

Langfristszenarien für die Transformation des Energiesystems in Deutschland

Treibhausgasneutrale Orientierungsszenarien

Modul Rahmendaten

Impressum

Langfristszenarien 3 – O45-Szenarien – Bericht Energieangebot

Projektleitung

Fraunhofer-Institut für System- und Innovationsforschung ISI

Breslauer Straße 48, 76139 Karlsruhe
Dr. Frank Sensfuß, frank.sensfuss@isi.fraunhofer.de

Consentec GmbH

Grüner Weg 1, 52070 Aachen
Dr. Christoph Maurer, maurer@consentec.de

Verantwortlich für den Inhalt des Textes

Miriam Frömel, miriam.froemel@isi.fraunhofer.de; Dr. Frank Sensfuß, frank.sensfuss@isi.fraunhofer.de,
Dr. Gerda Deac, gerda.deac@isi.fraunhofer.de

Beteiligte Institute

Consentec GmbH

Grüner Weg 1, 52070 Aachen
Dr. Christoph Maurer, maurer@consentec.de (Administrative Leitung)

Fraunhofer-Institut für System- und Innovationsforschung ISI

Breslauer Straße 48, 76139 Karlsruhe
Dr. Frank Sensfuß, frank.sensfuss@isi.fraunhofer.de (Projektleitung)

ifeu – Institut für Energie- und Umweltforschung Heidelberg

Im Weiher 10, 69121 Heidelberg
Peter Mellwig, peter.mellwig@ifeu.de

Technische Universität Berlin

Straße des 17. Juni 135, 10623 Berlin
Prof. Dr. Joachim Müller-Kirchenbauer, jmk@er.tu-berlin.de

Verfasst im Auftrag von

Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz (BMWK)

Scharnhorststr. 34-37, 10115 Berlin

Veröffentlicht

September 2024

Hinweise

Dieser Bericht einschließlich aller seiner Teile ist urheberrechtlich geschützt. Die Informationen wurden nach bestem Wissen und Gewissen unter Beachtung der Grundsätze guter wissenschaftlicher Praxis zusammengestellt. Die Autorinnen und Autoren gehen davon aus, dass die Angaben in diesem Bericht korrekt, vollständig und aktuell sind, übernehmen jedoch für etwaige Fehler, ausdrücklich oder implizit, keine Gewähr. Die Darstellungen in diesem Dokument spiegeln nicht notwendigerweise die Meinung des Auftraggebers wider.

Inhaltsverzeichnis

1	Einleitung	4
1.1	Zielsetzung der „Langfristszenarien“	4
1.2	Zielsetzung der Orientierungsszenarien.....	5
2	Entwicklung der Energienachfragen und -preise, CO₂ Preise und sonstige Rahmenparameter	6
2.1	Entwicklung der Energieträgerpreise	6
2.1.1	Fossile Energieträger.....	6
2.1.2	Wasserstoff	7
2.1.3	Treibhausgasneutrales Methan	8
2.1.4	Treibhausgasneutrales Mineralöl.....	9
2.2	Entwicklung der CO ₂ -Preise.....	10
2.3	Sonstige Rahmendaten und Szenarien-Ausrichtung	11
3	Abbildungsverzeichnis.....	13

