO₂-Preise und relative Energiepreisänderungen bis zum Jahr 2030 erreichbar sind. Dazu werden die Annahmen zu den Energiepreiselastizitäten im Rahmen der aktuell diskutierten Werte sowie weitere zentrale Annahmen in PANTA RHEI variiert. Es wird überprüft, wie das Modell mit Elastizitätenansatz die aktuelle Energienachfrage durch CO₂-Preise bis zum Jahr 2030 verändert. Es handelt sich dabei zunächst um einen CO₂-Preis-Only-Ansatz. Der Ansatz setzt den Energieeinsatz in Industriebranchen in Abhängigkeit von Produktionsmenge, Relativpreisen und technischem Fortschritt, indem auf aggregierter Ebene der Industriezweige die empirisch zu beobachtenden Elastizitäten oder alternative Annahmen aus der Literatur modelliert werden. Neben unterschiedlichen CO₂-Preispfaden, getrennt für das EU-ETS und das BEHG, das ab dem Jahr 2027 in ein zweites EU-Emissionshandelssystem ETS 2 übergehen wird, werden dabei auch Variationen bei den Erdgas- und Strompreisen berücksichtigt. Außerdem werden weitere Einflussgrößen wie Investitionen und Produktionsmengen variiert oder die Substitutionsmöglichkeiten zwischen Energieträgern verändert. Daraus wurden zwölf Szenarien abgeleitet.

Das Modell PANTA RHEI

Das nationale Modell PANTA RHEI ist eine zur Analyse umweltökonomischer Fragestellungen erweiterte Version des Simulations- und Prognosemodells INFORGE, das auf amtlichen Statistiken basiert. Es ist ein makroökonomisches Modell, in dem der langfristige intersektorale Strukturwandel in der wirtschaftlichen Entwicklung mithilfe von Input-Output-Tabellen auf der Ebene von Wirtschaftszweigen abgebildet wird. Auf Grundlage historischer Zeitreihen werden die Verhaltensparameter ökonomisch geschätzt. Dies impliziert, dass die Akteure nur myopische Vorstellungen haben und Entscheidungen gemäß in der Vergangenheit beobachteten Mustern treffen. Das Modell wird iterativ Jahr für Jahr gelöst und ist in der Regel bottom up aufgebaut; d. h., dass erst auf sektoraler Ebene gerechnet und anschließend in den makroökonomischen Variablen aggregiert wird.

In PANTA RHEI werden die ökonomischen Zusammenhänge aus INFORGE um Energie- und Emissionsmodellierungen ergänzt und konsistent miteinander verknüpft, sodass Wechselwirkungen zwischen diesen Bereichen im Modell nachgezeichnet werden. Die Schätzung des Energieverbrauchs für die vierzehn Industriezweige in der Gliederung der Energiebilanz erfolgt auf zwei Stufen: Auf der ersten Stufe wird der Energieverbrauch pro Industriezweig insgesamt geschätzt. Dafür werden die reale Produktion und die Preise des jeweiligen Industriezweiges als erklärende Größen einbezogen. Auf der zweiten Stufe der Fortschreibung des Energieverbrauchs wird der Energiemix bestimmt, indem der Energieverbrauch innerhalb des jeweiligen Industriezweiges auf die Energieträger über die Änderung relativer Preise verteilt wird. Auf Grundlage der berechneten Energieverbräuche werden die CO₂-Emissionen ermittelt.

Wirkung einer Erhöhung des CO₂-Preises

Anhand der Szenarien 1 bis 6 wird untersucht, welche energetischen und ökonomischen Effekte bis 2030 sich als Reaktion auf veränderte CO₂-Preise ergeben. In den Szenarien 1 und 2 werden die Energiepreiselastizitäten im Modell auf Basis historischer Daten geschätzt. Es wird eine Bandbreite an Szenarien aufgespannt, indem neben den CO₂-Preisen auch die Preiselastizitäten der Energienachfrage variiert werden: Für die Hochvariante wird eine Elastizität von -0,7 für alle Industriezweige angenommen (Szenarien 5 und 6), in der Niedrigvariante wird sie auf -0,1 gesetzt (Szenarien 3 und 4). Die Variation der CO₂-Preise erfolgt über eine Verdopplung im EU-ETS sowie eine Angleichung von ETS- und BEHG-Preis.

Je nachdem, wie stark die Industriezweige von EU-ETS und BEHG erfasst sind, und je nach CO₂-Intensität gemäß ihrem Energiemix, fallen die verdoppelten CO₂-Preise unterschiedlich stark ins Gewicht. Infolge der höheren Energiepreise liegt der Energieverbrauch in Szenario 2 niedriger als in Szenario 1. Besonders große Abweichungen von bis zu 14 % ergeben sich in den Branchen, in denen sowohl die Energieintensität als auch die Preiselastizität hoch sind, vor allem bei der Verarbeitung von Steinen und Erden, in der Metallherzeugung und im Papiergewerbe. In Szenario 2 liegt wegen der höheren CO₂-Preise die reale Produktion niedriger, was sich zusätzlich senkend auf die Höhe des Energieverbrauchs auswirkt.

Die höheren Produktionspreise infolge der höheren CO₂-Preise in Szenario 2 erschweren den Absatz der Produkte, die sowohl gegenüber der ausländischen Konkurrenz als auch gegenüber anderen Vorleistungen an Wettbewerbsfähigkeit verlieren. Dadurch sinkt die Produktion in konstanten Preisen ggü. Szenario 1 mit Referenz-CO₂-Preisen. Die Höhe der Preiseffekte übersetzt sich jedoch nicht in gleichem Ausmaß auf die Produktionseffekte, da sich auch der Produktionswert in laufenden Preisen durch geänderte Vorleistungen und Endnachfrage verändert. Den Unternehmen gelingt es, einen Teil der Preissteigerungen an Abnehmer zu überwälzen. Die Beschäftigung geht leicht zurück.

Bei den Effekten der höheren CO₂-Preise auf das Bruttoinlandsprodukt (BIP) steigen die Ausrüstungsinvestitionen deutlich, weil vermehrt in erneuerbare Energien, Netze sowie Elektrofahrzeuge (E-Fahrzeuge) investiert wird. Die Exporte gehen zurück, weil die höheren Preise die internationale Wettbewerbsfähigkeit heimischer Unternehmen schwächen. Deshalb steigen auch die Importe, zumal Investitionsgüter vielfach hohe Importanteile aufweisen. Konsum und Bauinvestitionen ändern sich kaum.

Die Höhe der Preiselastizitäten hat großen Einfluss auf die Ergebnisse (Szenarien 3 bis 6). Bei hohen Preiselastizitäten geht der Energieeinsatz stark zurück, was den Kostendruck und damit den Preisanstieg im Vergleich zur Annahme niedriger Preiselastizitäten reduziert, die Produktion stabilisiert und damit auch den negativen gesamtwirtschaftlichen Effekt reduziert. Spiegelbildlich zu den Wirkungen auf den Energieverbrauch sind die Effekte auf die Produktionspreise. Bei niedrigen Preiselastizitäten sind die Anpassungsmöglichkeiten gering und die Preisanstiege entsprechend hoch, was wiederum die Produktion und das BIP überdurchschnittlich reduziert.

Wirkung einer Erhöhung des CO₂-Preises bei Annahme zusätzlicher Klimaschutzinvestitionen

Szenario 7 sieht vor, dass die Industrie höhere Investitionen in Klimaschutz tätigt und so auch insgesamt zusätzliche Investitionen bewirkt, ohne dabei andere Investitionen zu verdrängen. Außerdem wird angenommen, dass mit den zusätzlichen Investitionen der Einsatz von Wasserstoff beschleunigt ansteigt und die Substituierbarkeit gerade in Richtung des Einsatzes von Strom und Wasserstoff erhöht wird. Der Energiemix verschiebt sich im Szenario 7 im Vergleich zu Szenario 1 dadurch sichtbar hin zu mehr Einsatz von Strom, Wasserstoff und erneuerbaren Energien.

Die Effekte auf den sektoralen Energieverbrauch hängen ganz überwiegend vom CO₂-Preis ab. Die CO₂-Emissionen liegen im Jahr 2030 um 25,5 Mt niedriger als in Szenario 1 und um 5,6 Mt niedriger als in Szenario 2. Insbesondere aufgrund der schlechteren Außenhandelsbilanz, bei der die höheren inländischen Investitionen höhere Importe nach sich ziehen und die Exporte aufgrund höherer Kosten und Produktionspreise schwächer ausfallen, ergibt sich ein leicht negativer gesamtwirtschaftlicher Effekt. Die Produktion in einzelnen Industriezweigen geht dadurch geringfügig zurück, wobei der Effekt in der Metallerzeugung mit 2 % mit Abstand am größten ist und teilweise sogar die Produktion höher liegt. Insgesamt geht dieses Szenario aber in die erhoffte Richtung, bei der die Industrieproduktion in Deutschland weitestgehend erhalten bleibt und ein Wechsel auf CO₂-freie Energieträger gelingt. Allerdings ist darauf hinzuweisen, dass dies Ergebnis der gewählten Annahmen ist und kein empirischer Beleg für diesen Zusammenhang geliefert wird.

Durch die höheren Investitionen und damit verbundenen Kapitalkosten liegen die Gewinne der Metallerzeugung im Jahr 2030 um 30 % niedriger als in der Referenz. Wenn der Staat Teile der Investitionen fördern sollte, was derzeit zu erwarten ist bzw. bereits in Fördermaßnahmen passiert, wären die Effekte geringer. In den übrigen Wirtschaftsbereichen liegen die meist negativen Effekte auf die Gewinne (solange nicht gefördert wird) in einer Größenordnung von wenigen Prozenten. Zwar gehen auch die Energiekosten zurück, aber diese Einsparungen sind zunächst viel niedriger als die Zunahme der Kapitalkosten, die über 15 bis 20 Jahre abgeschrieben werden.

Wirkung von Änderungen der Energiepreise, der Kreuzpreiselastizitäten und der Industrieproduktion

In den Szenarien 8 bis 12 werden aufbauend auf den Szenarien 1 und 2 verschiedene Parameter variiert: Szenario 8 stellt eine Variation zu Szenario 2 dar. Bei geschätzten Preiselastizitäten der Energienachfrage und hohen CO₂-Preispfaden wird der Strompreis in der Industrie exogen um 25 % herabgesetzt. In Szenario 9 wird analog der Erdgaspreis der Industrie um 50 % angehoben. Jeweils im Vergleich zu Szenario 2 zeigen sich die Effekte der geänderten Energieträgerpreise. Die Szenarien 10 und 11 stellen Abwandlungen der Szenarien 1 und 2 dar, indem die Kreuzpreiselastizitäten für bestimmte Industriezweige so variiert werden, dass ein Wechsel zu Strom und Wasserstoff leichter ist. Szenario 12 stellt eine weitere Variation zu Szenario 2 dar, für die ein zusätzlicher Rückgang der Industrieproduktion exogen eingestellt wird. Dazu wird aufgrund des stark steigenden nationalen CO₂-Preises unterstellt, dass die Exporte Deutschlands in Szenario 12 um 5 % im Jahr 2030 niedriger liegen als in Szenario 2.

Am stärksten ist der Effekt auf den industriellen Energieverbrauch durch den niedrigeren Strompreis in Szenario 8: Da Strom in allen Industriezweigen eingesetzt wird, liegen die durchschnittlichen Energiepreise in allen Industriezweigen niedriger, sodass in der Folge – auch modelltechnisch bedingt – mehr vom sektoralen Energieträger-Mix nachgefragt wird. Die Erhöhung des Gaspreises in Szenario 9 wirkt sich entsprechend senkend auf den Energieverbrauch aus. Ebenso zeigt sich ein verbrauchsmindernder Effekt auf den Energieverbrauch in Szenario 12.

Bei den Effekten auf das BIP wirkt sich ausschließlich der niedrigere Strompreis in Szenario 8 schwach positiv auf die Wirtschaftsleistung aus, sodass das BIP um etwa 0,2 % höher liegt als in Szenario 2. In Szenario 9 und 12 ergeben sich hingegen negative Effekte: Während der erhöhte Gaspreis in der Industrie das BIP lediglich geringfügig mindert (Szenario 9), zieht der exogene Rückgang der Industrieproduktion in Szenario 12 einen deutlich negativen Effekt von 1,6 % nach sich. Die geänderten Kreuzpreiselastizitäten in Szenario 10 und 11 haben kaum einen Effekt auf die Wirtschaftsleistung.

Beitrag hoher CO₂-Preise zur Sektorzielerreichung bei unterschiedlichen Preiselastizitäten bis 2030

Die Effekte auf die CO₂-Emissionen der Industrie in den Szenarien 1 bis 12 lassen sich wie folgt zusammenfassen. Höhere CO₂-Preise führen c. p. zu niedrigeren Emissionen im Jahr 2030. Je höher die Energiepreiselastizitäten gewählt sind, desto höher fällt die CO₂-Minderung aus. Annahmen eines niedrigeren Strompreises, eines höheren Gaspreises sowie eines deutlichen Rückgangs der Industrieproduktion könnten die CO₂-Emissionen jeweils in einer Größenordnung von jeweils 1,5 bis gut 2 % senken. Ihr Effekt bleibt damit begrenzt.

Das bisherige Sektorziel für die Industrie wird bei CO₂-Preisen im EU-ETS von 143 €/t sowie im BEHG von 125 €/t CO₂ selbst bei der Annahme hoher Energiepreiselastizitäten von -0,7 bis 2030 deutlich verfehlt (Szenario 5). Die CO₂-Emissionen liegen 2030 nur 11,5 Mt niedriger als in Szenario 1. Zielerreichung allein über CO₂-Bepreisung würde somit höhere CO₂-Preise und hohe Preiselastizitäten voraussetzen (Szenario 6). Bei einer Verdopplung der CO₂-Preise würde das Ziel bei Verwendung der ökonomisch geschätzten Preiselastizitäten nicht erreicht (Szenario 2, -20 Mt CO₂), bei Verwendung der Preiselastizitäten von -0,7 mit -42,4 Mt CO₂ im Jahr 2030 deutlich übererfüllt (Szenario 6). Bei niedrigen Preiselastizitäten von -0,1 würden selbst die verdoppelten CO₂-Preise im Jahr 2030 nicht zur Zielerreichung ausreichen (Szenario 4). Für die übrigen Szenarien (7–9, 11, 12) spielt der CO₂-Preis eine deutlich größere Rolle als Annahmen zu anderen Einflussgrößen wie Strom- und Gaspreis der Industrie, die die CO₂-Emissionen nicht entscheidend reduzieren können.

Fazit und Ausblick

Bei hohen CO₂-Preisen und hohen Preiselastizitäten können die THG-Minderungsziele im Industriesektor allein über Preisinstrumente erreicht werden. Sehr hohe CO₂-Preise sind bis 2030 allerdings eher nicht zu erwarten und zumindest kurzfristig sind die Preiselastizitäten eher niedrig. Die Industrie muss aber kontinuierlich bei jeder anstehenden Ersatzinvestition in klimaneutrale Anlagen investieren, um bis 2045 THG-neutral zu sein. Wenn sie das bis 2030 verpasst, kann der Prozess danach vermutlich nicht mehr, bzw. nur bei hohen Kosten, aufgeholt werden. Deshalb geht es darum, durch welche Maßnahmen die Lenkungswirkung von Energie- und CO₂-Preisen erhöht werden kann, wodurch im Modell die Energiepreiselastizitäten vor allem im Hinblick auf die Energieträgersubstitution zunehmen.

Die ökonomischen Effekte auf die Industrie sowie die gesamtwirtschaftlichen Effekte höherer CO₂-Preise lassen sich wie folgt zusammenfassen. Höhere CO₂-Preise führen zu einer höheren Energieeffizienz sowie zu Energieträgersubstitution hin zu Energieträgern mit niedrigeren CO₂-Emissionen. Höhere CO₂-Preise belasten die Industriesektoren je nach Emissionsintensität ökonomisch. Die Sektoren geben die höheren Kosten über die Preise an ihre Kunden weiter. Dadurch sinkt die Nachfrage nach diesen Gütern und damit die Produktion sowie die Beschäftigung. Dieser Produktionseffekt höherer CO₂- und Energiepreise wird in anderen Quantifizierungen oft vernachlässigt. Die gesamtwirtschaftlichen Effekte höherer CO₂-Preise in der Industrie sind leicht negativ. Auch durch die Ausgestaltung des EU-ETS bleiben die Effekte aber begrenzt.

Die begrenzten Effekte in Szenarien, die nur auf geänderte Energiepreisrelationen setzen, lassen sich mit bestehenden starken Pfadabhängigkeiten im Industriesektor erklären. Sie erschweren die Durchdringung mit neuen Technologien, können allerdings durch politische Maßnahmen und Investitionen in erste Anlagen schneller überwunden werden. Haben die neuen CO₂-freien Technologien einmal einen größeren Anteil erreicht und sind zu ähnlichen Kosten wie fossile Referenztechnologien verfügbar, sollte dies die Lenkungswirkung von Energiepreisen und damit die Lenkungswirkung von CO₂- und anderen staatlich bestimmten Energiepreisbestandteilen erhöhen. In Modellanalysen kann dies durch die Annahme langfristig steigender Preiselastizitäten abgebildet werden.

Summary

Introduction and problem definition

The aim of this study is to answer the following questions:

- ▶ How strong can the steering effects of carbon prices and energy prices be in the direction of climate protection in industry?
- ▶ What can be the implications of price elasticities of energy demand?
- ▶ What additional policy-relevant insights can be gained from economic modelling of price steering effects in industry?

The macroeconomic top-down model PANTA RHEI is used to answer these questions. It is used to analyse which GHG reductions in the industrial sector can be achieved by 2030 under which assumptions through carbon prices and relative energy price changes. This is done by varying the assumptions on energy price elasticities are varied within the currently discussed values as well as other key assumptions in PANTA RHEI. It is analysed how the model with the elasticity approach represents the current energy demand changed by carbon prices up to the year 2030. This is initially a carbon price-only approach. The approach makes energy use in industrial sectors dependent on production volumes, relative prices and technical progress by modelling the empirically observed elasticities or alternative assumptions from the literature at the aggregated level of the industrial sectors. In addition to different carbon price paths, separately for the EU ETS and the BEHG, which will turn into a second EU emissions trading system ETS 2 from 2027, variations in natural gas and electricity prices are therefore also taken into account. In addition, other influencing factors such as investments and production volumes are varied or the substitution options between energy sources are changed. Twelve scenarios were derived from this.

PANTA RHEI model

The national model PANTA RHEI is an extended version of the simulation and forecasting model INFORGE, which is based on official statistics, for the analysis of environmental economic issues. It is a macroeconomic model in which the long-term intersectoral structural change in economic development is modelled using input-output tables at the level of economic sectors. All behavioural parameters are estimated econometrically on the basis of historical time series. This implies that the actors only have myopic ideas and make decisions according to patterns observed in the past. The model is solved iteratively year by year and is generally constructed bottom up, i.e. it is calculated first at the sectoral level and then aggregated into macroeconomic variables.

In PANTA RHEI, the economic relationships from INFORGE are complemented by energy and emissions modelling and are consistently linked so that interactions between these parts of the model are included in the model. The energy consumption for the 14 industrial sectors in the energy balance structure is estimated in two stages: At the first stage, the energy consumption per industrial sector is estimated in total including real production and the prices of the respective industrial sector as explanatory variables. At the second stage, the energy mix is determined by allocating the energy consumption by each industry sector to the energy sources according to the change in relative prices. CO₂ emissions are calculated on the basis of the calculated energy consumption.

Effects of an increase in the carbon price

Scenarios 1 to 6 are used to analyse the energy and economic impacts up to 2030 in response to changes in carbon prices. In scenarios 1 and 2, the energy price elasticities in the model are estimated using historical data. A range of scenarios is used by varying the price elasticities of energy demand in addition to the carbon prices: For the high variant, an elasticity of -0.7 is assumed for all industrial sectors (scenarios 5 and 6), for the low variant it is set to -0.1 (scenarios 3 and 4). The variation in carbon prices is achieved by doubling the EU ETS and harmonising the ETS and BEHG prices.

The impact of the doubled carbon prices varies depending on the extent to which the industrial sectors are covered by the EU ETS and the BEHG and the carbon intensity of their energy mix. As a result of the higher energy prices, energy consumption in scenario 2 is lower than in scenario 1. Particularly large deviations of up to 14 % occur in the sectors where both energy intensity and price elasticity are high, notably in the mineral processing industry, in metal industry and paper industry. In scenario 2, real production is lower due to higher carbon prices, which has an additional reducing effect on the level of energy consumption.

The higher production prices resulting from the higher carbon prices in scenario 2 make it more difficult to sell products, which become less competitiveness compared to both foreign competitors and other intermediate inputs. As a result, production in constant prices falls compared to scenario 1 with reference carbon prices. However, the size of the price effects is not translated to the same extent to the production effects, as the production value in current prices also changes due to changes in intermediate inputs and final demand. Companies are able to pass on some of the price increases to customers. Employment is slightly lower in scenario 2.

With regard to the effects of higher carbon prices on GDP, investment in equipment rise significantly due to increased investment in renewable energies, grids and electric vehicles. Exports are declining because higher prices are weakening the international competitiveness of domestic companies. Imports are therefore also rising, especially as investment goods often have high import shares. Consumption and investment in buildings are barely change.

The level of price elasticity has a major impact on the results (scenarios 4 to 6). With high price elasticities, energy consumption falls sharply, which reduces the cost pressure and thus the price increase compared to the assumption of low price elasticities, stabilises production and thus also reduces the negative macroeconomic effect. The effects on production prices mirror the effects on energy consumption. With low price elasticities, the adjustment possibilities are low and the price increases are correspondingly high, which in turn reduces production and GDP to an above-average extent.

Effects of an increase in the carbon price assuming additional climate mitigation investments

Scenario 7 assumes that industry invests more in climate protection and thus generates additional investment without crowding out other investments. It is also assumed that with the additional investment will accelerate the use of hydrogen and increase substitutability, especially towards the use of electricity and hydrogen. The energy mix in scenario 7 shifts visibly towards more use of electricity, hydrogen and renewable energies compared to scenario 1.

The impacts on sectoral energy consumption are largely dependent on the carbon price. Carbon emissions in 2030 are 25.5 Mt lower than in scenario 1 and 5.6 Mt lower than in scenario 2. There is a slightly negative macroeconomic effect, particularly due to a worse foreign trade balance, where the higher domestic investments result in higher imports and exports are weaker due to higher costs and production prices. As a result, production falls slightly in some industries, with the effect in metal production being by far the largest at 2 % and in some cases,

production is even higher. Overall, however, this scenario moves in the desired direction of largely maintaining industrial production in Germany and achieving a switch to carbon-free energy sources. It should be noted, however, that this is the result of the assumptions made and there is no empirical evidence is provided for this correlation.

Due to the higher investments and the associated capital costs, profits in metal production in 2030 are 30 % lower than in the reference. If the government were to subsidise some of the investments, which is currently expected or is already happening in the form of support measures, the effects would be lower. In the other economic sectors, the mostly negative effects on profits (if not funded) are in the order of a few per cent. Although energy costs are also falling, these savings are initially much lower than the increase in capital costs, which be amortised over 15 to 20 years.

Effects of changes in energy prices, cross-price elasticities and industrial production

In scenarios 8 to 12, various parameters are varied based on scenarios 1 and 2: Scenario 8 represents a variation on scenario 2. With estimated price elasticities of energy demand and high carbon price paths, the industrial electricity price in is exogenously reduced by 25 %. In scenario 9, the price of natural gas in industry is increased by 50 % in the same way. The effects of the changed in energy source prices are shown in each case in comparison with scenario 2. Scenarios 10 and 11 are variations of scenarios 1 and 2 in which the cross-price elasticities for certain industrial sectors are varied in a way that makes it easier to switch to electricity and hydrogen. Scenario 12 represents a further variation on scenario 2, for which an additional decline in industrial production is set exogenously. Due to the sharp increase in the national carbon price, German exports in Scenario 12 are assumed to 5 % lower in 2030 than in Scenario 2.

The strongest effect on industrial energy consumption is due to the lower electricity price in Scenario 8: as electricity is used in all industrial sectors, the average energy prices in all industrial sectors are lower, so that – also due to the modeling - more of the sectoral energy source mix is demanded. The increase in gas prices in scenario 9 has a corresponding reducing effect on energy consumption. Scenario 12 also has a reducing effect on energy consumption.

In terms of the impacts on GDP, only the lower electricity price in scenario 8 has a slightly positive effect on economic output, i. e. GDP is around 0.2 % higher than in scenario 2. In contrast, there are negative effects in scenarios 9 and 12: while the higher gas price in industry only slightly reduces GDP (scenario 9), the exogenous decline in industrial production in scenario 12 has a clearly negative effect of 1.6 %. The changes in cross-price elasticities in scenarios 10 and 11 have little impact on economic output.

Impact of high carbon prices on the achievement of sector targets with different price elasticities by 2030

The impacts on industrial carbon emissions in scenarios 1 to 12 can be summarised as follows. Higher carbon prices lead c. p. to lower emissions in 2030. The higher the energy price elasticity chosen, the higher the carbon emission reduction. Assumptions of a lower electricity price, a higher gas price and a significant decline in industrial production could each reduce carbon emissions by between 1.5 and just over 2 %. Their impact is therefore limited.

With carbon prices in the EU ETS of € 143/tCO₂ and in the BEHG of € 125/tCO₂, the current sectoral target for industry will be missed by a wide margin by 2030, even assuming high energy price elasticities of -0.7 (scenario 5). Carbon emissions in 2030 are only 11.5 Mt lower than in scenario 1. Achieving the target through carbon pricing alone would therefore require higher carbon prices and high price elasticities (scenario 6). If carbon prices were to doubled, the target would not be achieved if the econometrically estimated price elasticities were used (scenario 2,

-20 Mt CO₂), but would be significantly exceeded with -42.4 Mt CO₂ in 2030 if the price elasticities of -0.7 were used (scenario 6). With low price elasticities of -0.1, even the doubling of carbon prices in 2030 would not be sufficient to achieve the target (scenario 4). For the other scenarios (7-9, 11, 12), the carbon price plays a much larger role than assumptions about other influencing variables such as electricity and gas prices in industry, which cannot significantly reduce carbon emissions.

Conclusion and outlook

With high carbon prices and high price elasticities, the GHG reduction targets in the industrial sector can only be achieved through using price instruments. However, very high carbon prices are unlikely by 2030 and price elasticities are rather low, at least in the short term. Industry will have to invest continuously in climate-neutral plants with any future replacement investment having to be GHG-neutral by 2045. If it misses this target by 2030, it will probably not be possible to catch up or only at high cost. The question is therefore what measures can be taken to increase the steering effect of energy and carbon prices, with the energy price elasticities increasing in the model, especially with regard to energy source substitution.

The economic impacts on the industrial sectors and the macroeconomic effects of higher carbon prices can be summarised as follows. Higher carbon prices lead to increased energy efficiency and substitution of energy sources towards those with lower carbon emissions. Higher carbon prices impose an economic burden on industrial sectors, depending on the intensity of their emissions. These sectors pass on the higher costs to their customers through higher prices. This reduces the demand for these goods and thus production and employment. This production effect of higher carbon and energy prices is often neglected in other quantifications. The macroeconomic impact of higher carbon prices on industry is slightly negative. However, the effects remain limited, partly due to the design of the EU ETS.

The limited effects in scenarios based only on changes in energy price ratios can be explained by the existence of strong path dependencies in the industrial sector. These impede the diffusion of new technologies but can be overcome more quickly by political measures and investments in the first plants. Once the zero-carbon technologies have achieved a larger share and are available at similar costs to fossil reference technologies, this should increase the steering effect of energy prices and thus the steering effect of carbon prices and other state-regulated energy price components. In model analyses, this can be represented by assuming long-term increases in price elasticities.

