

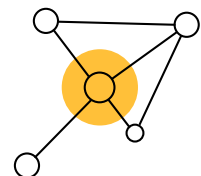
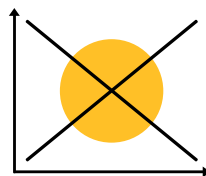
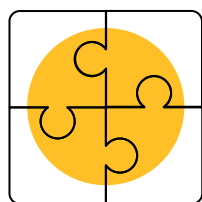
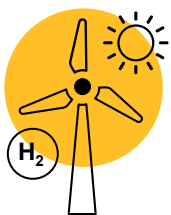
EWI-STUDIE

Szenarien für die Preisentwicklung von Energieträgern

Endbericht

Im Auftrag des Akademienprojekts „Energiesysteme der Zukunft“ (ESYS)

August 2022



**Energiewirtschaftliches Institut
an der Universität zu Köln gGmbH (EWI)**

Alte Wagenfabrik
Vogelsanger Straße 321a
50827 Köln

Tel.: +49 (0)221 277 29-100

Fax: +49 (0)221 277 29-400

<https://www.ewi.uni-koeln.de>

Verfasst von

Max Gierink (Projektleitung)

Arne Lilienkamp

Dr. Eren Çam (Projektleitung)

Michael Moritz

Hendrik Diers

Michael Wiedmann

Julian Keutz

Jonas Zinke

Jan Kopp

Im Auftrag des:

Akademienprojekts „Energiesysteme der Zukunft“ (ESYS)

Das diesem Bericht zugrundeliegende Vorhaben wurde mit Mitteln des Bundesministeriums für Bildung und Forschung unter dem Förderkennzeichen 03EDZ2016 gefördert. Die Verantwortung für den Inhalt dieser Veröffentlichung liegt bei den Autor*innen.

Bitte zitieren als

Energiewirtschaftliches Institut an der Universität zu Köln (EWI) (2022). Szenarien für die Preisentwicklung von Energieträgern.

Das Energiewirtschaftliche Institut an der Universität zu Köln (EWI) ist eine gemeinnützige GmbH, die sich der anwendungsnahen Forschung in der Energieökonomik und Energie-Wirtschaftsinformatik widmet und Beratungsprojekte für Wirtschaft, Politik und Gesellschaft durchführt. Annette Becker und Prof. Dr. Marc Oliver Bettzüge bilden die Institutsleitung und führen ein Team von mehr als 40 Mitarbeiterinnen und Mitarbeitern. Das EWI ist eine Forschungseinrichtung der Kölner Universitätsstiftung. Neben den Einnahmen aus Forschungsprojekten, Analysen und Gutachten für öffentliche und private Auftraggeber wird der wissenschaftliche Betrieb finanziert durch eine institutionelle Förderung des Ministeriums für Wirtschaft, Innovation, Digitalisierung und Energie des Landes Nordrhein-Westfalen (MWIDE). Die Haftung für Folgeschäden, insbesondere für entgangenen Gewinn oder den Ersatz von Schäden Dritter, ist ausgeschlossen.

Inhaltsverzeichnis

Zusammenfassung.....	1
1 Einleitung	7
2 Vorstellung der Szenarien und zentralen Annahmen.....	9
2.1 Struktur der Szenarien	10
2.2 Szenarienbaum	13
2.3 Weitere Annahmen.....	13
3 Entwicklung der internationalen Gasmärkte	19
3.1 Entwicklung europäischer und russischer Handelsstrukturen	19
3.2 Investitionen in Verflüssigungs- und Regasifizierungskapazitäten.....	23
3.3 Großhandelspreise für Erdgas	27
4 Entwicklung der internationalen Ölmärkte	29
4.1 Analyse zu Angebot und Nachfrage.....	29
4.2 Analyse der Marktpreisentwicklung von Öl.....	31
4.3 Großhandelspreise für Öl	32
5 Entwicklung der internationalen Steinkohlemärkte.....	34
5.1 Analyse zu Angebot und Nachfrage.....	34
5.2 Analyse der Marktpreisentwicklung von Steinkohle.....	36
5.3 Großhandelspreise für Steinkohle	38
6 Entwicklung des nationalen Strommarktes	39
6.1 Stromerzeugung	39
6.2 Treibhausgasemissionen.....	46
6.3 Großhandelspreise für Strom.....	47
6.4 Sensitivität - Preisentwicklung EU-ETS	51
7 Auswirkungen steigender Energiepreise auf Haushalte und Industrie	55
7.1 Auswirkungen auf die Industrie	55
7.2 Auswirkungen auf die Haushalte.....	58
Literaturverzeichnis	64
Abkürzungsverzeichnis	68

Abbildungsverzeichnis	69
Tabellenverzeichnis	71
Anhang	72
Anhang 1 Beschreibung der verwendeten Modelle	72
Anhang 2 Kapazitäten und Deckung der Spitzenlast	75
Anhang 3 Annahmen der Mehrkostenanalyse	79
Anhang 4 Datentabellen	80
Anhang 5 Klimabilanz der Gasinfrastruktur	83

Zusammenfassung

Der Krieg in der Ukraine und die daraus resultierenden geopolitischen Verwerfungen verändern die Rahmenbedingungen der Energieversorgung in Deutschland und Europa grundlegend. Deutschland ist in hohem Maße von russischen Energieimporten von Erdgas, Öl und Steinkohle abhängig. Der kombinierte Anteil der Energieträger am deutschen Primärenergieverbrauch betrug im Jahr 2021 etwa 68 %.

Im Rahmen des vorliegenden Gutachtens *„Szenarien für die Preisentwicklung von Energieträgern“* untersucht das Energiewirtschaftliche Institut an der Universität zu Köln (EWI) die mittelfristige Entwicklung von Preisen für die Energieträger Erdgas, Öl, Steinkohle und Strom. Die möglichen Preisentwicklungen werden für die Jahre 2026 und 2030 analysiert.

Gemeinsam mit einem Gutachten von Fraunhofer IEG, Fraunhofer SCAI und der TU Berlin zur europäischen Gasversorgungssicherheit bildet es die Grundlage für ein Impulspapier der nationalen Akademie der Wissenschaften Leopoldina, der acadtech und der Union der deutschen Akademien der Wissenschaften *„Welche Auswirkungen hat der Ukrainekrieg auf die Energiepreise und Versorgungssicherheit in Europa?“*.

Die mittelfristige Preisentwicklung der Energieträger ist von großen Unsicherheiten geprägt. Daher wurden für die Analyse Szenarien entwickelt, die drei zentrale Unsicherheiten variieren:

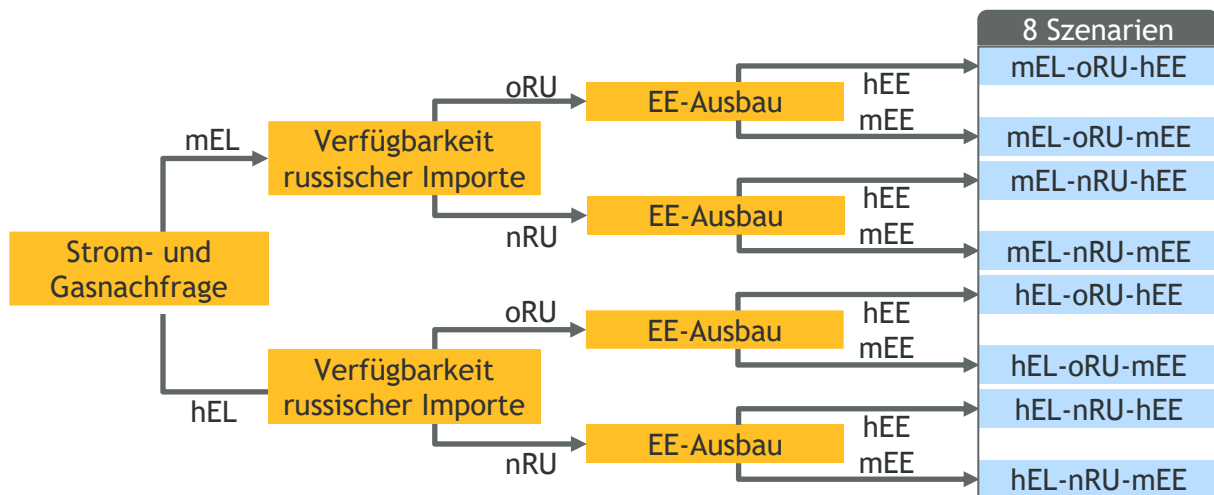
Gas- und Stromnachfrage: Die treibenden Größen für die Entwicklung sind das Ambitionsniveau der Treibhausgasreduktion und damit einhergehend der Grad der Elektrifizierung von Endverbrauchssektoren. Darüber hinaus spielen auch Effizienzgewinne, beispielsweise durch energetische Gebäudesanierung, eine Rolle. Bei der Ausprägung moderate Elektrifizierung (mEL) wird von einer leicht steigenden nationalen Stromnachfrage und einer etwa konstanten europäischen Erdgasnachfrage ausgegangen. Im Falle einer hohen Elektrifizierung (hEL) wird ein stark steigender nationaler Strombedarf sowie eine sinkende europäische Gasnachfrage unterstellt.

Verfügbarkeit russischer Energieträger: Auf der Angebotsseite besteht eine wesentliche Unsicherheit in der Höhe der Energieimporte aus Russland. Hinsichtlich des Angebots von Erdgas, Kohle und Öl wird in einer Ausprägung unterstellt, dass Europa seinen Energiebedarf ohne russische Energieträger (oRU) deckt. Die alternative Ausprägung geht von einer niedrigen Verfügbarkeit von russischen Energieträgern (nRU) aus. In diesem Fall wird etwa von einer Halbierung der russischen Importe gegenüber 2021 ausgegangen.

Ausbau erneuerbarer Energien: Die dritte zentrale Unsicherheit bildet der Ausbaupfad von erneuerbaren Energien in der deutschen Stromerzeugung. Während in einer Ausprägung die Annahme eines hohen Ausbaus von erneuerbaren Energien (hEE) getroffen wird, unterstellt die andere Ausprägung einen moderaten Ausbau (mEE). Der höhere Ausbaupfad für Photovoltaik und Windkraft basiert auf den aktuellen Zielen der Bundesregierung, welche im Gesetzesentwurf für das EEG2023 festgehalten sind.

Aus den Kombinationen der drei Unsicherheiten ergeben sich Szenarien, für die in der Folge die Preisentwicklung von Energieträgern sowie weitere Implikationen für den Energiesektor untersucht werden. Dies betrifft bspw. die zukünftige Entwicklung von Gasimportstrukturen oder die Erreichung des sektoralen Klimaziels im Jahr 2030. Auf Basis der resultierenden Preise werden abschließend mögliche Auswirkungen der Mehrkosten für Energieträger auf private Haushalte und die energieintensive Industrie diskutiert.

Die Ausprägungen der Szenarien sind im folgenden Szenarienbaum zusammengefasst:



Zentrale Unsicherheit	Ausprägung	Beschreibung
Strom- und Gasnachfrage	mEL	Moderate Elektrifizierung, konstante Gasnachfrage
	hEL	Hohe Elektrifizierung, sinkende Gasnachfrage
Verfügbarkeit russischer Importe	oRU	Ohne Verfügbarkeit russischer Importe
	nRU	Niedrige Verfügbarkeit russischer Importe
EE-Ausbau	hEE	Hoher Ausbaupfad erneuerbarer Energien
	mEE	Moderater Ausbaupfad erneuerbarer Energien

Abbildung 1: Szenarienbaum auf Basis zentraler Unsicherheiten

Quelle: eigene Darstellung

Entwicklung der internationalen Gasmärkte und der Gaspreise in Europa

Abbildung 2 zeigt die möglichen Entwicklungen der Gaspreise in Nordwesteuropa in den vier Szenarien für die Jahre 2026 und 2030. Als Referenzwerte sind die Jahresdurchschnittspreise des niederländischen Title Transfer Facility (TTF) Handelspunktes, des bedeutendsten Referenzpreises für Erdgas in der Europäischen Union, dargestellt.

Da die Entwicklung von LNG-Infrastruktur mit Unsicherheit behaftet ist, wird für jedes Szenario eine Preisspanne in Abhängigkeit des Ausbaus der globalen LNG-Kapazitäten abgebildet. Insbesondere die Geschwindigkeit und Höhe der Investitionen in die Gasverflüssigungskapazitäten in den USA haben einen signifikanten Einfluss auf den Preis in Nordwesteuropa.

In den Szenarien mit sinkender Gasnachfrage (hEL) stellen sich im Jahr 2030 Gaspreise ein, die mit dem Preisniveau des TTF 2018 vergleichbar sind, welcher in den Jahren bis 2018 etwa den Jahresdurchschnittspreis gebildet hat. In der kurzen Frist bis 2026 liegt der Gaspreis im Szenario ohne russische Energieträger (hEL-oRU) mit 43 EUR/MWh jedoch etwa 70 % (+18 EUR/MWh) höher als im Szenario mit niedriger Verfügbarkeit russischer Rohstoffe (hEL-nRU).

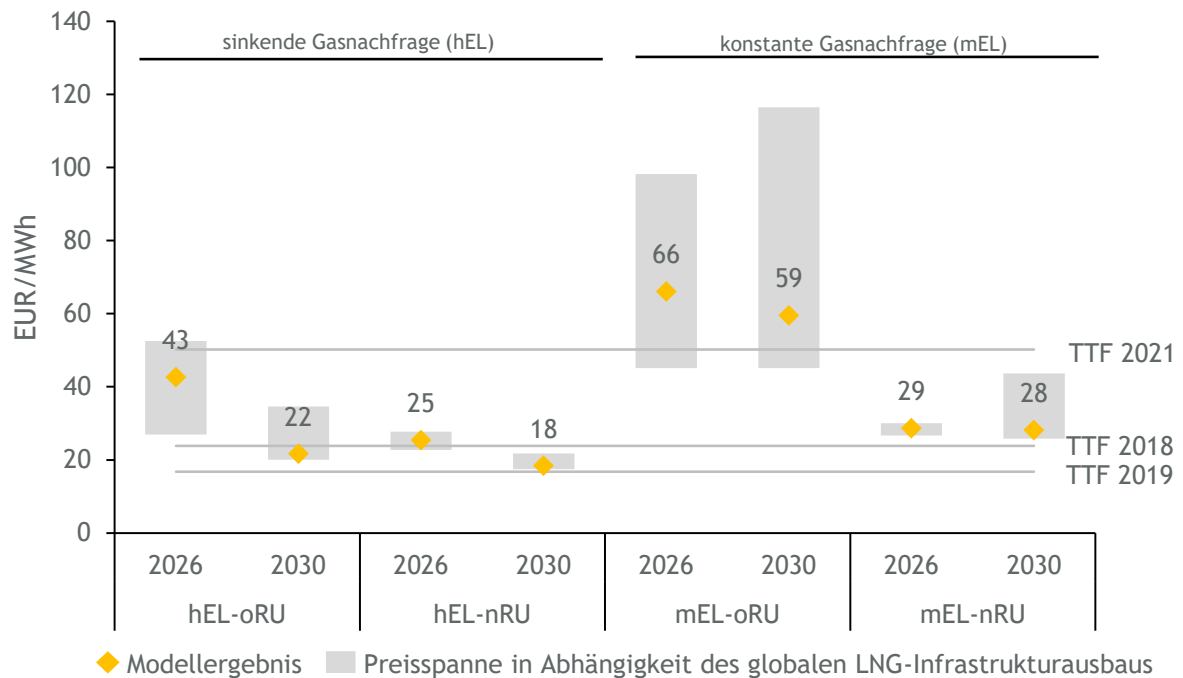


Abbildung 2: Mögliche Entwicklung der Gaspreise in Europa

Quelle: historische Werte basierend auf Rystad Energy, 2022

In den Szenarien mit konstanter Gasnachfrage (mEL) ist der Einfluss der Verfügbarkeit russischer Importe auch langfristig deutlich größer. Im Szenario ohne russische Energieträger (mEL-oRU) bleibt der Gaspreis bis 2030 auf einem sehr hohen Niveau. In diesem Fall wäre selbst das hohe Preisniveau des TTF von 2021 nur mit erheblichen Investitionen in die LNG-Infrastruktur zu erreichen. Sollten russische Energieträger in niedrigem Umfang zur Verfügung stehen (mEL-nRU), stellen sich Preise ein, die ungefähr 5 EUR/MWh oberhalb des Preisniveaus des TTF 2018 liegen.

In allen Szenarien verringern sich die russischen Gasimporte in die EU27+UK annahmegemäß deutlich. Im Falle einer niedrigen Verfügbarkeit russischer Energieträger (nRU) sinken die russischen Gaslieferungen im Jahr 2026 auf 75 Mrd. m³, dies entspricht etwa einer Halbierung der russischen Importe gegenüber 2021. Bis 2030 fallen die Importe weiter auf 59 Mrd. m³. Die Reduktion russischer Gasimporte kann zum Teil durch den angenommenen Rückgang der Gasnachfrage und eine deutliche Steigerung von LNG-Importen kompensiert werden. Dabei nehmen die USA eine Schlüsselrolle ein, da dort die Produktions- und Verflüssigungskapazitäten weltweit am stärksten ausgebaut werden. In den Szenarien ohne Verfügbarkeit russischer Rohstoffe macht LNG aus den USA bis zu 35 % der Gesamtgasimporte in die EU27+UK aus. Dies lässt die USA zum größten LNG-Lieferanten für die EU27+UK werden, gefolgt von Katar. Hier ist anzumerken, dass die aktuelle Abhängigkeit von Russland damit zum Teil durch eine wachsende Abhängigkeit von den USA abgelöst wird. Neben der steigenden LNG-Erzeugung erfolgen umfangreiche Investitionen in Regasifizierungsterminals in Nordwesteuropa bis zum Jahr 2026. Deutschland macht dabei mit einer Gesamtkapazität von 25 Mrd. m³/a (FSRUs) rund die Hälfte der zugebauten Verflüssigungskapazität aus, gefolgt von den Niederlanden.