1 Einleitung

1.1 Zielsetzung der „Langfristszenarien“

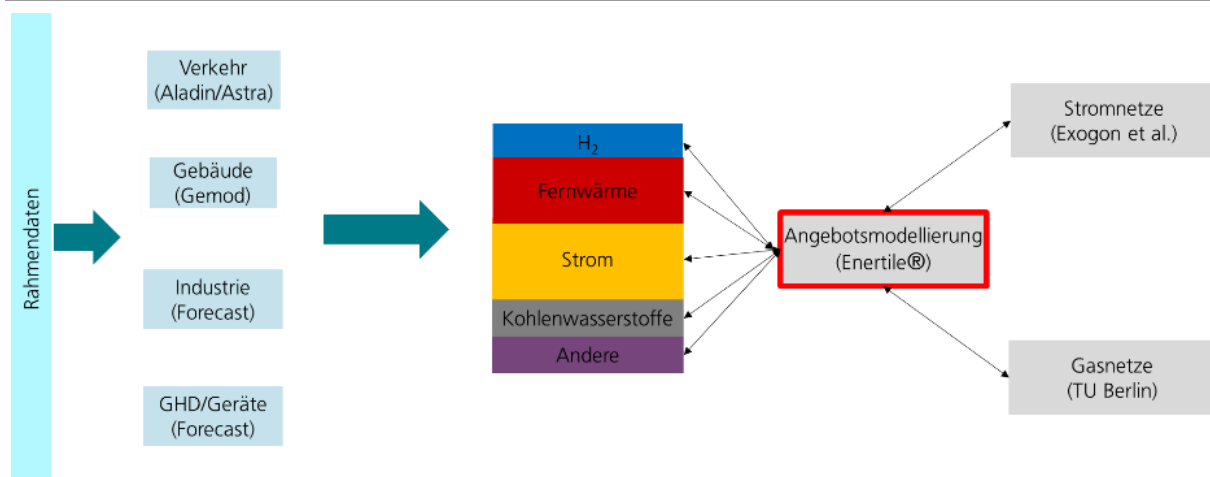
Im Rahmen des Projekts „Langfristszenarien für die Transformation des Energiesystems in Deutschland“ (Langfristszenarien 3), das im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Klimaschutz (BMWK) durchgeführt wird, werden Dekarbonisierungspfade für das deutsche Energiesystem entwickelt. Ziel dieses Projekts ist es, die Transformation hin zu treibhausgasneutralen Energiesystemen für alle beteiligten Akteure umfassend zu begleiten, notwendige politische und technologische Weichenstellungen zu identifizieren, die Zielkonflikte und Trade-offs von Entscheidungsoptionen aufzuzeigen und die Ausgestaltung der resultierenden Zielsysteme zu untersuchen.

Technisch basieren die Analysen auf detaillierten Systemmodellierungen von Nachfrage-, Angebots- und Infrastruktursektoren, in denen jeweils spezialisierte Modelle zum Einsatz kommen (vgl. Abbildung 1 der Modelle für Industrie, Verkehr, Gebäude, Haushalte/Geräte (Nachfrage), Umwandlung (Angebot) sowie der Strom- und Gasnetze (Infrastruktur)). Die hohen bestehenden und weiter zunehmenden Abhängigkeiten und Wechselwirkungen zwischen diesen werden adäquat durch den eng verzahnten Modellverbund und die iterative Vorgehensweise im Projekt erfasst.

Die wissenschaftlichen Untersuchungen basieren auf techno-ökonomischen Analysen des Gesamtsystems, mit dem Ziel, optimale Transformationspfade zu identifizieren. Einzelne Akteure, wie Unternehmen oder Privatpersonen, stehen dabei nicht im Fokus der Analyse.

Obwohl der analytische Schwerpunkt, wie in vorherigen Szenariendebatten, auf Deutschland liegt, wurden auch alle benachbarten europäischen Regionen modelliert, da eine rein nationale Betrachtung von Energiesystemen angesichts der zunehmenden Verflechtungen und Interdependenzen nicht ausreichend ist.

Abbildung 1 Modellverbund im Projekt



1.2 Zielsetzung der Orientierungsszenarien

Seit der Berechnung der vorherigen Szenarien T45-Strom* im Jahr 2023 und 2024 haben sich Veränderungen in der deutschen und europäischen Energie- und Klimapolitik ergeben (z.B. Kraftwerksstrategie der Bundesregierung¹). Weiterhin ist die technologische Entwicklung ebenfalls fortgeschritten. Und nicht zuletzt haben alle relevanten Stakeholder aus Wissenschaft, Politik, direkt und indirekt involvierten Akteuren sowie die Gesellschaft allgemein einen deutlichen Lern- und Präferenzfindungsprozess hinter sich. Die Orientierungsszenarien basieren deshalb auf einem umfassenden **Update der Rahmendaten** und einer **Anpassung der Restriktionen**, um die jüngsten Entwicklungen adäquat in den Szenarien abzubilden.

Unter Berücksichtigung der aktualisierten politischen Ziele bilden die Orientierungsszenarien zwei Entwicklungspfade ab. In beiden Szenarien wurden jedoch die Zielvorgaben für das Zwischenjahr 2025 aufgrund des geringen verbleibenden Realisierungszeitraums herabgesetzt. Im sogenannten O45-Strom-Szenario wird von einer stärkeren Elektrifizierung ausgegangen, wohingegen in O45-H2 in den Nachfragesektoren vermehrt Wasserstoff eingesetzt wird (siehe Berichte der Nachfragesektoren). Im Vergleich zu den vorangegangenen T45-Szenarien bzw. T45-Strom*-Szenarien unterscheiden sich die Einsatzgrade der unterschiedlichen genutzten Energieträger zwischen den Szenarien weniger, wodurch die Nachfragedaten sowie die Ergebnisse der beiden O45-Szenarien näher beieinanderliegen. Dabei fließen die aktuellen Entwicklungen und die Erkenntnisse der letzten Szenarien ein, um den Lösungsraum der Energiewende noch einmal zu beleuchten. Die Ränder des **Lösungsraums** werden dabei bewusst **verkleinert** (siehe Abbildung 2).