1 Einleitung und Problemstellung

In der politischen Debatte um Klimaschutz gibt es unterschiedliche Argumentationsstränge. Manche Akteure setzen allein oder überwiegend auf Signale eines hohen CO₂-Preises. In einem – oder mehreren – Emissionshandelssystemen wird die vorgegebene Treibhausgasminderung (THG-Minderung) erreicht. Akteure können sich gemäß ihrer individuellen Opportunitätskosten entscheiden, wann sich Investitionen in THG-neutrale Technologien lohnen. Auch andere Motive für frühzeitige Investitionen in neue Technologien sind möglich. Andere Akteure setzen neben Preissignalen stärker auf die staatliche Förderung und Flankierung dieser Investitionen, sei es durch Förderung, Investitionszuschüsse oder staatlich regulierte Strompreise. Häufig wird damit argumentiert, dass bei noch nicht marktreifen Technologien nur staatliche Maßnahmen die Kosten soweit senken können, dass sich die Technologien durchsetzen. Ein weiteres Argument ist, dass die CO₂-Preise ohne entsprechende Förderung so hoch sein müssen, dass dies politisch und sozial nicht durchzuhalten sei oder ein hohes Risiko bestehe, dass CO₂-intensive Industrien aus Deutschland abwandern.

Forschungsfrage

Aus Klimaschutzsicht ist unstrittig, dass die Nutzung fossiler Energieträger in der Industrie weitgehend beendet werden muss und stattdessen Wasserstoff, der als Energieträger bislang oft nur eine Nischenrolle spielen, an Bedeutung gewinnen wird und Strom zum zentralen Energieträger in der Industrie wird (Harthan et al. 2024, Fleiter et al. 2023). Vor diesem Hintergrund geht diese Studie folgenden Fragen nach:

- ▶ Wie groß können die Lenkungswirkungen von CO₂- und Energiepreisen in Richtung Klimaschutz in der Industrie sein?
- ▶ Was kann aus bekannten Preiselastizitäten der Energienachfrage abgeleitet werden?
- ▶ Welche zusätzlichen, politikrelevanten Erkenntnisse erlauben ökonomische Modellierungen von preislichen Lenkungswirkungen in der Industrie?

Verschiedene quantitative Szenario-Studien weisen darauf hin, dass die Lenkungswirkungen von CO₂- und Energiepreisänderungen in der Industrie zumindest kurzfristig begrenzt sind (Kemmler et al. 2021). Mit Blick auf die Klimaziele für die Industrie stellt sich die Frage, welche THG-Minderungsanreize durch allgemeine und relative Energiepreisänderungen grundsätzlich erreichbar sind und wodurch und in welchem Umfang die Preiswirkung verstärkt werden kann. Die Analyse knüpft an den UBA-Bericht „Klimaschutzbeitrag verschiedener CO₂-Preispfade in den BEHG-Sektoren Verkehr, Gebäude und Industrie“ (Harthan et al. 2022) an, wo nur der vom BEHG erfasste Teil der Industrie abgebildet wurde.

Empirische Preiselastizitäten von Energieträgern

Tabelle 1 fasst die Erkenntnisse einer Literaturanalyse zu Preiselastizitäten der Energienachfrage in der Industrie zusammen (Hünecke et al. im Erscheinen). Demnach ist die kurzfristige Preiselastizität der Energienachfrage in einzelnen Industrien gering, langfristig sind die Elastizitäten deutlich größer. Die Preiselastizität beschreibt die Änderung der Energienachfrage bei einem Anstieg des Energiepreises um 1 %. Für Deutschland liegen die Bandbreiten zwischen 0 und -0,37 in der kurzen Frist und zwischen -0,39 und -0,80 in der langen Frist. Die Bandbreiten sind beträchtlich. Über die Kreuzpreiselastizitäten, d. h. die mögliche Substitution von Energieträgern bei einer Änderung relativer Preise, findet sich in der Literatur nur wenig. Die Begriffe der Fristigkeit sind in der Literatur nicht exakt definiert. Kurzfristige Preiselastizitäten dürften aber das Anpassungsverhalten innerhalb eines Jahres beschreiben, während langfristige

Preiselastizitäten von einem Zeithorizont von mindestens fünf bis über zehn Jahre ausgehen (Bach et al. 2019). Letztlich sind kurzfristige Anpassungen ohne Veränderung des Kapitalstocks möglich, während langfristige Preiselastizitäten unterstellen, dass sich der Kapitalstock und damit der Energieeinsatz relativ zur Produktionsmenge über Investitionen verändern.

Tabelle 1: Bandbreiten der Energiepreiselastizitäten in der Industrie

Energieträger	Land	Preiselastizität kurze Frist*	Preiselastizität lange Frist*
Alle	Deutschland	0 bis -0,37	-0,39 bis -0,80
Fossile Energieträger	Schweden		-0,24 bis -0,80
Alle	China		-0,12 bis -0,77
Gas, Strom	USA	-0,02 bis -0,13	-0,04 bis -0,214
Heizstoffe	Österreich		-0,20 bis -0,24
Alle	Europäische Länder		-0,77

Quelle: Hünecke et al. (im Erscheinen)*Berücksichtigt wurden nur Studien, die entweder Deutschland, andere Industrieländer oder International verglichen haben. Elastizitäten nur für z. B. Entwicklungsländer wurden aufgrund der fehlenden Übertragbarkeit nicht mit einbezogen.

Die Elastizitäten sind überwiegend anhand ökonometrischer Schätzungen von Vergangenheitswerten ermittelt worden. Teilweise wurden Ergebnisse der Analyse gesamtwirtschaftlicher Daten vereinfachend auf den Industriesektor übertragen. Sie beschreiben die Reaktion der Industrie auf Energiepreisvariationen in der Vergangenheit.

Es fällt auf, dass die für den Klimaschutz in der Industrie besonders relevanten Preiselastizitäten für Strom und Wasserstoff gar nicht oder nicht explizit für Deutschland und einzelne Industriesektoren in der Literatur zu finden sind.

Klimaschutz im Kontext eines einfachen Elastizitätenansatzes

Wenn ambitionierter Klimaschutz eine sprunghafte Mehrnutzung von sektoral bislang wenig genutzten Energieträgern wie Wasserstoff oder auch Strom erfordert, kann gefragt werden, welche Aussagekraft die oben zusammengestellten Elastizitäten haben. Wie müssten preisliche Lenkungswirkungen sein, wenn Energieträger sehr rasch von der Nische in eine breite Nutzung gebracht werden müssen? Eine sehr dynamische und sprunghafte Entwicklung von (zukünftig) treibhausgasneutralen Energieträgern ist rein preisgetrieben nur denkbar, wenn die Nachfrage extrem preiselastisch wäre. Die o. g. Angaben von Preiselastizitäten sind von einem solchen Break-through-Szenario weit entfernt. Als ein Zwischenergebnis der ersten ökonomischen Überlegungen kann deshalb festgehalten werden, dass eine rein preisgetriebene schnelle Energiewende in der Industrie vor dem Hintergrund eines einfachen Elastizitätenansatzes als unplausibel erscheint.

Preisliche Lenkungswirkungen in der techno-ökonomischen Modellierung

Für die Modellierung des Energieeinsatzes in der Industrie und die Ermittlung von preislichen Lenkungswirkungen und anderen Politikinstrumenten gibt es zwei grundsätzliche Modellierungsansätze: eine technologie-basierte Bottom-up-Modellierung, die die Technologieentscheidung von Industriesektoren detailliert abbildet, sowie eine Top-down-Modellierung, die homogene Technologien unterstellt und die Entscheidung zur Energieträgerwahl in einer geschachtelten Produktionsfunktion oder einer vergleichbaren Modellierung von Faktornachfragefunktionen abhängig von relativen Preisen erklärt (Nikas et al. 2019). Beide Ansätze haben Vor- und

Nachteile, sodass sie z. B. bei Impact Assessments zur Klimapolitik für die EU-Kommission regelmäßig komplementär genutzt werden (European Commission 2020). Vergleichbar ist das Vorgehen in (Kemmler et al. 2021), wo Ergebnisse zur THG-Minderung mit verschiedenen sektorspezifischen Bottom-up-Modellen ermittelt werden und sozio-ökonomische Effekte mit dem hier eingesetzten Modell PANTA RHEI auf Basis dieser Ergebnisse ermittelt wurden. Im Ariadne-Projekt werden zwei Top-down-Modelle, das allgemeine Gleichgewichtsmodell NEWAGE und das mit Informationen aus dem Bottom-up-Modell FORECAST gefütterte makroökonomische Modell ISI-Macro, eingesetzt, um die gesamtwirtschaftlichen Effekte der Energiewende zu quantifizieren (Sievers et al. 2023). Die Politikszenerien zum Klimaschutz (Repenning et al. 2022) und die darauf basierenden Projektionsberichte der Bundesregierung nutzen verschiedene Bottom-up-Modelle. Bottom-up-Modelle können im Gegensatz zu den Top-down-Modellen die ökonomischen Rückkopplungen geänderter Preisrelationen nicht erfassen. Top-down-Modelle können im Gegensatz zu den Bottom-up-Modellen die Technologiewahl nicht detailliert abbilden. Die Nutzung von Ergebnissen des jeweils einen Modelltyps als Input für den anderen Modelltyp ist eine Möglichkeit, die jeweiligen Schwächen zu reduzieren.

Alle Ansätze stehen bei Technologien und Energieträgern, die bisher nur wenig oder gar nicht eingesetzt wurden, vor der Herausforderung, den Weg aus der Nische modellendogen zu erfassen und den Preiseinfluss zu isolieren. Im Bottom-up-Modell FORECAST, mit dem der Industriesektor in den letzten Politikszenerien modelliert wurde, werden möglichst konkrete Prozesse der Technologiewahl abgebildet. Die Technologiewahl ist als Logit-Ansatz umgesetzt, bei dem die Technologiekosten mit weiteren Kosten in die Entscheidung eingehen. Preisänderungen gehen dann ebenso in diese Entscheidung ein wie politische Maßnahmen, die die Technologiekosten beeinflussen (Fleiter und Rehfeldt 2022, S. 20 ff.). Höhere CO₂-Preise steigern dabei die Attraktivität CO₂-armer Energieträger. Geringe Preisänderungen haben demnach nur wenig Einfluss auf die Technologiewahl. Mit größeren Preissprüngen können dagegen Kipppunkte erreicht werden, an denen neue Technologien für den Markt attraktiv werden.

Auch in PANTA RHEI wird die Entwicklung neuer Technologien normalerweise als explizite Setzung von Entwicklungspfaden in Abhängigkeit von politischen Zielen, Förderungen und Preisrelationen modelliert. Dabei bleibt INFORGE/PANTA RHEI auf der Sektorebene und vergleicht zentrale Prozesse wie die Umstellung auf Wasserstoff bei der Stahlerzeugung explizit durch unterschiedliche Szenarien (Ronsiek et al. 2024). Die Rolle von CO₂-Preisen wird dabei nicht differenziert betrachtet.

Vorgehen

Im Folgenden wird das Top-down-Modell PANTA RHEI eingesetzt, um die Wirkungen geänderter Energiepreisrelationen auf die deutsche Industrie zu quantifizieren. Der gewählte Ansatz, der in Abschnitt 2 genauer beschrieben ist, entspricht in seiner Logik einem Elastizitätenansatz, wobei zugleich wichtige ökonomische Interaktionen und Rückkopplungseffekte viel umfassender und belastbarer erfasst werden als in dem oben angedachten einfachen Elastizitätenansatz.

Mit PANTA RHEI wird untersucht, welche THG-Minderungen im Industriesektor unter welchen Annahmen durch CO₂-Preise und relative Energiepreisänderungen bis zum Jahr 2030 erreichbar sind. Dazu werden die Annahmen zu den Energiepreiselastizitäten im Rahmen der aktuell diskutierten Werte sowie weitere zentrale Annahmen im Top-down-Modell PANTA RHEI variiert. Es wird überprüft, wie das Modell mit Elastizitätenansatz die aktuelle Energienachfrage durch CO₂-Preise bis zum Jahr 2030 verändert. Es handelt sich dabei zunächst um einen CO₂-Preis-Only-Ansatz. Der Ansatz setzt den Energieeinsatz in Industriebranchen in Abhängigkeit von Produktionsmenge, Relativpreisen und technischem Fortschritt, indem auf aggregierter Ebene der Industriezweige die empirisch zu beobachtenden Elastizitäten oder alternative Annahmen aus der

Literatur modelliert werden (siehe Abschnitt 2.3). Neben unterschiedlichen CO₂-Preispfaden, getrennt für das EU-ETS und das BEHG, das ab dem Jahr 2027 in ein zweites EU-Emissionshandelssystem ETS 2 übergehen wird, werden dabei auch Variationen bei den Erdgas- und Strompreisen berücksichtigt, wobei die genauen Preispfade ebenso wie die Kombinationsmöglichkeiten weiter unten beschrieben sind. Außerdem werden weitere Einflussgrößen wie Investitionen und Produktionsmengen variiert oder die Substitutionsmöglichkeiten zwischen Energieträgern verändert.

Daraus lassen sich verschiedene Szenarien ableiten (vgl. Tabelle 2), deren Annahmen und Ergebnisse in Abschnitt 3 ausgeführt und dargestellt werden. In allen Szenarien werden die Einnahmen aus der CO₂-Bepreisung über eine reduzierte Einkommensteuer für Unternehmen und Haushalte rückvergütet. Tatsächlich fließen die Einnahmen weitgehend in den Klima- und Transformationsfonds. Allerdings zeigen viele Analysen mit vergleichbaren Top-down-Modellen, dass die Art der Mittelverwendung das gesamtwirtschaftliche Ergebnis einer CO₂-Bepreisung deutlich ändern kann. Die THG-Minderung, die in erster Linie von der Höhe des CO₂-Preises bestimmt wird, wird davon aber kaum beeinflusst.

Tabelle 2: Szenarienübersicht

Nummer	CO ₂ -Preis	Preiselastizitäten	Weitere Einstellungen
1	Referenz	geschätzt	
2	hoch	geschätzt	
3	Referenz	niedrig	
4	hoch	niedrig	
5	Referenz	hoch	
6	hoch	hoch	
7	hoch	geschätzt	Zusätzlichkeit der Investitionen im Industriebereich in Energieeffizienz und CO ₂ -Minderung durch Energieträgerwechsel, verstärkter Wasserstoffeinsatz
8	hoch	geschätzt	Niedrigerer Strompreis Industrie (-25 %)
9	hoch	geschätzt	Höherer Erdgaspreis Industrie (+50 %)
10	Referenz	geschätzt	Variation der Kreuzpreiselastizitäten, sodass fossile Energieträger leicht durch Strom und Wasserstoff ersetzt werden können, wenn sich die Preisrelationen verschieben
11	hoch	geschätzt	Wie 10
12	hoch	geschätzt	Zusätzlicher exogener Rückgang der Industrieproduktion

Quelle: Eigene Tabelle, GWS.

Neben den Vergleichen zwischen den Szenarien bieten die finalen Szenarien auch weitere Auswertungsmöglichkeiten sowie Variationsmöglichkeiten, etwa zur Frage, welche Preiselastizitäten in der Industrie notwendig sind, um nur über Preisinstrumente das Sektorziel für 2030 zu erreichen (in Abschnitt 3.4). Fazit und Ausblick fassen die zentralen Ergebnisse der Modellsimulationen kurz zusammen, ordnen sie in die politische Debatte ein und zeigen weiteren Forschungsbedarf auf.

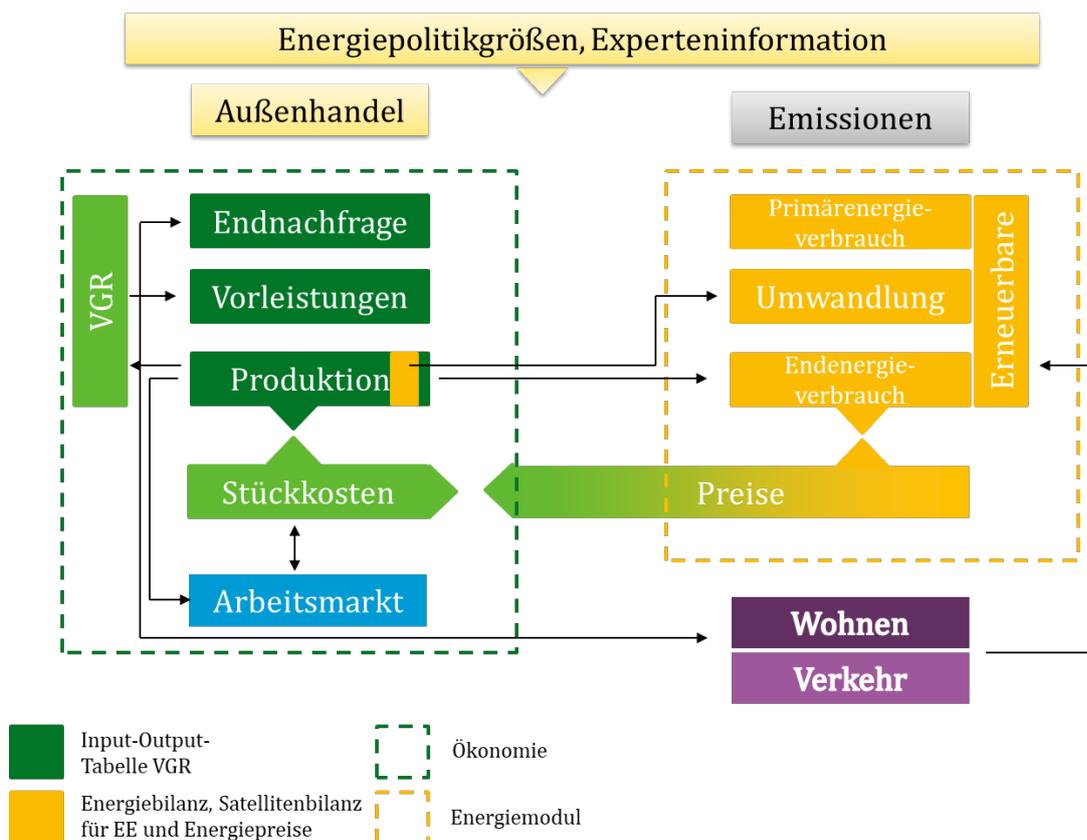
2 Das Modell PANTA RHEI

2.1 Überblick¹

Das nationale Modell PANTA RHEI ist eine zur Analyse umweltökonomischer Fragestellungen erweiterte Version des Simulations- und Prognosemodells INFORGE (Becker et al. 2022). Dabei handelt es sich um ein makroökonomisches Modell, in dem der langfristige intersektorale Strukturwandel in der wirtschaftlichen Entwicklung mithilfe von Input-Output-Tabellen auf der Ebene von Wirtschaftszweigen abgebildet wird. Grundsätzlich wird dabei angenommen, dass Zusammenhänge und Größenordnungen der Vergangenheit auch in Zukunft gelten, Einflussfaktoren also ähnlich wirken wie in der Vergangenheit. Detaillierte technologische Veränderungen wie der Umbau der Stahlindustrie hin zu grünem Wasserstoff oder die Verlagerung der Autoproduktion vom Verbrenner zum Elektroauto, d. h. der intrasektorale Strukturwandel, werden nicht automatisch erfasst. Für die Abbildung der intrasektoralen Transformation hin zu einer klimaneutralen Wirtschaft müssen weitergehende Annahmen getroffen werden.

Das Modell wird u. a. regelmäßig für Projektionen des Arbeitskräftebedarfs, der Branchenentwicklung und der gesamtwirtschaftlichen Entwicklung eingesetzt (Zika et al. 2021, Zika et al. 2022). In PANTA RHEI werden die ökonomischen Zusammenhänge aus INFORGE um Energie- und Emissionsmodellierungen ergänzt und konsistent miteinander verknüpft (siehe Abbildung 1), sodass Wechselwirkungen zwischen diesen Bereichen im Modell nachgezeichnet werden (Lutz et al. 2021b). Grundlegende Modellzusammenhänge werden in Lutz et al. (2021a) dargestellt.

Abbildung 1: Struktur des umweltökonomischen Modells PANTA RHEI



¹ Passagen zur Modellbeschreibung wurden aus Lutz et al. (2024) entnommen.

Quelle: Eigene Darstellung, GWS.

Das historische Fundament des Modells wird aus einer Vielzahl gesamtwirtschaftlicher und sektoraler Daten auf Basis der amtlichen Statistiken gespeist. Die Energiebilanzen der AG Energiebilanzen (AGEB 2024) und die Emissionsdaten des UBA (2022, 2023) ergänzen die Datenbasis. Auf Grundlage dieser historischen Zeitreihen der Jahre 1991 bis an den aktuellen Rand werden alle Verhaltensparameter ökonomisch geschätzt. Dies impliziert, dass die Akteure nur myopische Vorstellungen haben und Entscheidungen gemäß in der Vergangenheit beobachteten Mustern treffen. Damit wird kein optimierendes Verhalten angenommen, sodass sich die Märkte nicht unbedingt in einem Gleichgewicht befinden. Das Modell wird iterativ Jahr für Jahr gelöst und ist in der Regel bottom up aufgebaut; d. h., dass erst auf sektoraler Ebene gerechnet und anschließend in den makroökonomischen Variablen aggregiert wird.

PANTA RHEI ist in den vergangenen Jahren vielfältig zur Szenarioanalyse eingesetzt worden. Im Rahmen der Energieszenarien der Bundesregierung wurde es zur Berechnung der gesamtwirtschaftlichen Effekte der Energiewende (Lutz et al. 2018) und für die sozio-ökonomische Folgenabschätzung zum NECP genutzt (Lutz et al. 2021b). Im Projekt „ReCap“ wurden verschiedene Maßnahmenets wie CO₂-Steuern im Nicht-ETS-Bereich mit Senkung der EEG-Umlage, Erhöhung der Energiesteuersätze, Effizienzförderung in der Industrie eingestellt und mit Blick auf Rebound-Effekte betrachtet (Lutz et al. 2021a, Ahmann et al. 2022). Auch verschiedene Subventionen, Förderprogramme wie zur Gebäudesanierung und Umlagen können in das Modell eingestellt werden. Regelmäßig werden mit PANTA RHEI Nettobeschäftigungseffekte der erneuerbaren Energien (Lehr et al. 2012) und des Übergangs zu einer Green Economy bestimmt. Verschiedene Anwendungen beschäftigen sich mit dem Übergang zur E-Mobilität und entsprechenden Maßnahmen. Berechnungen zu Verteilungswirkungen umweltpolitischer Instrumente finden sich in Schneller et al. (2020). Auch für die Berechnung der makroökonomischen Wirkungen des Klimawandels und der Anpassung an den Klimawandel wurde das Modell bereits in verschiedenen Projekten eingesetzt (Lehr et al. 2016, Lehr et al. 2020, Flaute et al. 2022).

2.2 Ökonomische Modellierung²

Der ökonomische Kern stammt aus dem makroökonomischen Modell INFORGE. Ein grundlegender Unterschied zu applied general equilibrium Modellen (CGE-Modellen) ist die Bestimmung des Produktionsoutputs. Durch die Multiplikation der Leontief-Inversen mit der Endnachfrage wird die Bruttoproduktion für jeden der 72 Wirtschaftszweige der Input-Output-Tabelle berechnet. Die einzelnen Komponenten der Endnachfrage werden auf Ebene der Wirtschaftszweige modelliert, indem sie mit Aktivitätsvariablen wie dem verfügbaren Einkommen, Produktions- oder Kapitalkoeffizienten und relativen Preisen in Beziehung gesetzt werden. Die Endnachfrage ist die Summe aus privatem Konsum, Staatskonsum, Investitionen für Ausrüstungen, Bauten und sonstige Anlagen sowie Exporte abzüglich Importe.

Der private Konsum nach 47 Verwendungszwecken wird als Funktion des verfügbaren Einkommens und des entsprechenden Preises geschätzt, die beide ins Verhältnis zum Verbraucherpreisindex gesetzt werden. Für einige Konsumzwecke wird der Zeittrend als Proxy für langfristige Veränderungen im Konsumverhalten oder die Anzahl der privaten Haushalte als erklärende Variablen verwendet. Anschließend wird der Konsum über die Konsumverflechtungsmatrix des Statistischen Bundesamtes (Destatis 2021, Blatt 5) in die Nachfrage nach 72 Konsumgütergruppen überführt. Die Staatsausgaben sind abhängig vom verfügbaren Einkommen des Staates, der Beschäftigung sowie der demographischen Entwicklung. Die Bruttoanlageinvestitionen werden getrennt für Ausrüstungen, Bauten und sonstige Anlagen auf Sektorebene in Abhängigkeit der

² Passagen zur Modellbeschreibung wurden aus Lutz et al. (2024) entnommen.

Produktion und teilweise des Kapitalstocks und eines Zeittrends modelliert. Die Investitionen erhöhen den Kapitalstock, der wiederum mit festen Anteilen abgeschrieben wird. Die Exporte in jeweiligen Preisen werden exogen eingestellt, Exporteure reagieren ausschließlich auf die inländischen Preise. Die Importnachfrage wird auf sektoraler Ebene getrennt für die Vorleistungen und die Endnachfrage als Funktion von der Produktion und dem Verhältnis von Importpreis zu Inlandspreis geschätzt.

Die Produktionspreise ps pro Wirtschaftszweig i werden anhand der Stückkosten uc_i geschätzt. Die Differenz zwischen den Herstellungspreisen und den Stückkosten ergibt den Gewinn. Je nach Marktform sind weitere Preisaufläge möglich. Bei Branchen, für die ausländische Märkte relevant sind, wird auch der Importpreis pim_i als erklärende Variable herangezogen. Außerdem beeinflusst in einigen Branchen die reale Produktion ysr_i die Höhe der Preise.

$$ps_i = f(uc_i, pim_i, ysr_i) \quad (1)$$

Die Stückkosten pro Wirtschaftszweig setzen sich wiederum aus einzelnen Kostenkomponenten zusammen: den Abschreibungen auf den eingesetzten Kapitalstock ($ucaf_i$), den Nettoproduktionsabgaben ($ucnp_i$), den an die Beschäftigten gezahlten Löhnen ($uclk_i$) und den Kosten für die Vorleistungen (ucv_i). Die auf den Vorleistungen liegenden Stückkosten werden als Summe der importierten ($uciv_i$) und heimischen Vorleistungen ($ucdv_i$) sowie den darauf erhobenen Nettogütersteuern ($ucng_i$) fortgeschrieben. Die CO₂-Kosten der Industrie für EU-ETS und BEHG gehen über die Nettoproduktionsabgaben in die Kosten der jeweiligen Industrie ein.

$$uc_i = f(ucaf_i, ucnp_i, uclk_i, ucv_i) \quad (2)$$

Die Modellierung des Arbeitsmarktes wird in Maier et al. (2015) ausführlich beschrieben. Die Arbeitsnachfrage hängt von den Arbeitsstunden der Beschäftigten, dem Arbeitsvolumen, ab. Dieser volumenbasierte Ansatz der Arbeitsnachfrage ermöglicht es, dass zum einen Teilzeitbeschäftigung und zum anderen arbeitsmarktpolitische Instrumente wie z. B. Kurzarbeit explizit berücksichtigt werden können. Die Arbeitszeiten werden durch die branchenspezifische Produktion bestimmt. In einigen Branchen spielen auch die Reallöhne für die Arbeitsnachfrage eine Rolle.