Russland kann einen Wegfall der Exporte für den europäischen Markt mengenmäßig nur teilweise durch Ausbau seiner Exporte in den asiatischen Markt kompensieren. In jedem Szenario ist die Summe russischer Gasexporte gegenüber Werten von 2021 rückläufig. In den Szenarien ohne

russische Importe für Europa (oRU) gehen die Exporte bis 2030 um bis zu 55 % zurück, in den Szenarien mit niedriger Verfügbarkeit russischer Importe um bis zu 33 %.

Entwicklung der internationalen Märkte für Öl- und Steinkohle und der Preise in Europa

Abbildung 3 zeigt die mögliche Entwicklung der Preise für Öl- und Steinkohle in Europa für die Jahre 2026 und 2030. Die Preisentwicklungen von Öl- und Steinkohle hängen, im Gegensatz zu den Gaspreisen weniger stark von der Nachfrageentwicklung in Europa ab. Zentrale Treiber sind vielmehr die Produktionsentscheidungen der OPEC+ (Öl) oder die konjunkturelle Entwicklung in Asien. Abweichend zum Vorgehen für den Energieträger Gas, wird in den Szenarien daher lediglich die Verfügbarkeit von Importen aus Russland variiert. In Bezug auf Öl wird zudem nicht auf Rohöl, sondern auf Gasöl, ein Vorprodukt von Energieträgern wie Diesel und Heizöl, abgestellt.

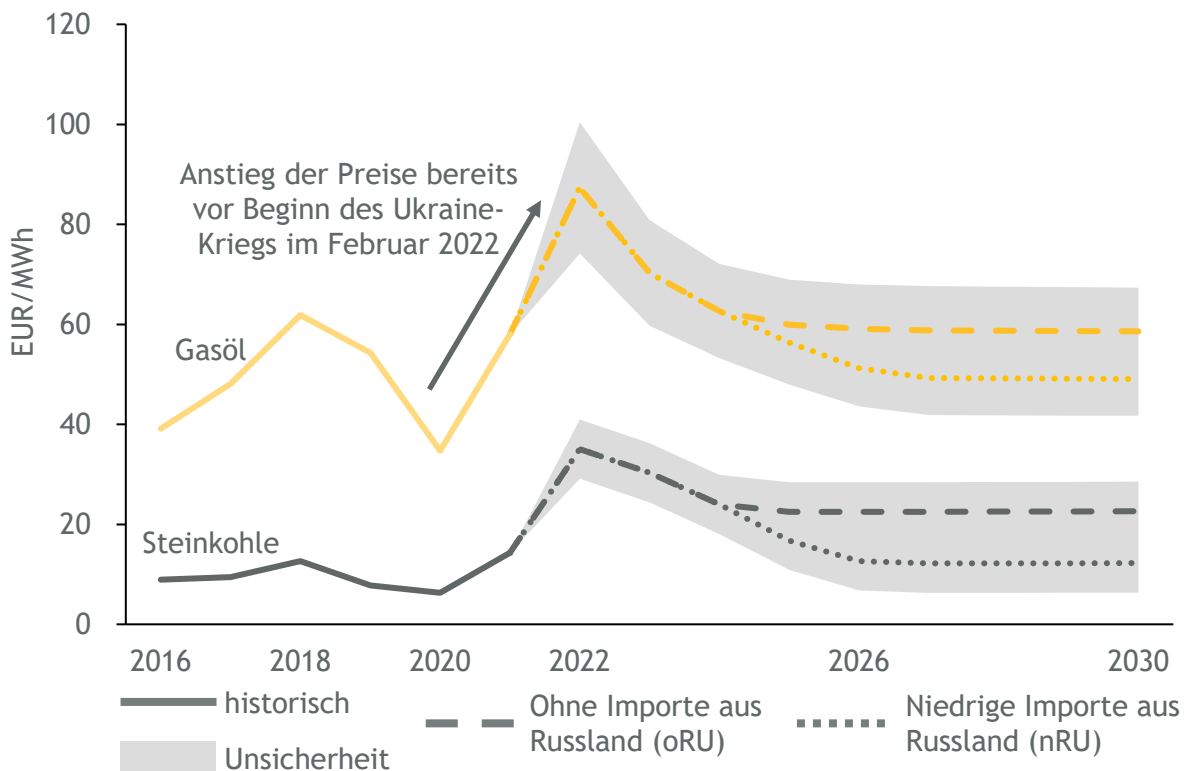


Abbildung 3: Mögliche Entwicklung der Öl- und Steinkohlepreise in Europa

Quelle: historische Werte basierend auf Rystad Energy, 2022; Entwicklung basierend auf Investing, 2022a & Investing, 2022b

Es wird unterstellt, dass die aktuellen Future-Preise bereits näherungsweise einem Szenario entsprechen, in dem mittelfristig keine Öl- bzw. Steinkohleimporte mehr aus Russland erfolgen (oRU). Dies folgt der Annahme, dass das durch die EU beschlossene Embargo in beiden Fällen bereits eingepreist ist. Demnach gehen die Marktakteure, nach einem Preispeak im Jahr 2022, von einem Rückgang der Gasölpreise aus. Der Preis sinkt auf ein Niveau im oberen Bereich der historischen Werten der Jahre 2016 bis 2021. Mögliche Gründe für diesen Rückgang sind die geringeren Importmengen aus Russland im Vergleich zu Gas und Steinkohle, wodurch die notwendige Anpassung der Importstruktur geringer ausfällt. Weiterhin wurde seitens der OPEC bereits angekündigt, die Produktionskapazitäten zu erhöhen. Im Fall einer niedrigen Verfügbarkeit russischer Ölimporte (nRU) sinkt das Preisniveau etwa auf den Durchschnittswert der letzten fünf Jahre.

In Bezug auf die mögliche Entwicklung der Steinkohlepreise wird ebenfalls von einem Rückgang ausgegangen. Sofern mittelfristig keine Importe mehr aus Russland erfolgen (oRU), stellt sich jedoch ein Preisniveau ein, was über dem historischen Preisniveau der Jahre 2016 bis 2021 liegt. Dies ist u.a. auf die Zunahme von Transportdistanzen aus bspw. den USA, Kolumbien und Südafrika zurückzuführen. Eine teilweise Verfügbarkeit russischer Kohleimporte (nRU) führt in dem Szenario entsprechend zu einem Absinken der Preise. Der Preis sinkt in diesem Fall auf ein Niveau im oberen Bereich der historischen Werte der Jahre 2016 bis 2021.

Entwicklung des nationalen Strommarktes und der Großhandelsstrompreise

Die Bandbreite möglicher Preisentwicklungen insbesondere von Gas und Steinkohle verändern die Erzeugungskosten von Kraftwerken und wirken sich auf die Großhandelsstrompreise aus. Die Szenarien ohne Verfügbarkeit russischer Importe (oRU) weisen dabei höhere Brennstoffpreise auf als die Szenarien mit niedriger Verfügbarkeit (nRU). Entsprechend sind die durchschnittlichen Strompreise in diesen Szenarien höher. Darüber hinaus ist die Höhe des Zubaus erneuerbarer Energien maßgebend. Ein höherer Zubau (hEE) führt im Vergleich zu einem moderaten Zubau (mEE) zu einem geringeren Einsatz konventioneller Kraftwerke, sodass die durchschnittlichen Großhandelsstrompreise sinken. Weiterhin ist die Höhe der Stromnachfrage von entscheidender Bedeutung. Eine stark steigende Nachfrage (hEL) führt im Vergleich zu einem moderaten Anstieg

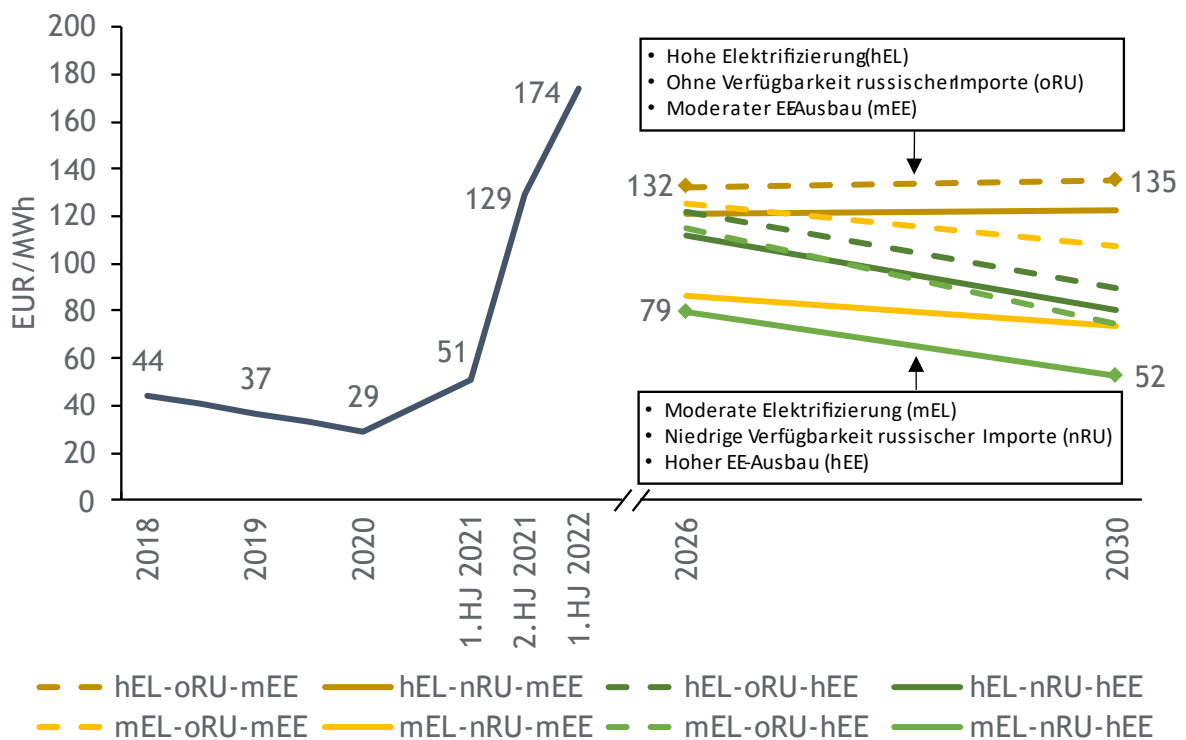


Abbildung 4: Mögliche Entwicklung der Großhandelsstrompreise in Deutschland

Quelle: historische Werte nach eigener Berechnung auf Basis BNetzA, 2022

(mEL) zu einem größeren Einsatz konventioneller Kraftwerke mit höheren Erzeugungskosten, wodurch die Strompreise steigen.

Im Bereich der Großhandelsstrompreise ergibt sich gegenüber den langjährigen historischen Preisen in allen betrachteten Szenarien ein deutlicher Anstieg des Preisniveaus. Vergleicht man diese allerdings mit den hohen Preisen seit Mitte 2021, zeigt sich ein deutlicher Rückgang. Die

höchsten Preise mit jährlichen Durchschnittspreisen von bis zu 132 EUR/MWh (2026) bzw. 135 EUR/MWh (2030) ergeben sich in den Szenarien, in denen sich preiserhöhende Effekte wie eine hohe Stromnachfrage, keine Verfügbarkeit russischer Rohstoffimporte und ein moderater Ausbau erneuerbarer Energien (Szenario hEL-oRU-mEE) überlagern. Ursächlich für die höheren Preise ist der erhöhte Einsatz von konventionellen Kraftwerken.

Die geringsten Preise mit 79 EUR/MWh (2026) bzw. 52 EUR/MWh (2030) treten im umgekehrten Fall auf, d.h. bei moderater Stromnachfrage, niedriger Verfügbarkeit russischer Rohstoffimporte und bei hohem Ausbau erneuerbarer Energien (mEL-nRU-hEE). Der Ausbau der erneuerbaren Energien ist dabei ein essenzieller Stellhebel für die Reduktion der Großhandelsstrompreise.

Auswirkungen steigender Energiepreise auf Haushalte und Industrie

Energie ist ein essenzielles Gut für die deutsche Volkswirtschaft, das nur beschränkt substituierbar ist. Entsprechend kritisch wirken sich Preissteigerungen auf verschiedene Akteure wie (einkommensschwache) Haushalte und (energieintensive) Industrien aus, die Energieträger zur Deckung ihrer Strom-, Wärme- und Mobilitätsnachfrage und als Rohstoff benötigen.

Auf Seiten der Industrie sind vor allem Branchen aus der Grundstoffindustrie von den steigenden Energiepreisen betroffen. Mittelfristig könnten durch die hohen Energiepreise in Europa Wettbewerbsnachteile ggü. anderen Regionen wie Asien oder den USA entstehen, in denen der Anstieg der Energiepreise geringer ausfällt. Die Analyse zeigt, dass sich bspw. die Wettbewerbsposition gasintensiver Grundstoffindustrien wie der Düngemittelindustrie in Deutschland gegenüber Asien und vor allem den USA verschlechtern könnte. Mittelfristig bedeutet dies eine große Gefahr für den Industriestandort Deutschland. Energieintensive Industrien haben einen Anreiz ihre Produktionsstandorte zu verlagern, sofern es nicht gelingt, der Entwicklung mit entsprechenden politischen Weichenstellungen entgegenzuwirken.

Auf Seiten der Haushalte zeigt die Analyse, dass insbesondere einkommensschwache Haushalte stark durch den Energiepreisanstieg betroffen sind. Dies ist bspw. auf den steigenden Anteil der Energiekosten am verfügbaren Einkommen oder geringe Anpassungsmöglichkeiten durch Investitionen in effiziente Heizungstechnologien, PV-Anlagen oder Gebäudesanierung zurückzuführen. Insgesamt nimmt dadurch die Bedeutung der Sozialverträglichkeit energiepolitischer Entscheidungen in Ergänzung des energiepolitischen Zieldreiecks bestehend aus Umweltverträglichkeit, Wirtschaftlichkeit und Versorgungssicherheit weiter zu.

1 Einleitung

Der Krieg in der Ukraine und die daraus resultierenden geopolitischen Verwerfungen verändern die Rahmenbedingungen der Energieversorgung Deutschlands und Europas grundlegend. Deutschland ist in sehr hohem Maße von russischen Energieimporten von Erdgas, Öl und Steinkohle abhängig. Entfallen die Importe durch ein europäisches Embargo oder einen Lieferstopp durch Russland, sind Versorgungsengpässe zu erwarten und eine stabile Energie- und Grundstoffversorgung wären in ernster Gefahr. Zudem erhöhen sich die bereits seit Ende 2021 stark gestiegenen Energiepreise durch den russischen Angriffskrieg und die politischen Reaktionen darauf noch weiter. Dies könnte nicht nur kurzfristig, sondern auch mittel- und langfristig zu hohen Belastungen für Haushalte und Industrie in Deutschland und Europa führen.

Das vorliegende Gutachten *„Szenarien für die Preisentwicklung von Energieträgern“* des Energiewirtschaftlichen Instituts der Universität zu Köln (EWI) ist Teil des Gesamtvorhabens der nationalen Akademie der Wissenschaften Leopoldina, der acatech sowie der Union der deutschen Akademien der Wissenschaften, in welchem die mittelfristige Energiepreisentwicklung und die Entwicklung der Versorgungssicherheit untersucht wird. Gemeinsam mit dem Gutachten *„Europäische Gasversorgungssicherheit aus technischer und wirtschaftlicher Perspektive vor dem Hintergrund unterbrochener Versorgung aus Russland“* des Fraunhofer IEG, Fraunhofer SCAI und der TU Berlin bildet es die Grundlage für das Impulspapier *„Welche Auswirkungen hat der Ukrainekrieg auf die Energiepreise und Versorgungssicherheit in Europa?“*.

Im Rahmen des Gutachtens untersucht das EWI die möglichen Entwicklungen von Preisen für die Energieträger Erdgas, Öl, Steinkohle und Strom für die Jahre 2026 und 2030. Der kombinierte Anteil der Energieträger Erdgas, Öl und Steinkohle am deutschen Primärenergieverbrauch betrug im Jahr 2021 etwa 68 %, was die hohe Bedeutung der Preisentwicklungen für die deutsche Volkswirtschaft betont. Während die möglichen kurzfristigen Preisentwicklungen bereits umfassend analysiert wurden, besteht große Unsicherheit hinsichtlich der mittelfristigen Marktentwicklung. Folglich ist das Ziel dieses Gutachtens die Berechnung der mittelfristigen Preisentwicklung von Energieträgern unter Berücksichtigung von Unsicherheiten.

Für die Berücksichtigung von Unsicherheiten werden drei zentrale Größen identifiziert, welche die Preisentwicklung der Energieträger maßgeblich beeinflussen.

Gas- und Stromnachfrage: Die treibenden Größen für die Entwicklung sind das Ambitionsniveau der Treibhausgasreduktion und damit einhergehend der Grad der Elektrifizierung von Endverbrauchssektoren. Darüber hinaus spielen auch Effizienzgewinne, beispielsweise durch energetische Gebäudesanierung, eine Rolle. Bei der Ausprägung moderate Elektrifizierung (mEL) wird von einer leicht steigenden nationalen Stromnachfrage und einer etwa konstanten europäischen Erdgasnachfrage ausgegangen. Im Falle einer hohen Elektrifizierung (hEL) wird ein stark steigender nationaler Strombedarf sowie eine sinkende europäische Gasnachfrage unterstellt.

Verfügbarkeit russischer Energieträger: Auf der Angebotsseite besteht eine wesentliche Unsicherheit in der Höhe der Energieimporte aus Russland. Hinsichtlich des Angebots von Erdgas, Kohle und Öl wird in einer Ausprägung unterstellt, dass Europa seinen Energiebedarf ohne russische Energieträger (oRU) deckt. Die alternative Ausprägung geht von einer niedrigen Verfügbarkeit von russischen Energieträgern (nRU) aus. In diesem Fall wird etwa von einer Halbierung der russischen Importe gegenüber 2021 ausgegangen.