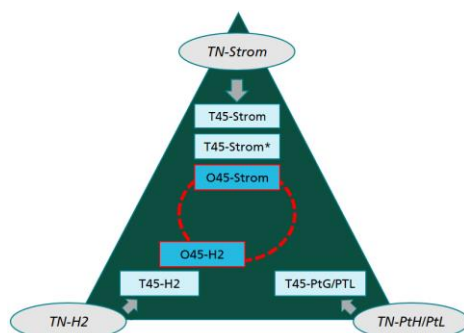
Dekarbonisierung durch einen höheren Einsatz von direktelektrischen Lösungen: Szenario O45-Strom (Basis T45-Strom bzw. T45-Strom* (Update))

Dieses Szenario zeichnet sich durch einen starken Einsatz direktelektrischer Lösungen in den Nachfragesektoren in Deutschland aus. Ziel ist es, ein weitgehend elektrifiziertes Energiesystem zu erreichen.

Dekarbonisierung durch einen höheren Einsatz an Wasserstoff: Szenario O45-H2 (Basis: T45-H2)

Das Szenario setzt auf einen starken Einsatz von Wasserstoff in den Nachfragesektoren, wo dies ökonomisch sinnvoll ist. Der Einsatz von Wasserstoff ist in O45-H2 jedoch weniger stark ausgeprägt als in T45-H2.

Abbildung 2 Positionierung der neuen Szenarien



Quelle. Eigene Darstellung.

¹ Presse- und Informationsamt der Bundesregierung: Für eine klimafreundliche und sichere Energieversorgung, Kraftwerksstrategie für wasserstofffähige Kraftwerke. Stand 05.02.2024, Online: <https://www.bundesregierung.de/breg-de/aktuelles/kraftwerksstrategie-2257868>, zul. geprüft: 04.06.2024

2 Entwicklung der Energienachfragen und -preise, CO₂ Preise und sonstige Rahmenparameter

2.1 Entwicklung der Energieträgerpreise

2.1.1 Fossile Energieträger

Ein weiteres zentrales Element für den Angebots- bzw. Umwandlungssektor sind die Energieträgerpreise, welche im Zuge der Orientierungsszenarien aktualisiert wurden. Diese sind in Abbildung 3 dargestellt. Generell wird hier meist für die nahe Zukunft auf Terminmarktnotierungen aus dem Sommer des Jahres 2023 zurückgegriffen und ab dem Jahr 2030 auf die Werte des Projektionsberichtes 2024 abgestellt. Die genannten Preise beziehen sich dabei immer auf den unteren Heizwert und sind dabei immer ohne Kosten für CO₂-Zertifikate zu verstehen.

Ausnahmen bilden die Kernenergie und die Braunkohle. Auf Basis eigener Annahmen unterstellen wir hier einen konstanten Preis von 4,32 Euro/MWh über alle Stützjahre. Im Bereich der Kernenergie greifen wir auf den TYNDP 2020 zurück.