Die Durchschnittslöhne der Gesamtwirtschaft werden mithilfe eines Phillipskurven-Ansatzes ermittelt: Sie hängen positiv von der Arbeitsproduktivität und dem Verbraucherpreisindex sowie negativ vom Verhältnis der Beschäftigten zur Erwerbsbevölkerung ab. In einem zweiten Schritt hängen die Durchschnittslöhne nach Wirtschaftszweigen zum einen vom Durchschnittslohn der Gesamtwirtschaft und zum anderen von der sektorspezifischen Arbeitsproduktivität ab. Die Beschäftigtenzahl wird ermittelt, indem die Zahl der geleisteten Arbeitsstunden durch die exogen gegebene Arbeitszeit pro Jahr und Kopf geteilt wird.

2.3 Energiemodellierung

Das Energiemodul beschreibt die Wechselwirkungen zwischen wirtschaftlichen Entwicklungen und Energieverbrauch sowie damit verbundenen Emissionen. Wirtschaftliche Größen wie die Produktion in den einzelnen Industriezweigen oder die Endnachfrage privater Haushalte beeinflussen die jeweilige Energienachfrage. Die energiebezogenen Inputkoeffizienten der Wirtschaftsbereiche entwickeln sich für die jeweiligen Energieträger entsprechend der fortgeschriebenen Energiebilanz. Die sich daraus ergebende Inputstruktur geht in die Stückkostenkalkulation ein (siehe auch Abschnitt 2.2).

Die Schätzung des Energieverbrauchs für die vierzehn Industriezweige in der Gliederung der Energiebilanz erfolgt auf zwei Stufen: Auf der ersten Stufe wird der Energieverbrauch pro

Industriezweig insgesamt geschätzt. Dafür werden die reale Produktion und die Preise des jeweiligen Industriezweiges als erklärende Größen einbezogen. Die Preise werden über die Relation von Energiepreisindex, der sich aus den mit dem jeweiligen Energiemix gewichteten, energieträgerspezifischen Preisen ergibt, zu jeweiligem Produktionspreisindex (siehe Abschnitt 2.2) abgebildet. Der Standardansatz³ gestaltet sich also wie folgt:

$$\ln EB_i = \beta_0 + \beta_1 * \ln ebysr_i + \beta_2 * \ln \frac{eipd_i}{eps_i} \quad (3)$$

- EB_i = Energieverbrauch des Industriezweiges i
 $\beta_0, \beta_1, \beta_2$ = Koeffizienten
 $ebysr_i$ = reale Produktion des Industriezweiges i
 $eipd_i$ = Index der durchschnittlichen Energiepreise des Industriezweiges i
 eps_i = Index des durchschnittlichen Produktionspreises des Industriezweiges i

Ein Anstieg der Produktion geht mit einer Erhöhung des Energieverbrauchs einher. Hingegen führt eine Erhöhung des Relativpreises, also beispielsweise, wenn die Energiepreise stärker zunehmen als die Produktionspreise, zu einer Senkung des Energieverbrauchs. Bei dem gewählten doppeltlogarithmischen Ansatz entsprechen die Koeffizienten β_1 der Produktionselastizität der Energienachfrage und β_2 der Preiselastizität der Energienachfrage.

Auf der zweiten Stufe der Fortschreibung des Energieverbrauchs wird der Energiemix bestimmt, indem der auf der ersten Stufe geschätzte Energieverbrauch innerhalb des jeweiligen Industriezweiges auf die Energieträger verteilt wird. Hierfür wird in Anlehnung an Stern (2012) von Kreuzpreiselastizitäten zwischen den Energieträgern von 1 ausgegangen; das bedeutet, dass die Preiserhöhung eines Energieträgers zur Folge hat, dass die Nachfrage nach diesem Energieträger in Höhe der prozentualen Preissteigerung sinkt. Die anderen Energieträger reagieren entsprechend ihres Anteils in die umgekehrte Richtung, sodass der gesamte Energieeinsatz auf der zweiten Stufe unverändert bleibt. Auf der oben dargestellten ersten Stufe kann es zu einer Änderung des gesamten Energieeinsatzes kommen. Die Modellierung der Kreuzpreiselastizitäten wird in PANTA RHEI wie folgt über Eigenpreiselastizitäten umgesetzt:

$$EB_{t,i,j} = EB_{t,i,gesamt} * \frac{EB_{t_0,i,j}}{EB_{t_0,i,gesamt}} * \left[2 - 1 * \frac{TJPIEC_{t,i,j} / TJPIEC_{t_0,i,j}}{ebpd_{t,i} / ebpd_{t_0,i}} \right] \quad (4)$$

- $EB_{t,i,j}$ = Energieverbrauch des Industriezweiges i von Energieträger j im Jahr t
 t_0 = Jahr, für das der letzte verfügbare Datenpunkt vorliegt
 $TJPIEC_{t,i,j}$ = Preis des Energieträgers j im Industriezweig i im Jahr t
 $ebpd_{t,i}$ = Durchschnittspreis des Industriezweiges i im Jahr t

Demnach führt eine Preisänderung sowohl zu einer Änderung des Energieverbrauchs des gleichen Energieträgers als auch zu einer Änderung des Energiedurchschnittspreises im Sektor. Das bedeutet, dass beispielsweise bei einer Preissenkung von Energieträger j dessen

³ Neben Produktion und Preisen wird je nach Branche auch technischer Fortschritt in die Regressionsgleichung aufgenommen.

Energieverbrauch steigt; gleichzeitig sinkt dadurch der durchschnittliche Energiepreis, wodurch die anderen Energieträger relativ teurer werden und folglich weniger eingesetzt werden.

Die Modellierung führt dazu, dass der Einsatz eines (neuen) Energieträgers mit niedrigem Ausgangsniveau in einem Sektor auch nur in begrenztem Umfang durch Preisänderungen ansteigen kann. Dies erscheint durchaus plausibel, wenn die neue Technologie noch nicht in der Nähe der Wirtschaftlichkeitsschwelle liegt. Für die Modellierung ist es möglich, die Kreuzpreiselastizität für den spezifischen neuen Energieträger deutlich anzuheben, wenn zu erwarten ist, dass sein Einsatz durch die geänderten Preisrelationen sehr viel attraktiver wird. Allerdings ist dies eher durch politische Rahmensetzungen und Fördermaßnahmen zu erwarten, die sich in Investitionen in neue Anlagen niederschlagen. So erscheint eine Kombination politischer Maßnahmen zur Förderung neuer CO₂-armer Technologien, konkrete Investitionen in ihre Umsetzung, die zu einem schnelleren Hochlauf führen, und eine damit verbundene Erhöhung der Kreuzpreiselastizitäten als belastbarer Modellierungsansatz, der in Szenario 7 getestet wird.

2.4 Modellierung von CO₂-Emissionen

Auf Grundlage der berechneten Energieverbräuche werden in PANTA RHEI Emissionen ermittelt. Dabei werden energiebedingte CO₂-Emissionen aller Sektoren sowie prozessbedingte CO₂-Emissionen der Industrie berücksichtigt. Weitere Emissionen wie z. B. aus der Landnutzung, Landnutzungsänderung und Forstwirtschaft (LULUCF) werden im Modell nicht abgebildet.

Die energiebedingten CO₂-Emissionen werden berechnet, indem die Energieverbräuche pro Energieträger mit dem entsprechenden Emissionsfaktor (UBA 2022) multipliziert werden. Dabei werden die Emissionen aus der Verbrennung von Biomasse ausgelassen, da das dabei freigesetzte CO₂ zuvor bei der Entstehung der biogenen Energieträger aufgenommen wurde und sie daher als CO₂-neutral gelten. Die sich ergebenden Emissionen pro Energieträger werden pro Wirtschaftsbereich summiert und den Sektoren des Klimaschutzgesetzes zugeordnet.

Für die prozessbedingten CO₂-Emissionen bestehen Emissionsfaktoren für einzelne Industrieprozesse (z. B. für die Produktion von Flachglas), die pro produzierte Einheit in Tonnen angegeben werden (UBA 2022). Da PANTA RHEI weder die Prozesse im Einzelnen abbildet, sondern die wirtschaftlichen Aktivitäten aggregierter auf der Ebene von Wirtschaftszweigen erfasst, noch die produzierten Güter der Industrie in Tonnen darstellt, sondern in Geldeinheiten bemisst, ist die Berechnung der prozessbedingten CO₂-Emissionen über Emissionsfaktoren in PANTA RHEI nicht möglich. Stattdessen werden sie getrennt für die Herstellung mineralischer Produkte, für die chemische Industrie und für die Metallerzeugung (CRF 2 A, 2 B und 2 C gemäß THG-Inventar) näherungsweise mit der Entwicklung des jeweiligen Produktionswertes fortgeschrieben. Anschließend werden sie in der Gliederung des Klimaschutzgesetzes dem Industriesektor zugerechnet. Die THG-Minderungen im Fall eines höheren CO₂-Preises werden für die prozessbedingten Emissionen mit der Entwicklung der sektoralen Bruttoproduktionswerte fortgeschrieben.

3 Analyse

In diesem Abschnitt wird das oben beschriebene Modell PANTA RHEI eingesetzt. Die Szenarien unterscheiden sich hinsichtlich der Annahmen zu den CO₂-Preisen im EU-ETS und im BEHG, zu den Preiselastizitäten der Energienachfrage sowie weiteren Modellgrößen, die jeweils beschrieben sind. Die Abweichungen zwischen den Szenarien lassen sich auf diese Änderungen zurückführen. Tabelle 3 gibt einen Überblick über die nachfolgenden Analysen, die für den Zeitraum von 2023 bis 2030 durchgeführt werden. Die Preiselastizitäten steigen generell mit dem Zeithorizont, sodass zumindest die niedrigen Preiselastizitäten für das Jahr 2030 eher unrealistisch sind. Bei der Untersuchung der Wirkungen ist ausschlaggebend, welches Szenario zum Vergleich herangezogen wird, um die Abweichungen des zu analysierenden Szenarios darzustellen. Daher wird in der Tabelle auch das jeweilige Referenzszenario angegeben, das zur Berechnung der Effekte genutzt wird.

Tabelle 3: Übersicht über die Szenarioanalysen

	Szenarien	Untersuchte Wirkung
Abschnitt 3.1	Szenario 2 ggü. 1 zum Vergleich: Szenario 4 ggü. 3 Szenario 6 ggü. 5	Welche ökonomischen Effekte verursachen höhere CO ₂ -Preise bei empirisch geschätzten Preiselastizitäten? Wie ändern sich die Ergebnisse, wenn niedrige bzw. hohe Preiselastizitäten der Energienachfrage zugrunde gelegt werden?
Abschnitt 3.2	Szenario 7 ggü. 1	Welche Effekte hat eine Investitionsoffensive der Industrie, die die notwendigen Investitionen zur CO ₂ -Minderung zusätzlich, d. h. über die modellendogenen Investitionen hinaus, tätigt?
Abschnitt 3.3	Szenario 8, 9, 11, 12 jeweils ggü. 2 Szenario 10 ggü. 1	Welche Rolle spielen wichtige Einflussgrößen?
Abschnitt 3.4	Szenarien 1-12	Welchen Beitrag haben hohe CO ₂ -Preise zur Erreichung des Klimaschutzziels für 2030 bei unterschiedlichen Preiselastizitäten und Veränderung weiterer Parameter?

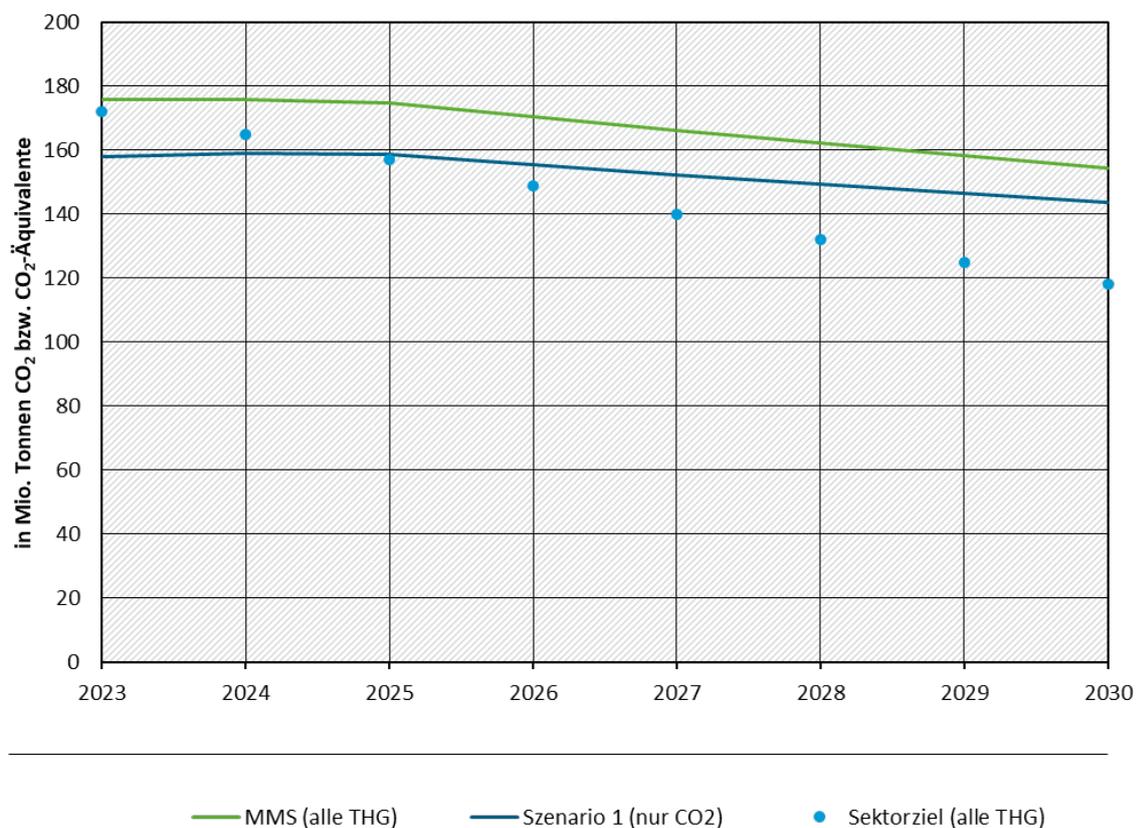
Quelle: Eigene Übersicht, GWS.

Zur grundsätzlichen Einordnung der Szenarien stellt Abbildung 2 die Emissionsentwicklungen in Szenario 1, im Mit-Maßnahmen-Szenario (MMS) aus Politikszenerarien X (Repenning et al. 2022) und nach dem bisherigen Sektorziel des Klimaschutzgesetzes⁴ für die Industrie gegenüber. Hierbei ist zu beachten, dass Szenario 1 ausschließlich die CO₂-Emissionen abbildet, während in den anderen beiden Datenquellen auch weitere THG-Emissionen enthalten sind. Es zeigt sich, dass das Ziel für 2030 sowohl in Szenario 1 als auch im MMS deutlich verfehlt wird.

⁴ Zwar wurde das Klimaschutzgesetz dahingehend novelliert, dass die Sektoren nicht mehr separate Ziele erreichen müssen, sondern eine sektorübergreifende Reduktion erzielt werden muss. Dennoch werden die Entwicklung der Emissionen in den einzelnen Sektoren und ihr Beitrag zur Gesamtreduktion, die auch nach der Novellierung gleichgeblieben ist, weiterhin gemessen.

Im MMS in Politikszenarios X gehen die THG-Emissionen der Industrie zwischen 2023 und 2030 um 21,1 Mt zurück. Dies erfolgt überwiegend durch den Rückgang der Anwendung als Ersatzstoff für ozonabbauende Substanzen (ODS) (4,7 Mt), sonstige Produktherstellung und -Verwendung (2,3 Mt), Industriekraftwerke (7,4 Mt) sowie Wärmeerzeuger und Prozessfeuerungen (5,0 Mt). Da die ersten beiden Anwendungen in PANTA RHEI keinem Sektor zugeordnet werden können und nicht abgebildet sind, reduziert sich der Rückgang der THG-Emissionen zwischen 2023 und 2030 auf 14,1 Mt, was in PANTA RHEI durch Kalibrierung entsprechend nachvollzogen wird. Dadurch liegen die THG-Emissionen des Industriesektors im Szenario 1 im Jahr 2030 bei 136,2 Mt ggü. 150,3 Mt im Jahr 2023.

Abbildung 2: Entwicklung der industriellen THG-Emissionen im Mit-Maßnahmen-Szenario, der industriellen CO₂-Emissionen in Szenario 1 (PANTA RHEI) und des Sektorziels für die Industrie nach Klimaschutzgesetz



Quelle: eigene Darstellung auf Basis von (Repenning et al. 2022), Ergebnissen aus PANTA RHEI und des Klimaschutzgesetzes.

Wegen der gewählten Preispfade sind die Energieträgerpreise sowie die CO₂-Preise im EU-ETS bereits im Jahr 2023 hoch (vgl. Abbildung 3). Dies erklärt im Elastizitätenansatz den schwachen Rückgang der Emissionen, der durch Energieträgersubstitution durch die etwas steigenden CO₂-Preise sowie energiesparenden technischen Fortschritt getrieben wird.

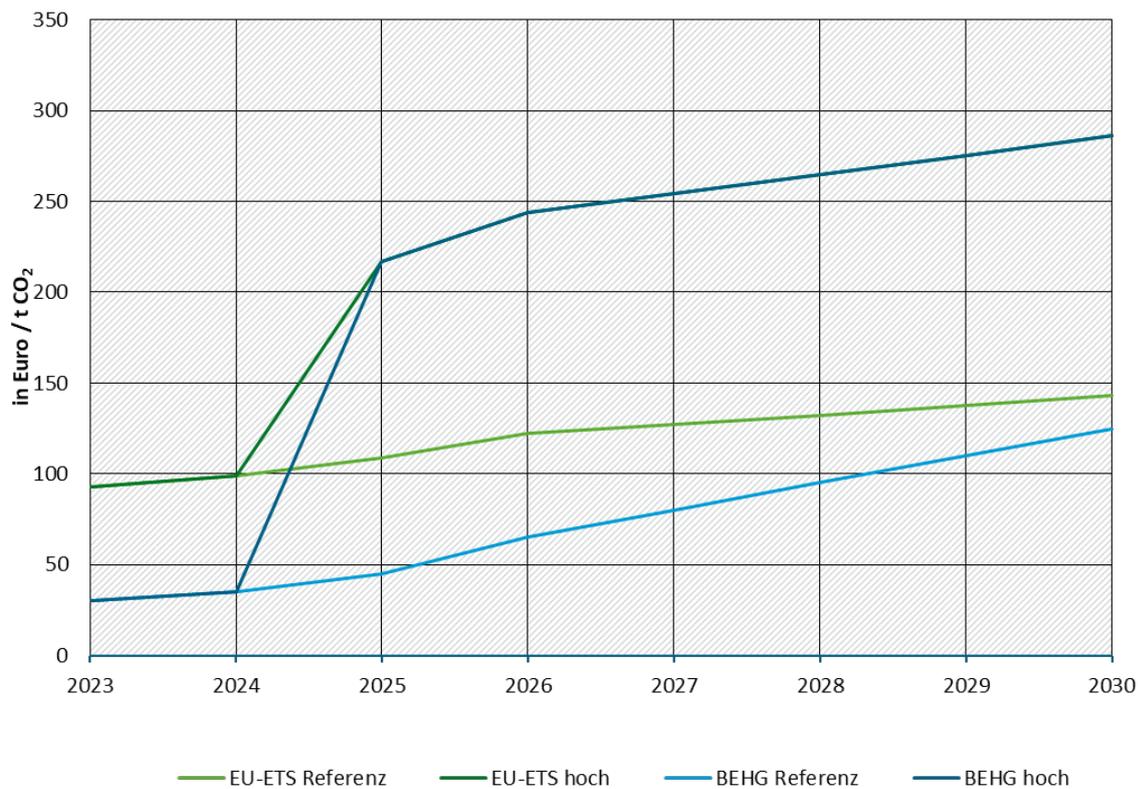
3.1 Wirkung einer Erhöhung des CO₂-Preises

3.1.1 Vorgehen und Annahmen

Im Folgenden wird anhand von PANTA RHEI untersucht, welche energetischen und ökonomischen Effekte bis 2030 sich als Reaktion auf veränderte CO₂-Preise ergeben. Wie in Abschnitt 2.3

dargestellt, werden die Energiepreiselastizitäten im Modell grundsätzlich auf Basis historischer Daten geschätzt. Für eine umfassendere Abbildung der möglichen Zukunftsentwicklungen wird eine Bandbreite an Szenarien aufgespannt, indem neben den CO₂-Preisen auch die Preiselastizitäten der Energienachfrage variiert werden: Für die Hochvariante wird eine Elastizität von -0,7 für alle Industriezweige angenommen, in der Niedrigvariante wird sie auf -0,1 gesetzt. Die Produktionselastizitäten bleiben dabei unverändert. Das Absolutglied der Regressionsgleichung wird so angepasst, dass c. p. trotz der geänderten Preiselastizität der gleiche Energieverbrauch für das letzte historische Jahr resultiert. Das bedeutet, dass die Regressionsgerade (bei konstanter Produktion) bei einer Preiselastizität von -0,7 steiler verläuft und damit die y-Achse in einem höheren Punkt schneidet als bei einer Preiselastizität von -0,1.

Abbildung 3: Annahmen für die Entwicklung der CO₂-Preise (nominal)



Quelle: Hünecke et al. (im Erscheinen).

Die Variation der CO₂-Preise erfolgt über eine Verdopplung im EU-ETS sowie eine Angleichung von ETS- und BEHG-Preis: Der Zertifikatspreis im EU-ETS steigt im Referenzfall bis 2030 auf 143 Euro/t, während er in der Hochpreisvariante bis auf 286 Euro/t steigt. Der nationale CO₂-Preis entwickelt sich bis 2024 in beiden Szenarien gleich. Danach steigt er im Referenzfall auf 125 Euro/t im Jahr 2030, in der Hochpreisvariante hingegen erfolgt – abweichend von der Gesetzeslage des BEHG – ab 2025 eine Angleichung an das EU-ETS, sodass der Preis im Jahr 2030 bei 286 Euro/t liegt. Die Einnahmen aus der CO₂-Bepreisung werden in der Modellierung zur Senkung der Einkommensteuer genutzt. Die durch die Einpreisung der CO₂-Kosten geänderten Strompreise für Haushalte und Industrie werden in Tabelle 10 in Anhang A dargestellt. Für die anderen Energieträger ergeben sich die Preisanpassungen aufgrund höherer CO₂-Preise modellendogen. Mit diesem Set an Szenarien (Tabelle 4) kann der Frage nachgegangen werden, wie sich eine Änderung der CO₂-Preise bei unterschiedlichen Energiepreiselastizitäten auswirkt.

Tabelle 4: Szenarien zur Untersuchung des CO₂-Preiseffektes

	Referenz-CO ₂ -Preise	Hohe CO ₂ -Preise
Geschätzte Energiepreiselastizitäten	Szenario 1	Szenario 2
Niedrige Energiepreiselastizitäten (-0,1)	Szenario 3	Szenario 4
Hohe Energiepreiselastizitäten (-0,7)	Szenario 5	Szenario 6

Quelle: Eigene Tabelle, GWS.

Tabelle 5: Energieintensitäten und geschätzte Preiselastizitäten der Energienachfrage nach Industriezweigen

Industriezweig	Energieintensität 2019 [Energieverbrauch in TJ / Bruttoproduktionswert in Mio. Euro]	Preiselastizität (Schätzzeitraum 1995 bis 2021)
Gewinnung von Steinen und Erden, sonst. Bergbau ¹	2,67	-0,217
Ernährung und Tabak	0,98	-0,036
Papiergewerbe ²	4,87	-0,479
Grundstoffchemie	4,97	-0,349
Sonstige chemische Industrie	0,68	-0,293
Gummi- u. Kunststoffwaren	0,89	-0,065
Glas u. Keramik ³	5,22	-0,182
Verarbeitung v. Steinen u. Erden	6,08	-0,393
Metallerzeugung	15,03	-0,384
NE-Metalle, -gießereien	2,27	-0,378
Metallbearbeitung	0,73	-0,121
Maschinenbau	0,25	*
Fahrzeugbau ⁴	0,21	-0,404
Sonstige Wirtschaftszweige	0,52	*

Quellen: Energieintensität: Berechnung auf Grundlage von AGEB (2021) und Destatis (2023); Preiselastizität: eigene Schätzung. Mit * gekennzeichnet = keine signifikanten Ergebnisse. ¹Schätzzeitraum 1997–2021. ²Schätzzeitraum 1993–2021. ³Schätzzeitraum 1999–2021. ⁴Schätzzeitraum 2003–2021.

Die in PANTA RHEI verwendeten Preiselastizitäten, die sich aus den Schätzungen des Energieverbrauchs ergeben, werden in Tabelle 5 dargestellt. Sie beziehen sich auf den sektoralen Energieträgermix und liegen in einer Bandbreite zwischen -0,48 und -0,04. Für den Energieverbrauch zweier Industriezweige (Maschinenbau und sonstige Wirtschaftszweige) lässt sich kein preislicher Einfluss auf signifikantem Niveau feststellen. Im Vergleich mit den jeweiligen Energieintensitäten zeigt sich, dass die Branchen mit einer hohen Energieintensität tendenziell eine höhere Preiselastizität der Energienachfrage haben als diejenigen, in denen der Energieverbrauch in Relation zur Produktion eine geringere Rolle spielt. Dieser Zusammenhang lässt sich damit erklären, dass bei einem höheren Energiekostenanteil in einem Industriezweig eine

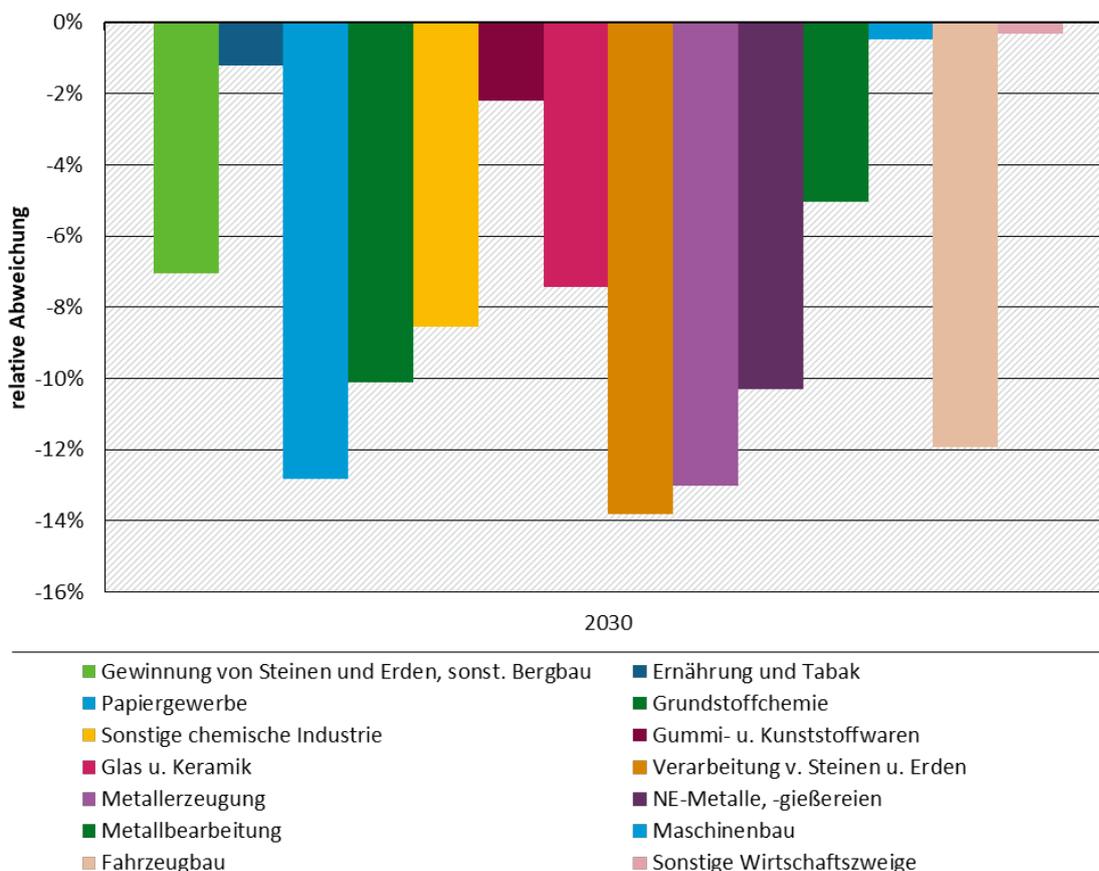
größere Notwendigkeit besteht, auf Preisänderungen zu reagieren. Ausnahmen hiervon bilden auf der einen Seite die energieintensiven Industriezweige „Gewinnung von Steinen und Erden“ und „Glas und Keramik“, in denen die Preiselastizität dennoch knapp über bzw. knapp unter -0,2 liegt. Auf der anderen Seite ist der Preiseinfluss in der Fahrzeugindustrie mit -0,4 trotz geringer Energieintensität relativ hoch.