Ausbau erneuerbarer Energien: Die dritte zentrale Unsicherheit bildet der Ausbaupfad von erneuerbaren Energien in der deutschen Stromerzeugung. Während in einer Ausprägung die Annahme eines hohen Ausbaus von erneuerbaren Energien (hEE) getroffen wird, unterstellt die andere Ausprägung einen moderaten Ausbau (mEE). Der höhere Ausbaupfad für Photovoltaik und Windkraft basiert auf den aktuellen Zielen der Bundesregierung, welche im Gesetzesentwurf für das EEG2023 festgehalten sind.

Aus den Kombinationen der Unsicherheiten ergeben sich Szenarien, für die in der Folge die Preisentwicklung von Energieträgern sowie weitere Implikationen für den Energiesektor untersucht werden. Dies betrifft bspw. die zukünftige Entwicklung von Gasimportstrukturen oder die Erreichung des sektoralen Klimaziels im Jahr 2030.

Auf Basis der resultierenden Preise werden abschließend mögliche Auswirkungen der Mehrkosten für Energieträger auf private Haushalte und die energieintensive Industrie diskutiert. Ziel ist es, eine wissenschaftlich fundierte Grundlage für den öffentlichen Diskurs zu schaffen und mögliche Konsequenzen politischer Handlungsalternativen einzuordnen.

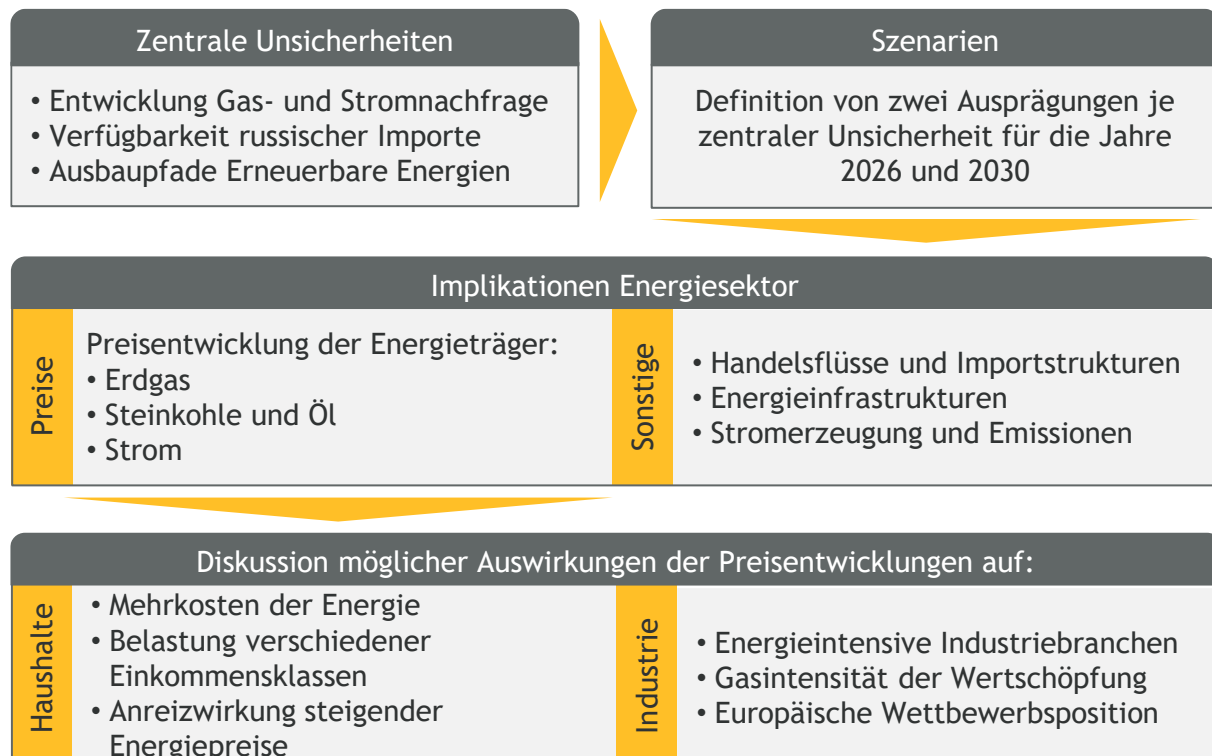


Abbildung 5: Struktur der Analyse

Quelle: eigene Darstellung

2 Vorstellung der Szenarien und zentralen Annahmen

Im folgenden Kapitel werden die zentralen Unsicherheiten sowie deren Ausprägungen und zugrundeliegenden Annahmen erläutert. Anschließend wird die Vorgehensweise zur Generierung der Szenarien sowie weitere relevante Annahmen beschrieben.

Die Abbildung 6 fasst das methodische Vorgehen für die Untersuchung der Preisentwicklungen von Erdgas, Steinkohle und Öl zusammen. Zunächst werden auf Basis der drei zentralen Unsicherheiten (Entwicklung Strom- und Gasnachfrage, Verfügbarkeit russischer Rohstoffe und Ausbau erneuerbarer Energien) Szenarien definiert. Diese sollen eine mögliche Bandbreite von Entwicklungen bis zum Jahr 2030 abbilden. Anschließend findet auf Basis der Szenarien die Berechnung der möglichen Preisentwicklungen statt.

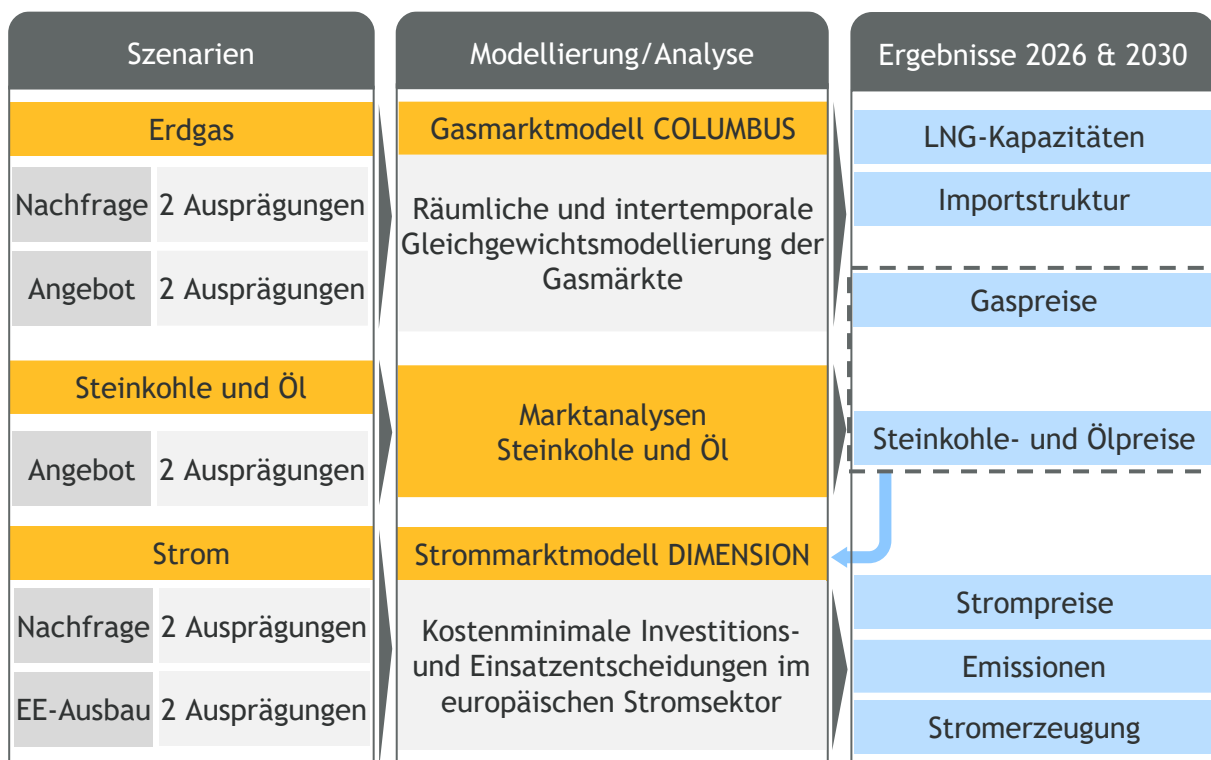


Abbildung 6: Methodisches Vorgehen

Quelle: eigene Darstellung

Die Berechnung der Gaspreisentwicklung erfolgt auf Basis des EWI-Gasmarktmodells COLUMBUS. Dieses simuliert den globalen Gasmarkt unter Berücksichtigung der Gasinfrastruktur, der Gasnachfrage und des Gasangebotes (s. Anhang 1). Kernergebnisse der Gasmarktmodellierung sind die Entwicklung von Kapazitäten für Liquefied Natural Gas (LNG), der Importstruktur sowie von jährlichen Gaspreisen. Die Gaspreise gehen in die Modellierung des Strommarktes ein.

Die Preisentwicklungen für die Energieträger Öl und Steinkohle werden mittels einer ökonomischen Analyse der globalen Öl- und Kohlemärkte ermittelt und gehen ebenfalls als Inputgröße in die Strommarktmodellierung ein. Für die Berechnung der Strompreisentwicklung wird das EWI-Strommarktmodell DIMENSION genutzt (s. Anhang 1). Zentrale Ergebnisse der

Strommarktmodellierung umfassen jährliche Strompreise, jährliche Emissionsmengen sowie den Stromerzeugungsmix.

Die im Bericht gezeigten möglichen Preisentwicklungen für Erdgas, Öl, Steinkohle und Strom sind reale Preise ausgehend vom Basisjahr 2018.

2.1 Struktur der Szenarien

Im Rahmen des Gutachtens werden drei zentrale Unsicherheiten mit jeweils zwei Ausprägungen definiert, welche mögliche Entwicklungsstränge bis zum Jahr 2030 abbilden sollen. Im folgenden Abschnitt werden diese zentralen Unsicherheiten sowie deren Ausprägungen erläutert.

Strom- und Gasnachfrage

Die treibenden Größen für die Entwicklung der Strom- und Gasnachfrage sind das Ambitionsniveau der Treibhausgasreduktion und damit einhergehend der Grad der Elektrifizierung von Endverbrauchssektoren. Darüber hinaus spielen auch Effizienzgewinne, beispielsweise durch Maßnahmen wie energetische Gebäudesanierung, eine Rolle. Bei der Ausprägung moderate Elektrifizierung (mEL) wird von einer leicht steigenden Nettostromnachfrage¹ und einer etwa konstanten europäischen Erdgasnachfrage² ausgegangen. Sowohl die Strom- als auch die Erdgasnachfrage wird entsprechend des TYNDP 2022 Szenarios National Trends gewählt. Für die Annahme einer hohen Elektrifizierung (hEL) wird ein stark steigender nationaler Nettostrombedarf sowie eine sinkende europäische Gasnachfrage entsprechend des TYNDP 2022 Szenarios Distributed Energy unterstellt. Hinsichtlich dieses Szenarios ist anzumerken, dass die dort angenommene starke Reduktion der Gasnachfrage mit einer höheren Nutzung von Biomethan einhergeht. Im Rahmen des Maßnahmenpaketes „RePowerEU“ hat die Europäische Kommission das Ziel ausgegeben die Erzeugung von Biomethan von aktuell etwa 33 TWh auf ca. 388 TWh bis zum Jahr 2030 zu erhöhen. Die im TYNDP 2022 Szenario Distributed Energy angenommene Erzeugungsmenge von Biomethan liegt mit 416 TWh über der bereits ambitionierten Zielvorgabe der Europäischen Kommission. Die Stromnachfrage in der Ausprägung hEL liegt unter Berücksichtigung der Bruttonpositionen im Bereich der aktualisierten Annahme zur Stromnachfrageentwicklung der Bundesregierung in Höhe von 750 TWh im Jahr 2030.

Aufgrund der Tatsache, dass für Strom ein nationaler Preis und Erdgas ein europäischer Preis berechnet wird, werden auch die zugrundeliegenden Annahmen zur Strom- und Gasnachfrage auf die nationale bzw. europäische Ebene bezogen. Da die Gasnachfrage im Energiesektor ein Ergebnis der Strommarktmodellierung ist, wird für die Ausprägung mit sinkender Gasnachfrage eine obere Grenze für die Verstromung von Gas in Europa definiert, die sich an der Höhe der europäischen Gasverstromung der Jahre 2018 bis 2021 orientiert.

Im Gasmarktmodell COLUMBUS spielt die globale Gasnachfrage außerhalb Europas eine wichtige Rolle, da LNG global gehandelt wird. So treibt beispielsweise eine hohe Nachfrage in Asien auch die Preise in Europa. Die Nachfrageannahmen für die Regionen außerhalb der EU basieren auf Szenarien des World Energy Outlooks 2021. Für die Ausprägung hEL mit einer etwa sinkenden

¹ Bei der Annahme zur Stromnachfrage wird die Nettoposition gewählt, da die Bruttostromnachfrage zusätzlich Leitungsverluste, den Eigenverbrauch von Kraftwerken sowie Speicherverluste enthält und somit ein Ergebnis der Strommarktmodellierung darstellt.

² Im Folgenden werden die Begriffe Erdgasnachfrage und Gasnachfrage als Synonym verwendet.

europäischen Gasnachfrage wird die Gasnachfrage analog zu dem WEO 2021 *Announced Pledges* Szenario angenommen, für die Ausprägung mEL analog zum WEO 2021 *Stated Policies Szenario*³.

Die Gasnachfrage bildet als Referenznachfrage eine exogene Vorgabe für das Gasmarktmodell. Ausgehend von der Referenznachfrage ergibt sich im Modell aufgrund von preiselastischen Nachfragefunktionen eine tatsächliche Gasnachfrage. Es wird bewusst eine geringe Elastizität der Nachfrage unterstellt. Der hier gewählte Ansatz einer weitgehend unelastischen Nachfrage soll die Preisniveaus kennzeichnen, die sich ergeben würden, wenn es nicht zu einer zusätzlichen Reduzierung der Nachfrage käme⁴.

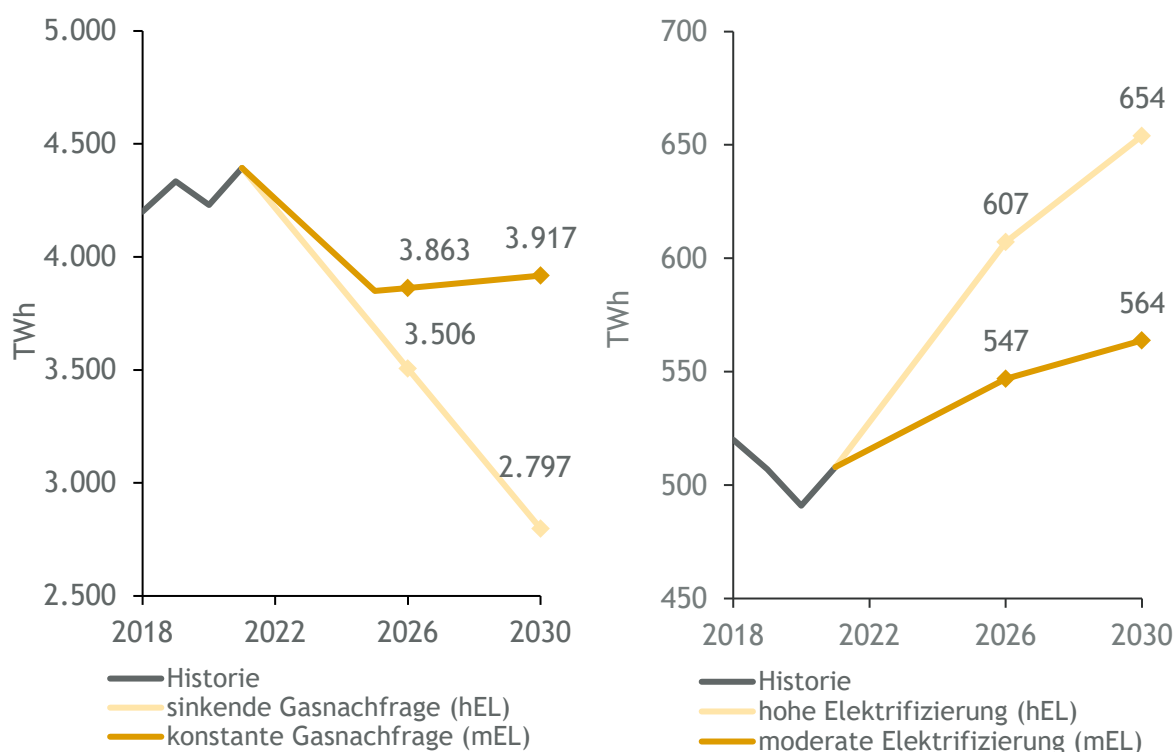


Abbildung 7: Szenarien für die Entwicklung der Erdgasnachfrage in der EU27 (links) sowie der der Nettostromnachfrage in Deutschland (rechts).

Quelle: historische Werte basierend auf EUROSTAT, 2022; Entwicklung basierend auf TYNDP 2022

Angebot von Erdgas, Kohle und Öl

Hinsichtlich des Angebots von Erdgas, Kohle und Öl wird in einer Ausprägung unterstellt, dass eine Gruppe von Ländern bestehend aus der EU27+UK, den USA, Kanada, Südkorea, Japan, Taiwan, Australien und Neuseeland seinen Energiebedarf ohne russische Energieträger (oRU) deckt. Die alternative Ausprägung beinhaltet die Annahme einer niedrigen Verfügbarkeit von russischen Rohstoffen (nRU). Dabei wird der Import von russischem Gas in die EU27+UK auf maximal 75 Mrd. m³ begrenzt. Dies entspricht ungefähr einer Halbierung der russischen Importe gegenüber 2021 (2021: 157 Mrd. m³ aus IEA, 2022a). Der Handel von russischen Gasmengen über den Spotmarkt ist per Annahme nicht erlaubt, da bereits mehr als 50 % der russischen Gasmengen

³ Im *Stated Policies* Szenario werden die von den Regierungen weltweit eingegangenen Klimaschutzverpflichtungen sektorspezifisch nur teilweise erreicht. Das *Announced Pledges* Szenario weist ein höheres Ambitionsniveau auf und erreicht die Klimaziele vollständig. Beide Szenarien berücksichtigen eine Reduktion der THG-Emissionen um 55 % bis 2030, verfehlen allerdings die Ziele des Pariser Klimaschutzabkommens bis 2050.