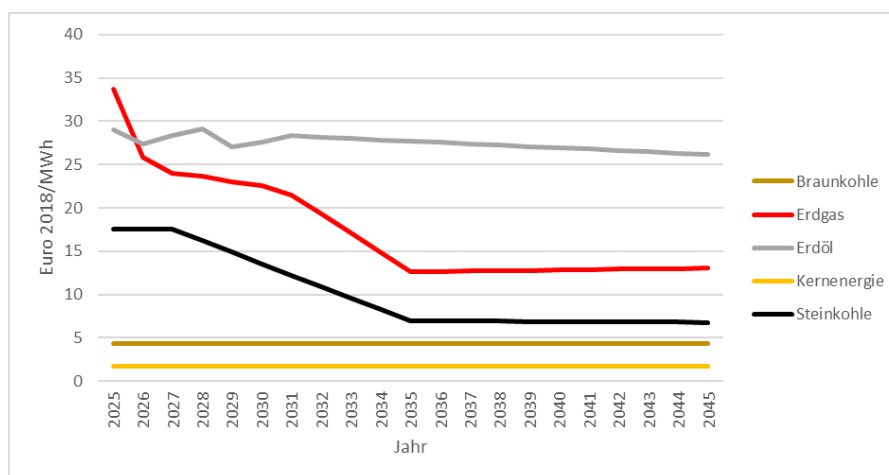
Die Preise für Erdgas entstammen bis 2026 den EEX TTF Natural Gas Futures vom 11.08.2023. Hier bilden sich die Auswirkungen des Ukrainekrieges ab. In den Jahren bis 2030 interpolieren wir auf die Werte des Projektionsberichtes und folgen ab 2030 den Annahmen des Projektionsberichtes. Aufgrund der Inflationskorrektur auf das Jahr 2018 weichen die konkreten Zahlenwerte hier jedoch ab. Insgesamt sinken die Preise für Erdgas in der langfristigen Entwicklung hier wieder auf ein sehr moderates Niveau, das sich nur bei entsprechender Reduktion der weltweiten Nachfrage einstellen wird.

Die Preise für Steinkohle entsprechen bis 2028 den Rotterdam Coal Futures vom 14.08.2023. Bis 2028 wird dann wieder auf den Wert des Projektionsberichtes 2024 interpoliert und die dort genannten Werte werden dann ab 2030 übernommen.

Die Preise für Erdöl leiten sich bis 2029 von den Brent Crude Oil Settlements der CME Group vom 14.08.2023 ab. Ab 2030 gilt dann wieder der Preis des Projektionsberichtes 2023.

Die Entwicklung der CO₂-Preise wird in einem der folgenden Abschnitte dargestellt.

Abbildung 3 Energieträgerpreise „Fossile Energieträger & Kernenergie“



Quelle: Eigene Darstellung.

2.1.2 Wasserstoff

Neben den klassischen Energieträgern können im Energiemix auch klimaneutrale Brennstoffe zum Einsatz kommen. Die Kosten für die Herstellung von in die EU importierten Wasserstoff orientieren sich an den Kosten für PV & Elektrolyse aus der Region MENA und sehr guten Standorten auf der Welt. Für die MENA Region wurden für die PV 1650 Volllaststunden angenommen und für die sehr guten Standorte auf der Welt 2000 Volllaststunden. Der auf diese Weise hergestellte Wasserstoff wird im Rahmen der Optimierung als Option zur Verfügung gestellt. Alle europäischen Regionen mit Küsten können zusätzlich zur endogen optimierten nationalen Produktion Schiffsimporte nutzen. Die Länder Italien und Spanien können im Rahmen der Optimierung Pipelineimporte aus der MENA Region nutzen.

Ein weiterer zentraler Kostenfaktor für die Herstellung von Wasserstoff ist die Elektrolyse. Hier nehmen wir einen Wirkungsgrad von 70% an. In Anlehnung an Holste et al. gehen wir für das Jahr 2020 von spezifischen Investitionen mit einem Startwert von 925 €/kW el aus². Die Projektionen für die Kostenentwicklung der Elektrolyseure schwanken deutlich. In Anlehnung an verschiedene Studien wählen wir hier ein Pfad der Kostenentwicklung, der als ambitioniert einzustufen ist. Es existieren jedoch auch Studien die von einer deutlich größeren Kostenreduktion ausgehen³. Wir unterstellen hier eine schrittweise Kostenreduktion auf 425 €/kW bis 2045.

Für die Produktion von Wasserstoff außerhalb Europas gehen wir davon aus, dass das benötigte Wasser über Entsalzung bereitgestellt wird. Der Wasserbedarf pro t Wasserstoff liegt dabei bei ca. 9 t. Auch hier streuen die Kosten in der Literatur deutlich⁴. Wir nehmen an, dass die Kosten für die Wasserversorgung von 0,18 Euro/MWh im Jahr 2025 bis auf 0,15 Euro/MWh fallen und berücksichtigen damit Lerneffekte bei der Entsalzung.

Weiterhin nehmen wir an, dass H₂ aus der MENA Region per Pipeline transportiert wird. Die sehr guten Standorte der Welt lassen sich nur über Schiffstransport von Wasserstoff erschließen. Für Schiffstransport wurde ein Aufschlag von 30 Euro/MWh bis zur Einspeisung in das europäische H₂-Netz angenommen. Dies ist als eher günstige Annahme einzustufen. Bei Importen aus der MENA Region erfolgt ein Aufschlag von 10 Euro/MWh für den Pipelinetransport bis zur europäischen Grenze⁵.