3.1.2 Ergebnisse bei geschätzten Preiselastizitäten (Szenarien 1 und 2)

Die Wirkung der verdoppelten CO₂-Preise (Szenario 2) auf den Energieverbrauch wird in Abbildung 4 dargestellt. Je nachdem, wie stark die Industriezweige von CO₂-Emissionssystemen (EU-ETS und BEHG) erfasst sind, und je nach CO₂-Intensität gemäß ihrem Energiemix fallen die erhöhten CO₂-Preise unterschiedlich stark ins Gewicht. Infolge der höheren Energiepreise liegt der Energieverbrauch in Szenario 2 niedriger als in Szenario 1. Besonders große Abweichungen von bis zu 14 % ergeben sich in den Branchen, in denen sowohl die Energieintensität als auch die Preiselastizität hoch sind, vor allem bei der Verarbeitung von Steinen und Erden, in der Metallherzeugung und im Papiergewerbe. In den Industriezweigen, in denen der Preiseinfluss sehr gering oder nicht vorhanden ist, wie in der Ernährungs- oder der Gummi- und Kunststoffbranche (siehe Tabelle 5), ändern die höheren CO₂-Preise den Energieverbrauch kaum. Neben der direkten Wirkung über die erhöhten Preise besteht ein zweiter Wirkkanal über die Produktion: In Szenario 2 liegt die reale Produktion niedriger (siehe Abbildung 7), was sich zusätzlich senkend auf die Höhe des Energieverbrauchs auswirkt.

Abbildung 4: Effekt auf den Energieverbrauch nach Industriezweigen in Szenario 2

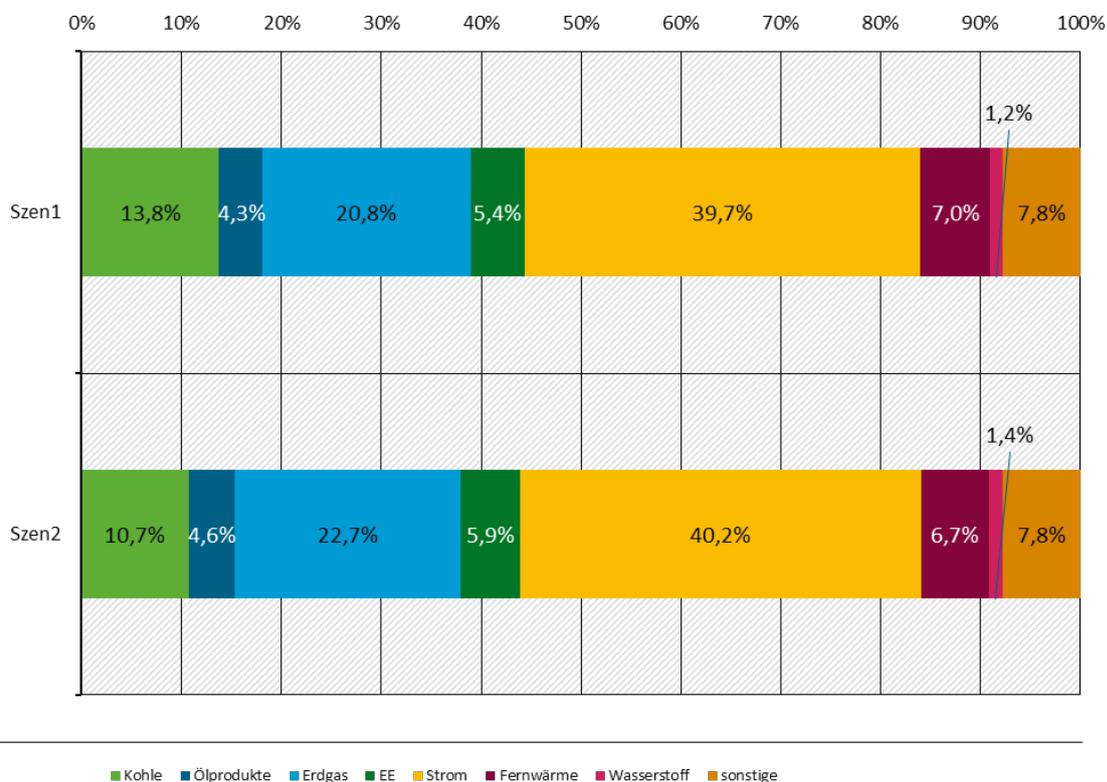
Relative Abweichung bei hohen CO₂-Preisen des Szenarios 2 gegenüber Szenario 1 im Jahr 2030



Quelle: Eigene Darstellung, GWS.

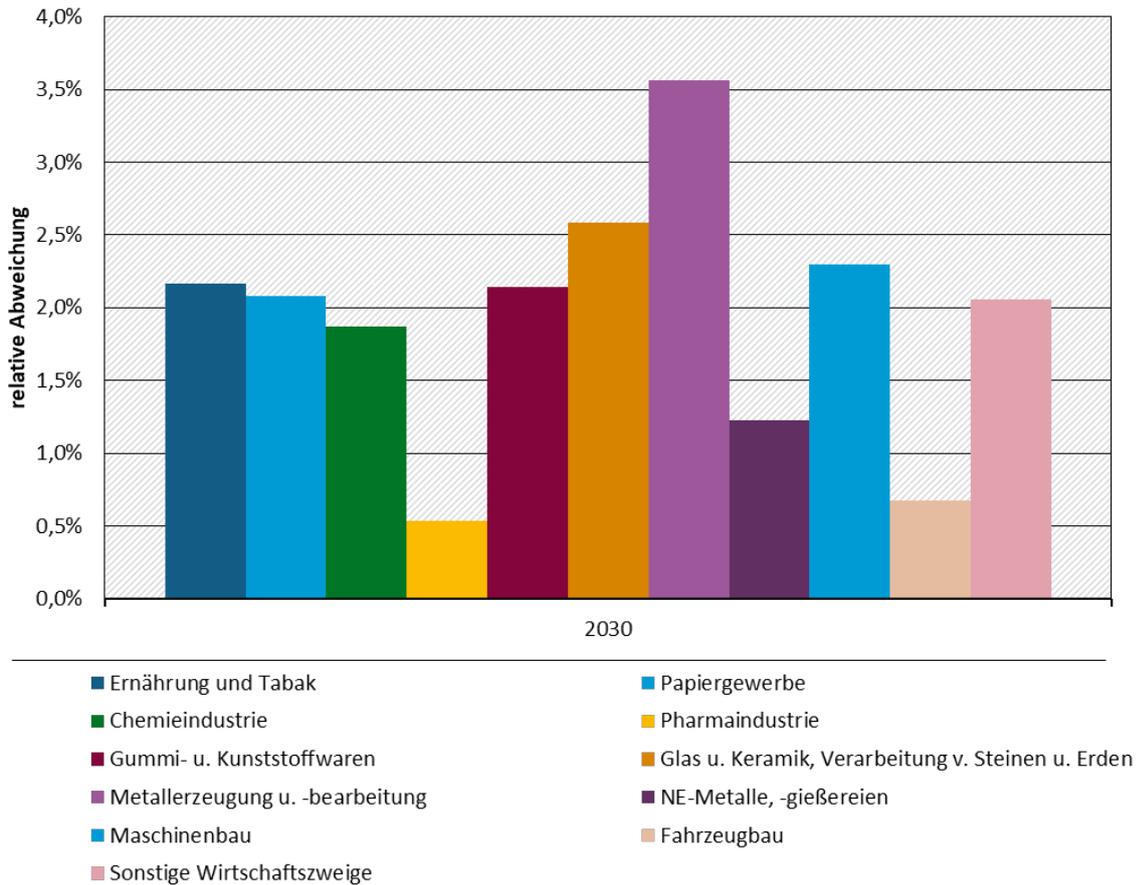
Abbildung 5 zeigt den Energiemix im Jahr 2030 für Szenario 1 und 2. Angesichts der höheren CO₂-Preise wird Strom im Vergleich zu den fossilen Energieträgern vorteilhafter, sodass sein Anteil in Szenario 2 leicht zunimmt und er die CO₂-intensiven Energieträger, insbesondere Kohle, verdrängt. Auch die Anteile von erneuerbaren Energien, vor allem in Form von Biomasse und erneuerbaren Abfällen, sowie von Wasserstoff nehmen zu. In einigen Industriezweigen nehmen auch die Einsätze von Mineralölprodukten und Erdgas zu, weil sie weniger Kohlenstoff enthalten als Kohle.

Abbildung 5: Energiemix der gesamten Industrie in Szenarien 1 und 2 im Jahr 2030



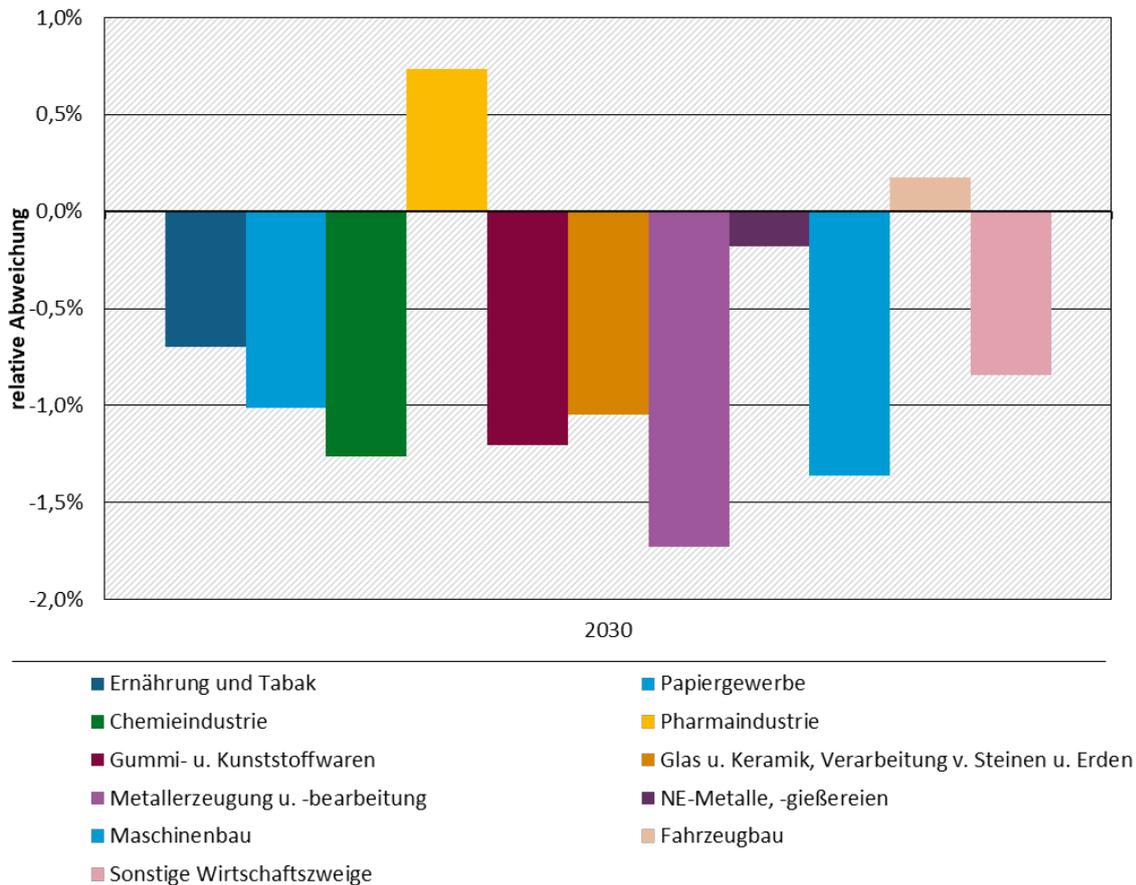
Quelle: Eigene Darstellung, GWS.

Bei den nachfolgenden Effekten auf die wirtschaftlichen Größen werden die Industriezweige nicht in der Gliederung der Energiebilanz, sondern in der Klassifikation der volkswirtschaftlichen Gesamtrechnung (VGR) dargestellt. Aufgrund der höheren CO₂-Preise liegen die Endenergiepreise in Szenario 2 höher, wodurch die Stückkosten steigen. Zugleich kommt es durch die höheren CO₂-Preise auch zu strukturellen Veränderungen bei der Energienachfrage, der Beschäftigung, den Vorleistungen und den Investitionen, sodass der Kosteneffekt von den jeweiligen sektoralen Strukturen abhängt, aber von der Stückkostenentwicklung dominiert wird. Folglich liegen auch die Produktionspreise höher (Abbildung 6). Da die Energie- und CO₂-Kosten auch in CO₂-intensiven Wirtschaftszweigen nur einen kleineren Teil der Gesamtkosten ausmachen, beträgt die Abweichung trotz der doppelten CO₂-Preise von 0,5 % in der Pharmaindustrie bis zu 3,6 % in der Metallerzeugung/-bearbeitung.

Abbildung 6: Effekt auf die Produktionspreise nach Industriezweigen in Szenario 2Relative Abweichung bei hohen CO₂-Preisen des Szenarios 2 gegenüber Szenario 1 im Jahr 2030

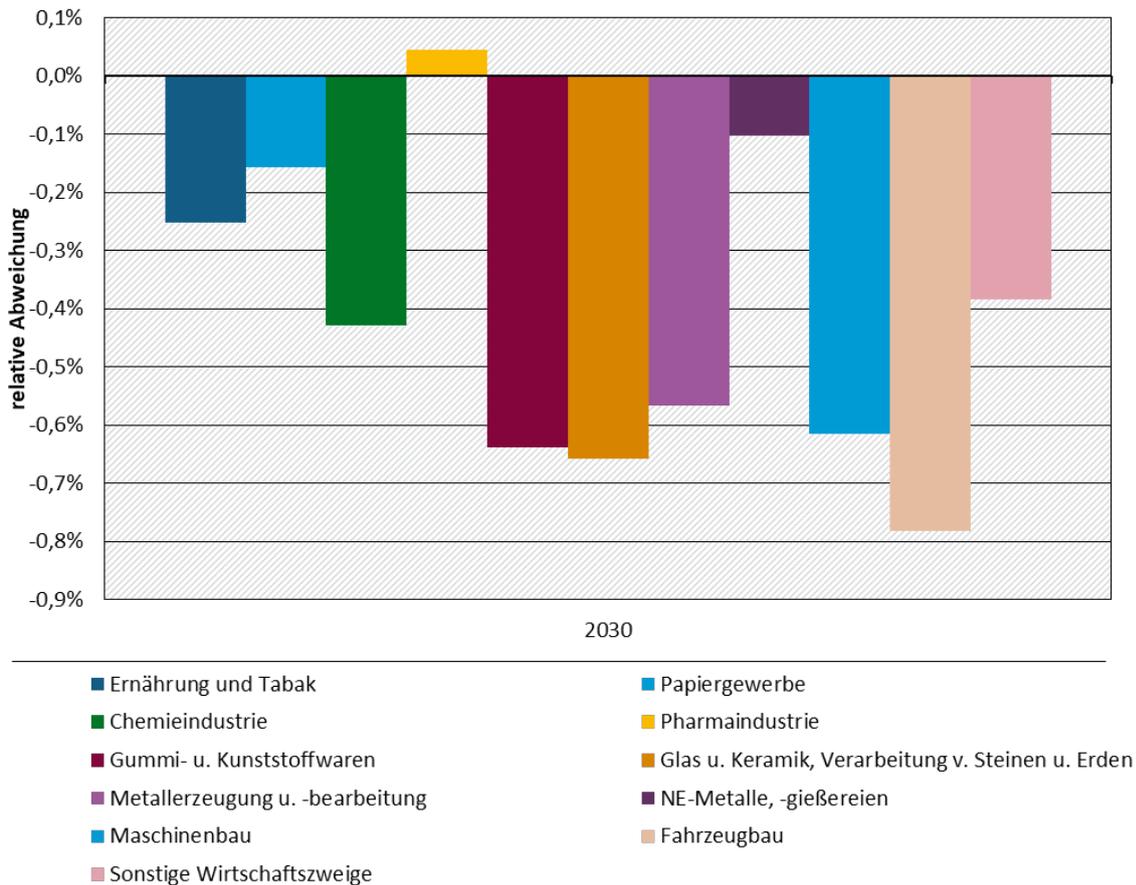
Quelle: Eigene Darstellung, GWS.

Die höheren Produktionspreise in Szenario 2 erschweren den Absatz der Produkte, die sowohl gegenüber der ausländischen Konkurrenz außerhalb der EU-ETS als auch gegenüber anderen Vorleistungen an Wettbewerbsfähigkeit verlieren. Dadurch sinkt die Produktion in konstanten Preisen ggü. Szenario 1 mit Referenz-CO₂-Preisen (Abbildung 7). Die Höhe der Preiseffekte übersetzt sich jedoch nicht in gleichem Ausmaß auf die Produktionseffekte, da sich auch der Produktionswert in laufenden Preisen durch geänderte Vorleistungen und Endnachfrage verändert. Den Unternehmen gelingt es, einen Teil der Preissteigerungen an Abnehmer zu überwälzen. Ausnahmen bilden die Pharmaindustrie und der Fahrzeugbau, in denen die reale Produktion leicht höher liegt, weil die Preise unterdurchschnittlich steigen und sich die Nachfrage teilweise auf diese relativ günstigeren Produkte verschiebt. Bei den Fahrzeugen kommt dazu, dass die hohen CO₂-Preise zu verstärkten Ausgaben von Unternehmen und Haushalten führen, die die leicht negativen Effekte im Außenhandel überwiegen.

Abbildung 7: Effekt auf die reale Produktion nach Industriezweigen in Szenario 2Relative Abweichung bei hohen CO₂-Preisen des Szenarios 2 gegenüber Szenario 1 im Jahr 2030

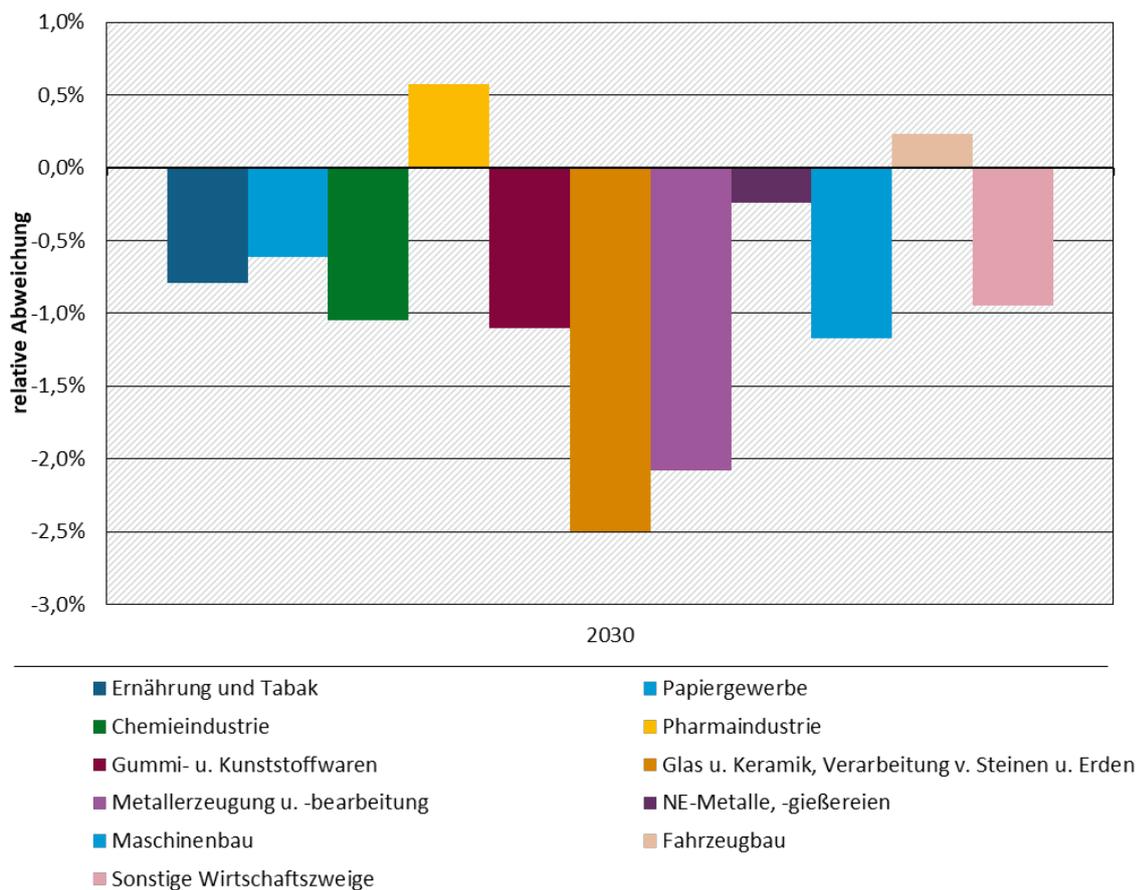
Quelle: Eigene Darstellung, GWS.

Die Beschäftigung in den Industriezweigen (Abbildung 8) wird von zwei entgegengesetzten Effekten beeinflusst: Auf der einen Seite lässt die niedrigere Produktion in Szenario 2 den Bedarf an Arbeitskräften sinken. Auf der anderen Seite liegen die Reallöhne i. d. R. aufgrund des höheren Preisniveaus niedriger, was c. p. die Beschäftigung erhöht. Die niedrigere Produktion wirkt jedoch stärker auf das Arbeitsvolumen, sodass sich i. d. R. negative Beschäftigungswirkungen ergeben. Ausschließlich in der Pharmaindustrie resultiert eine positive Beschäftigungswirkung aufgrund der höheren Produktion.

Abbildung 8: Effekt auf die Beschäftigung nach Industriezweigen in Szenario 2Relative Abweichung bei hohen CO₂-Preisen des Szenarios 2 gegenüber Szenario 1 im Jahr 2030

Quelle: Eigene Darstellung, GWS.

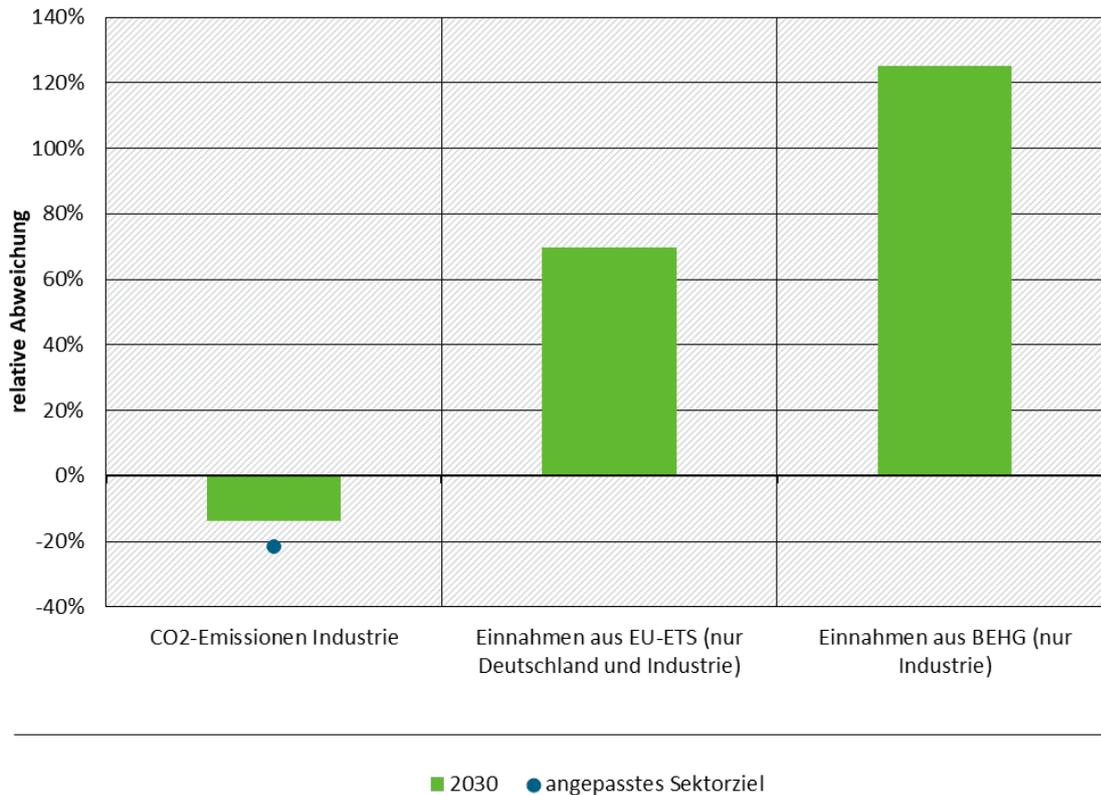
Die Effekte auf die gesamten Investitionen der Industriezweige (Abbildung 9), die sich aus den historisch beobachteten Zusammenhängen zwischen Produktion, Kapitalstock und Investitionen in den Industriesektoren ergeben, hängen vor allem von Produktionsveränderungen ab, weil im Fall einer geringeren Produktion auch weniger Bedarf an Investitionen besteht. Sie ähneln damit den Effekten auf die Produktion.

Abbildung 9: Effekt auf die Investitionen nach Industriezweigen in Szenario 2Relative Abweichung bei hohen CO₂-Preisen des Szenarios 2 gegenüber Szenario 1 im Jahr 2030

Quelle: Eigene Darstellung, GWS.

Die CO₂-Emissionen der Industrie liegen in Szenario 2 aufgrund des geringeren Energieverbrauchs um rund 14 % bzw. 20 t niedriger (Abbildung 10). Das eingezeichnete Sektorziel gibt an, wie stark die Emissionen gegenüber Szenario 1 sinken müssten, um das Ziel für die Industrie nach Klimaschutzgesetz zu erfüllen. Da dieses sich auf alle THG-Emissionen bezieht, wurde die Emissionsgrenze von 118 Mt CO₂-Äquivalenten für 2030 rechnerisch angepasst und auf 112,8 Mt herabgesetzt, um nur den Teil der CO₂-Emissionen abzubilden (siehe zur Berechnung des rechnerisch angepassten Sektorziels Abschnitt 3.1.1). Dieses Ziel wird auch in Szenario 2 nicht ganz erreicht.

Die Einnahmen aus der CO₂-Bepreisung durch das EU-ETS liegen trotz der doppelten CO₂-Preise in Szenario 2 nicht doppelt so hoch wie in Szenario 1, sondern werden durch den Effekt auf die ausgestoßene CO₂-Menge gedämpft, sodass sie für die Industrie um etwa 70 % nach oben abweichen. Die Einnahmen aus den national abgedeckten Emissionen liegen rund 125 % höher, da der nationale CO₂-Preis in Szenario 2 ab 2025 deutlich höher liegt als in Szenario 1 (vgl. Abschnitt 3.1.1). Die Wirkungen geänderter Preise im EU-ETS und im BEHG werden für die einzelnen Sektoren getrennt erfasst und mit den entsprechenden Anteilen gewichtet.