⁴ In dieser Studie wird ein Umrechnungsfaktor von 11 TWh/Mrd. m³Erdgas verwendet.

über Langfristverträge (LTCs) bezogen werden. Die vertraglichen Mengen bestehender LTCs werden für das Szenario mit niedriger Verfügbarkeit russischer Energieträger (nRU) verringert, sodass die Gasimporte aus Russland in die EU nicht größer sind als 50 % der historischen Importe im Jahr 2021. Zwischen den Jahren 2026 und 2030 läuft ein Teil der bestehenden LTCs aus, sodass die Gasexporte von Russland nach Europa weiter reduziert werden. Der Gasbezug aus Russland ist grundsätzlich über alle vier Pipelinekorridore (Nord Stream, Polen, Ukraine und Türkei) unter voller Pipelinekapazität möglich. Die Limitierung führt dazu, dass Russland seine Exporte vornehmlich über Pipelines realisiert, da dies den ökonomisch vorteilhaften Transport gegenüber LNG darstellt.

Ausbaupfad Erneuerbare Energien

Eine weitere zentrale Unsicherheit bildet der Ausbaupfad von erneuerbaren Energien in Deutschland. Während in einer Ausprägung die Annahme eines hohen Ausbaus von erneuerbaren Energien (hEE) getroffen wird, unterstellt die andere Ausprägung einen moderaten Ausbau (mEE) für die Zieljahre 2026 und 2030. Der höhere Ausbaupfad für Photovoltaik und Windkraft basiert auf den aktuellen Zielen der Bundesregierung, welche im Gesetzesentwurf für das EEG2023 festgehalten sind. Der moderate Pfad orientiert sich an den Ergebnissen des TYNDP2022 Szenarios Distributed Energy für die Technologien Photovoltaik und Wind Onshore bzw. an der Novelle des WindSeeG2020 für Wind Offshore Kapazitäten. Die quantitative Ausgestaltung der Ausprägungen ist in Abbildung 8 dargestellt. Vor dem Hintergrund, dass der Ausbau von erneuerbaren Energien in der jüngeren Vergangenheit hinter den Erwartungen geblieben ist, sollte berücksichtigt werden, dass für die Realisierung der Kapazitäten insbesondere in der Ausprägung hEE eine sehr deutliche Steigerung der Zubauraten erforderlich ist. Die maximalen historischen Zubauraten von Photovoltaikanlagen liegen bei ca. 8 GW p.a. bzw. bei etwa 5 GW p.a. für Windkraftanlagen an Land. Für die Zielerreichung müssten diese im Fall eines hohen EE-Ausbaus auf 20 GW p.a. für Photovoltaikanlagen und über 15 GW p.a. für Windkraftanlagen steigen.

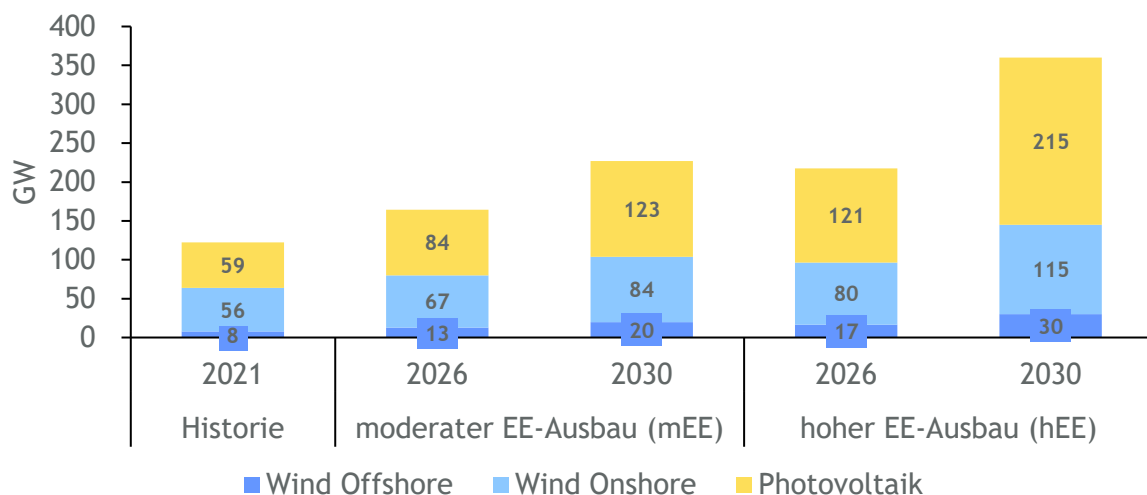
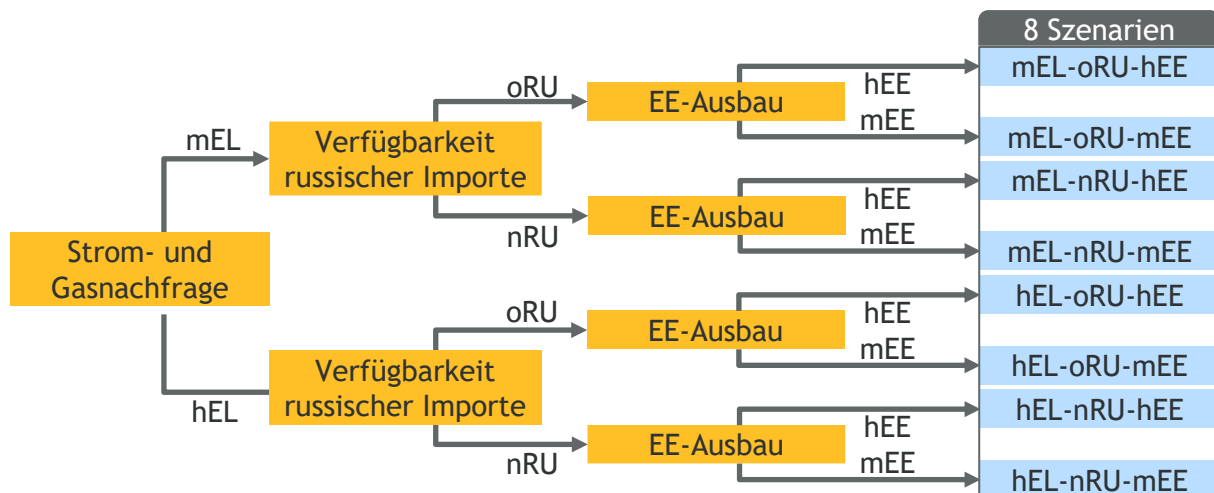


Abbildung 8: Installierte Leistung erneuerbarer Energien je Szenario

2.2 Szenarienbaum

Die Struktur des Szenarienbaums orientiert sich an den definierten zentralen Unsicherheiten. Durch jeweils zwei Ausprägungen je Unsicherheit wird der Szenarienraum sequenziell aufgespannt. Abbildung 9 zeigt die untersuchten Unsicherheiten und die jeweils betrachteten Ausprägungen in Form eines Szenarienbaums. Die resultierende Kombination der Ausprägungen ergibt in Summe acht voneinander unabhängige Szenarien.



Zentrale Unsicherheit	Ausprägung	Beschreibung
Strom- und Gasnachfrage	mEL	Moderate Elektrifizierung, konstante Gasnachfrage
	hEL	Hohe Elektrifizierung, sinkende Gasnachfrage
Verfügbarkeit russischer Importe	oRU	Ohne Verfügbarkeit russischer Importe
	nRU	Niedrige Verfügbarkeit russischer Importe
EE-Ausbau	hEE	Hoher Ausbaupfad erneuerbarer Energien
	mEE	Moderater Ausbaupfad erneuerbarer Energien

Abbildung 9: Szenarienbaum auf Basis zentraler Unsicherheiten

Quelle: eigene Darstellung

2.3 Weitere Annahmen

Im folgenden Abschnitt werden weitere Annahmen, welche im Rahmen der Modellierung von Strom- und Gaspreisszenarien getroffen werden, erläutert.

Infrastrukturannahmen Gasmarktmodellierung

In Tabelle 1 werden die angenommenen Projektrealisierungen der Regasifizierungsinfrastruktur für Europa dargestellt. Es ist zu beachten, dass die Standorte der schwimmenden Speicher- und Regasifizierungseinheiten (Floating Storage and Regasification Units - FSRU) in Deutschland nicht endgültig sind und sich ändern können. Die folgende Tabelle zeigt die möglichen Standorte gemäß den aktuell verfügbaren Angaben.

Tabelle 1: Auszug der angenommenen Projektrealisierungen der Gasinfrastruktur für Europa

Historische Werte basierend auf RWE, 2022; Uniper, 2022; Rystad Energy, 2022; GIE, 2022 & GEM, 2022, GIIGNL, 2022

Ort	Land	Typ	Betriebsstart	Kapazität (Mrd. m ³ /a)
Wilhelmshaven	DE	FSRU	2023	15
Brunsbüttel	DE	FSRU	2023	10
Eemshaven	NL	FSRU	2022	8
Alexandroupolis	GR	FSRU	2023	5,5
Vasiliko	CY	FSRU	2023	2,4
Zeebrügge	BE	Regas.-Terminal	2026	5,7
Rotterdam	NL	Regas.-Terminal	2024	1,5
Isle of Grain	UK	Regas.-Terminal	2023	5
<i>Swinoujscie</i>	PL	Regas.-Terminal	2022	2,1
Hamina	FI	Regas.-Terminal	2022	0,4

Neben der bestehenden Infrastruktur werden dem Modell auch derzeit in Planung oder im Bau befindliche Infrastrukturprojekte als exogen vorgegeben. Diese umfassen Projekte, für die nach heutigem Kenntnisstand eine finale Investitionsentscheidung vorliegt und die voraussichtlich bis spätestens 2030 fertiggestellt sein werden. Diese Annahme gilt sowohl für Pipelines als auch Verflüssigungs- und Regasifizierungsterminals für LNG (GIIGNL, 2022; Rystad Energy, 2022; GIE, 2022; GEM, 2022). Die deutsche Bundesregierung hat im Mai 2022 über die Unternehmen RWE und Uniper vier FSRUs mit in Summe 25 Mrd. m³/a Kapazität gechartert (RWE, 2022 & Uniper, 2022). Im Modell wird angenommen, dass diese Kapazität vollständig eingesetzt wird. Typische Abschreibungsdauer für Investitionen in Regasifizierungsanlagen liegen zwischen 20 und 30 Jahren. Aufgrund der unsicheren Situation im Gasmarkt sowie der aus heutiger Perspektive bestehenden Unklarheit über den langfristigen Bedarf an neuen Regasifizierungsanlagen in Europa besteht für einen Investor ein erhöhtes Risiko. Für die Infrastrukturinvestitionen in Verflüssigungs- sowie Regasifizierungsanlagen wird deshalb in Abstimmung mit dem Auftraggeber eine verkürzte Abschreibungsdauer von 15 Jahren angenommen. Bei Pipelineinfrastruktur wird für folgende europäische Interkonnektorprojekte eine Realisierung mit Betriebsstart im Jahr 2022 angenommen: „Baltic-Pipe“ zwischen Dänemark und Polen, „GIPL“ zwischen Litauen und Polen sowie der „IGB“ zwischen Bulgarien und Griechenland (European Commission, 2022). Es wird die Annahme getroffen, dass sich die Türkei nicht in eine zunehmende Abhängigkeit von Russland begeben wird und russisch-türkische Liefermengen die historischen Mengen nicht übersteigen. Dabei steht der Türkei „Blue Stream“ mit voller Kapazität von 16 Mrd. m³ und „TurkStream“ zu ungefähr 50 % der 32 Mrd. m³ Gesamtkapazität zur Verfügung, da die Restkapazität der „TurkStream“ historisch für den europäischen Markt bestimmt ist.

Ausbau von Produktionskapazitäten und Regasifizierungsanlagen für Gas

Die Produktionskapazitäten und die damit verbundenen spezifischen Produktionskosten in den jeweiligen Exportländern ergeben eine Angebotskurve für Gas, welche exogen vorgegeben ist und auf Daten von Rystad Energy (2022) basiert.

Die weltweiten Produktionskapazitäten für Gas liegen aktuell bei mehr als 4.000 Mrd. m³. Es wird bis 2030 von einer leichten Steigerung der Produktion auf 4.500 Mrd. m³ ausgegangen (Rystad Energy, 2022). Bereits heute entfallen mehr als die Hälfte dieser Kapazitäten auf fünf Produktionsländer: USA, Russland, Kanada, Katar und Australien.

Allein die USA verfügen über ein Viertel der weltweiten Produktionskapazitäten und werden diese bis 2030 weiter ausbauen. Durch den „Shale-Gas-Boom“ sind in den letzten Jahren in den USA viele neue Produktionskapazitäten hinzugekommen, vor allem im Haynesville Reservoir in Texas und Louisiana und im Marcellus Reservoir in Pennsylvania. Ebenfalls massiv wird die Gasproduktion in Russland ausgebaut, mit einem deutlichen Zuwachs bis 2030. Die russische Produktion entspricht ungefähr einem Fünftel der Weltproduktion. Die Projekte konzentrieren sich auf Gebiete rund um die Yamal-Halbinsel, Sibirien und den Fernen Osten. Katar wird bis zur Mitte des Jahrzehnts keine signifikante Steigerung der Produktionskapazitäten vornehmen können, da die Projekte zum Ausbau bislang nicht weit genug fortgeschritten sind. Frühestens ab 2026 könnte Katar durch die Erschließung des „North Field“ Gasfeldes erhebliche Kapazitätszugewinne verzeichnen. Diese würde 2030 eine zusätzliche Produktion von knapp 60 Mrd. m³ ermöglichen und würde damit zu einem der größten Explorationsprojekte weltweit gehören. Kanada könnte seine Produktionskapazitäten bis 2030 ebenfalls um ein Viertel steigern, hält allerdings nur einen geringen Anteil an den weltweiten Produktionskapazitäten. Australien mit ungefähr gleichem Anteil an der Weltproduktion wie Kanada wird seine Produktionskapazitäten in den nächsten Jahren geringfügig steigern können und gehört langfristig zu den Ländern, die eine fallende Produktion zu erwarten haben. In den letzten Jahren sind zwei große Projekte „Gorgon Field“ und „Jansz-Lo Field“ in Produktion gegangen. Für die nächsten Jahre sind keine wesentlichen Projekte in der Größenordnung zu erwarten (Rystad Energy, 2022).

Europa steht dem weltweiten Wachstumstrend entgegen, da erwartet wird, dass die Produktionskapazitäten für Erdgas deutlich sinken. Große europäische Gasproduzenten wie Großbritannien und die Niederlande verzeichnen bereits seit Jahren einen Rückgang der Gasproduktion. Norwegen als der größte europäische Gasproduzent kann seine Produktion in den nächsten Jahren nochmals steigern. Ein Grund dafür ist die Erschließung neuer Produktionskapazitäten im Gasfeld „Troll West“, eines der größten neu erschlossenen Projekte in Europa. Es wird jedoch erwartet, dass die norwegischen Produktionskapazitäten ab Ende des Jahrzehnts zurückgehen werden (Rystad Energy, 2022).

Um die Geschwindigkeit des Zubaus von globalen Verflüssigungskapazitäten realitätsnah abzubilden, wird die Höhe der Investitionen in ausgewählten Schlüsselländern in der Modellierung beschränkt. Die Höhe der Beschränkung basiert auf der Einschätzung der Gutachter wie schnell die entsprechenden Kapazitäten in diesen Ländern ausgebaut werden können. In den USA werden bis 2026 nach heutigem Kenntnisstand bereits beschlossene Projekte 38 Mrd. m³/a an Verflüssigungskapazitäten zugebaut. Darüber hinaus kann das Modell im Zeitraum von 2022 bis 2030 endogene Investitionsentscheidungen in Verflüssigungskapazität von maximal 90 Mrd. m³/a

treffen. Dies entspricht circa einem Drittel der sich derzeit in Planung oder im Bau befindlichen Verflüssigungskapazität in den USA. In Kanada werden nach heutigem Kenntnisstand bis 2026 19 Mrd. m³/a Verflüssigungskapazität entstehen. Das Modell kann endogen maximal 50 Mrd. m³/a zusätzliche Verflüssigungskapazität zwischen 2022 und 2030 zubauen.

Der Ausbau an Pipelineinfrastruktur ist über die oben aufgeführten Projekte hinaus durch Modellentscheidungen nicht möglich. Diese Annahme basiert auf der Einschätzung der Gutachter, dass sich bis 2030 voraussichtlich keine weiteren, heute noch nicht in Planung befindlichen, Projekte umsetzen lassen.

CO₂-Bepreisung

Für die Simulation des Strommarktes im Rahmen von DIMENSION ist die Annahme eines CO₂-Preises notwendig. Aufgrund der komplexen Interdependenzen zwischen den acht verschiedenen Strommarktszenarien mit dem EU-ETS, gestaltet sich das Abschätzen der Effekte der Szenarioausprägungen auf den EU-ETS schwierig. Da die Abbildung des EU-ETS nicht im Fokus dieses Gutachtens steht und das Quantifizieren der einzelnen Effekte ohne umfangreiche Modellierung nicht möglich ist, wird vereinfachend von einem szenarioübergreifenden Preispfad für CO₂-Zertifikate ausgegangen. Anzumerken ist dennoch, dass sich in der Praxis abweichende CO₂-Preise in den Szenarien einstellen würden. Die im Rahmen dieses Gutachtens getroffene Annahme zur Entwicklung von CO₂-Preisen wurde auf Basis von Ergebnissen des EWI-Fundamentalmodells zum EU-ETS sowie unter Berücksichtigung der aktuellen Preisentwicklungen bestimmt und ist in Tabelle 2 dargestellt.