² Marius Holst, Stefan Aschbrenner, Tom Smolinka, Christopher Voglstätter, Gunter Grimm (2021): Cost Forecast for Low Temperature Electrolysis - Technology Driven Bottom-Up Prognosis for PEM and Alkaline Water Electrolysis Systems

³ <https://www.energypolicy.columbia.edu/demystifying-electrolyzer-production-costs/>

⁴ https://www.rechargenews.com/energy-transition/vast-majority-of-green-hydrogen-projects-may-require-water-desalination-potentially-driving-up-costs/2-1-1070183?zeph_sso_ott=ifOfXo

⁵ Creos, DESFA, Elering, Enagás, Enginet, Eustream, FGSZ, Fluxys Belgium, Gas Connect Austria, Gasgrid Finland, Gasunie, Gaz-System, Gas Networks Ireland, GRTgaz, National Grid, NET4GAS, Nordion Energi, OGE, ONTRAS, Plinovodi, Snam, TAG, Teréga 2021: Analysing future demand, supply, and transport of hydrogen. EHB#2_report_part1_210614.indd (Seite 76)

Tabelle 1 Kostenannahmen für den Import von Wasserstoff in die EU

Kategorie	Technologie	2025	2030	2035	2040	2045	Einheit
Investition	PV	463	409	379	362	351	Euro/kW
Lebensdauer	PV	20	20	20	20	20	Jahre
Betriebskosten	PV	3%	3%	3%	3%	3%	der Investition
Auslastung	PV-MENA	1650	1650	1650	1650	1650	Volllaststunden
Auslastung	PV Welt	2000	2000	2000	2000	2000	Volllaststunden
Investition	Elektrolyse	758	650	550	450	425	Euro/kW
Betriebskosten	Elektrolyse	4%	4%	4%	4%	4%	der Investition
Kosten Wasser	Entsalzung	0,18	0,17	0,16	0,16	0,15	Euro/MWh H2
Transportkosten	MENA	10	10	10	10	10	Euro/MWh H2
Transportkosten	Schiff	30	30	30	30	30	Euro/MWh H2
Zinssatz	Alle	2%	2%	2%	2%	2%	Keine
Kosten H2	Hafen EU	116	102	93	85	83	Euro/MWh
Kosten H2	Ankunft IT,ES	114	97	86	76	73,5	Euro/MWh

Hinweis: Alle Preise sind in Euro2018 angegeben.

Aus der genannten Berechnungsmethodik ergibt sich für *importierten* Wasserstoff (von außerhalb der EU), dass der Preis von 115 Euro/MWh (Heizwert (Hu), Euro 2018) im Jahr 2025 zuerst steil und dann langsamer auf ca. 82,5 Euro/MWh (2,5 Euro/kg H₂) reduziert wird. Die Kosten basieren dabei auf den unten ausgeführten technologischen Annahmen. Für *europäisch und deutsch erzeugten* Wasserstoff gelten, wie bisher auch, tatsächlich im Rahmen der Systemoptimierung errechnete, modellendogene Preise.

2.1.3 Treibhausgasneutrales Methan

Synthetisches Methan wird durch Methanisierung aus Wasserstoff und CO₂ hergestellt. Die Kostenannahmen für die Bereitstellung von Wasserstoff basieren auf dem oben skizzierten Vorgehen. Wir nehmen jedoch an, dass die Methanisierung vor dem Transport in die EU erfolgt. Somit entfallen die Transportkosten für Wasserstoff, aber es fallen zusätzlich Kosten für die Bereitstellung von CO₂ und die Methanisierung an.

Für die Bereitstellung von CO₂ unterstellen wir hier die CO₂ Abscheidung aus der Luft. Hier nehmen wir an das die Kosten von 570 Euro/t im Jahr 2020 auf 270 Euro/t im Jahr 2050 fallen. Auch hier bewegen wir uns im moderat optimistischen Rahmen⁶.

Ein weiter wichtiger Prozessschritt ist die Methanisierung. Hier nehmen wir an, dass die spezifischen Investitionen vom 279 €/kW im Jahr 2030 bis auf 206 €/kW im Jahr 2025 fallen⁷. Als Wirkungsgrad unterstellen wir 75% für diesen Prozessschritt.