Abbildung 10: Einnahmeneffekte aus der CO₂-Bepreisung in Szenario 2Relative Abweichung bei hohen CO₂-Preisen des Szenarios 2 gegenüber Szenario 1 im Jahr 2030

Quelle: Eigene Darstellung, GWS.

Der in Abbildung 10 dargestellte Effekt auf die CO₂-Emissionen der Industrie lässt sich nach Kaya und Yokobori (1997) in seine Treiber zerlegen: der Bevölkerungsentwicklung, dem Pro-Kopf-BIP, der Energieintensität und der CO₂-Intensität. Da die Bevölkerungsprojektion zwischen den Szenarien nicht variiert wird, entfällt diese Komponente für die vorliegende Analyse. Um diesen Ansatz auf die Emissionen ausschließlich der Industrie zu übertragen, wird anstelle des BIPs der Produktionswert herangezogen. Außerdem wird der Effekt der CO₂-Intensität aufgeteilt in den Anteil der fossilen Energieträger im Energiemix und die CO₂-Intensität der fossilen Energien. Die Zerlegung lässt sich als Formel also wie folgt darstellen:

$$CO_2 = YSR * \frac{EB_{gesamt}}{YSR} * \frac{EB_{fossil}}{EB_{gesamt}} * \frac{CO_2}{EB_{fossil}} \quad (5)$$

CO_2 = CO₂-Emissionen der Industrie

YSR = Produktionswert der Industrie

EB_{gesamt} = Energieverbrauch der Industrie insgesamt

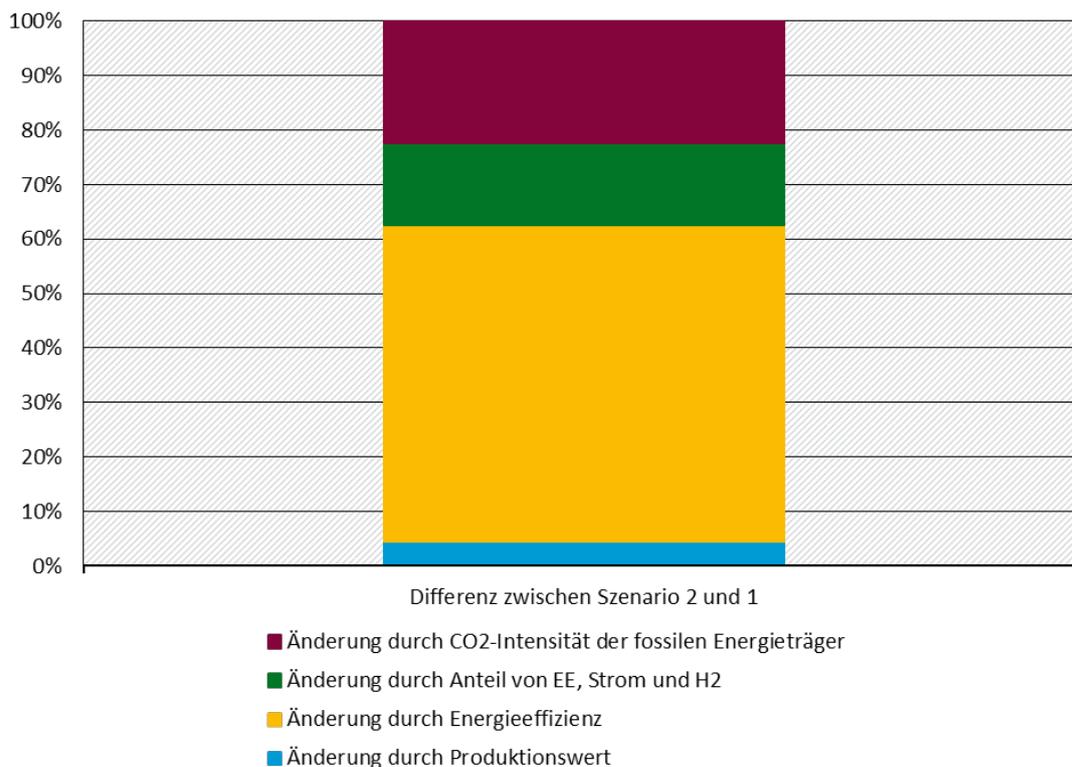
EB_{fossil} = fossiler Energieverbrauch der Industrie

Um die Differenz der CO₂-Emissionen zwischen zwei Szenarien in die unterschiedlichen Faktoren zu zerlegen, wird Gleichung (5) für beide Szenarien logarithmiert und voneinander subtrahiert, sodass sich folgende Gleichung ergibt:

$$\Delta(\ln(CO_2)) = \Delta(\ln(YSR)) + \Delta\left(\ln\left(\frac{EB_{gesamt}}{YSR}\right)\right) + \Delta\left(\ln\left(\frac{EB_{fossil}}{EB_{gesamt}}\right)\right) + \Delta\left(\ln\left(\frac{CO_2}{EB_{fossil}}\right)\right) \quad (6)$$

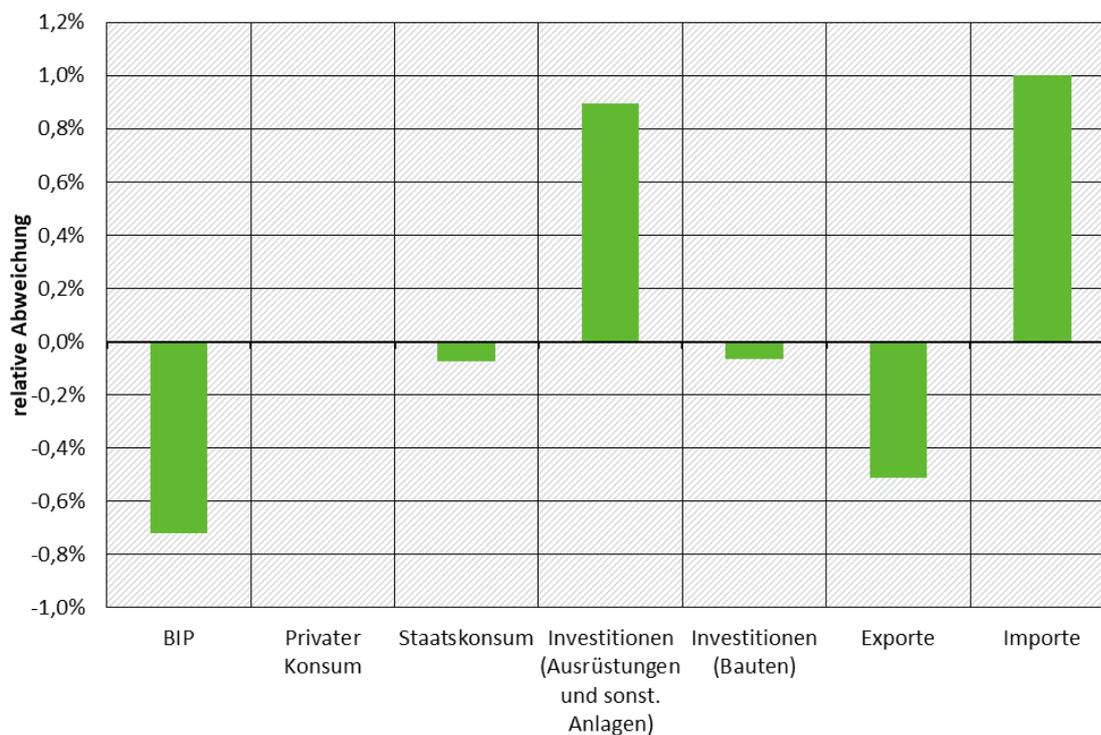
Abbildung 11 zeigt, dass der senkende Effekt auf die CO₂-Emissionen in Szenario 2 insbesondere durch die geringere CO₂-Intensität des fossilen Energiemixes und die höhere Energieeffizienz bei der industriellen Produktion zurückzuführen ist. Der Anteil von erneuerbaren Energien, Strom und Wasserstoff sowie die Produktion sind in beiden Szenarien ähnlich hoch, sodass sie kaum zu den senkenden Effekten auf die CO₂-Emissionen beitragen. Dabei erschwert der Anstieg des Strompreises bei höheren CO₂-Preisen im EU-ETS den Wechsel von fossilen Energieträgern zu Strom. Hierzu wird in Szenario 8 der Fall eines niedrigeren Strompreises betrachtet. Bei Wasserstoff verhindert der geringe Einsatz bei den Referenz-CO₂-Preisen, dass Veränderungen der relativen Preise zu einem sichtbaren Anstieg führen. Hier wird die Modellierung in den Szenarien 10 und 11 angepasst, um die Substitution zu erleichtern (siehe Kapitel 3.3). Allerdings ist zweifelhaft, dass es ohne Förderung allein durch höhere CO₂-Preise zu entsprechenden deutlichen Entwicklungen kommt. Angesichts der sehr begrenzten Substitutionsmöglichkeiten in bestehenden Industrieanlagen ist davon auszugehen, dass der Elastizitätenansatz CO₂-Minderung stärker über die Substitution zwischen fossilen Energieträgern, die Steigerung der Energieeffizienz und Produktionsrückgang und weniger über Energieträgersubstitution hin zu erneuerbaren Energien und Wasserstoff erreicht, als das in stärker technologisch fundierten Modellen der Fall ist, die die zuerst genannten Effekte teilweise nicht berücksichtigen. D. h. die Modellierung mit PANTA RHEI setzt bei Preisänderungen schwerpunktmäßig auf solche Anpassungsreaktionen, die bereits in der Vergangenheit und dem historisch genutzten Anlagenbestand zu beobachten waren. Es ist plausibel, dass die systematische Verteuerung von fossilen Energiepreisen durch die CO₂-Bepreisung und die verbesserte Verfügbarkeit innovativer, CO₂-freier Energieversorgungsoptionen zu einem Strukturbruch führt, der de facto deutlich größeren preislichen Lenkungswirkungen den Weg ebnet, als historisch abgeleitete Preiselastizitäten nahelegen. Dies wird in Szenario 7 betrachtet. Dort wird durch zusätzliche Investitionen ein höheres Niveau der Wasserstoffnutzung zusammen mit erleichterter Substitution abgebildet, was die Ergebnisse stärker in Richtung des Einsatzes neuer Technologien verschiebt.

Für die politische Diskussion um die Dekarbonisierung der Industrie ist zentral, wie gut verschiedene Modellierungsansätze die unterschiedlichen Anpassungsreaktionen auf höhere und geänderte Energieträgerpreise abbilden. Die Bottom-up-Ansätze erfassen mögliche Mengenreduktionen wegen steigender Preise nicht endogen, Top-down-Ansätze mit Elastizitäten können den Übergang zu neuen Technologien und Energieträgern nicht gut endogen abbilden bzw. unterschätzen ihn eher.

Abbildung 11: Zerlegung des CO₂-Effektes zwischen Szenario 2 und 1 nach Kaya-Identität

Quelle: Eigene Berechnung in Anlehnung an Kaya und Yokobori (1997), GWS.

In Abbildung 12 sind die Effekte auf das Bruttoinlandsprodukt und seine Komponenten dargestellt. Der private wie der staatliche Konsum sowie die Bauinvestitionen bleiben nahezu unverändert. Bei den privaten Haushalten gleicht die Verwendung der CO₂-Einnahmen zur Senkung der Einkommensteuer gerade den Kaufkraftverlust durch die höheren Preise für Konsumgüter aus. Außerdem werden verstärkt E-Fahrzeuge gekauft. Zwar liegen die Investitionen des überwiegenden Anteils der Industrien niedriger (siehe Abbildung 9), dieser Effekte wird bei den gesamten Ausrüstungsinvestitionen jedoch überkompensiert, weil vermehrt in erneuerbare Energien, Netze sowie E-Fahrzeuge investiert wird, sodass die Investitionen auf gesamtwirtschaftlicher Ebene höher liegen. Die Exporte gehen zurück, weil die höheren Preise die internationale Wettbewerbsfähigkeit heimischer Unternehmen schwächen. Deshalb steigen auch die Importe, zumal Investitionsgüter vielfach hohe Importanteile aufweisen. Bei den Außenhandelseffekten sind auch die Modellgrenzen beachten. So sind die Wirkungen des geplanten Grenzausgleichsmechanismus nicht erfasst. Der Carbon Border Adjustment Mechanism (CBAM) dürfte dazu führen, dass es keine (größeren) negativen Effekte für die deutsche Industrie im Vergleich zu anderen Nicht-EU-Ländern gibt.

Abbildung 12: Effekte auf das BIP und die BIP-Komponenten (jeweils real) in Szenario 2Relative Abweichung bei hohen CO₂-Preisen des Szenarios 2 gegenüber Szenario 1 im Jahr 2030

Quelle: Eigene Darstellung, GWS.

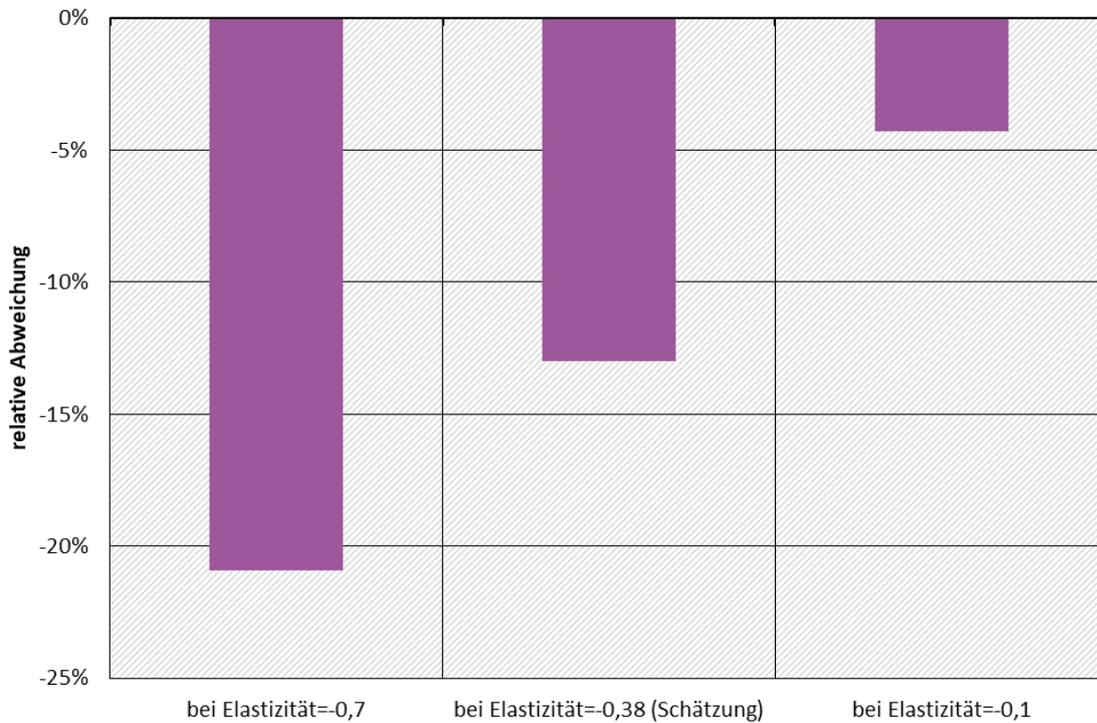
3.1.3 Ergebnisse bei niedrigen und hohen Preiselastizitäten (Szenarien 3–6) am Beispiel der Metallherzeugung

Die Wahl der Preiselastizitäten hat großen Einfluss auf die Ergebnisse wie die folgenden Abbildungen am Beispiel der Metallherzeugung verdeutlichen. Bei hohen Preiselastizitäten geht der Energieeinsatz stark zurück, was den Kostendruck und damit den Preisanstieg im Vergleich zur Annahme niedriger Preiselastizitäten reduziert, die Produktion stabilisiert und damit auch den negativen gesamtwirtschaftlichen Effekt reduziert. Ein vergleichbares Muster ergibt sich auch für die anderen Industriezweige.

Abbildung 13 zeigt beispielhaft für die Metallherzeugung die Bandbreite der Effekte auf den Energieverbrauch bei hoher und niedriger Elastizität im Vergleich zur geschätzten Elastizität in Höhe von -0,38 (vgl. Tabelle 5): Bei einer Preiselastizität von -0,7 reagiert die Branche „sensibler“ auf Preisänderungen, sodass der Energieverbrauch in Szenario 6 um 21 % niedriger liegt als in Szenario 5. Bei einer Preiselastizität von -0,1 beträgt die Abweichung lediglich -4 % (Szenario 4 ggü. 3). In den anderen Industriezweigen ergeben sich bei hoher Elastizität Abweichungen zwischen -17 und -25 %, im Fall niedriger Elastizität zeigen sich Abweichungen zwischen -2 und -4 %.

Abbildung 13: Effekte hoher CO₂-Preise auf den Energieverbrauch in der Metallerzeugung bei unterschiedlichen Preiselastizitäten

Relative Abweichung in Szenario 6 von Szenario 5 (Elastizität=-0,7), in Szenario 2 von Szenario 1 (Elastizität=-0,38) und in Szenario 4 von Szenario 3 (Elastizität=-0,1), jeweils im Jahr 2030

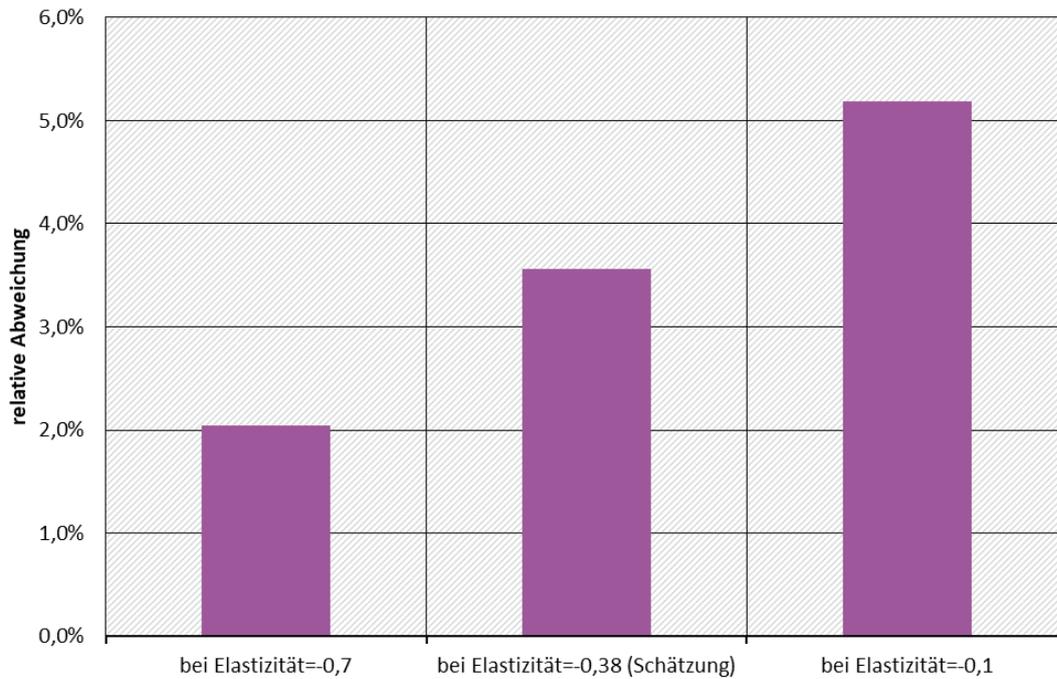


Quelle: Eigene Darstellung, GWS.

Spiegelbildlich zu den Wirkungen auf den Energieverbrauch sind die Effekte auf die Produktionspreise. Bei niedrigen Preiselastizitäten sind die Anpassungsmöglichkeiten gering und die Preisanstiege entsprechend hoch, was wiederum die Produktion und das BIP überdurchschnittlich reduziert. Die Anstiege der Produktionspreise in der Metallindustrie gegenüber der Referenz liegen je nach angenommener Preiselastizität zwischen 2 % und gut 5 %, was die Produktion um 0,9 % bis 2,6 % reduziert. Das Bruttoinlandsprodukt liegt zwischen 0,2 % und knapp 1 % niedriger als in der Referenz.

Abbildung 14: Effekte hoher CO₂-Preise auf den Produktionspreis in der Metallherzeugung und -bearbeitung bei unterschiedlichen Preiselastizitäten

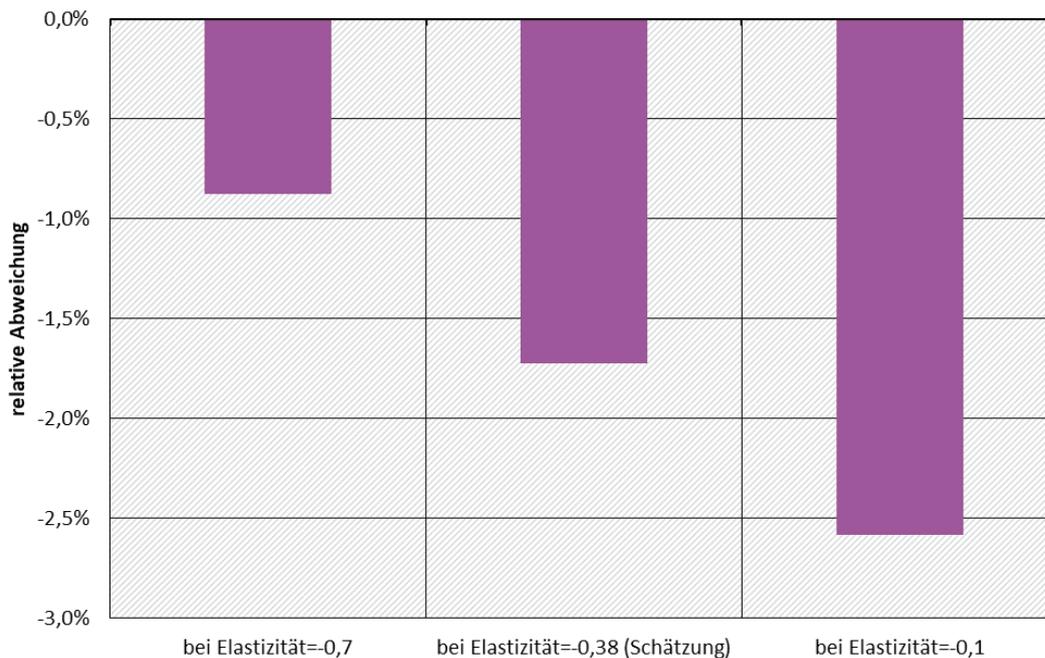
Relative Abweichung in Szenario 6 von Szenario 5 (Elastizität=-0,7), in Szenario 2 von Szenario 1 (Elastizität=-0,38) und in Szenario 4 von Szenario 3 (Elastizität=-0,1), jeweils im Jahr 2030



Quelle: Eigene Darstellung, GWS.

Abbildung 15: Effekte hoher CO₂-Preise auf die reale Produktion in der Metallherzeugung und -bearbeitung bei unterschiedlichen Preiselastizitäten

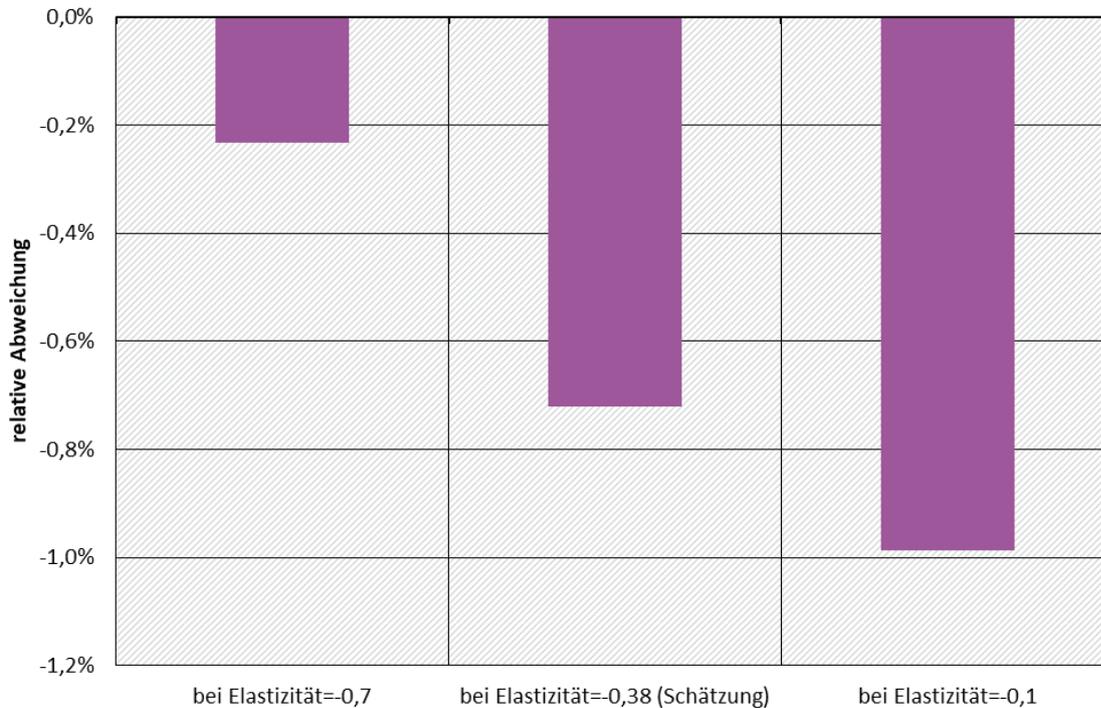
Relative Abweichung in Szenario 6 von Szenario 5 (Elastizität=-0,7), in Szenario 2 von Szenario 1 (Elastizität=-0,38) und in Szenario 4 von Szenario 3 (Elastizität=-0,1), jeweils im Jahr 2030



Quelle: Eigene Darstellung, GWS.

Abbildung 16: Effekte hoher CO₂-Preise auf das reale BIP bei unterschiedlichen Preiselastizitäten

Relative Abweichung in Szenario 6 von Szenario 5 (Elastizität=-0,7), in Szenario 2 von Szenario 1 (Elastizität=-0,38) und in Szenario 4 von Szenario 3 (Elastizität=-0,1), jeweils im Jahr 2030



Quelle: Eigene Darstellung, GWS.

3.2 Wirkung einer Erhöhung des CO₂-Preises bei Annahme der Zusätzlichkeit der Klimaschutzinvestitionen (Szenario 7)

3.2.1 Vorgehen und Annahmen

In diesem Szenario wird die Rolle von Energiewendeinvestitionen der Industrie näher betrachtet. Wesentlich dafür sind Annahmen, ob diese Investitionen andere geplante Investitionen verdrängen, sog. Crowding-out, oder zusätzlich getätigt werden. Dann gehen sie zulasten der Unternehmensgewinne. Im Kern geht es darum, ob die Industrie für die Investitionen in Klimaschutz auf andere Investitionen verzichtet, weil sonst die Gewinne zurückgehen, oder sie bereit ist, die höheren Investitionen selbst zu tragen, wie im Folgenden angenommen wird. Außerdem wird angenommen, dass mit den höheren zusätzlichen Investitionen der Einsatz von Wasserstoff beschleunigt ansteigt und durch die Investitionen die Substituierbarkeit gerade in Richtung des Einsatzes von Strom und Wasserstoff erhöht wird.