Tabelle 2: Annahmen zu CO₂-Zertifikatspreisen

Quelle: eigene Berechnungen basierend auf Ember, 2022

[EUR/tCO ₂]	2021	2022 ⁵	2026	2030
CO ₂ -Zertifikatspreis	54	83	96	118

Gesicherte Leistung

Vor dem Hintergrund des Kernenergie- und Kohleausstiegs sowie des antizipierten Anstiegs der Stromnachfrage kommt dem Thema der Versorgungssicherheit eine besondere Bedeutung zu. Im Rahmen der Strommarktmodellierung werden Kraftwerkseinsatz und -investitionsentscheidungen unter der Bedingung getroffen, dass die Summe aus gesicherter Kraftwerksleistung inklusive des Beitrags von Speichern, Demand Side Management, Importen und Windkraftanlagen mindestens der gleichzeitigen Nachfragespitze der Endverbrauchssektoren (Spitzenlast) entsprechen muss. Dies kann zur Folge haben, dass Kapazitäten errichtet werden, die aus marktlicher Sicht nicht profitabel zu betreiben sind und somit auf sonstige Finanzierungsmechanismen, bspw. eine Kapazitätzahlung, angewiesen sind. Vor diesem Hintergrund müssen die Modellergebnisse zu Kapazitätserweiterungen als systemisch notwendige Kapazitäten interpretiert werden, die einen kostenminimalen Betrieb des Stromsystems ermöglichen. Dies impliziert jedoch nicht, dass sich im Rahmen des heute bestehenden Marktdesigns ein solches Ergebnis einstellen wird. Die Bedingung zur Deckung der Spitzenlast stellt die Gewährleistung der Versorgungssicherheit für

⁵ Der in der Tabelle gezeigte CO₂-Preis bezieht sich auf den Zeitraum von Anfang Januar bis Ende Juni 2022

die Modellierung sicher. Im Folgenden wird die Abbildung von technologiespezifischen Annahmen im Kontext der Bereitstellung gesicherter Leistung erläutert.

Die aktuelle Gesetzeslage sieht einen Ausstieg aus der Kernenergie bis zum Ende des Jahres 2022 vor. Trotz aktueller gesellschaftlicher Diskussionen um eine Laufzeitverlängerung von Kernkraftwerken verfolgt die Bundesregierung eine Stilllegung der drei verbleibenden Kernkraftwerke gemäß der aktuellen Gesetzeslage. Weiterhin beziehen sich die Diskussionen um eine mögliche Laufzeitverlängerung vornehmlich auf die kurze Frist. Folglich wird für die Strommarktmodellierung die Nutzung von Kernenergie für die Jahre 2026 und 2030 ausgeschlossen.

Hinsichtlich der zeitlichen Entwicklung von Kohlekapazitäten sieht die aktuelle Gesetzeslage einen vollständigen Ausstieg aus der Kohleverstromung spätestens bis zum Jahr 2038 vor. Gleichzeitig hat die Bundesregierung im Rahmen des Koalitionsvertrags das Ziel eines Ausstiegs aus der Kohleverstromung "idealerweise" bis zum Jahr 2030 formuliert. Angesichts der unsicheren Versorgungslage mit Erdgas ist die mittelfristige Rolle der Kohleverstromung Gegenstand politischer Diskussionen. Für die Modellierung der Szenarien wird die Annahme getroffen, dass eine Teilmenge von Kohlekraftwerken, die laut dem Kohleausstiegsgesetz stillgelegt werden sollen, in eine Reserve zur Deckung von Spitzenlasten überführt wird. Es wird davon ausgegangen, dass 50 % der gesetzlich festgeschriebenen Kapazitätsstilllegungen für eine Dauer von maximal fünf Jahren eine Reservefunktion übernehmen. Neben der gesetzlich vorgegebenen Stilllegung von Kohlekapazitäten können je nach Marktsituation auch marktlich getriebene Stilllegungen erfolgen. Ein marktlicher Betrieb ist i.d.R. nicht länger möglich, sobald eine bestimmte Anzahl an Volllaststunden der Kraftwerke unterschritten wird. Ein Ergebnis des Strommarktmodells DIMENSION ist demnach die Menge an Kohlekapazitäten, welche marktlich getrieben stillgelegt werden. Analog zu der Annahme der gesetzlich festgelegten Kapazitätsstilllegungen wird zur zusätzlichen Gewährleistung der Versorgungssicherheit die Annahme getroffen, dass 50 % der marktgetriebenen Stilllegungen von Kohlekraftwerken eine Reservefunktion für eine Dauer von maximal fünf Jahren übernehmen können.

Eine zentrale Technologie zur Deckung des Bedarfs an gesicherter Leistung sind Gaskraftwerke. Vor dem Hintergrund des unsicheren Investitionsumfeldes durch die aktuelle (energie-)politische Lage und der Tatsache, dass die Zeitspanne zwischen Planung und Inbetriebnahme eines Kraftwerkes i.d.R. mehrere Jahre beträgt, ist es fraglich, ob ein signifikanter Zubau von Gaskraftwerken bis zum Jahr 2026 bzw. 2030 stattfinden wird. Im Monitoring der Bundesnetzagentur nach §35 EnWG wurden der Bundesnetzagentur im Jahr 2021 geplante oder in Bau befindliche Projekte mit einer gesamten Nettonennleistung von etwa 3,6 GW gemeldet, die eine abschließende unternehmensinterne genehmigte Investition haben (BNetzA und Bundeskartellamt, 2022). Die Frage, wie sich die Vorgaben des Koalitionsvertrages auf das zukünftige Stromsystem und die Versorgungssicherheit auswirken, wird aktuell von der Bundesnetzagentur untersucht. Insbesondere wird sich die Bundesnetzagentur zur steuerbaren Erzeugungsleistung und dem notwendigen Zubau äußern. Unter Berücksichtigung dieser Gegebenheiten wird für die Strommarktmodellierung eine obere Grenze für den Bruttozubau von Gaskraftwerkskapazitäten in Höhe von 7 GW bis 2026 und weiteren 9 GW bis 2030 definiert, was vor dem Hintergrund der aktuell geplanten bzw. im Bau befindlichen Kapazitäten in Höhe von 3,6 GW als optimistisch Annahme einzustufen ist. Für den Zubau von Gaskraftwerken wird

angenommen, dass diese ab dem Jahr 2030 mit Wasserstoff betrieben werden können. Bei Kraftwerken, die bis 2030 errichtet werden, ist eine Umrüstung auf einen wasserstofffähigen Betrieb in den Kostenannahmen berücksichtigt, sodass die tatsächliche Umrüstungsentscheidung ein Modellergebnis darstellt.

Für die Entwicklung der Spitzenlast wird angenommen, dass sich diese bei unterschiedlichen Stromnachfragen ebenfalls unterscheiden. So ergeben sich für die Szenarioausprägungen der Stromnachfrage (hEL bzw. mEL) unterschiedliche Spitzenlasten in den Jahren 2026 und 2030. Die im Rahmen des Gutachtens getroffene Annahme zur Spitzenlast ist in Tabelle 3 dargelegt. Die Ergebnisse zur anteiligen Deckung der Spitzenlast durch einzelne Technologien sowie zu den resultierenden installierten Leistungen sind in Anhang 2 zusammengefasst.

Tabelle 3: Annahme zur Spitzenlast je Szenario

[GW]	2026	2030
Spitzenlast hohe Elektrifizierung (hEL)	91	96
Spitzenlast moderate Elektrifizierung (mEL)	86	89

Elektrolysekapazität

Neben der Elektrifizierung von Endanwendungen soll ein vermehrter Einsatz von Wasserstoff zur zusätzlichen Reduktion von Treibhausgasen beitragen. Da der Betrieb von Elektrolyseuren eng mit dem Stromsektor zusammenhängt, bildet das Modell DIMENSION sowohl die Erzeugung von Wasserstoff durch Elektrolyseure als auch den Verbrauch von Wasserstoff in den Endverbrauchssektoren sowie im Stromsektor ab. Die Bundesregierung hat das Ziel von 10 GW Elektrolysekapazität im Jahr 2030 formuliert. Dieses Ziel findet im Rahmen der Modellierung als exogene Vorgabe Berücksichtigung.

3 Entwicklung der internationalen Gasmärkte

Die Entwicklung der globalen Marktstrukturen und Preise für Erdgas werden mit dem EWI-Gasmarktmodell COLUMBUS für vier verschiedene Szenarien untersucht. Dabei wird zwischen einer niedrigen Verfügbarkeit von russischem Erdgas (Szenarioausprägung nRU) und einer Szenarioausprägung ohne russisches Erdgas (oRU) unterschieden. Weiterhin wird in der Ausprägung mit moderater Elektrifizierung (mEL) von einer etwa konstanten europäischen Gasnachfrage ausgegangen. Im Falle einer hohen Elektrifizierung (hEL) wird eine sinkende europäische Gasnachfrage unterstellt (s. Kapitel 2.1).

Im folgenden Abschnitt 3.1. werden zunächst die Entwicklungen der europäischen und russischen Handelsstrukturen dargestellt. In Abschnitt 3.2. folgt die Analyse der Investitionen in Regasifizierungs- und Verflüssigungskapazitäten. Abschließend werden in Abschnitt 3.3 die Ergebnisse der Preisentwicklung in den unterschiedlichen Szenarien veranschaulicht.

3.1 Entwicklung europäischer und russischer Handelsstrukturen

Neben der Entwicklung der jährlichen Erdgaspreise bestimmt das EWI-Gasmarktmodell COLUMBUS Investitionen in die globale Gasinfrastruktur sowie globale Handelsflüsse in Form von Importen und Exporten via Pipeline und LNG (s. Anhang 1). Im Folgenden werden die modellierten Import- und Exportstrukturen, Investitionen in Regasifizierungs- und Verflüssigungskapazitäten sowie die Gaspreisentwicklung in Nordwesteuropa diskutiert.

Entwicklung der europäischen Gasimporte

In Abbildung 10 werden die Gasimporte in die 27 Staaten der Europäischen Union sowie in das Vereinigte Königreich (im Folgenden EU27+UK genannt) nach Herkunftsregionen dargestellt. Hierbei sind vor allem Russland, Norwegen, Nordafrika⁶, USA und Katar zu nennen, aus denen die Länder der EU27+UK mehr als 90 % der Gasimporte im Jahr 2021 bezogen haben. Aufgrund der bestehenden Pipelineinfrastruktur nach Europa und der Entwicklung von Produktionskapazitäten werden diese Regionen auch weiterhin eine dominante Rolle bei der Versorgung der EU27+UK einnehmen. Durch eine zukünftige Steigerung von LNG-Importen⁷ könnten die Herkunftsregionen gegenüber der historischen Importstruktur diversifiziert werden. Alle weiteren Staaten, die Gas nach Europa exportieren sind unter „Andere“ zusammengefasst.

Die historischen Importmengen für 2021 belaufen sich auf insgesamt 395 Mrd. m³ und setzen sich zu 40 % aus Russland, 30 % Norwegen, 13 % Nordafrika, 6 % Katar, 5 % Vereinigte Staaten und 7 % Andere zusammen (IEA, 2022a).

Die Ergebnisse der Modellierung zeigen für die Jahre 2026 und 2030 eine je nach Szenarioausprägung variierende Gasimportstruktur in die EU27+UK. In allen Szenarien verringern sich die russischen Gasimporte deutlich. Im Falle einer niedrigen Verfügbarkeit russischer Energieträger (nRU) sinken die russischen Gaslieferungen im Jahr 2026 annahmegemäß auf

⁶ Nordafrika bezieht sich in diesem Kontext auf die Staaten Algerien und Libyen, da diese über Pipelineverbindungen nach Europa verfügen und somit historisch eine wichtige Exportregion für Europa darstellen.

⁷ Ein Exkurs zum Klimabilanz der Gasinfrastruktur findet sich im Anhang 5

75 Mrd. m³. Bis 2030 fallen die russischen Gasexporte in die EU27+UK weiter auf 59 Mrd. m³, da ein Teil bestehender Langfristverträge (LTCs) zwischen Russland und den EU27+UK Staaten auslaufen und diese gemäß Szenariendefinition nicht erneuert werden. Die EU27+UK können die Reduktion russischer Gasimporte durch den in den Szenarien angenommenen Rückgang der Gasnachfrage und eine deutliche Steigerung von LNG-Importen kompensieren.

Norwegen ist mit 119 Mrd. m³ im Jahr 2021 (Rystad Energy, 2022) der zweitgrößte Gasexporteur in die EU27+UK und kann bis 2026 die Gasexporte in den Szenarien ohne russisches Gas auf bis zu 127 Mrd. m³ steigern. Der erwartete Rückgang der norwegischen Gasförderung lässt die Exporte in die EU27+UK bis 2030 auf bis zu 114 Mrd. m³ sinken (Rystad Energy, 2022).

Die Gasimporte aus Nordafrika, vornehmlich über Pipelines nach Italien und Spanien, sinken deutlich gegenüber dem historisch hohen Niveau von 52 Mrd. m³ im Jahr 2021 auf 31 bis 35 Mrd. m³ im Jahr 2026. Bis zum Jahr 2030 reduzieren sich die Gasmengen aus Algerien und Libyen weiter auf bis zu 30 Mrd. m³ (mEL-oRU) bzw. 27 Mrd. m³(mEL-nRU). Der Rückgang der Importmengen aus Nordafrika kann vor allem durch die rückläufige Produktion in Algerien und den steigenden inländischen Gasnachfragen in der Region erklärt werden. Algerien bedient ungefähr 80 % der Gasimporte aus Nordafrika in die EU27+UK.

Ein großer Teil der wegfallenden russischen Gasmengen kann in den Szenarien durch deutlich gestiegene LNG-Importe kompensiert werden. Dabei nehmen die Vereinigten Staaten eine Schlüsselposition ein, da durch einen starken Ausbau der Produktions- und Verflüssigungskapazitäten die Importe von LNG aus den Vereinigten Staaten stark gesteigert werden können.

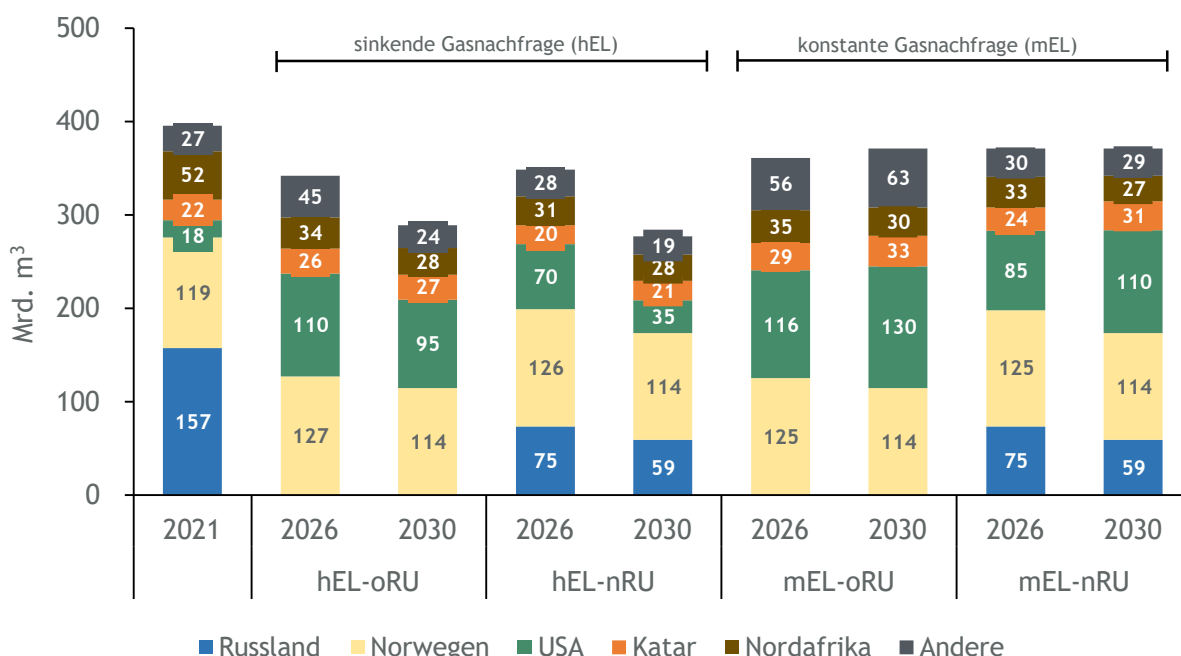


Abbildung 10: Entwicklung der Gasimportstruktur der EU27+UK

Quelle: historische Werte basierend auf IEA Monthly Gas Data Service, 2022

EU27+UK können die LNG-Importe aus den USA deutlich erhöhen. Die Importe steigen von 18 Mrd. m³ im Jahr 2021 auf 70 Mrd. m³ im Jahr 2026 im Szenario mit sinkender Gasnachfrage und mit geringen Importen russischer Energieträger (hEL-nRU) bzw. 110 Mrd. m³ im Szenario ohne russische Energieträger (hEL-oRU). In den Szenarien mit sinkender Gasnachfrage fallen die LNG-Importe aus den USA bis 2030 auf 35 Mrd. m³ (hEL-nRU) bzw. 95 Mrd. m³ (hEL-oRU) aufgrund des allgemeinen Rückgangs der Gasnachfrage in den EU27+UK Staaten. In den Szenarien mit konstanter Gasnachfrage steigen die LNG-Importe aus den USA auch nach 2026 weiter an. Im Szenario mit geringen Importen russischer Energieträger (mEL-oRU) könnte die USA 85 Mrd. m³ bis 2026 bzw. 110 Mrd. m³ bis 2030 exportieren. Im Szenario ohne russische Energieträger (mEL-oRU) steigert die USA die Exporte auf 116 Mrd. m³ bis 2026 bzw. 130 Mrd. m³ bis 2030. Dies lässt die USA in allen Szenarien bis 2026 zum größten LNG-Lieferanten für die EU27+UK werden. Ohne Verfügbarkeit russischer Rohstoffe steigt der Anteil der LNG-Importe aus den USA am Gesamtimportmix der EU27+UK von etwa 5 % im Jahr 2021 auf bis zu 35 % im Jahr 2030 und kompensiert die fehlenden russischen Mengen. Hier ist anzumerken, dass eine Abhängigkeit von Russland zum Teil durch eine wachsende Abhängigkeit von den USA abgelöst wird.