Auch beim synthetischen Methan unterscheiden wir zwei Transportwege. Für den Import aus der MENA Region unterstellen wir Kosten für den Pipeline Transport an die EU Grenze von 2,6 Euro/MWh und 8 Euro/MWh für den Schifftransport⁸.

⁶ <https://ieaghg-publications.s3.eu-north-1.amazonaws.com/Technical+Reports/2021-05+Global+Assessment+of+Direct+Air+Capture+Costs.pdf>

⁷ Ähnliche Annahmen finden sich z.B. hier: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0306261919312681#b0065>

⁸ https://www.researchgate.net/publication/328963904_LNG_-_Logistik_Kostenstrukturen_gegenuber_herkommllichem_Erdgastransport

Als zusätzliche Referenz weisen wir im Folgenden noch die Option des fossil kompensierten Methans aus. Dies bedeutet, dass auf Basis der oben erläuterten Preise für fossiles Methan eine Kompensation der Treibhausgasemissionen inkl. einer Leckage Rate von 1,2% dargestellt wird. Die hier nachrichtlich ausgewiesenen Kosten für fossil kompensiertes Methan basieren auf den genannten Erdgaspreisen, sowie den Kosten für die Kompensation und Abscheidung und Einspeicherung des CO₂ aus der Luft. Sie sind hier ausgewiesen, weil Sie im globalen Maßstab ein konkurrenzfähiges Produkt mit identischen Eigenschaften mit Bezug auf Energieinhalt und ThG Emissionen darstellen können. Für die Einspeicherung von CO₂ unterstellen wir hier nachrichtlich einen Preis von 30 Euro/t und bewegen uns damit eher im höheren Bereich bestehender Abschätzungen⁹.

Tabelle 2 Kostenannahmen treibhausgasneutrales Methan

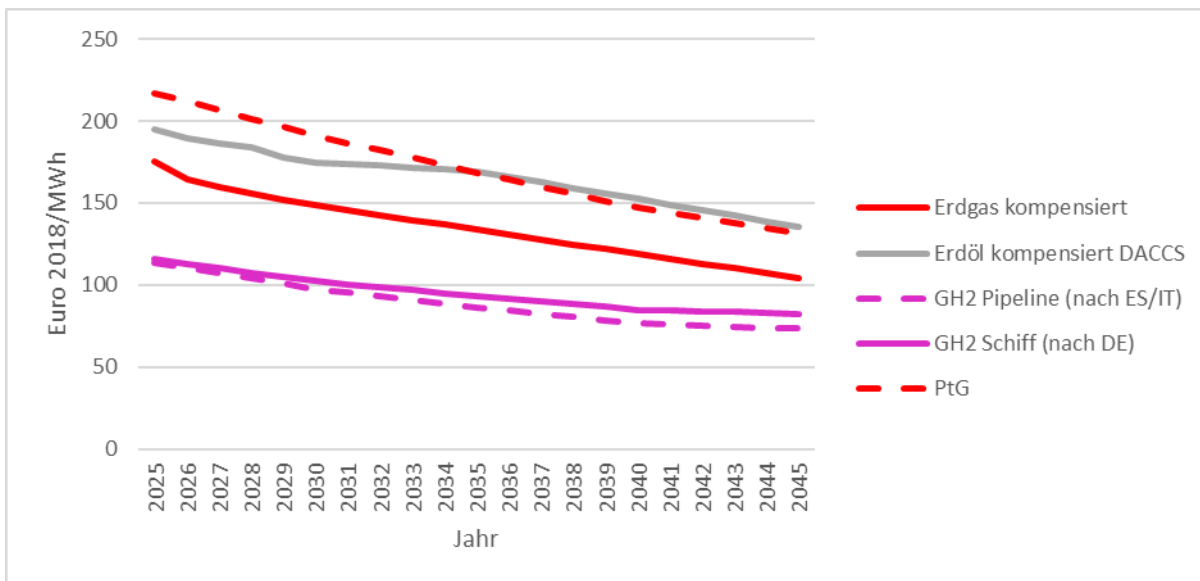
Kategorie	Technologie	2030	2035	2040	2045	Einheit
Investition	Methanisierung	279	255	231	206	Euro/kW
Lebensdauer	Methanisierung	-	20	20	20	Jahre
Betriebskosten	Methanisierung	-	4%	4%	4%	der Investition
Transportkosten	MENA	-	2,6	2,6	2,6	Euro/MWh
Transportkosten	Schiff	-	8	8	8	Euro/MWh
CO ₂ -Kosten	DACCS	-	450	390	342	Euro/t
Zinssatz	Alle	-	2%	2%	2%	Keine
Kosten CH ₄	Hafen EU	191	169	147	131	Euro/MWh
Kosten CH ₄	Ankunft IT,ES	198	174	151	134	Euro/MWh