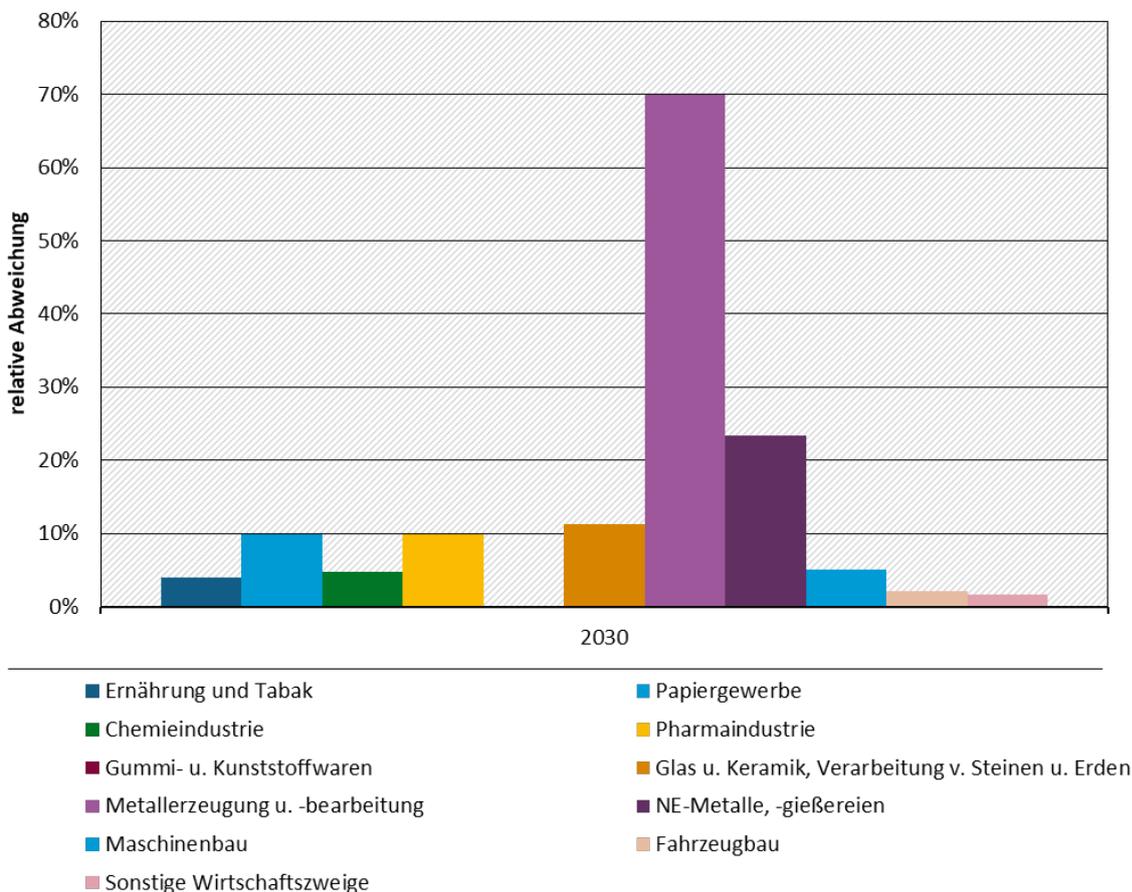
Szenario 7 wird auf Basis von Szenario 2 entwickelt, indem zusätzliche Investitionen der Industrie eingestellt werden. Dafür werden die Investitionen in Energieeffizienzverbesserungen und Energieträgerwechsel aus dem Projekt „Energiewirtschaftliche Projektionen und Folgeabschätzungen 2030/2050“ (Kemmler et al. 2021) genutzt, die getrennt nach Investitionen der energieintensiven und der nicht-energieintensiven Branchen zur Verfügung stehen. Sie belaufen sich im Jahr 2030 auf 15,1 Mrd. Euro, von denen 75 % angesetzt werden, weil ein Teil schon in der Referenz enthalten sein dürfte. In der Studie von Kemmler et al. (2021) wurde für die Referenz der Politikstand Ende 2018 angenommen. Auf die einzelnen Industriezweige werden sie gemäß ihrem historischen Anteil ausgestoßener CO₂-Emissionen im Jahr 2021 verteilt, d. h., je CO₂-intensiver eine Branche ist, umso mehr Investitionen zur CO₂-Minderung bekommt sie zugeschrieben.

Unter der Annahme, dass 80 % auf Ausrüstungen und 20 % auf Bauten entfallen, werden die Beträge als zusätzliche Investitionen der Industriezweige eingestellt. Diese Investitionen machen rund 2 % der jährlichen gesamtwirtschaftlichen Ausrüstungsinvestitionen und 0,5 % der jährlichen gesamtwirtschaftlichen Bauinvestitionen aus.

Die folgende Abbildung 17 zeigt, dass die zusätzlichen Investitionen in die Energiewende für die (meisten) nicht energie-intensiven Branchen auf wenige Prozent der ohnehin getätigten Investitionen beschränkt bleiben. Sehr hohe zusätzliche Investitionen sind in der Metallerzeugung nötig, die bei rund 70 % der Ohnehin-Investitionen liegen. Bei anderen energie-intensiven Branchen liegen die zusätzlichen Investitionen in einer Größenordnung von etwa 10 %. Höhere Investitionen bedeuten im Modellkontext für die investierende Branche langfristig höhere Kapitalkosten in Form höherer Abschreibungen sowie einen Rückgang der Gewinne je nach Möglichkeit der Kostenüberwälzung auf die Preise, die besonders bei recht homogenen Gütern wie Metallen gering ist.

Abbildung 17: Effekt auf die Investitionen nach Industriezweigen in Szenario 7

Relative Abweichung in Szenario 7 von Szenario 1 im Jahr 2030



Quelle: Eigene Darstellung, GWS.

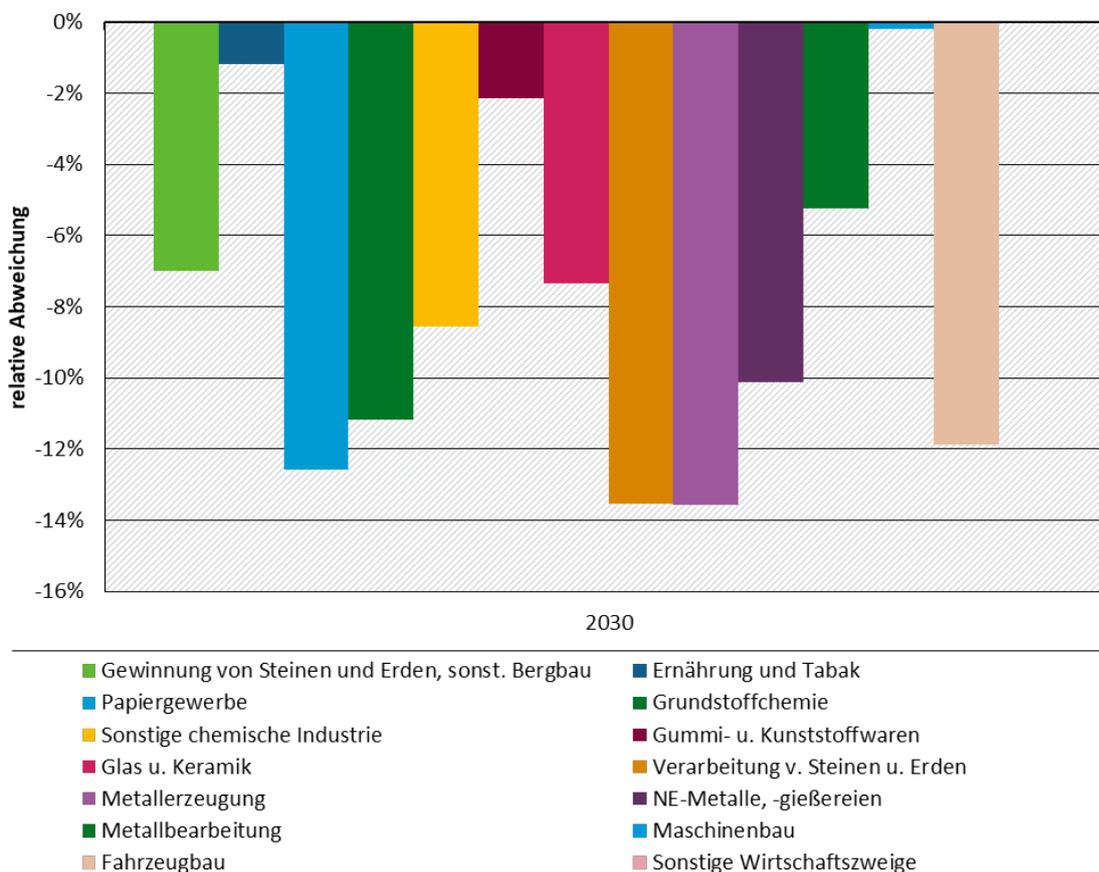
Darüber hinaus werden die Kreuzpreiselastizitäten für bestimmte Industriezweige so angepasst, dass ein Wechsel von fossilen Energieträgern hin zu Strom und Wasserstoff erleichtert wird (siehe Szenario 10 und 11). Zusätzlich wird exogen angenommen, dass sich Wasserstoff infolge der höheren Investitionen und des höheren CO₂-Preises stärker als Energieträger in der Industrie durchsetzen kann: Im Vergleich zu Szenario 2 liegt sein Anteil im Jahr 2030 etwa doppelt so hoch.

3.2.2 Ergebnisse

Szenario 7 wird in Vergleich zu Szenario 1 gesetzt, um die Effekte höherer CO₂-Preise auf die THG-Emissionen zusammen mit den Wirkungen zusätzlicher Klimaschutzinvestitionen und den besseren Einsatzbedingungen für Strom und Wasserstoff gemeinsam zu betrachten. Einerseits ist davon auszugehen, dass höhere CO₂-Preise entsprechende Investitionen der Industriezweige auslösen. Andererseits spricht das Vergangenheitsverhalten der Branchen dafür, dass sie nicht alle Investitionen tatsächlich zusätzlich tätigen werden, weil damit die Gewinne sinken würden. Szenario 7 unterstellt vollständig zusätzliche Investitionen. Die Effekte auf den sektoralen Energieverbrauch hängen ganz überwiegend vom CO₂-Preis ab und unterscheiden sich deshalb kaum von Szenario 2, in dem die gleichen CO₂-Preise und Preiselastizitäten, aber niedrigere Investitionen der Industriezweige betrachtet werden.

Abbildung 18: Effekt auf den Energieverbrauch nach Industriezweigen in Szenario 7

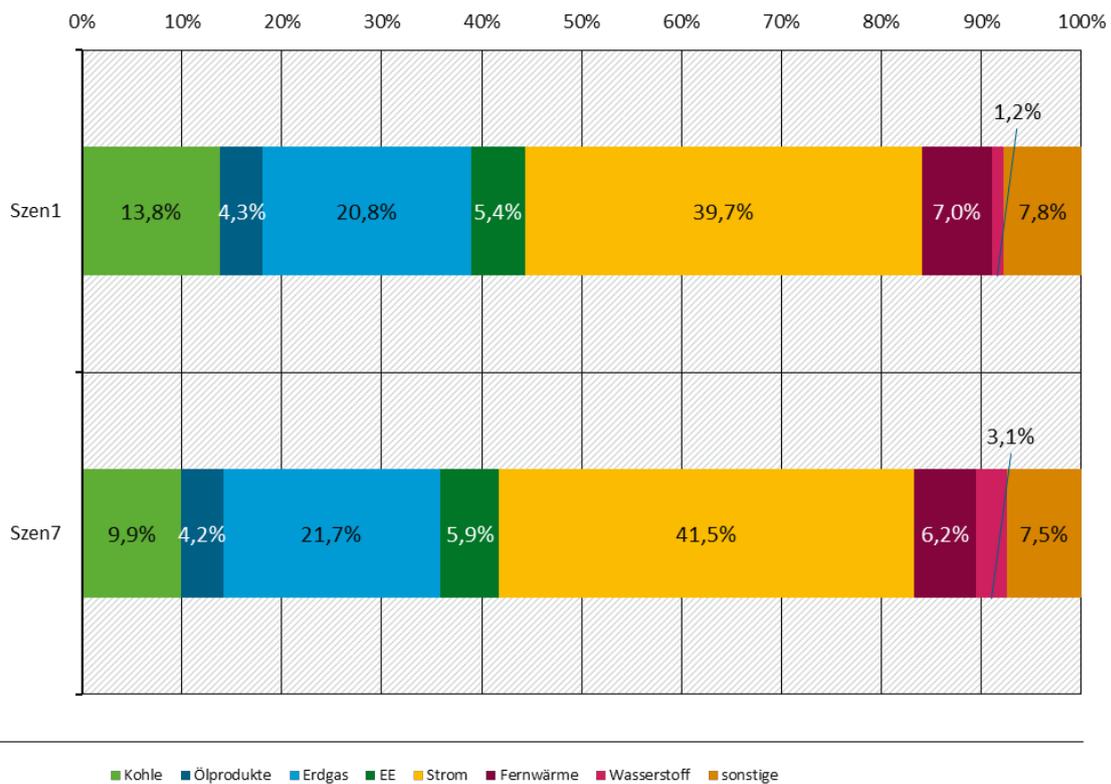
Relative Abweichung im Szenario 7 gegenüber Szenario 1 im Jahr 2030



Quelle: Eigene Darstellung, GWS.

Der Energiemix verschiebt sich im Szenario 7 im Vergleich zu Szenario 1 sichtbar hin zu mehr Einsatz von Strom, Wasserstoff und erneuerbaren Energien (Abbildung 19). Deutlich geht dagegen der Anteil der Kohle zurück. Erdgas gewinnt gegenüber der Kohle relative Kostenvorteile, was zu einer Anteilszunahme führt. In absoluten Zahlen geht der Erdgaseinsatz aber zurück.

Abbildung 19: Energiemix der gesamten Industrie in Szenarien 1 und 7 im Jahr 2030

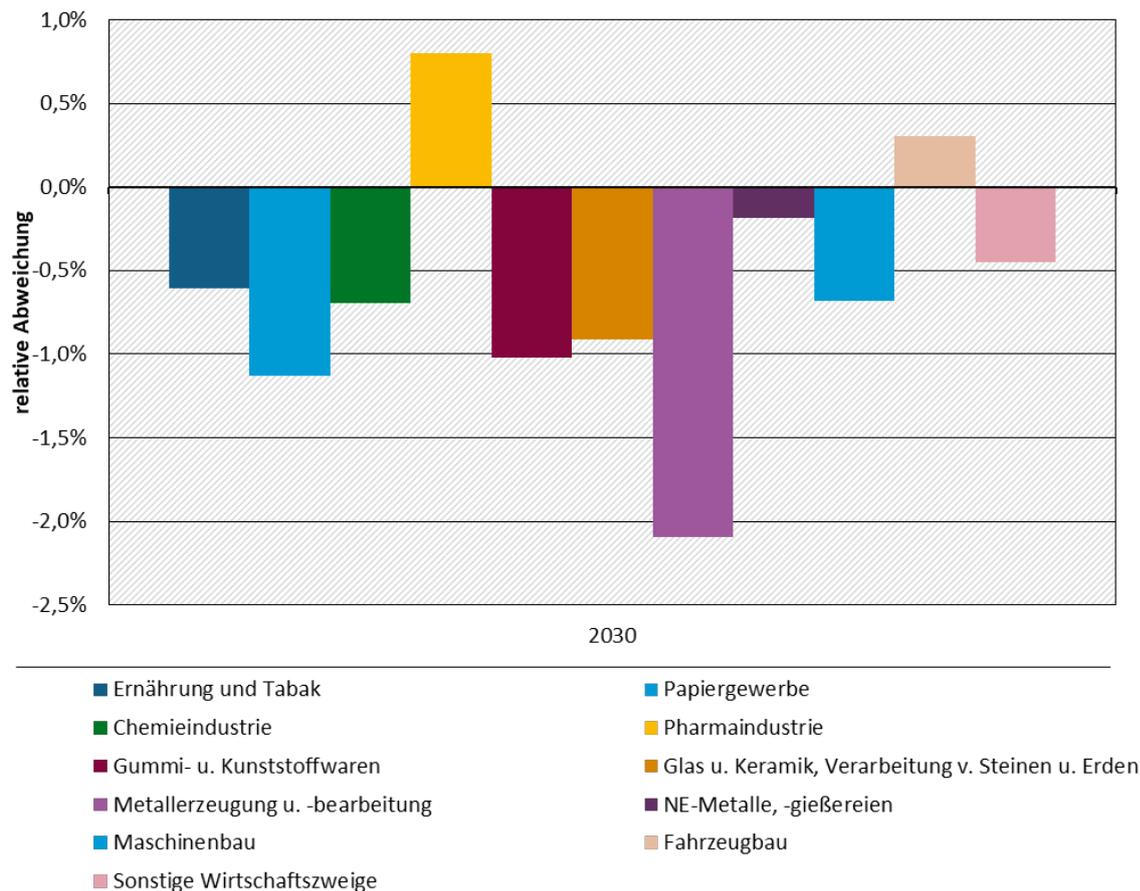


Quelle: Eigene Darstellung, GWS.

Die Effekte der stark steigenden CO₂-Preise auf die Industrieproduktion liegen in den meisten Industriezweigen in einem Bereich bis -1 %. Höher ist der Effekt in der Metallherzeugung unter der Annahme, dass die Industrie die hohen notwendigen Klimaschutzinvestitionen ohne staatliche Unterstützung tätigen muss. Fahrzeuge und pharmazeutische Produkte werden leicht mehr produziert als im Szenario 1 (Abbildung 20).

Abbildung 20: Effekt auf die reale Produktion nach Industriezweigen in Szenario 7

Relative Abweichung im Szenario 7 gegenüber Szenario 1 im Jahr 2030



Quelle: Eigene Darstellung, GWS.

Insbesondere aufgrund der schlechteren Außenhandelsbilanz, bei der die höheren inländischen Investitionen höhere Importe nach sich ziehen und die Exporte aufgrund höherer Kosten und Produktionspreise schwächer ausfallen, ergibt sich ein leicht negativer gesamtwirtschaftlicher Effekt. Trotz des Investitionsimpulses vor allem in Ausrüstungen können die zusätzlichen Investitionen die negativen Effekte nicht überkompensieren, sodass die Wirkung auf das BIP negativ ausfällt (Abbildung 21).

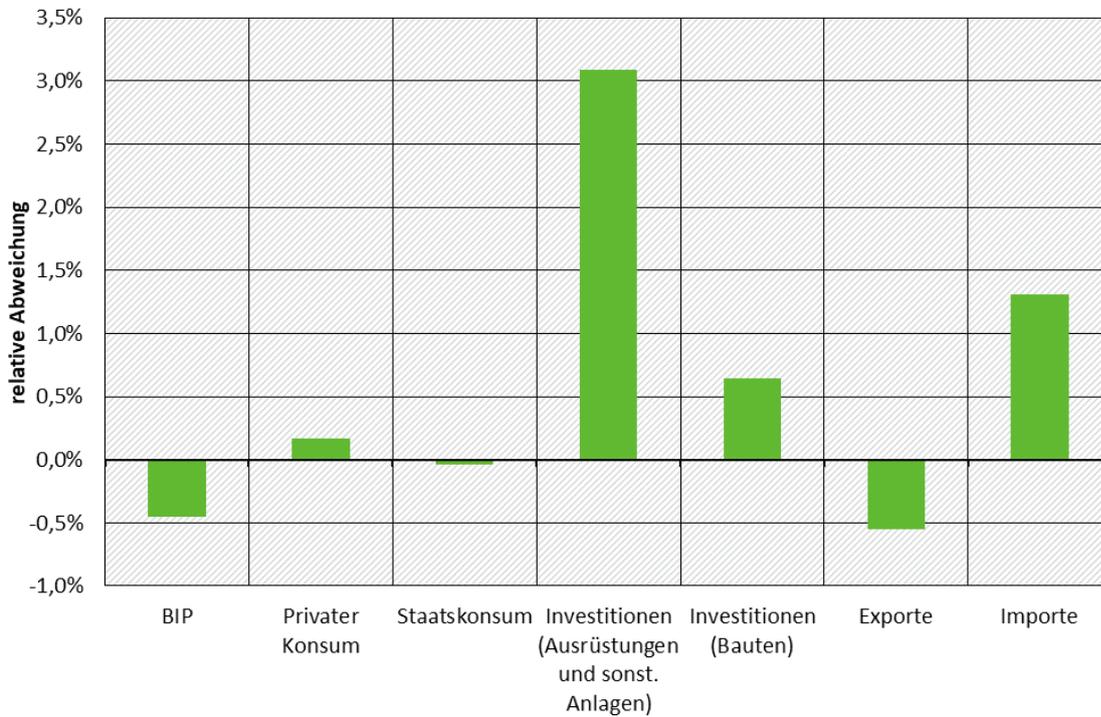
Durch die höheren Investitionen und damit verbundenen Kapitalkosten in Form von Abschreibungen liegen die Gewinne der Metallerzeugung im Jahr 2030 um 30 % niedriger als in der Referenz. Wenn der Staat Teile der Investitionen fördern sollte, was derzeit zu erwarten ist bzw. bereits in Fördermaßnahmen passiert, wären die negativen Effekte auf die Gewinne geringer. In den übrigen Wirtschaftsbereichen liegen die meist negativen Effekte auf die Gewinne in einer Größenordnung von wenigen Prozenten. Zwar gehen auch die Energiekosten zurück, aber diese Einsparungen sind kurzfristig viel niedriger als die Zunahme der Kapitalkosten, die über 15 bis 20 Jahre abgeschrieben werden. Langfristig ergibt sich ein anderes Bild, wenn über den gesamten Abschreibungszeitraum eingesparte Energiekosten und höhere Kapitalkosten verglichen werden.

Bei der Zerlegung der Effekte, die zur CO₂-Minderung führen, zeigt Abbildung 22 deutliche Verschiebungen im Vergleich zu Abbildung 11, die die Wirkung des Szenarios 2 darstellt. Die Zunahme des Anteils von Strom, erneuerbaren Energien und Wasserstoff trägt in diesem Fall gut 40 % zum Gesamteffekt bei. Die Bedeutung der Zunahmen Energieeffizienz ist mit knapp 50 %

noch etwas größer. Verschiebungen zwischen fossilen Energieträgern tragen nur mit unter 10 % zum CO₂-Effekt bei. Der Produktionsrückgang ist nur noch gering. Damit geht dieses Szenario sehr viel mehr in die erhoffte Richtung, bei der die Industrieproduktion in Deutschland weitestgehend erhalten bleibt und ein Wechsel auf CO₂-freie Energieträger gelingt. Allerdings ist darauf hinzuweisen, dass dies Ergebnis der gewählten Annahmen ist und kein empirischer Beleg für diesen Zusammenhang geliefert wird.

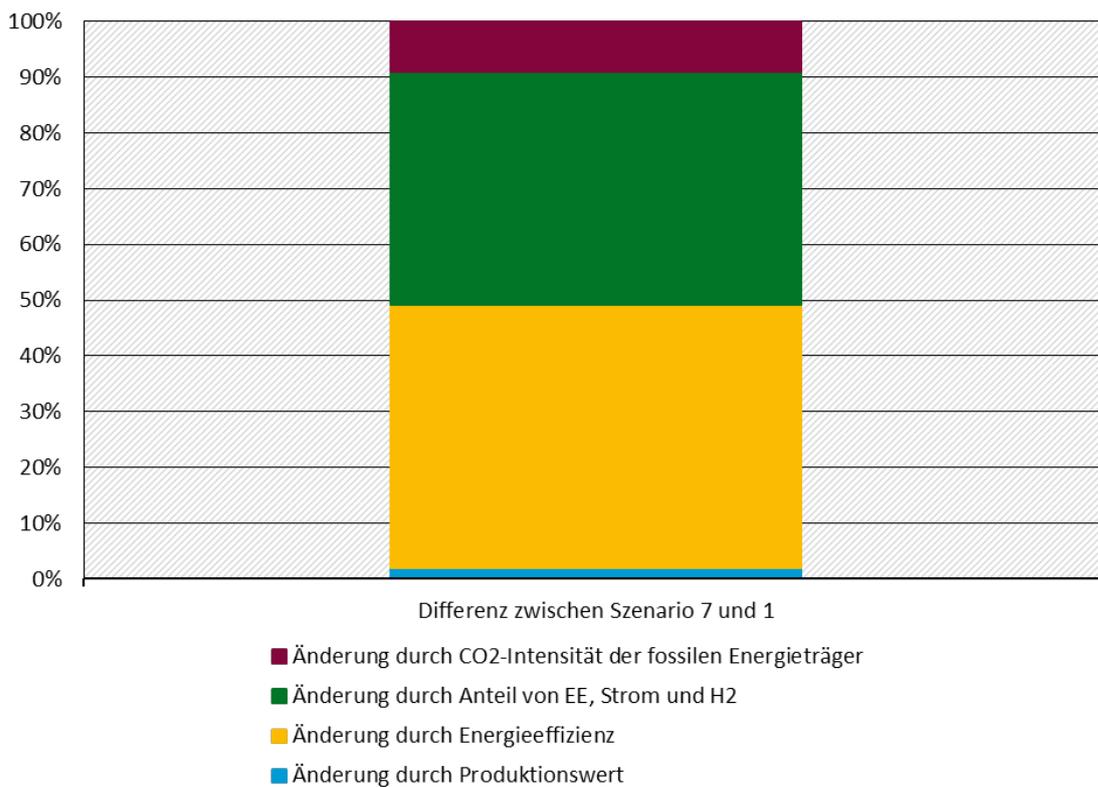
Abbildung 21: Effekt auf das BIP und die BIP-Komponenten (jeweils real) in Szenario 7

Relative Abweichung in Szenario 7 von Szenario 1 im Jahr 2030



Quelle: Eigene Darstellung, GWS.

Abbildung 22: Zerlegung des CO₂-Effektes zwischen Szenario 7 und 1 nach Kaya-Identität



Quelle: Eigene Berechnung in Anlehnung an Kaya und Yokobori (1997), GWS.

3.3 Wirkung von Änderungen der Energiepreise, der Kreuzpreiselastizitäten und der Industrieproduktion

3.3.1 Vorgehen und Annahmen

Aufbauend auf den Szenarien 1 und 2 werden die folgenden Szenarien gerechnet:

Tabelle 6: Überblick über Szenarien 8 bis 12

	CO ₂ -Preise	Preiselastizitäten	Vergleich mit Szenario...	weitere Einstellungen
Szenario 8	hoch	geschätzt	2	Niedrigerer Strompreis Industrie (-25 %)
Szenario 9	hoch	geschätzt	2	Höherer Erdgaspreis Industrie (+50 %)
Szenario 10	Referenz	geschätzt	1	Variation der Kreuzpreiselastizitäten, so- dass fossile Energieträger leicht durch Strom und Wasserstoff ersetzt werden können, wenn sich die Preisrelationen ver- schieben
Szenario 11	hoch	geschätzt	2	Wie 10
Szenario 12	hoch	geschätzt	2	Zusätzlicher exogener Rückgang der Indu- strieproduktion

Quelle: Eigene Übersicht, GWS.

Die Szenarien dienen vor allem als Sensitivitätsrechnungen, in denen wichtige Annahmen und Modellparameter variiert werden, um zu zeigen, welchen Einfluss sie auf die Ergebnisse haben. So könnten geänderte Strom- und Gaspreise ebenso Einfluss auf die Ergebnisse haben wie vereinfachte Substitutionsmöglichkeiten von fossilen Energieträgern durch Strom oder Wasserstoff oder eine veränderte Industrieproduktion. Sie sind in der Phase extrem hoher Energiepreise und Einbrüche der Industrieproduktion nach Beginn des Ukrainekriegs entstanden, wo die Unsicherheit über die Entwicklung dieser Größen und die Wirkungszusammenhänge groß war.