Der zweitgrößte LNG-Handelspartner der EU27+UK ist Katar, bereits im Jahr 2021 wurden 22 Mrd. m³ (Rystad Energy, 2022) vornehmlich über LTCs in die EU27+UK Staaten geliefert. Abhängig von der Entwicklung der Gasnachfrage und den zur Verfügung stehenden russischen Gasmengen variiert der zukünftige LNG-Import aus Katar im Jahr 2026 zwischen 20 Mrd. m³ im Szenario mit sinkender Gasnachfrage und niedriger Verfügbarkeit russischer Energieträger (hEL-nRU) und 29 Mrd. m³ im Szenario mit konstanter Gasnachfrage und ohne russische Energieträger (mEL-oRU). Im Jahr 2030 variieren die Importe aus Katar zwischen 21 Mrd. m³ (hEL-nRU) und 33 Mrd. m³ (mEL-oRU). Katar kann seine Gasförderung erst nach Erschließung des *North Field* Projekts ab 2026 deutlich steigern. Außerdem verfügt das Land über zahlreiche bilaterale LTCs mit vornehmlich asiatischen Ländern, sodass das Exportpotential von Katar in die EU27+UK in der kurzen und mittleren Frist beschränkt bleibt (Rystad Energy, 2022).

Weitere Gasimporte werden vor allem per Pipeline aus Aserbaidschan über die Türkei in Richtung Südosteuropa und Italien bezogen. Ebenfalls findet zusätzlich der Import von LNG aus Staaten wie z.B. Ägypten, Nigeria und Trinidad & Tobago statt, die ebenfalls unter Andere zusammengefasst sind.

Entwicklung der russischen Gasexporte

Die dargestellte Veränderung der Gasimportstruktur in Europa beeinflusst im Gegenzug auch die Exportstruktur Russlands. Im Jahr 2021 hat Russland insgesamt mehr als 240 Mrd. m³ exportiert, davon ungefähr 65 % in die EU27+UK Staaten (Rystad Energy, 2022). Aufgrund der zeitintensiven Planungs- bzw. Bauphase wird angenommen, dass bis 2030 keine neuen Pipelines gebaut werden. Da auch die Inbetriebnahme der in Planung befindlichen *Power of Siberia 2* Pipeline zwischen Russland und China voraussichtlich erst nach 2030 stattfindet, sind die russischen Gasexportrouten bis 2030 auf LNG fokussiert.

Abbildung 11 zeigt die Entwicklung der russischen Exportstruktur bis 2030. In allen Szenarien sinken die russischen Gasexporte bis 2030 gegenüber den historischen Werten aus dem Jahr 2021. In den Szenarien ohne Verfügbarkeit russischer Energieträger (oRU) beträgt der Rückgang bis zu 55 % im Jahr 2030. In den Szenarien mit niedriger Verfügbarkeit russischer Rohstoffe (nRU) gehen

die Exporte Russlands um bis zu 33 % zurück. Unabhängig von den Szenarien diversifiziert Russland seine Exportstruktur und steigert seine LNG Lieferungen nach Asien. Wenn der Export nach Europa nicht stattfindet (oRU), wird diese Entwicklung stärker erfolgen. Die Exporte nach Asien steigen im Szenario mit sinkender Gasnachfrage und geringen russischen Energieträgern (hEL-nRU) von 32 Mrd. m³ im Jahr 2021 auf 55 Mrd. m³ bis 2026 bzw. 61 Mrd. m³ bis 2030. Im Szenario ohne russische Energieträger (hEL-oRU) steigen die Exportmengen nach Asien auf 72 Mrd. m³ bis 2026 bzw. 78 Mrd. m³ bis 2030. In den Szenarien mit konstanter Gasnachfrage in den EU27+UK Staaten (mEL) wachsen die russischen Exporte nach Asien etwas weniger als in den Szenarien mit sinkender Gasnachfrage. Im Szenario ohne Verfügbarkeit russischer Energieträger für Europa exportiert Russland 48 Mrd. m³ bis 2026 bzw. 50 Mrd. m³ bis 2030. Bei abnehmender Gasnachfrage (hEL) in den EU27+UK Staaten kann Russland mehr Gas nach Asien exportieren als bei konstanter Gasnachfrage (mEL). Dies kann damit begründet werden, dass durch die gesteigerte Nachfrage in

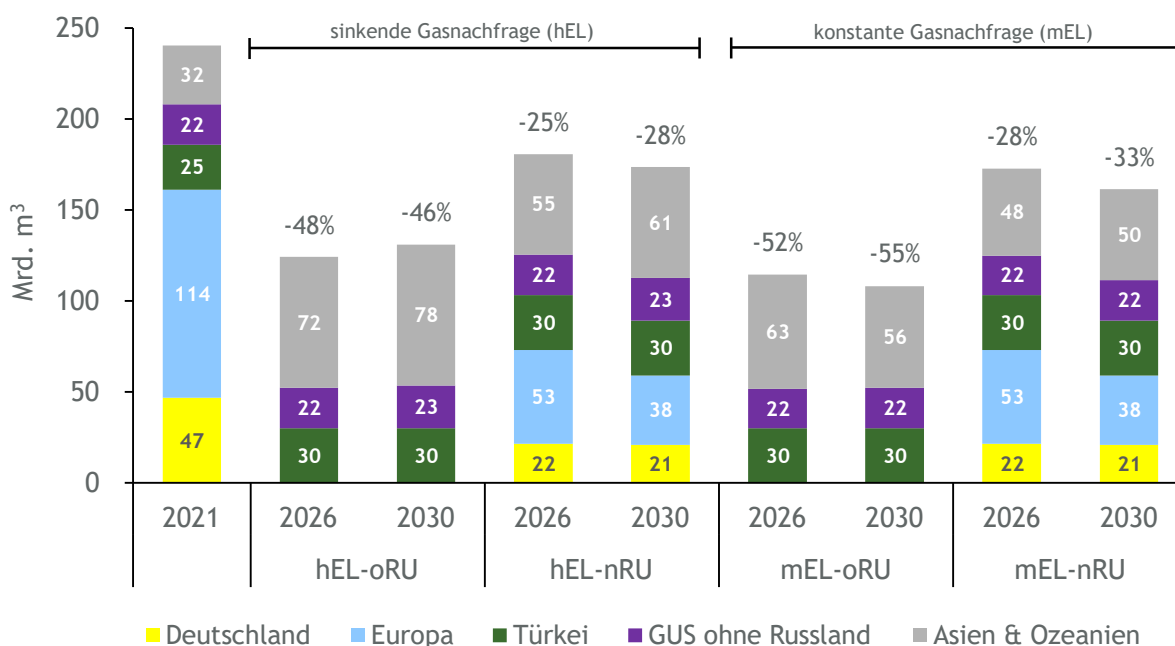


Abbildung 11: Entwicklung der russischen Exportstruktur

Quelle: historische Werte basierend auf Rystad Energy, 2022; Europa umfasst alle Länder abzgl. ehemaliger GUS-Staaten, Türkei und Deutschland, die nach geografischer Definition zu Europa zählen

Europa weitere Staaten wie Australien vermehrt in Verflüssigungskapazitäten investieren und somit eine vergrößerte Konkurrenz für Russland auf dem asiatischen Markt darstellen.

Größter Abnehmer russischer Gasexporte in Asien ist China, die bereits 2021 ungefähr 16 Mrd. m³ aus Russland importiert haben (Rystad Energy, 2022). Die russischen Exporte nach China können in den Szenarien mit fallender Gasnachfrage (hEL) bis 2030 auf bis zu 38 Mrd. m³ (oRU) gesteigert werden. Bleibt die Gasnachfrage in den EU27+UK Staaten konstant, können bis zu 51 Mrd. m³ nach China exportiert werden (oRU). Russland exportiert in den Szenarien mit konstanter Gasnachfrage (mEL) mehr nach China als in den Szenarien mit fallender Gasnachfrage (hEL), da der Gashandel zwischen den beiden Ländern nicht ausschließlich über LNG verläuft, sondern ebenso über Pipelines. Deshalb ist der Gashandel zwischen Russland und China weniger stark durch Konkurrenz auf dem LNG Markt betroffen als der Handel zwischen Russland und anderen ostasiatischen Ländern.

Die Exporte nach Indien erfolgen im hohen Maße, wenn Europa als Absatzmarkt nicht verfügbar ist (oRU). Im Jahr 2030 liegen die Exporte bei 15 Mrd. m³ in dem Szenario ohne russische Importe (mEL-oRU), während die Exporte im Falle niedriger Verfügbarkeit russischer Energieträger in Europa lediglich bei 5 Mrd. m³ liegen (hEL-nRU). Aufgrund der bestehenden Langzeitverträge, die asiatische Länder mit Katar und Australien unterhalten, kann Russland darüber hinaus seinen Absatz in die Region nicht sonderlich steigern.

Die Türkei verzichtet voraussichtlich nicht auf russische Gasmengen und führt den Import aus Russland unter der Annahme aktuell für die Türkei zur Verfügung stehender Pipelinekapazitäten fort (siehe Abschnitt 2.3). Dadurch ergeben sich in allen Szenarien gesteigerte russische Exporte in die Türkei. Diese sind in jedem Szenario mit 30 Mrd. m³ konstant, da die Exportmengen die angenommenen Pipelinekapazitäten vollständig ausnutzen.

3.2 Investitionen in Verflüssigungs- und Regasifizierungskapazitäten

Abbildung 12 zeigt die Investitionen in Regasifizierungskapazitäten innerhalb der EU27+UK⁸. Dabei wird für jedes Szenario der Zubau länderspezifisch für die Zeiträume 2022 bis 2026 und 2027 bis 2030 abgebildet. Zudem unterscheiden die Grafiken zwischen exogenem und endogenem Kapazitätsszubau. Die Bezeichnung „exogen“ bezieht sich dabei auf den im Modell vorgegebenen Zubau anhand von Projekten, für die nach heutigem Kenntnisstand eine finale Investitionsentscheidung vorliegt. Als endogener Zubau ist jeglicher Zubau zu verstehen, der zusätzlich als Ergebnis aus der Modellierung hervorgeht.

Insgesamt bestehen in Europa im Jahr 2021 bereits Regasifizierungskapazitäten von 242 Mrd. m³/a. In den Ländern Spanien, Portugal, Türkei, Frankreich und dem Vereinigten Königreich sind drei Viertel der bestehenden Regasifizierungskapazität lokalisiert. Die Investitionen in Regasifizierungskapazitäten in Europa erfolgen in Abhängigkeit des Szenarios in bis zu zehn Ländern. Es zeigt sich, dass die Investitionen in Regasifizierungskapazitäten im Szenario mit konstanter Gasnachfrage und ohne russische Gasmengen (Szenario mEL-oRU) mit über 77 Mrd. m³/a bis 2030 am höchsten sind. Im Szenario sinkender Gasnachfrage und niedrigen russischen Gasmengen (hEL-nRU) resultieren mit 56 Mrd. m³/a bis 2030 die geringsten Investitionen. Bis 2026 erfolgt in allen Szenarien ein Zubau der Regasifizierungskapazität von mindestens 56 Mrd. m³/a, welcher den exogen vorgegebenen Projekten entspricht. Der größte Ausbau erfolgt an der deutschen Küste mit einer Gesamtkapazität von 25 Mrd. m³/a, welche als exogene Vorgabe in das Modell eingehen. Viele der dem Modell exogen vorgegebenen Investitionsentscheidungen in Regasifizierungsterminals sind eine kurzfristige Reaktion auf eine

⁸ Die Zahlenwerte dieser Abbildung sind im Anhang 4 zu finden.

Verknappung russischer Gasmengen und das aktuelle Bestreben der EU27+UK Staaten nach Energieunabhängigkeit von Russland.

Die zweitgrößten Investitionen resultieren in den Niederlanden, da dort durch heute bereits beschlossene Projekte eine Erweiterung der Gesamtkapazität von ungefähr 10 Mrd. m³/a durch die Inbetriebnahme einer FSRU in Eemshaven (Gasunie, 2022) sowie den Ausbau des

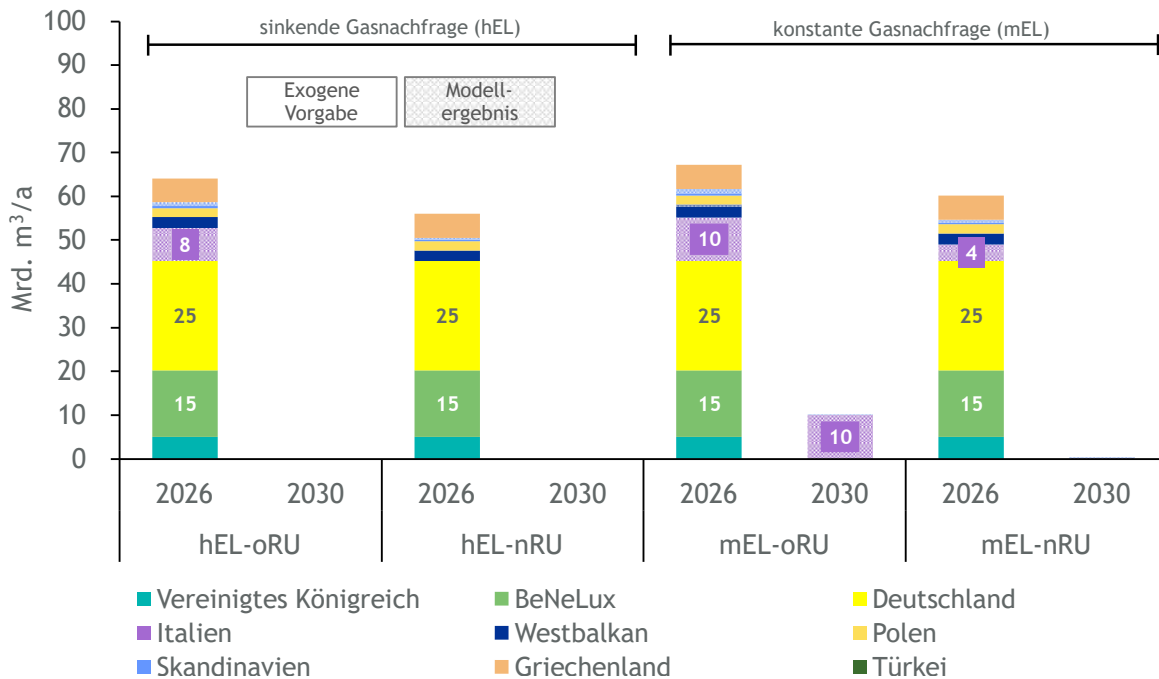


Abbildung 12: Investitionen in Regasifizierungskapazitäten

Quelle: eigene Berechnungen

Gate Terminals in Rotterdam (Uniper, 2021) erfolgt. Zur Kompensation der russischen Gasmengen konzentrieren sich die Investitionen insbesondere auf das nachfragestarke Nordwesteuropa, welches in Abhängigkeit des Szenarios einen Anteil von 62 % bis 80 % der Gesamtinvestitionen in der EU27+UK erreicht. In Griechenland werden szenarioübergreifend mehr als 5 Mrd. m³/a Regasifizierungskapazität zugebaut. Dies ermöglicht vor allem Bulgarien in der Zukunft seine Gasnachfrage ohne russische Gasimporte decken zu können.

In den Szenarien mit sinkender Gasnachfrage (hEL) erfolgen kaum Investitionen, die über die nach heutigem Kenntnisstand beschlossenen Projekte hinausgehen. Im Vergleich treten in den Szenarien mit konstanter Gasnachfrage (mEL) mehr Investitionen in Regasifizierungskapazitäten über die bereits beschlossenen Projekte auf. Insgesamt ist der Großteil der getätigten Investitionen über alle Szenarien exogen vorgegeben. In den Szenarien ohne Verfügbarkeit russischer Rohstoffe (oRU) sind die Investitionen in Regasifizierungskapazitäten sowohl im Zeitraum 2021-2026 als auch im Zeitraum 2026-2030 höher als in den Szenarien mit niedriger Verfügbarkeit russischer Rohstoffe (nRU). Über bereits beschlossene Projekte hinausgehende Investitionen werden insbesondere in Italien mit bis zu 20 Mrd. m³/a bis 2030 getätigt (mEL-oRU). Darüber hinaus werden im Westbalkan sowie in geringerem Umfang in Finnland und Polen Regasifizierungskapazitäten ausgebaut. Diese Regionen sind historisch stark abhängig von russischen Gasmengen und besitzen auf Basis bestehender oder nach heutigem Kenntnisstand

beschlossener Projekte unzureichende Regasifizierungskapazitäten, um ausbleibende russische Importe zu kompensieren.

Investitionen in Verflüssigungskapazitäten

Abbildung 13 zeigt die regional aufgelösten Investitionen in Verflüssigungskapazitäten weltweit ⁹. Im Vergleich zu den Investitionen in Regasifizierungskapazitäten ist der Zubau von Verflüssigungskapazitäten sowohl bis 2026 als auch zwischen 2027 und 2030 ausgeprägt.