2.1.4 Treibhausgasneutrales Mineralöl

Im Bereich der flüssigen Kohlenwasserstoffe gibt es eine Vielzahl von Produktionsrouten, die z.B. auf dem Fischer-Tropsch Verfahren beruhen. In diesem Projekt werden treibhausgasneutrale flüssige Kohlenwasserstoffe nur dort eingesetzt, wo es absolut notwendig ist. Wir abstrahieren hier von der genauen Herstellungsrouten und gehen davon aus, dass fossil kompensiertes Erdöl den Referenzpreis für die flüssigen Kohlenwasserstoffe setzt. Wir unterstellen also den oben bereits beschriebenen Preis für Mineralöl und berechnen analog zur fossilen Route beim Methan die Kosten der Kompensation inkl. Vorkette. Dabei unterstellen wir einen Emissionsfaktor von 0,307t/MWh. Im Ergebnis ergibt sich ein Referenzpreis der bei ca. 195 Euro/MWh im Jahr 2025 startet und bis 2045 auf 135 Euro/MWh fällt. Dies ist als sehr optimistische Entwicklung einzustufen und sollte auch keine Empfehlung für die fossile Route der Bereitstellung darstellen. Sie liefert allerdings einen konsistenten Referenzpreis für den Energieträger treibhausgasneutrales Mineralöl an dem sich die vielen alternativen Herstellungsrouten vermutlich messen müssen.