Szenario 8 stellt eine Variation zu Szenario 2 dar. Bei geschätzten Preiselastizitäten (siehe Tabelle 5) der Energienachfrage und hohen CO₂-Preispfaden wird der Strompreis in der Industrie exogen um 25 % gegenüber der Strompreisentwicklung in Szenario 2 herabgesetzt. In **Szenario 9** wird analog der Erdgaspreis der Industrie um 50 % gegenüber der Erdgaspreisentwicklung in Szenario 2 angehoben. Die Energiewirtschaft erzielt dadurch höhere Einnahmen. Jeweils im Vergleich zu Szenario 2 zeigen sich die Effekte der geänderten Energieträgerpreise.

Szenarien 10 und 11 stellen Abwandlungen der Szenarien 1 und 2 dar, indem die Kreuzpreiselastizitäten (siehe Formel (4)) für bestimmte Industriezweige so variiert werden, dass ein Wechsel zu Strom und Wasserstoff leichter ist. Hierfür werden die Industriebereiche „Glas und Keramik“ und „Metallerzeugung“ ausgewählt, die gemäß Fleiter et al. (2023) zu den Wirtschaftszweigen zählen, in denen eine technische Umstellung auf durch Strom oder Wasserstoff betriebene Anlagen gut möglich ist. Zusätzlich wird die Grundstoffchemie hinzugenommen. Für diese Bereiche wird also angenommen, dass für sie aufgrund ihrer technischen Gegebenheiten eine Substitution der eingesetzten Energieträger durch Strom und Wasserstoff doppelt so leicht ist wie in den anderen Szenarien. Der Faktor vor den Relativpreisen in der Klammer in Gleichung (7) wird dazu von 1 auf 2 verdoppelt, sodass eine Änderung der Relativpreise in doppelter Höhe auf den Energieträgereinsatz wirkt. Der Minuend in der Klammer muss daraufhin vom Wert 2 auf 3 angepasst werden, damit sich bei einer Nicht-Veränderung der Preise oder bei einer gleichen Entwicklung der Energieträger- und Durchschnittspreise (d. h. der Quotient in der Klammer ist 1) ein Faktor von 1 aus der Klammer ergibt, der als neutrales Element in der Multiplikation nicht die Höhe des Energieverbrauchs ändert.

Die Modellierung aus Gleichung (4) wird in **Szenario 10 und 11** für diese Industriezweige also wie folgt angepasst:

$$EB_{t,i,j} = EB_{t,i,gesamt} * \frac{EB_{t_0,i,k}}{EB_{t_0,i,gesamt}} * \left[3 - 2 * \frac{TJPIEC_{t,i,k} / TJPIEC_{t_0,i,k}}{ebpd_{t,i} / ebpd_{t_0,i}} \right] \quad (7)$$

k = Strom bzw. Wasserstoff

Szenario 12 stellt eine weitere Variation zu Szenario 2 dar, für die ein zusätzlicher Rückgang der Industrieproduktion exogen eingestellt wird. Dazu wird unterstellt, dass die Exporte Deutschlands in Szenario 12 um 5 % im Jahr 2030 niedriger liegen als in Szenario 2, weil damit ein Produktionsrückgang einfach modelliert werden kann.

3.3.2 Ergebnisse

Tabelle 7 zeigt den Effekt auf den industriellen Energieverbrauch in den Szenarien 8 bis 12 jeweils als Differenz zum Vergleichsszenario. Am stärksten ist der Effekt durch den niedrigeren Strompreis in Szenario 8: Da Strom in allen Industriezweigen eingesetzt wird, liegen die durchschnittlichen Energiepreise in allen Industriezweigen niedriger, sodass in der Folge – auch modelltechnisch bedingt – mehr vom sektoralen Energieträger-Mix nachgefragt wird. Die Erhöhung

des Gaspreises in Szenario 9 wirkt sich entsprechend senkend auf den Energieverbrauch aus. Ebenso zeigt sich ein verbrauchsmindernder Effekt auf den Energieverbrauch in Szenario 12: Ein Rückgang der Industrieproduktion um 2,8 % hat eine Verringerung des Energieverbrauchs um 0,9 % zur Folge. In Szenarien 10 und 11 der Effekt auf den Gesamtenergieverbrauch der Industrie geringer, da die geänderte Kreuzpreiselastizität für Strom in ausgewählten Industriezweigen eher Verschiebungen im Energiemix bewirkt.

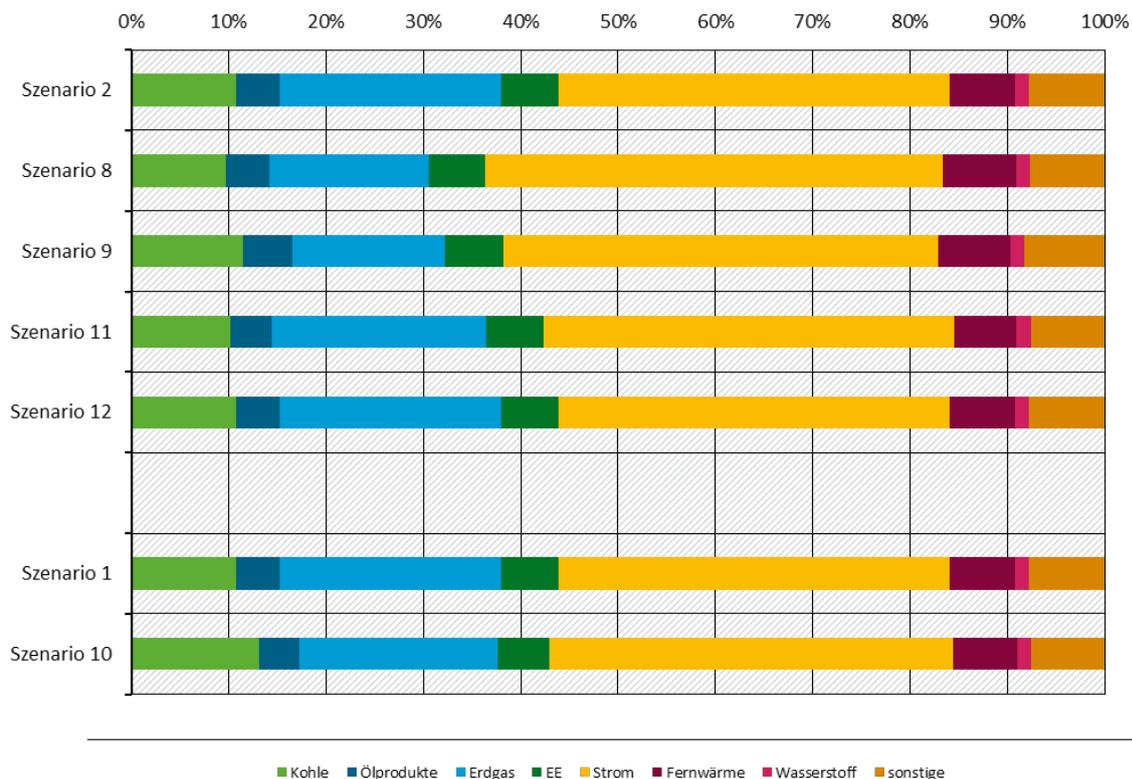
Tabelle 7: Effekte auf den gesamten Energieverbrauch der Industrie in Szenarien 8 bis 12 im Jahr 2030

		Relative Abweichung vom jeweiligen Referenzszenario
Szenario 8 ggü. 2	Niedrigerer Strompreis bei hohen CO ₂ -Preisen	3,13 %
Szenario 9 ggü. 2	Höherer Erdgaspreis bei hohen CO ₂ -Preisen	-1,41 %
Szenario 10 ggü. 1	Variation der Kreuzpreiselastizitäten bei Referenz-CO ₂ -Preisen	-0,51 %
Szenario 11 ggü. 2	Variation der Kreuzpreiselastizitäten bei hohen CO ₂ -Preisen	-0,38 %
Szenario 12 ggü. 2	Zusätzlicher exogener Rückgang der Industrieproduktion bei hohen CO ₂ -Preisen	-0,91 %

Quelle: eigene Darstellung, GWS.

Neben Effekten auf die Höhe des Energieverbrauchs ergeben sich auch Änderungen in der Struktur des Energieverbrauchs (Abbildung 23). Strom hat bei niedrigeren Strompreisen in Szenario 8 den höchsten Anteil am Energiemix: Hier erhöht er sich von 40 % in Szenario 2 auf 47 %. Die geänderten Kreuzpreiselastizitäten in Szenario 10 und 11 führen zu einem lediglich geringen Anstieg des Anteils auf 42 bzw. 41 %. Der Einsatz von Erdgas wird am stärksten in Szenario 9 infolge des erhöhten Erdgaspreises substituiert, sodass sein Anteil von 23 % in Szenario 2 auf 16 % zurückgeht. In Szenario 10 und 11 liegt er jeweils leicht niedriger als im jeweiligen Referenzszenario, da hier der Wechsel zu Strom für ausgewählte Industrien erleichtert wird. Die Reduktion der Produktion in Szenario 12 ändert den Energiemix der Industrie nicht.

Abbildung 23: Energiemix der gesamten Industrie in Szenarien 8 bis 12 und den Referenzszenarien im Jahr 2030



Quelle: Eigene Darstellung, GWS.

Die Effekte auf das BIP werden in Tabelle 8 dargestellt. Ausschließlich der niedrigere Strompreis in Szenario 8 wirkt sich schwach positiv auf die Wirtschaftsleistung aus, sodass das BIP um etwa 0,2 % höher liegt als in Szenario 2. In Szenario 9 und 12 ergeben sich hingegen negative Effekte: Während der erhöhte Gaspreis in der Industrie das BIP lediglich geringfügig mindert (Szenario 9), zieht der exogene Rückgang der Industrieproduktion in Szenario 12 einen deutlich negativen Effekt von 1,6 % nach sich. Die geänderten Kreuzpreiselastizitäten in Szenario 10 und 11 haben kaum einen Effekt auf die Wirtschaftsleistung.

Tabelle 8: Effekt auf das BIP in Szenarien 8 bis 12 im Jahr 2030

		Relative Abweichung vom jeweiligen Referenzszenario
Szenario 8 ggü. 2	Niedrigerer Strompreis bei hohen CO ₂ -Preisen	0,24 %
Szenario 9 ggü. 2	Höherer Erdgaspreis bei hohen CO ₂ -Preisen	-0,18 %
Szenario 10 ggü. 1	Variation der Kreuzpreiselastizitäten bei Referenz-CO ₂ -Preisen	0,01 %
Szenario 11 ggü. 2	Variation der Kreuzpreiselastizitäten bei hohen CO ₂ -Preisen	0,02 %
Szenario 12 ggü. 2	Zusätzlicher exogener Rückgang der Industrieproduktion bei hohen CO ₂ -Preisen	-1,63 %

Quelle: Eigene Darstellung, GWS.

Die Wirkungen auf die CO₂-Emissionen der Industrie werden in Tabelle 9 zusammengefasst. Der stärkste negative Effekt wird in den Szenarien mit geänderten Kreuzpreiselastizitäten hervorgehoben: Die strukturellen Verschiebungen im Energiemix zugunsten von Strom führen zu einem Rückgang der industriellen CO₂-Emissionen von 2,9 % gegenüber der Referenzentwicklung. Ebenfalls senkend auf den Energieverbrauch wirkt sich der zusätzliche exogene Rückgang der Industrieproduktion in Szenario 12 aus. In Szenario 8 liegen die CO₂-Emissionen insbesondere wegen des höheren Energieverbrauchs in der Industrie leicht höher. Hierbei zeigt sich, dass Rückgänge des (durchschnittlichen) Energiepreises in der Industrie allein zu unerwünschten Effekten führen können, wie die höheren THG-Emissionen bei niedrigeren Strompreisen zeigen. Sie steigen, weil wie unter 2.3 beschrieben die Energiemodellierung zweistufig erfolgt. Einseitige Rückgänge der Strompreise, die eigentlich zu einem Rückgang des Einsatzes fossiler Energieträger führen sollten, erhöhen die gesamte Energienachfrage und wegen begrenzter Substitution von diesen Energieträgern durch Strom dann auch die Emissionen.

Tabelle 9: Effekt auf die CO₂-Emissionen der Industrie in Szenarien 8 bis 12 im Jahr 2030

		Relative Abweichung vom jeweiligen Referenzszenario
Szenario 8 ggü. 2	Niedrigerer Strompreis bei hohen CO ₂ -Preisen	1,07 %
Szenario 9 ggü. 2	Höherer Erdgaspreis bei hohen CO ₂ -Preisen	-2,51 %
Szenario 10 ggü. 1	Variation der Kreuzpreiselastizitäten bei Referenz-CO ₂ -Preisen	-2,89 %
Szenario 11 ggü. 2	Variation der Kreuzpreiselastizitäten bei hohen CO ₂ -Preisen	-2,93 %
Szenario 12 ggü. 2	Zusätzlicher exogener Rückgang der Industrieproduktion bei hohen CO ₂ -Preisen	-2,06 %

Quelle: Eigene Darstellung, GWS.

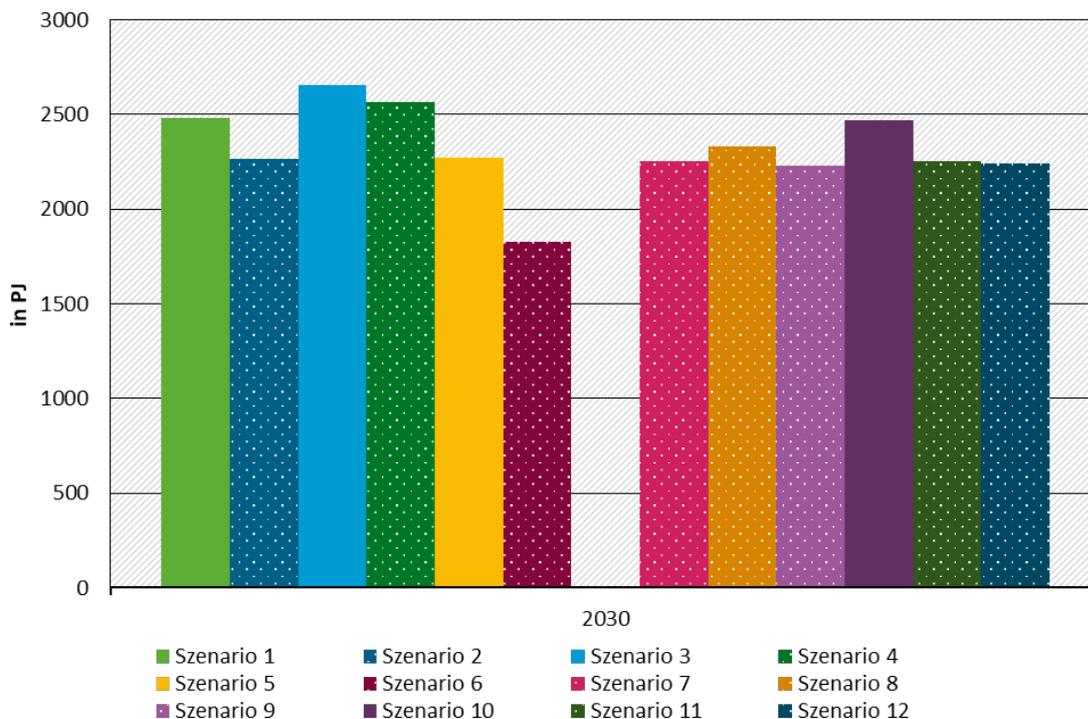
3.4 Beitrag hoher CO₂-Preise zur Sektorzielerreichung bei unterschiedlichen Preiselastizitäten bis 2030

Um die Ergebnisse zu den CO₂-Emissionen aus PANTA RHEI mit dem Sektorziel des Klimaschutzgesetzes, das sich auf alle THG-Emissionen bezieht, vergleichen zu können, wird dieses in Anlehnung an das Mit-Maßnahmen-Szenario MMS (Repenning et al. 2022) angepasst: Der Anteil des CO₂ an den THG-Emissionen im MMS wird auf das Sektorziel der Industrie übertragen. Im Jahr 2030 beispielsweise macht CO₂ 147,8 der 154,6 Mt THG-Emissionen aus (95,6 %), sodass das Sektorziel für 2030 von 118 auf 112,8 Mt heruntersetzt wird.

Die Modellergebnisse auf die CO₂-Emissionen der Industrie lassen sich wie folgt zusammenfassen. Höhere CO₂-Preise führen c. p. zu niedrigeren Emissionen im Jahr 2030. Je höher die Energiepreiselastizitäten gewählt sind, desto höher fällt die CO₂-Minderung aus. Annahmen eines niedrigeren Strompreises, eines höheren Gaspreises sowie eines deutlichen Rückgangs der Industrieproduktion könnten die CO₂-Emissionen jeweils in einer Größenordnung von jeweils 1,5 bis gut 2 % senken. Ihr Effekt bleibt damit begrenzt.

Abbildung 24: Industrieller Energieverbrauch in den Szenarien 1 bis 12 im Jahr 2030

Absoluter Energieverbrauch der Industrie (ohne nichtenergetischen Verbrauch)

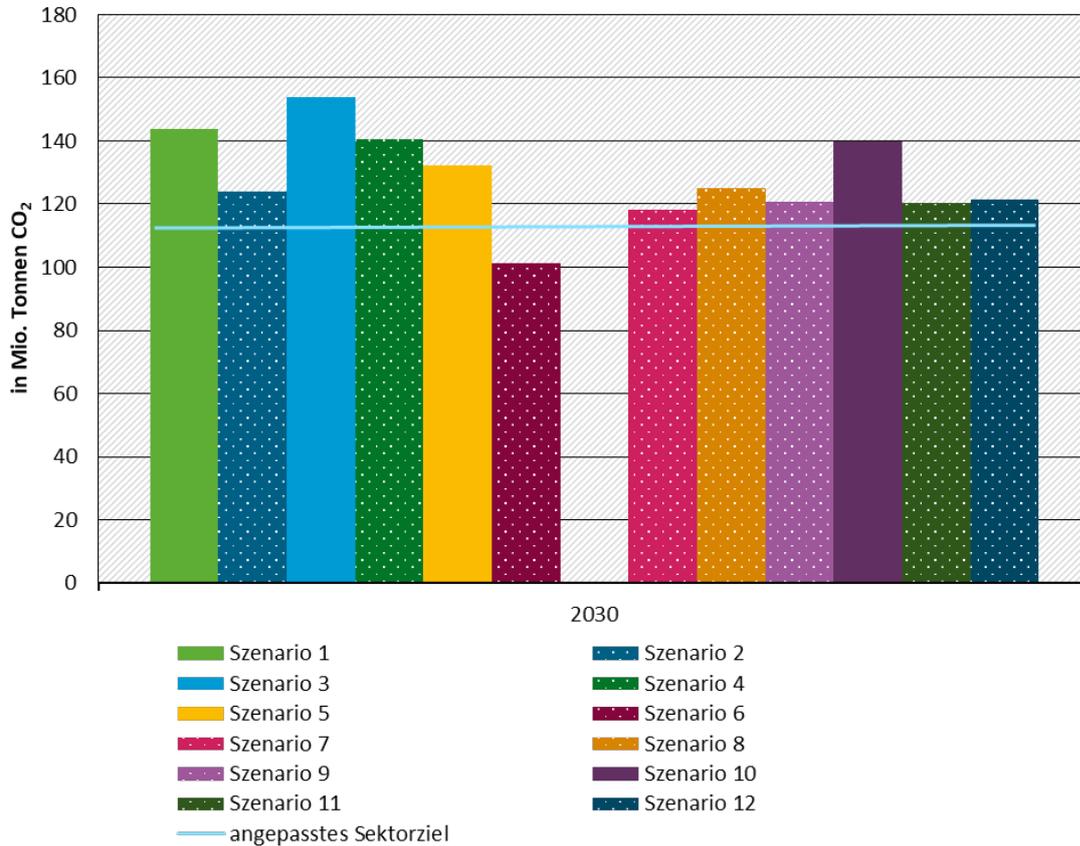


Quelle: Eigene Darstellung, GWS. Die punktierten Säulen stellen die Szenarien mit hohen CO₂-Preisen dar.

Abbildung 24 und Abbildung 25 zeigen im Überblick, wie hoch der Energieverbrauch und die CO₂-Emissionen der Industrie in den Szenarien 1 bis 12 ausfallen. Sie liegen im Szenario 1 mit 143,8 Mt CO₂ weit vom angepassten Sektorziel von 112,8 Mt entfernt. Danach wird das bisherige Sektorziel für die Industrie bei CO₂-Preisen im EU-ETS von 143 €/t sowie im BEHG von 125 €/t CO₂ selbst bei der Annahme hoher Energiepreiselastizitäten von -0,7 bis 2030 mit 132,3 Mt deutlich verfehlt (Szenario 5). Zielerreichung allein über CO₂-Bepreisung würde somit höhere CO₂-Preise und hohe Preiselastizitäten voraussetzen (Szenario 6). Bei einer Verdopplung der CO₂-Preise würde das Ziel bei Verwendung der ökonometrisch geschätzten Preiselastizitäten nicht erreicht (123,8 Mt in Szenario 2), bei Verwendung der Preiselastizitäten von -0,7 deutlich übererfüllt (101,4 Mt in Szenario 6). Bei niedrigen Preiselastizitäten von -0,1 würden selbst die verdoppelten CO₂-Preise im Jahr 2030 nicht zur Zielerreichung ausreichen (140,6 Mt in Szenario 4). Für die übrigen Szenarien (7–9, 11, 12) spielt der CO₂-Preis eine deutlich größere Rolle als Annahmen zu anderen Einflussgrößen wie Strom- und Gaspreis der Industrie, die die CO₂-Emissionen nicht entscheidend reduzieren können.

Abbildung 25: Vergleich der industriellen CO₂-Emissionen in den Szenarien 1 bis 12 im Jahr 2030

Energie- und prozessbedingte CO₂-Emissionen der Industrie in den Szenarien im Vergleich zum um andere THG-Emissionen angepassten Sektorziel nach Klimaschutzgesetz



Quelle: Eigene Darstellung, GWS. Die punktierten Säulen stellen die Szenarien mit hohen CO₂-Preisen dar.

4 Fazit und Ausblick

In der politischen Debatte um Klimaschutz gibt es unterschiedliche Argumentationsstränge. Manche Akteure setzen allein oder überwiegend auf Signale eines hohen CO₂-Preises. Andere Akteure setzen neben Preissignalen stärker auf die staatliche Förderung und Flankierung dieser Investitionen, sei es durch Klimaschutzverträge, Investitionszuschüsse oder staatlich subventionierte Strompreise.

In den durchgeführten Simulationsrechnungen mit dem Modell PANTA RHEI für den Industriesektor ist der Frage nachgegangen worden, welche CO₂-Preise zur Erreichung des bisherigen THG-Sektorziels für die Industrie bis zum Jahr 2030 führen können. Dabei werden auch der Einfluss relativer Energiepreise, von unterschiedlichen Preiselastizitäten der Energienachfrage sowie zusätzlicher Investitionen berücksichtigt. Neben den Wirkungen auf Emissionen und Energieeinsatz sind auch die sektoralen Effekte in Bezug auf Preise, Produktion, Investitionen und Beschäftigung sowie gesamtwirtschaftliche Effekte ermittelt worden.

Die CO₂-Effekte können unter den üblichen strukturkonservativen Prämissen zur Entwicklung der sektoralen Industrien wie folgt zusammengefasst werden: Bei den in aktuellen Projektionen erwarteten CO₂-Preisen, die vor allem im BEHG sehr viel höher liegen als aktuell, werden die Klimaschutzziele in der Industrie selbst bei Annahme hoher Preiselastizitäten (am oberen Rand der wissenschaftlich berichteten langfristigen Elastizitäten) deutlich verfehlt. Bei einer Verdopplung der CO₂-Preise auf 286 € pro t CO₂ (in Preisen von 2015: 203 €/t) im Jahr 2030 wird bei Annahme der ökonometrisch geschätzten Preiselastizitäten, die sich am unteren Rand der wissenschaftlich berichteten, langfristigen Preiselastizitäten bewegen, das bisherige Sektorziel der Industrie ebenfalls nicht ganz erreicht, bei Annahme höherer Preiselastizitäten aber sogar übererfüllt. Es ist also nicht ausgeschlossen, die THG-Minderungsziele in der Industrie bis 2030 allein über einen dann sehr hohen CO₂-Preis zu erreichen. Andere Preisstellschrauben wie eine moderate Senkung der Strompreise oder eine deutliche Steigerung der Gaspreise der Industrie sowie veränderte Kreuzpreiselastizitäten, die die Möglichkeiten in Industriesektoren zur friktionsarmen Energieträgersubstitution beschreiben, können in der reinen Preisbetrachtung nur einen begrenzten Beitrag zur CO₂-Minderung leisten.

Im Industriesektor bestehen starke Pfadabhängigkeiten, die die Durchdringung neuer Technologien erschweren, allerdings durch politische Maßnahmen und Investitionen in erste Anlagen schneller überwunden werden können. Durch Förderung des Staates in Form von Forschung und Entwicklung und direkter Investitionsförderung werden die Substitutionsmöglichkeiten vereinfacht, wodurch im Modell die Lenkungswirkung von CO₂- und Energiepreisen und auch die Elastizitäten steigen. Das Szenario 7 zeigt, dass bei stärkerem Kapazitätsaufbau von Anlagen, die mit Wasserstoff betrieben werden, und bei erleichterten Substitutionsmöglichkeiten hin zu CO₂-freien und -armen Energieträgern der Emissionsrückgang auch bei den erwarteten CO₂-Preisen etwas verstärkt werden kann. Haben die neuen CO₂-freien Technologien einmal einen größeren Anteil erreicht und erreichen ähnliche Kosten wie fossile Technologien, kann auch der Elastizitätenansatz die preisgetriebene längerfristige Verschiebung im Energieträgermix wieder gut erfassen.

Die ökonomischen Effekte auf die Industriesektoren sowie die gesamtwirtschaftlichen Effekte höherer CO₂-Preise lassen sich wie folgt zusammenfassen. Höhere CO₂-Preise führen zu einer höheren Energieeffizienz sowie zu Energieträgersubstitution hin zu Energieträgern mit niedrigeren CO₂-Emissionen. Höhere CO₂-Preise belasten die Industriesektoren je nach Emissionsintensität ökonomisch. Sie geben die höheren Kosten über höhere Preise an ihre Kunden weiter. Dadurch sinkt die Nachfrage nach diesen Gütern und damit die Produktion sowie die Beschäftigung. Dieser Produktionseffekt höherer CO₂- und Energiepreise wird in anderen

Quantifizierungen oft vernachlässigt. Durch die Ausgestaltung des EU-ETS, in dem die Industrieunternehmen die Emissionsrechte bisher überwiegend kostenlos zugeteilt bekommen und sie ab 2026 durch einen Grenzausgleichsmechanismus gegenüber Wettbewerbern aus dem Nicht-EU-Ausland zumindest teilweise geschützt werden, bleiben die Effekte aber begrenzt. Während die Außenhandelseffekte höherer CO₂-Preise leicht negativ sind, steigen die Investitionen in Ausrüstungen, vor allem in erneuerbare Energien für die Stromerzeugung, etwas an, was den Rückgang des BIP begrenzt. Dazu trägt auch bei, dass die Wirkungen auf den privaten und staatlichen Konsum gering bleiben.