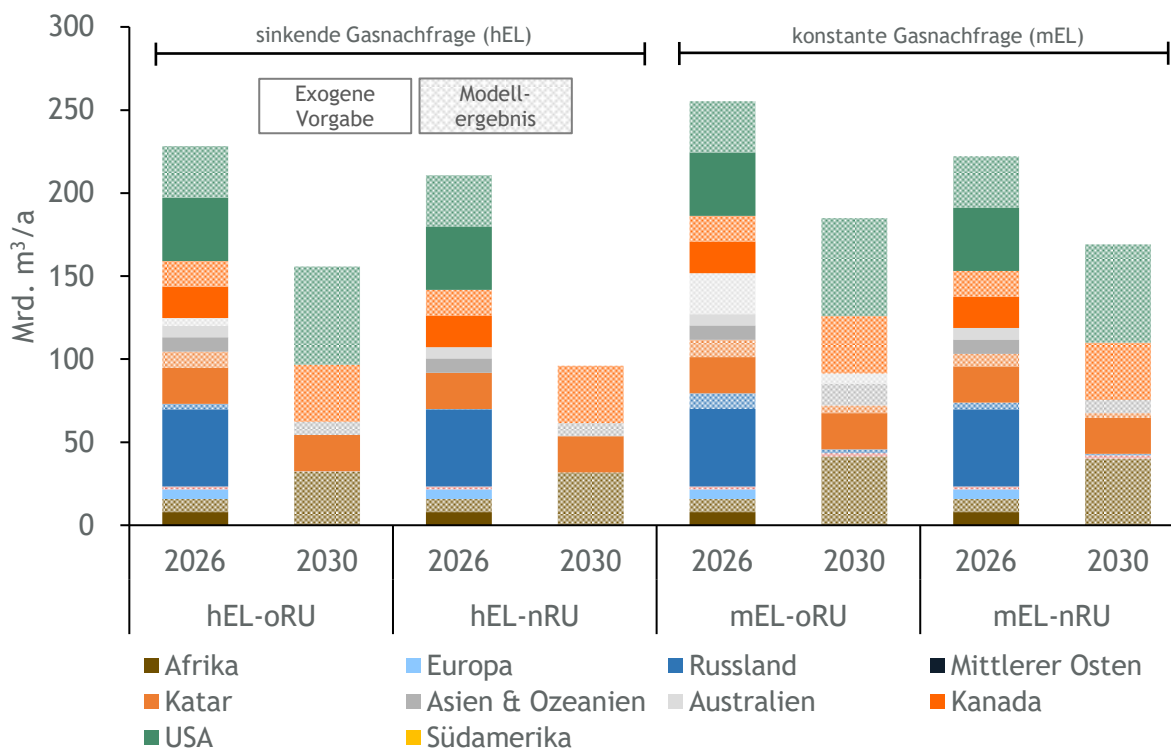


Abbildung 13: Investitionen in Verflüssigungskapazitäten

Quelle: eigene Berechnungen

Beim Ausbau der Verflüssigungskapazitäten ist der Anteil der modellendogenen Investitionen, die über die nach heutigem Kenntnisstand beschlossenen Projekte hinausgehen, größer als dies beim Ausbau der Regasifizierungskapazitäten in Europa zu beobachten ist. Auf der einen Seite hat die Verknappung russischer Gasmengen in Europa bereits zu umfangreichen Investitionsentscheidungen in die Regasifizierungsinfrastruktur geführt. Auf der anderen Seite hat die Verknappung russischer Mengen bisher nicht in gleichem Maße Investitionsentscheidungen in die globale Verflüssigungsinfrastruktur bewirkt. Daraus ließe sich mittelfristig ein Investitionsbedarf ableiten, der über die beschlossenen Verflüssigungsprojekte hinausgeht. Ein signifikanter Zubau über die bereits vorgegebenen Verflüssigungskapazitäten hinaus lässt sich in allen Szenarien beobachten. Diese Investitionen sind im Falle eines russischen Lieferstopps (oRU) besonders stark ausgeprägt.

Darüber hinaus befinden sich mit den USA und Kanada zwei große Exporteure für LNG in der Markteintrittsphase und bauen ihre Verflüssigungskapazitäten aktuell deutlich aus. In den USA erfolgt in allen Szenarien der größte Zubau. In Szenarien mit niedrigen russischen Gasimporten

⁹ Die Zahlenwerte dieser Abbildung sind in Anhang 4 zu finden.

(nRU) werden in den USA bis 2030 zwischen 84 und 108 Mrd. m³/a Verflüssigungskapazität zugebaut. In den Szenarien ohne russische Gasimporte (oRU) erfolgt ein Zubau von 138 Mrd. m³/a, um den europäischen LNG-Bedarf trotz ausbleibender russischer Mengen bedienen zu können.

Neben den USA und Kanada baut auch Russland seine Verflüssigungskapazitäten deutlich aus. In Abhängigkeit des Szenarios beträgt der Zubau bis 2026 zwischen 51 Mrd. m³/a und 56 Mrd. m³/a. Ein Großteil dieses russischen Zubaus, 46 Mrd. m³, besteht aus nach heutigem Kenntnisstand beschlossenen Investitionen (Rystad Energy, 2022; GIE, 2022; GEM, 2022 & GIIGNL, 2022), die dem Modell vorgegeben werden. Zwischen dem Jahr 2026 und 2030 baut Russland seine Kapazitäten nicht oder nur geringfügig aus. Ein Grund dafür ist, dass die Nachfrage auf dem für Russland ebenfalls relevanten asiatischen Markt bereits durch andere LNG-Produzenten gedeckt wird und Russland hier deshalb nur in begrenztem Umfang neuen Ansatz generieren kann. Darüber hinaus bauen Katar sowie afrikanische Produzenten, vor allem in Mosambik, dem Senegal und Mauretanien, ebenfalls ihre Verflüssigungskapazitäten aus. Neben dem europäischen Markt ist insbesondere die steigende Nachfrage in Asien eine treibende Kraft für die weltweiten Investitionen in Verflüssigungskapazitäten.

3.3 Großhandelspreise für Erdgas

Ein zentrales Ergebnis der Modellierung sind die möglichen Entwicklungen zukünftiger Gaspreise. Für die vier Szenarien in den Jahren 2026 und 2030 wird jeweils ein zentraler Erdgaspreis für Nordwesteuropa auf Grundlage der getroffenen Annahmen in Abschnitt 2.3 ausgewiesen. Da die Entwicklung von Verflüssigungs- und Regasifizierungskapazitäten mit Unsicherheit behaftet ist, wird für jedes Szenario eine Preisspanne berechnet. Die untere Preisgrenze stellt einen globalen Gasmarkt dar, in dem das Modell über die nach heutigem Kenntnisstand bereits beschlossenen Projekte hinaus unbeschränkt in zusätzliche Regasifizierungs- und Verflüssigungskapazitäten investieren kann. Die obere Preisgrenze ergibt sich, indem ausschließlich bereits beschlossene Verflüssigungs- und Regasifizierungsprojekte umgesetzt werden und das Modell darüber hinaus keine Möglichkeit zur endogenen Investition hat.

Abbildung 14 zeigt die möglichen Entwicklungen der Gaspreise in Nordwesteuropa in den vier Szenarien für die Jahre 2026 und 2030. Als Referenzwerte sind die Jahresdurchschnittspreise des niederländischen Title Transfer Facility (TTF) Handelspunktes, des bedeutendsten Referenzpreises für Erdgas in der Europäischen Union, dargestellt. Im Jahr 2018 lag dieser Referenzpreis im Jahresmittel bei 24 EUR/MWh, im Jahr 2019 lag der Referenzpreis auf 17 EUR/MWh. Speziell in der zweiten Jahreshälfte 2021 stiegen die Gaspreise am TTF deutlich an, sodass der Durchschnittspreis des TTF im Jahr 2021 bei 50 EUR/MWh lag (Rystad Energy, 2022).

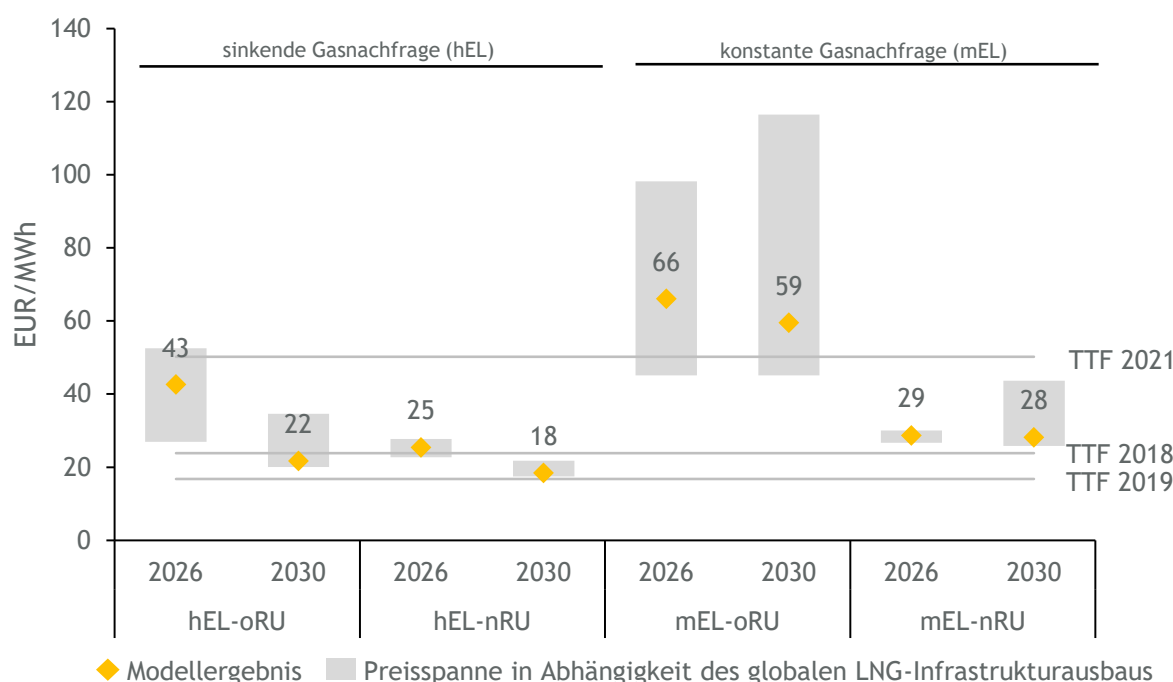


Abbildung 14: Mögliche Entwicklung der Gaspreise in Europa

Historische Werte basierend auf Rystad Energy, 2022

In den Szenarien mit sinkender Gasnachfrage (hEL) stellen sich im Jahr 2030 mit 22 EUR/MWh (hEL-oRU) und 18 EUR/MWh (hEL-nRU) Gaspreise ein, die mit dem Preisniveau des TTF 2018 vergleichbar sind. In der kurzen Frist bis 2026 liegt der Gaspreis im Szenario ohne russische Energieträger (hEL-oRU) mit 43 EUR/MWh jedoch etwa 70 % (+18 EUR/MWh) höher als im Szenario

mit niedriger Verfügbarkeit russischer Rohstoffe (hEL-nRU). Die Preisspanne ist im Szenario mit sinkender Gasnachfrage und niedriger Verfügbarkeit russischer Rohstoffe (hEL-nRU) am kleinsten und im Szenario mit konstanter Gasnachfrage und ohne Verfügbarkeit russischer Rohstoffe (mEL-oRU) am größten. Der Grund dafür ist, dass bei konstanter Gasnachfrage (mEL) und ohne Verfügbarkeit russischer Rohstoffe (oRU) der Investitionsbedarf in zusätzliche LNG-Infrastruktur am größten ist. Daraus resultiert eine hohe Sensitivität des Gaspreises gegenüber den getätigten Investitionen in die LNG-Infrastruktur. Dementsprechend unterliegt der sich mittelfristig einstellende Gaspreis in Nordwesteuropa signifikanter Unsicherheit, je nachdem wie schnell und in welcher Höhe LNG-Regasifizierungskapazitäten in Europa und Verflüssigungskapazitäten weltweit ausgebaut werden.

In den Szenarien mit konstanter Gasnachfrage (mEL) ist der Einfluss der Verfügbarkeit russischer Rohstoffe auf die Gaspreise auch langfristig deutlich größer. Im Szenario ohne russische Energieträger (mEL-oRU) steigt der Gaspreis auf 66 EUR/MWh und bleibt bis 2030 mit 59 EUR/MWh auf einem sehr hohen Niveau. Sollten russische Energieträger in niedrigem Umfang zur Verfügung stehen (mEL-nRU), stellen sich Gaspreise von 29 EUR/MWh im Jahr 2026 und 28 EUR/MWh im Jahr 2030 ein, die ca. 5 EUR/MWh oberhalb des Preisniveaus des TTF 2018 liegen.

4 Entwicklung der internationalen Ölmärkte

Die Ölpreisszenarien werden auf Grundlage einer qualitativen Analyse der internationalen Ölmärkte hergeleitet. Dazu werden zunächst die Angebots- und Nachfrageseite des Weltmarkts beleuchtet und die globalen Handelsströme charakterisiert (Abschnitt 4.1). Anschließend werden die wichtigsten Treiber für die aktuelle und zukünftige Preisentwicklung identifiziert und diskutiert (Abschnitt 4.2). Ausgehend von der Analyse der Ölmärkte werden dann in Abschnitt 5.3 Ölpreisszenarien hergeleitet.

4.1 Analyse zu Angebot und Nachfrage

Öl ist sowohl für Haushalte als auch die Industrie ein wichtiger Rohstoff und Energieträger. Öl wird grundsätzlich in Rohöl (bzw. Erdöl), welches dem unveränderten, aus der Erde geförderten Öl entspricht, und Rohölprodukte unterschieden. Rohölprodukte sind jene Produkte, die aus Rohöl durch Umwandlungsprozesse in Raffinerien gewonnen werden. Hierzu zählen bspw. Benzin und Kerosin sowie Diesel und Heizöl, für die sogenanntes Gasöl ein wichtiges Vorprodukt ist.

Verbrauch

Mit rund 48 Tsd. TWh im Jahr 2020 ist Öl, gefolgt von Kohle, der weltweit wichtigste Energieträger. Dabei gibt es jedoch deutliche regionale Unterschiede. So ist für China und Indien Kohle der mit Abstand bedeutendste Primärenergieträger. Insgesamt entfallen rund 12 % des Ölverbrauchs auf Europa, rund 39 % auf den asiatisch-pazifischen Raum und 22 % auf Nordamerika. Die größten Verbraucher sind die USA mit einem Anteil am Gesamtverbrauch von ca. 19 % und China mit etwa 17 %. Für Europa macht Öl rund 33 % des Primärenergieverbrauchs aus. Deutschland liegt mit rund 34 % etwas darüber. (BP, 2021)

Förderung und internationaler Handel

Neben dem größten Verbraucher ist die USA auch der mit Abstand größte Produzent, mit rund 18 % der weltweiten Ölproduktion, gefolgt von Russland mit ca. 11 % und Saudi-Arabien mit etwa 10 %. Im Ölmarkt gibt es zudem die Besonderheit, dass sich im Jahr 1960 verschiedene erdölexportierende Staaten zu einem Rohstoffkartell, der OPEC (Organisation erdölexportierender Länder), zusammengeschlossen haben. Die aus aktuell 13 Ländern bestehende Organisation mit Ländern aus dem mittleren Osten, Asien, Afrika und Südamerika stand im Jahr 2020 für insgesamt rund 33 % der weltweiten Ölproduktion. In Bezug auf den Öllexport fällt der Weltmarktanteil deutlich höher aus. Das Kartell verfolgt mit Saudi-Arabien als größter Produzent das Ziel, den Ölpreis durch Anpassung ihrer Produktion über festgelegte Förderquoten innerhalb eines abgestimmten Zielpreiskorridors zu halten. Die OPEC übt dadurch angebotsseitige Marktmacht aus. Um sinkenden Weltmarktanteilen (u.a. durch Austritte) entgegenzuwirken, kooperiert die OPEC zunehmend auch mit Nicht-OPEC-Staaten (OPEC+). Zu diesen gehört u.a. Russland. Insgesamt kommt die OPEC+ damit auf einen Anteil von rund 51 % der weltweiten Ölproduktion. Europa kommt lediglich auf einen Anteil von ca. 4 % an der weltweiten Produktion. (IEA, 2022b)

Rohöl und Rohölprodukte werden größtenteils über den Seeweg, je nach geografischen Gegebenheiten aber auch über Pipelines transportiert. Wie in Abbildung 15 dargestellt, ist dabei der Mittlere Osten mit 989 Mio. t Rohöl und Rohölprodukten der größte Nettoexporteur, gefolgt von Russland mit 366 Mio. t und Nordamerika mit 178 Mio. t. Da sich die OPEC zu großen Teilen aus den stärksten Ölproduzenten des Mittleren Ostens und Afrikas zusammensetzt und Russland zur OPEC+ gehört, zeigt sich die herausragende Bedeutung der Organisation im weltweiten Ölexportgeschäft. Auf Seiten der Importe ist Asien, getrieben durch Südost- und Zentralasien, mit rund 1.226 Mio. t der größte Importeur, gefolgt von Europa mit ca. 491 Mio. t. (BP, 2020)

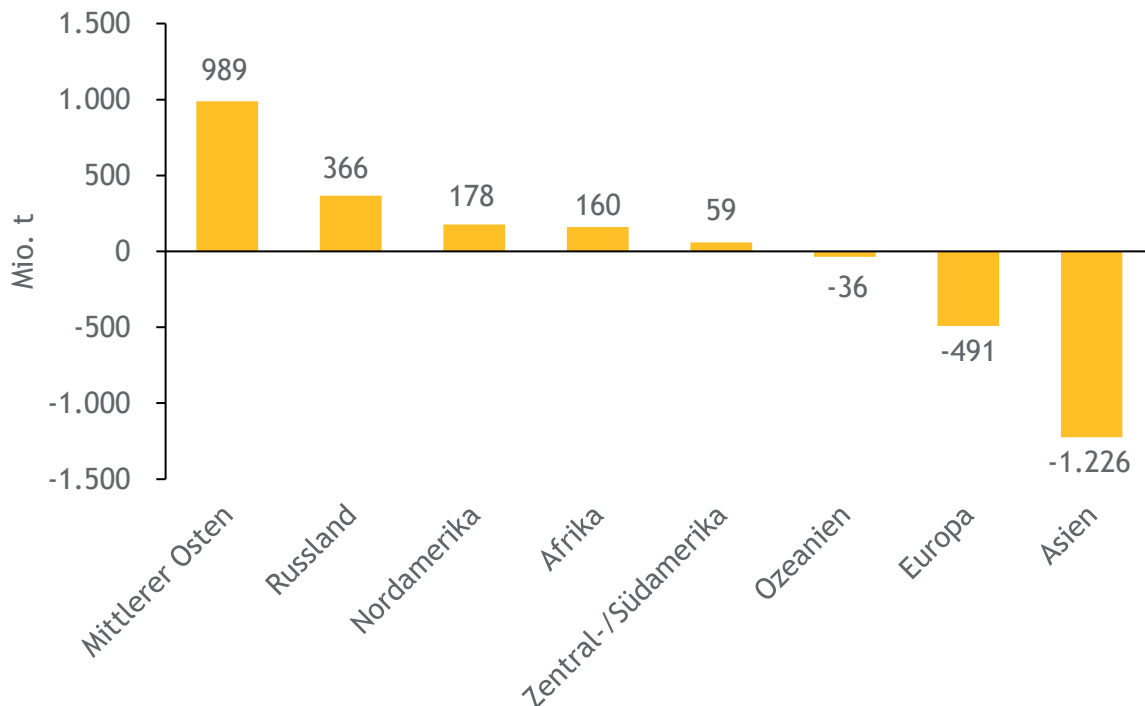


Abbildung 15: Nettoexportbilanz für Rohöl und Rohölprodukte im Jahr 2020

Quelle: eigene Darstellung basierend auf BP, 2020

Für den Mittleren Osten ist Europa hinter dem asiatischen Markt (rund 811 Mio. t) mit 101 Mio. t der zweitgrößte Abnehmer. Für Russland ist Europa der größte Abnehmer. Im Jahr 2020 lieferte Russland rund 54 % seiner Rohöl- und Rohölproduktexporte nach Europa. Für Europa beliefen sich die Ölimporte aus Russland auf ca. 40 %. Dabei sind osteuropäische Länder stärker von russischem Öl abhängig. Deutschland importierte im Jahr 2022 nur etwa 34 % seiner Rohöl- und 20 % seiner Rohölprodukte aus Russland. (BP, 2020; OECD, 2022)

Ersatz russischer Ölimporte

Russisches Öl wurde bislang zu ca. 83 % über den Seeweg und zu etwa 17 % über Pipelines (z.B. Druschba) nach Europa geleitet. Der Ersatz dieser Mengen richtet sich vornehmlich nach der Verfügbarkeit von Öl am Weltmarkt. Dies hängt wiederum davon ab, was mit den freigewordenen russischen Ölmengen passiert. Hier zeichnet sich ab, dass Russland das Öl, welches nicht mehr von am Embargo beteiligten Ländern abgenommen wird, dem asiatischen Markt unter Inkaufnahme eines Preisabschlags zur Verfügung stellt. Hiervon profitieren u.a. Länder wie Indien, die bislang nur geringe Anteile ihrer Nettoimporte von insgesamt 194 Mio. t mit

russischem Öl gedeckt haben. Entsprechend werden Ölmengen, die Indien zuvor aus dem Mittleren Osten (ca. 75 %) oder aus Nordamerika (ca. 13 %) bezogen hat, frei und können über den Seeweg nach Europa exportiert werden.