⁹ <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S1750583621001195>

Abbildung 4 Energieträgerpreise neue klimaneutrale Energieträger

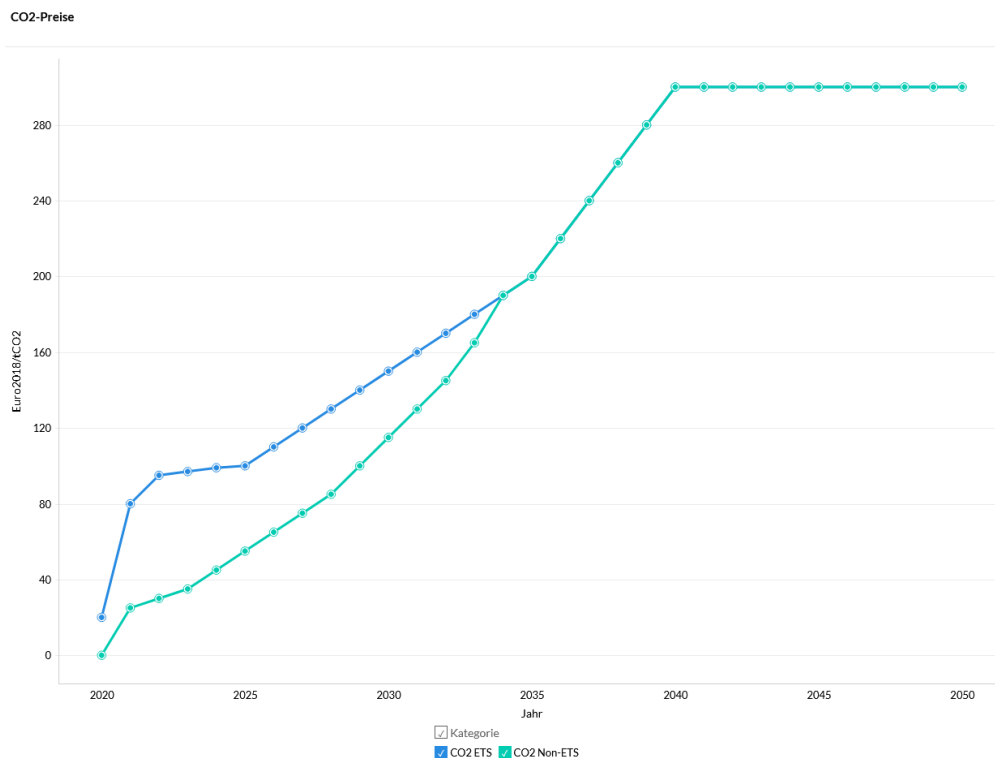


Quelle: Eigene Darstellung

2.2 Entwicklung der CO₂-Preise

Eine weitere wichtige Größe für die Entwicklung der Szenarien ist der CO₂ Preis. Zum Zeitpunkt der Festlegung der Parameter gab es hier zwei Preisregime. Den europäischen Emissionshandel und die Non-ETS Bereich für Gebäude und Verkehr. Das Bundesemissionshandelsgesetz gibt hier einen Preispfad bis 2026 vor. Für den ETS Bereich unterstellen wir auf Basis eigener Annahmen und vorangegangener Szenarien einen Anstieg auf 300 Euro/t bis 2040. Da in der langen Sicht eine unterschiedliche Bepreisung für CO₂ in unterschiedlichen Sektoren nicht effizient ist, unterstellen wir einen angleichen der Preise in beiden Bereichen auf 200 Euro/t bis 2035.

Abbildung 5 CO₂-Preise

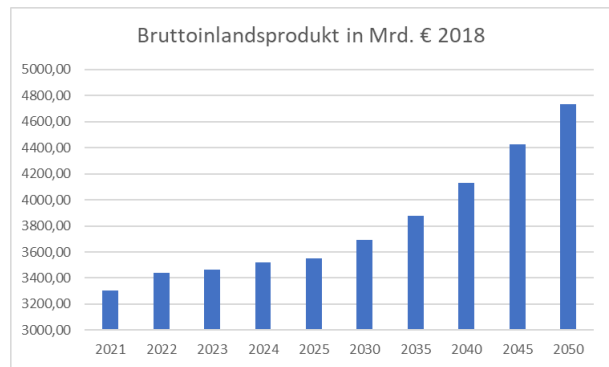
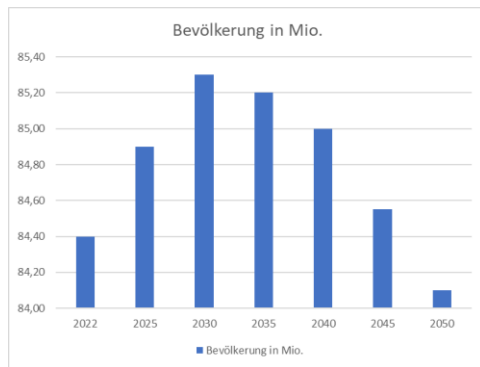


Quelle: Eigene Darstellung.

2.3 Sonstige Rahmendaten und Szenarien-Ausrichtung

Weitere Rahmendaten und Szenarienannahmen der Nachfragesektoren können in den jeweiligen Sektorberichten eingesehen werden. Die Szenarien O45-Strom und O45-H₂ in den Sektoren sind konsistent so gestaltet, dass die Ausprägung der Szenarien in Richtung Elektrifizierung bzw. Wasserstoffnutzung weniger stark ausgeprägt ist als in den vorangegangenen Szenarien T45-Strom* und T45-H₂. Eine weitere Anpassung der Rahmendaten gegenüber vorherigen Szenarien ist die Aktualisierung der Bevölkerungsprognose, sowie des Bruttoinlandsproduktes. In beiden Fällen wird aktuellen Entwicklungen Rechnung getragen und bewusst ein Szenario gewählt, dass nicht durch entsprechend gewählte Rahmendaten die Zielerreichung der Treibhausgasneutralität unterstützt. Die Bevölkerungsentwicklung basiert auf der 15. koord. Bevölkerungsvorausberechnung, Variante G2L2W2 des Statistischen Bundesamtes aus dem Jahre 2022. Die Bevölkerungsentwicklung ist mit dem Projektionsbericht 2024 abgestimmt. Zielsetzung: Zielerreichung der Energiewende soll nicht durch sehr niedrige Bevölkerungsentwicklung erleichtert und damit die Robustheit der Szenarien reduziert werden. Das Bruttoinlandsprodukt wurde auf Basis eigener Berechnungen in Anlehnung an den Projektionsbericht 2024 bestimmt.

Abbildung 6 Rahmendaten



Quelle: Eigene Darstellung.

3 **Abbildungsverzeichnis**

Abbildung 1	Modellverbund im Projekt.....	4
Abbildung 2	Positionierung der neuen Szenarien.....	5
Abbildung 3	Energieträgerpreise „Fossile Energieträger & Kernenergie“	6
Abbildung 4	Energieträgerpreise neue klimaneutrale Energieträger.....	10
Abbildung 6	CO ₂ -Preise	11
Abbildung 7	Rahmendaten.....	12