Werden die Klimaschutzinvestitionen der Industrie als zusätzlich angenommen, liegen vor allem die Ausrüstungsinvestitionen deutlich höher als in der Referenz, was auch zu einem etwas positiveren Effekt auf das BIP führt. Allerdings würden die Gewinne der energieintensiven Industrien, allen voran in der Metallherzeugung, in diesem Fall deutlich gegenüber der Referenz zurückgehen. Es ist nicht zu erwarten, dass diese Industrien diese zusätzlichen Investitionen in vollem Umfang allein tätigen würden, sodass staatliche Unterstützung für die Transformation und zur Überwindung von Pfadabhängigkeiten nötig sein dürfte, um insgesamt höhere Investitionen und damit auch positive Effekte auf das BIP zu realisieren. Wichtig ist die staatliche Unterstützung gerade in der Anfangsphase, wenn die neuen Technologien noch nicht marktreif sind und die Energiepreise ihre Lenkungswirkung nicht ausreichend entfalten können. Dann tragen sie auch dazu bei, dass Pfadabhängigkeiten überwunden werden und die Substitutionsmöglichkeiten hin zu den neuen Technologien steigen.

Im Vergleich zu anderen Modellanalysen der Energiewende mit PANTA RHEI (Lutz et al. 2021b) fallen die gesamtwirtschaftlichen Ergebnisse etwas negativer aus. Dies ist kein Widerspruch und auch nicht als Argument gegen Klimapolitik über hohe CO₂-Preise zu sehen. In anderen Sektoren wie der Energiewirtschaft, dem Gebäudebereich und dem Verkehr dürfte die Energiewende über höhere Preise zu gesamtwirtschaftlich leicht positiveren Ergebnissen führen als in der Industrie, weil diese Sektoren weniger stark im internationalen Wettbewerb stehen und Einnahmen aus der CO₂-Bepreisung im Inland zu Impulsen führen, wenn sie vollständig in den Wirtschaftskreislauf über den Klima- und Transformationsfonds oder in Form von Zahlungen an Haushalte zurückfließen.

Die Ergebnisse zeigen, dass hohe CO₂-Preise bei Annahme hoher Energiepreiselastizitäten ausreichen, um das bisherige Klimaschutzziel der Industrie bis zum Jahr 2030 zu erreichen. In allen anderen Fällen wird das bisherige Sektorziel der Industrie teils nur knapp verfehlt. Damit wird für die Schlussfolgerungen einerseits die Frage wichtig, für wie realistisch (i) sehr hohe CO₂-Preise vor allem im EU-ETS, das für die Industrie bestimmend ist, und (ii) hohe Energiepreiselastizitäten für die deutsche Industrie gehalten werden. Da zumindest die Antwort auf die erste Frage eher skeptisch zu sehen ist, geht es am Ende darum, durch welche Maßnahmen die Lenkungswirkung von Energie- und CO₂-Preisen erhöht werden kann, wodurch im Modell die Energiepreiselastizitäten vor allem im Hinblick auf die Substitution zunehmen.

Sehr hohe CO₂-Preise im EU-ETS sind bis 2030 eher nicht zu erwarten, weil in der Energiewirtschaft, deren Emissionen den ETS-Sektor dominieren, deutlich günstigere Vermeidungsmöglichkeiten in großem Umfang verfügbar sind, und sich ein solch hoher CO₂-Preis zumindest in ökonomisch schwächeren Staaten in Süd- und Osteuropa politisch kaum durchhalten ließe. Die Industrie muss aber kontinuierlich bei jeder anstehenden Ersatzinvestition in klimaneutrale Anlagen investieren, um bis 2045 THG-neutral zu sein (Fleiter et al. 2023). Wenn sie das bis 2030 verpasst, kann der Prozess danach vermutlich nicht mehr, bzw. nur bei hohen Kosten, aufgeholt werden. Für das BEHG, das für Teile der Industrie gilt und für den die Bundesregierung im Dezember 2023 einen CO₂-Preis von 45 €/t für 2024 beschlossen hat, sind Preise von deutlich über 200 €/t im Jahr 2030 ebenfalls eher nicht zu erwarten. Das BEHG wird aller Voraussicht nach ab

2027 in das Europäische Emissionshandelssystem EU-ETS 2 überführt, für das die EU-Kommission eine Preisdeckelung bei zunächst 45 €/t CO₂ vorsieht. Generell sind stark steigende CO₂-Preise politisch nicht leicht umsetzbar, weil die Wirkungen auf Firmen und private Haushalte je nach Energieverbrauchsmustern unterschiedlich sind und besonders Betroffene oft Protest organisieren.

Auch die Annahmen sehr hoher Preiselastizitäten von -0,7 in der eher mittleren Frist bis zum Jahr 2030 erscheinen aus verschiedenen Gründen eher optimistisch für die deutsche Industrie. Die Annahme hoher langfristiger Preiselastizitäten geht damit einher, dass die aktuell technisch möglichen Energieeinsparungen und Umstellungen im Energieträgermix auch schnell umgesetzt werden. Dafür sind umfangreiche Investitionen bis zum Jahr 2030 erforderlich, die rein technisch durchaus möglich erscheinen. Sie dürften aber nur umgesetzt werden, wenn neben höheren CO₂-Preisen auch der Staat die Transformation der betroffenen Industrien unterstützt und die Erwartung verstetigt, dass der Prozess notwendig ist und politisch abgedeckt wird.

Angesichts des Zeitbedarfs einschließlich technischer und betriebswirtschaftlicher Überlegungen für die Umstellung vieler Verbrennungsanlagen erscheint es politisch geboten, nicht allein auf hohe CO₂-Preise zu setzen, zumal ihre Realisierung bis 2030 unsicher ist. Anlagen mit energieintensiven Industrieprozessen bleiben viele Jahrzehnte im Einsatz (vgl. Fleiter et al. 2023). Vorzeitige Ersatzinvestitionen sind mit reduzierten Nutzungsdauern der Anlagen sowie hohen Abschreibungen und damit Kapitalkosten verbunden, die sich für die Unternehmen nicht lohnen. Bei stärkerer Förderung und Absicherung der Investitionen in THG-neutrale Prozesse ist die Transformation deutlich schneller zu erwarten. Gerade bei neuen Technologien wie der Wasserstoffnutzung werden private Investitionen unterbleiben, wenn die öffentliche Hand sie nicht absichert und gleichzeitig in den Aufbau der notwendigen Infrastruktur investiert, weil sie sich allein einzelwirtschaftlich aktuell noch nicht lohnen. Hohe Investitionen in die Transformation der Industrie wirken kurzfristig gesamtwirtschaftlich positiv, ein weiteres Argument für entsprechende frühzeitige politische Maßnahmen. Szenario 7 verdeutlicht, wie dies auch in PANTA RHEI abgebildet werden kann. Die Investitionen in CO₂-freie Technologien sind letztlich Voraussetzung dafür, dass ausreichend hohe CO₂-Preise ihre Lenkungswirkung entfalten können.

Umgekehrt machen die Ergebnisse aber deutlich, dass es ohne höhere CO₂-Preise nicht möglich sein dürfte, das Sektorziel für die Industrie zu erreichen. Veränderungen bei Strom- und Gaspreisen etwa, die man auch mit energie- und klimapolitischen Instrumenten jenseits der CO₂-Bepreisung diskutieren könnte, sind ein wichtiger Baustein der Transformation, haben allein aber nicht das Potenzial dazu. Zudem senken höhere CO₂-Preise die Wirtschaftlichkeitsschwelle für Investitionen in THG-neutrale Prozesse und Produktionsweisen. Insofern ist es nicht so sehr ein Entweder-oder von CO₂-Preis versus staatlicher Förderung. Vielmehr stellt sich weiterhin die Frage, wie ein Policy Mix, der im Kern auf CO₂-Preisen basiert, aber auch Förderung und staatliche Flankierung umfasst, am besten aussehen sollte, damit die deutsche Industrie die Transformation zur Erreichung der THG-Minderungsziele in der Industrie umsetzen und dabei ihre grundsätzliche Leistungs- und Wettbewerbsfähigkeit beibehalten kann. Diese Instrumente werden auch die Lenkungswirkung von CO₂-Preisen erhöhen. Dazu sind auch Instrumente wie ein Industriestrompreis, Carbon contracts for difference oder Fördermaßnahmen etwa für die grüne Stahlerzeugung detaillierter in Modellierungen einzubeziehen. Die jeweiligen technischen Möglichkeiten zum Wechsel von Prozessen auf THG-neutrale Energieträger wie zukünftig Strom und Wasserstoff, die in Szenario 7 betrachtet werden, könnten für die einzelnen Industriesektoren spezifischer mit Blick auf die konkreten Technologien abgebildet werden.

Mit Blick auf die Transformation in eine klimaneutrale Zukunft bleiben für Top-down-Modelle wie PANTA RHEI verschiedene Herausforderungen, die sich aber auch für andere Modelltypen mehr oder weniger stark stellen. Erstens bilden sie aus sich heraus die zukünftige

energietechnische Veränderung gerade mit Blick auf neue Technologien nicht ausreichend ab. Die Referenzentwicklung muss deshalb an die erwartete Entwicklung aus stärker technologisch basierten Modellierungen und Szenarien wie den Politiksznarien angepasst werden, oder die Modelle müssen um zusätzliche Module ergänzt werden, um erwartete, nicht preisgetriebene Entwicklungen bei Energieeinsatz und Emissionen gut abzubilden. Für neue Technologien wie den Einsatz von Wasserstoff reicht ein Elastizitätenansatz nicht aus, weil die ersten Entwicklungsschritte nicht aus relativen Preisänderungen über Elastizitäten ermittelt werden können, wenn z. B. historisch noch kein Energieverbrauch in einem Sektor vorliegt. Dann sind Setzungen notwendig, die technologisch fundiert sein sollten und wiederum die Ergebnisse stark beeinflussen können. Schließlich stellt sich die Frage, ob Preiselastizitäten, die im Wesentlichen die Reaktion des Energieverbrauchs bei den kleineren Änderungen der relativen Preise in der Vergangenheit messen, auch auf deutlichere Veränderungen der Relationen einzelner Energieträgerpreise in der Zukunft übertragen werden können. Dabei handelt es sich um eine starke Annahme, die letztlich einen linearen Anstieg der jeweiligen Vermeidungskostenkurve und einen linearen Verlauf der Energienachfragekurve implizieren. Tatsächlich zeigt die Entwicklung vieler neuer Technologien dagegen, dass ihre Einsatzkosten mit zunehmender Marktdurchdringung sinken, und eben nicht steigen, die Annahme konstanter Kreuzpreiselastizitäten mit zunehmender Abweichung von historischen Preisrelationen also immer kritischer wird. Die Einbeziehung und konkrete Modellierung der Entwicklung von Schlüsseltechnologien spielt deshalb auch für Top-Down-Modelle eine zunehmend wichtige Rolle.

5 Quellenverzeichnis

- Ahmann, L.; Banning, M.; Lutz, C. (2022): Modeling rebound effects and counteracting policies for German industries. In: Ecological Economics, 2022, 197, p. 107432. <https://doi.org/10.1016/j.ecolecon.2022.107432> (27.09.2023).
- Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen (AGEB) (2021): Energiebilanz 2019. Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen (AGEB) (Hrsg.). https://ag-energiebilanzen.de/wp-content/uploads/2021/02/ageb_jahresbericht2019_20200325_dt.pdf
- Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen (AGEB) (2024): Auswertungstabellen zur Energiebilanz Deutschland. Daten für die Jahre 1990 bis 2023. Stand September 2024. Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen (AGEB) (Hrsg.). https://ag-energiebilanzen.de/wp-content/uploads/2023/11/awt_2023_d.pdf (30.10.2024)
- Becker, L.; Bernardt, F.; Bieritz, L.; Mönnig, A.; Parton, F.; Ulrich, P.; Wolter, M. I. (2022): INFORGE in a Pocket. GWS-Kurzmitteilung 2022/02. (Hrsg.), Osnabrück. <https://www.gws-os.com/de/publikationen/gws-kurzmitteilungen/detail/inforge-in-a-pocket> (27.09.2023).
- Statistisches Bundesamt (Destatis) (Hrsg.) (2021): Volkswirtschaftliche Gesamtrechnungen – Input-Output-Rechnung 2018 (Revision 2019, Stand: August 2020). Fachserie 18 Reihe 2. Statistisches Bundesamt (StBA) (Hrsg.). <https://www.destatis.de/DE/Themen/Wirtschaft/Volkswirtschaftliche-Gesamtrechnungen-Inlandsprodukt/Publikationen/Downloads-Input-Output-Rechnung/input-output-rechnung-2180200207005.html> (27.09.2023).
- Statistisches Bundesamt (Destatis) (Hrsg.) (2024): Kostenstrukturerhebung im Verarbeitenden Gewerbe sowie im Bergbau und der Gewinnung von Steinen und Erden. https://www.destatis.de/DE/Themen/Branchen-Unternehmen/Industrie-Verarbeitendes-Gewerbe/Publikationen/Downloads-Struktur/statistischer-bericht-kostenstruktur-2040430227005.xlsx?__blob=publicationFile ergänzend zu
- Statistisches Bundesamt (Destatis) (2023): GENESIS Datenbank zu „Beschäftigte, Umsatz, Produktionswert und Wertschöpfung der Unternehmen im Verarbeitenden Gewerbe“ – GENESIS-Datenbank, Code 42251-0001, <https://www-genesis.destatis.de/datenbank/online/statistic/42251/details> (30.10.2024).
- Bach, S.; Isaak, N.; Kemfert, C.; Kunert, U.; Schill, W.P.; Wägner, N.; Zaklan, A. (2019): CO₂-Bepreisung im Wärme- und Verkehrssektor: Diskussion von Wirkungen und alternativen Entlastungsoptionen. Im Auftrag des Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz und nukleare Sicherheit (BMU) (Hrsg.), DIW Politikberatung kompakt 140. VI. 141 S. Berlin. https://www.diw.de/de/diw_01.c.676036.de/publikationen/politikberatung_kompakt/2019_0140/co2-bepreisung_im_waerme-und_verkehrssektor_diskussion_von_wirkungen_fuer_umwelt_naturschutz_und_nukleare_sicherheit_bmu.html. (05.10.2023).
- European Commission (2020): Impact Assessment – Stepping up Europe’s 2030 climate ambition. Investing in a climate-neutral future for the benefit of our people. Commission Staff Working document 52020SC0176. SWD/2020/176 <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/?uri=CELEX%3A52020SC0176> (25.08.2023).
- Flaute, M.; Reuschel, S.; Stöver, B. (2022): Volkswirtschaftliche Folgekosten durch Klimawandel: Szenarioanalyse bis 2050 – Studie im Rahmen des Projekts Kosten durch Klimawandelfolgen in Deutschland. GWS Research Report 2022/02. (Hrsg.), Osnabrück. <https://papers.gws-os.com/gws-researchreport22-2.pdf> (06.03.2023).
- Fleiter, T.; Rehfeldt, M.; Hirzel, S.; Neusel, L.; Schwotzer, C.; Kaiser, F.; Gondorf, C.; Hauch, J.; Hof, J.; Sankowski, L.; Langhorst, M. (2023): CO₂-neutrale Prozesswärmeerzeugung – Umbau des industriellen Anlagenparks im Rahmen der Energiewende: Ermittlung des aktuellen SdT und des weiteren Handlungsbedarfs zum Einsatz strombasierter Prozesswärmeanlagen. UBA Texte 161/2023. Umweltbundesamt (Hrsg.), Fraunhofer-Institut für System und Innovationsforschung; Institut für Industrieofenbau und Wärmetechnik, Dessau-Roßlau. <https://www.umweltbundesamt.de/publikationen/co2-neutrale-prozesswaermeerzeugung> (22.05.2024)

- Fleiter, T., Rehfeldt, M. (2022): Instrumente für eine klimaneutrale Industrie – Eine modellgestützte Szenarioanalyse des aktuellen Instrumentenmixes. Ariadne-Analyse. (Hrsg.). https://ariadneprojekt.de/media/2022/10/Ariadne-Analyse_Politikinstrumente-Industrie_Oktober2022.pdf (03.06.2024).
- Harthan, R. O.; Repenning, J.; Blanck, R.; Emele, L.; Görz, W. K.; Kasten, P.; Moosmann, L.; Deurer, J.; Steinbach, J.; Fleiter, T.; Rehfeldt, M. (2022): Klimaschutzbeitrag verschiedener CO₂-Preispfade in den BEHG-Sektoren Verkehr, Gebäude und Industrie. Umweltbundesamt (Hrsg.). Climate Change 19/2022. <https://www.umweltbundesamt.de/publikationen/klimaschutzbeitrag-verschiedener-co2-preispfade-in> (03.06.2024).
- Hünecke, K.; Braungardt, S.; bei der Wieden, M.; Cludius, J.; Graichen, V.; Hermann, H.; Keimeyer, F.; Mendelevitich, R.; Schumacher, K.; Schrems, I.; Zerkawy, F.; Meemken, S.; Lutz, C.; Becker, L.; Klinski, S. (im Erscheinen): Der Beitrag ökonomischer Instrumente zur Erreichung der Klimaschutzziele – Die Rolle der staatlich bestimmten Energiebestandteile im Instrumenten-Mix. Synthesebericht. Umweltbundesamt (Hrsg.).
- Kaya, Y.; Yokobori, K. (1997): Environment, energy and economy: Strategies for sustainability. United Nations Univ. Press, Tokyo, New York, Paris. ISBN 9280809113
- Kemmler, A.; Kirchner, A.; auf der Maur, A.; Ess, F.; Kreidelmeyer, S.; Piégsa, A.; Spillmann, T.; Straßburg, S.; Wunsch, M.; Ziegenhagen, I.; Schlomann, B.; Plötz, P.; Lutz, C.; Becker, L.; Fritsche, U. (2021): Energiewirtschaftliche Projektionen und Folgeabschätzungen 2030/2050 – Gesamtdokumentation der Szenarien. Bericht im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie. (Hrsg.). <https://www.isi.fraunhofer.de/content/dam/isi/dokumente/ccx/2021/energiewirtschaftliche-projektionen-und-folgeabschaetzungen-2030-2050.pdf> (25.11.2022).
- Lehr, U.; Flaute, M.; Ahmann, L.; Nieters, A.; Hirschfeld, J.; Welling, M.; Wolff, C.; Gall, A.; Kersting, J.; Mahlbacher, M.; Möllendorff, C. von (2020): Vertiefte ökonomische Analyse einzelner Politikinstrumente und Maßnahmen zur Anpassung an den Klimawandel. Abschlussbericht. Climate Change 43/2020. Umweltbundesamt (Hrsg.), Dessau-Roßlau. https://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/1410/publikationen/2020_11_27_cc_43_2020_politikinstrumente-klimaanpassung.pdf (26.05.2022).
- Lehr, U.; Lutz, C.; Edler, D. (2012): Green jobs? Economic impacts of renewable energy in Germany. In: Energy Policy, 2012, 47, pp. 358–364. <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2012.04.076> (24.05.2024)
- Lehr, U.; Nieters, A.; Drosdowski, T. (2016): Extreme Weather Events and the German Economy – The Potential for Climate Change Adaptation. In: Leal Filho, W.; Musa, H.; Cavan, G.; O'Hare, P.; Seixas, J. (Eds.): Climate Change Adaptation, Resilience and Hazards. Cham: Springer International Publishing, pp. 125–141. doi.org/10.1007/978-3-319-39880-8_8 (24.05.2024)
- Lutz, C.; Flaute, M.; Lehr, U.; Kemmler, A.; auf der Maur, A.; Ziegenhagen, I.; Wunsch, M.; Koziel, S.; Piégsa, A.; Straßburg, S. (2018): Gesamtwirtschaftliche Effekte der Energiewende. GWS Research Report 2018/4. (Hrsg.), Osnabrück. <http://papers.gws-os.com/gws-researchreport18-4.pdf>. (24.05.2024)
- Lutz, C.; Banning, M.; Ahmann, L.; Flaute, M. (2021a): Energy efficiency and rebound effects in German industry – evidence from macroeconomic modeling. In: Economic Systems Research, 2021, 34, 3, pp. 1–20. <https://doi.org/10.1080/09535314.2021.1937953> (24.05.2024)
- Lutz, C.; Becker, L.; Kemmler, A. (2021b): Socioeconomic Effects of Ambitious Climate Mitigation Policies in Germany. In: Sustainability, 2021, 13, 11, p. 6247. <https://doi.org/10.3390/su13116247> (24.05.2024)
- Lutz, C.; Becker, L.; Kemmler, A.: (2024): Auswirkungen der veränderten Klimaschutzbemühungen der vergangenen Jahre in Deutschland und Europa auf die gesamtwirtschaftliche Entwicklung in Deutschland, GWS Research Report, No. 2024/1, Gesellschaft für Wirtschaftliche Strukturforchung (GWS), Osnabrück. <https://www.econstor.eu/bitstream/10419/289857/1/188567368X.pdf> (30.10.2024)

- Maier, T.; Mönnig, A.; Zika, G. (2015): Labour demand in Germany by industrial sector, occupational field and qualification until 2025 – Model calculations using the IAB/INFORGE model. In: Economic Systems Research, 2015, 27, 1, Informa UK Limited, pp. 19–42. <https://doi.org/10.1080/09535314.2014.997678> (24.05.2024)
- Nikas, A.; Doukas, H.; Papandreou, A. (2019): A Detailed Overview and Consistent Classification of Climate-Economy Models. In: Doukas, H.; Flamos, A.; Lieu, J. (Eds.): Understanding Risks and Uncertainties in Energy and Climate Policy. Cham: Springer International Publishing, pp. 1–54. doi.org/10.1007/978-3-030-03152-7_1 (24.05.2024)
- Repenning, J.; Harthan, R.; Blanck, R.; Böttcher, H.; Braungardt, S.; Bürger, V.; Emele, L.; Görz, W.; Hennenberg, K.; Jörß, W.; Ludig, S.; Matthes, F.; C.; Mendelevitch, R.; Moosmann, L.; Nissen, C.; Rausch, L.; Scheffler, M.; Schumacher, K.; Wiegmann, K.; Wissner, N.; Zerrahn, A.; Brugger, H.; Fleiter, T.; Rehfeldt, M.; Rohde, C.; Schlo-mann, B.; Yu, S.; Steinbach, J.; Deurer, J.; Osterburg, B.; Rösemann, C.; Gensior, A.; Rock, J.; Stümer, W.; Rüter, R.; Fuß, R.; Tiemeyer, B.; Laggner, A.; Adam, S. (2022): Projektionsbericht 2021 für Deutschland. Öko-Institut ; Fraunhofer ISI ; IREES ; Thünen-Institut (Hrsg.). https://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/372/dokumente/projektionsbericht_2021_uba_website.pdf (24.05.2024)
- Ronsiek, L.; Schneemann, C.; Mönnig, A.; Samray, D.; Schroer, J. P.; Schur, A. C.; Zenk, J. (2024): Arbeitskräftebedarf und Arbeitskräfteangebot entlang der Wertschöpfungskette Wasserstoff – Szenario-v2.1. IAB-Forschungsbericht 07/2024. (Hrsg.), Nürnberg. <https://www.gws-os.com/de/publikationen/projektberichte/detail/wasserstoff-szenario-v21> (24.05.2024)
- Schneller, A.; Kahlenborn, W.; Töpfer, K.; Thürmer, A.; Wunderlich, C.; Fiedler, S.; Schrems, I.; Ekardt, F.; Lutz, C.; Großmann, A.; Schmidt-De Caluwe, R.; Deinert, O.; Neumann, W. (2020): Sozialverträglicher Klimaschutz – Sozialverträgliche Gestaltung von Klimaschutz und Energiewende in Haushalten mit geringem Einkommen. UBA-Texte 66/2020. (Hrsg.). https://downloads.gws-os.com/texte_2020_66_sozialvertraeglicher_klimaschutz_final.pdf (24.05.2024)
- Sievers, L.; Grimm, A.; Siegle, J.; Fahl, U.; Kaiser, M.; Pietzcker, R.; Rehfeldt, M. (2023): Gesamtwirtschaftliche Wirkung der Energiewende – modellbasierte Analyse möglicher Transformationspfade hin zu Klimaneutralität. (Hrsg.), Kopernikus-Projekt Ariadne, Potsdam. <https://ariadneprojekt.de/publikation/hintergrund-gesamtwirtschaftliche-wirkung-der-energiewende/> (24.05.2024)
- Stern, D. I. (2012): Interfuel Substitution – A Meta-Analysis. In: Journal of Economic Surveys, 2012, 26, 2, pp. 307–331. <https://doi.org/10.1111/j.1467-6419.2010.00646.x> (24.05.2024)
- Umweltbundesamt (Hrsg.) (2022): Kohlendioxid-Emissionsfaktoren für die deutsche Berichterstattung atmosphärischer Emissionen 1990–2020. 1990–2020. (Hrsg.). https://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/361/dokumente/co2_ef_liste_2022_brennstoffe_und_industrie_final.xlsx (15.02.2024).
- Umweltbundesamt (Hrsg.) (2023): Emissionsübersichten nach Sektoren des Bundesklimaschutzgesetzes 1990–2022. (Hrsg.). https://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/361/dokumente/2023_03_15_em_entwicklung_in_d_ksg-sektoren_pm.xlsx (24.07.2024).
- Harthan, R.; Förster, H.; Borkowski, K.; Braungardt, S.; Bürger, V.; Cook, V.; Emele, L.; Görz, W.; Hennenberg, K.; Jansen, L.L.; Jörß, W.; Kasten, P.; Loreck, C.; Ludig, S.; Matthes, F.C.; Mendelevitch, R.; Moosmann, L.; Nissen, C.; Repenning, J.; Scheffler, M.; Bei der Wieden, M.; Wiegmann, K.; Brugger, H.; Fleiter, T.; Mandel, T.; Rehfeldt, M.; Rohde, C.; Fritz, M.; Yu, S.; Deurer, J.; Steinbach, J.; Osterburg, B.; Fuß, R.; Rock, J.; Rüter, S.; Adam, S.; Dunger, K.; Gensior, A.; Rösemann, C.; Stümer, W.; Tiemeyer, B.; Vos, C. (2024): Technischer Anhang der Treibhausgas-Projektionen 2024 für Deutschland (Projektionsbericht 2024). Umweltbundesamt (UBA) (Hrsg.). <https://www.umweltbundesamt.de/publikationen/technischer-anhang-der-treibhausgas-projektionen> (24.07.2024).

Zika, G.; Hummel, M.; Schneemann, C.; Studtrucker, M.; Kalinowski, M.; Maier, T.; Krebs, B.; Steeg, S.; Bernardt, F.; Krinitz, J.; Mönnig, A.; Parton, F.; Ulrich, P.; Wolter, M. I. (2021): Die Auswirkungen der Klimaschutzmaßnahmen auf den Arbeitsmarkt und die Wirtschaft. Forschungsbericht 526/5. (Hrsg.). <https://www.bmas.de/DE/Service/Publikationen/Forschungsberichte/fb526-5-auswirkungen-klimaschutzmassnahmen-auf-arbeitsmarkt-und-wirtschaft.html> (24.07.2024).

Zika, G.; Maier, T.; Mönnig, A.; Schneemann, C.; Steeg, S.; Weber, E.; Wolter, M. I.; Krinitz, J. (2022): Die Folgen der neuen Klima- und Wohnungsbaupolitik für Wirtschaft und Arbeitsmarkt. IAB-Forschungsbericht 03/2022. (Hrsg.), Institut für Arbeitsmarkt- und Berufsforschung, Nürnberg. <https://doku.iab.de/forschungsbericht/2022/fb0322.pdf> (22.12.2022)

A Anhang: Strompreise

Tabelle 10: Annahmen für die Entwicklung der Strompreise (nominal)

		2025	2030
		in ct/kWh	
Haushalte	bei Referenz-CO ₂ -Preisen	36,2	36,2
	bei hohen CO ₂ -Preisen	43,7	42,5
Industrie	bei Referenz-CO ₂ -Preisen	16,7	14,5
	bei hohen CO ₂ -Preisen	23,0	19,8

Quelle: Hünecke et al. (im Erscheinen).