Die Substitution von Pipelineimporten aus Russland hat zusätzlich eine logistische Komponente. So gelangt russisches Öl bspw. über die Druschba-Pipeline zu Raffinerien im Osten Deutschlands (Schwedt und Leuna). Fällt die Versorgungsmöglichkeit über russische Pipelines weg, müssen neue Lieferketten über andere Transportmöglichkeiten (z.B. Tankwagen oder andere Pipelines) aufgebaut werden. In Bezug auf die Raffinerie in Schwedt ist zudem die Eigentümerstruktur eine Herausforderung, da die Raffinerie zum Teil einem russischen Staatskonzern gehört. (BMWK, 2022b)

4.2 Analyse der Marktpreisentwicklung von Öl

Rohöle unterscheiden sich in ihrer Zusammensetzung (z.B. Schwefelgehalt) und damit ihrer Qualität je nach Fördergebiet und Ölfeld, sodass mehrere Rohölsorten differenziert werden. Für jeden Wirtschaftsraum wird dabei die wichtigste Ölsorte für den internationalen Ölmarkt als Bezugsgröße festgesetzt (sog. Referenzöl). Die Ölsorten sind dabei zumeist nach dem Namen des Ölfelds benannt, dem sie entstammen. Die wichtigsten gehandelten Ölsorten bzw. Indizes sind West Texas Intermediate (WTI) für die USA, Brent für den europäischen Raum, sowie der OPEC-Referenzkorb für das Öl der OPEC-Staaten. Das russische Referenzöl heißt Urals und entspricht der Gesamtheit in Russland geförderter Ölsorten.

Die Preise von Rohöl und Rohölprodukten sowie die Preise verschiedener Rohölsorten sind stark miteinander korreliert. Die allgemeine Preisentwicklung hängt dabei von der konjunkturellen Entwicklung der Weltwirtschaft und insbesondere der größten Verbraucher ab. Darüber hinaus wirken sich auch Engpässe bei der Ölförderung auf den Ölpreis aus. Hinzu kommen die strategischen Entscheidungen der OPEC+-Staaten, die das Preisniveau durch eine Reduktion oder Ausweitung der Förderung aufgrund der hohen Marktanteile (vgl. Abbildung 15) beeinflussen können. Dadurch ist der Ölpreis insgesamt stark angebotsseitig getrieben.

Neben verschiedenen Rohölsorten, werden auch Rohölprodukte am Großhandelsmarkt gehandelt. Eines der wichtigsten Produkte ist Gasöl, welches ein Vorprodukt von Heizöl und Diesel ist. Da es aus Rohöl gewonnen wird, sind Gasölpreise stark mit den Preisen von Rohöl korreliert. Wie Abbildung 16 zeigt, haben sich die Preise für Gasöl und Brent jedoch seit Beginn des Krieges etwas entkoppelt. Ein Grund dafür sind u.a. knappe Raffineriekapazitäten, die im Laufe der Corona-Pandemie reduziert worden sind und Ausfälle (vgl. Reuters, 2022c).

Für die zu erwartende Ölpreisentwicklung sind Future-Preise ein wichtiger Indikator, da sie die Erwartungen aller Marktakteure widerspiegeln. Die aktuellen Future-Preise zeigen hierbei sowohl für Brent als auch für Gasöl, dass der Markt nach dem Preisschock im ersten Halbjahr des Jahres 2022 mittelfristig ein Absinken der Preise erwartet. Im Januar liegen die Future-Preise für Brent bei ca. 70 \$/Barrel, für Gasöl bei ca. 100 \$/Barrel. Zudem wird erwartet, dass der Gasölpreis zunächst rund 30 \$/Barrel über dem Preis von Brent bleibt.

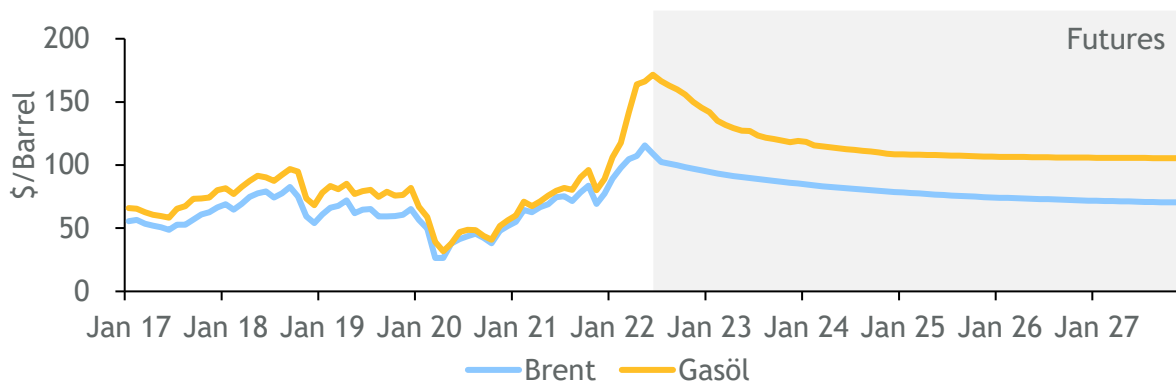


Abbildung 16: Preisentwicklung von Brent und Gasöl

Quelle: historische Werte basierend auf Investing, 2022a; Entwicklungen basierend auf CME, 2022a (Stand: 22.05.2022)

Auswirkungen der Sanktionen auf den Preis russischen Öls

Bis zu Beginn des Ukrainekriegs lag der Preis für russisches Rohöl (Urals) aufgrund einer etwas schlechteren Qualität rund 1-2 % unterhalb des Brent-Preises. Seit Beginn des Ukrainekriegs und der beschlossenen Sanktionen verzeichnet russisches Rohöl ggü. Brent jedoch einen Abschlag von in der Spitze rund 30 %, wie Abbildung 17 zeigt. Aufgrund eines allgemein gestiegenen Preisniveaus, bewegt sich der Preis der Ölsorte Urals jedoch in etwa auf dem Niveau von vor Beginn des Krieges.

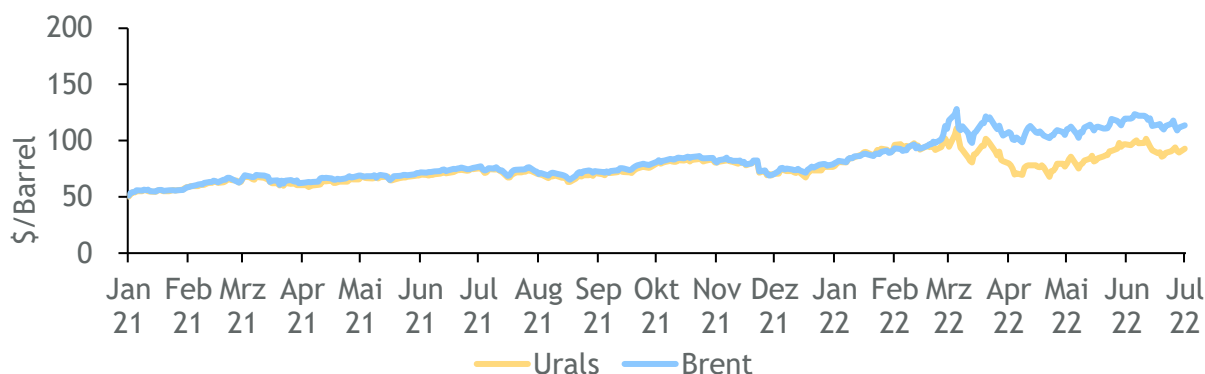


Abbildung 17: Preisentwicklung von Brent und Urals

Quelle: historische Werte basierend auf Investing, 2022a und Investing, 2022

4.3 Großhandelspreise für Öl

In diesem Kapitel werden auf Basis der vorherigen Analysen des Ölmarktes mögliche Preisszenarien abgeleitet. Dabei gilt, dass die betrachteten Preise grundsätzlich einer hohen Unsicherheit unterliegen. Sie können sowohl angebots- als auch nachfrageseitig durch unvorhergesehene Entwicklungen stark beeinflusst werden. Wie in Kapitel 4.1 aufgezeigt, ist der Ölmarkt ein Markt, indem die OPEC bzw. die OPEC+ durch kurzfristige Anpassungen in der Ölförderung angebotsseitige Marktmacht ausüben und Preise beeinflussen kann. Entsprechend sind die definierten Preisszenarien nicht als Prognose, sondern als mögliche Preisentwicklungen zu interpretieren. Auf dem Ölmarkt treiben Produktionsentscheidungen der OPEC+ oder die konjunkturelle Entwicklung in Asien den Preis deutlich stärker als die Nachfrageentwicklung in

Europa. Abweichend zum Vorgehen für den Energieträger Gas wird daher im Folgenden in zwei Szenarien die Verfügbarkeit von Öllieferungen aus Russland variiert. Dabei wird zwischen einer niedrigen Verfügbarkeit von russischen Ölimporten (Szenarioausprägung nRU) und einer Szenarioausprägung ohne russische Ölimporte (oRU) unterschieden. Da sich Gasöl, als Vorprodukt von Diesel und Heizöl, zuletzt leicht von Rohölpreisen entkoppelt hat, wird in der Szenariendefinition nicht auf Rohöl (z.B. Brent), sondern auf Gasöl abgestellt.

Es wird unterstellt, dass die Future-Preise am Ölmarkt bereits näherungsweise einem Szenario entsprechen, in dem mittelfristig kein Öl mehr aus Russland bezogen wird (oRU). Dies folgt der Annahme, dass das durch die EU beschlossene Embargo (vgl. EC, 2022d) bereits in den Futures eingepreist ist. Da der Future-Preis die Markterwartungen widerspiegelt, scheinen die Marktakteure zu erwarten, dass der Gasölpreis nach einem Preispeak im Jahr 2022 wieder auf ein Niveau im oberen Bereich der Preisspanne der letzten fünf Jahre begibt (s. Abbildung 18). Dies könnte u.a. daran liegen, dass die importierten Mengen an Rohöl bzw. Rohölprodukten aus Russland im Vergleich zu Gas und Kohle einen geringeren Anteil an den Gesamtimporten ausmachen. Dadurch müssen bei einem Verzicht auf russisches Öl weniger Mengen über alternative Quellen bezogen werden als es bspw. bei Gas der Fall ist. Darüber hinaus hat die OPEC angekündigt, ihre Produktionskapazitäten zu erhöhen (vgl. tagesschau.de, 2022). Auch dies hat eine senkende Wirkung auf den Preis.

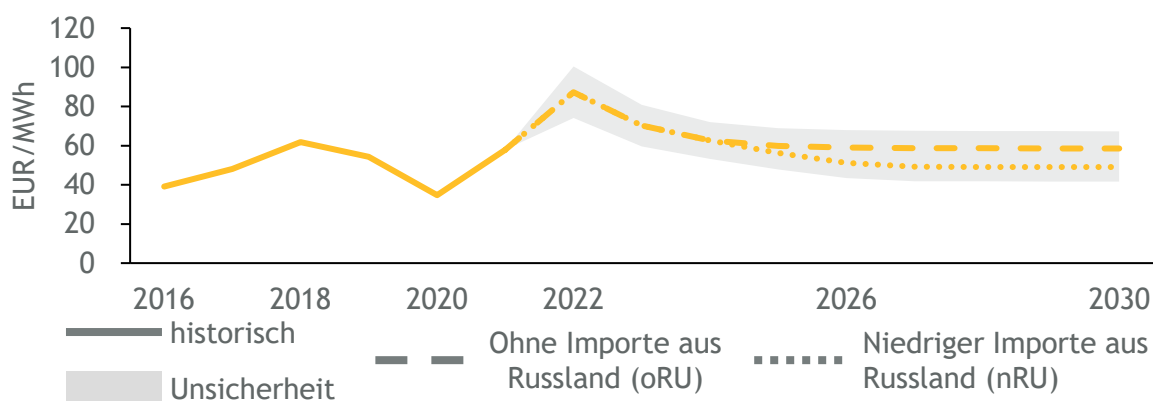


Abbildung 18: Mögliche Entwicklung der Gasölpreise in Europa

Quelle: historische Werte basierend auf Rystad Energy, 2020; Entwicklung basierend auf CME 2022a (Stand: 22.05.2022)

Das Szenario mit einer niedrigen Verfügbarkeit russischen Öls (nRU) führt ggü. dem Szenario ohne russische Importe durch die Nutzung bestehender Infrastrukturen (z.B. Druschba-Pipeline) zu geringeren Gasölpreisen und nähert sich mittelfristig in etwa wieder dem Niveau des mittleren Preises der Jahre 2016 bis 2021 an. Es wird unterstellt, dass frühestens ab dem Jahr 2024 geringe Importe aus Russland erfolgen. Bis zu dem Jahr wird ein mit dem Future-Preis identischer Preis angenommen. Dadurch ergeben sich zwischen den beiden Szenarien für Gasöl Preisunterschiede von 7,9 bzw. 9,5 EUR/MWh für die Stützjahre 2026 und 2030.

5 Entwicklung der internationalen Steinkohlemärkte

Die Szenarien zur Preisentwicklung von Steinkohle werden durch eine qualitative Analyse untermauert. Dazu werden zunächst im Rahmen einer Marktanalyse die Angebots- und Nachfrageseite beleuchtet und die globalen Handelsströme charakterisiert (Abschnitt 5.1). Anschließend werden die wichtigsten Treiber für die aktuelle und zukünftige Preisentwicklung identifiziert und diskutiert (Abschnitt 5.2). Gegeben dieser Einordnung werden in Abschnitt 5.3 die möglichen Kohlepreisszenarien quantifiziert.

5.1 Analyse zu Angebot und Nachfrage

Kohle ist ein wichtiger Energieträger und wird weltweit in verschiedenen Formen für eine Vielzahl von Anwendungen genutzt. In Deutschland wird Kohle hauptsächlich in Form von Braun-, Stein- und Koks Kohle genutzt. Braunkohle wird, da lange Transportwege aufgrund ihres niedrigen Energiegehalts nicht wirtschaftlich sind, nahezu vollständig inländisch gewonnen und verbrannt. Steinkohle (auch thermische Kohle genannt), die ebenfalls in der Stromerzeugung eingesetzt wird, weist eine deutlich höhere Energiedichte auf, wird seit Einstellung der deutschen Förderung Ende des Jahres 2018 vollständig importiert. Koks Kohle (auch metallurgische Kohle) wird zur Koks Herstellung für die Stahlindustrie genutzt.

Verbrauch

Weltweit wurden 2020 Kohleprodukte mit einem Energiegehalt von rund 42 Tsd. TWh (2019: 44 Tsd. TWh) verbraucht. Das entspricht einem Anteil von 27 % am globalen Primärenergieverbrauch und macht Kohle zum zweitwichtigsten Energieträger nach Öl. Fast 80 % der Kohle wurde in Asien verbraucht, wobei China allein für 54 % stand, gefolgt von Indien (12 %). Europa kam auf einen Anteil von 6 % am globalen Kohleverbrauch und Deutschland auf 1,2 % (BP, 2022). Davon waren im Jahr 2020 ungefähr die Hälfte Steinkohlen, der Rest entfiel auf die heimische Braunkohleförderung (AGEB, 2022). Seitdem die Steinkohleförderung in Deutschland 2018 eingestellt wurde, werden sämtliche Bedarfe über Importe gedeckt. Der Anteil von Steinkohle am deutschen Primärenergieverbrauch sank von 9 % im Jahr 2018 auf 6 % im Jahr 2020. (AGEB, 2021a; AGEB, 2021b)

Förderung und internationaler Handel

Auch auf der Produktionsseite ist China mit einem Anteil von 51 % der größte Akteur. Danach folgen Indonesien (9 %), Indien (8 %) und Australien (8 %). Die europäische Kohleförderung ist rückläufig und betrug 2020 ca. 57 Mio. t, was etwa 3,5 % der Weltproduktion entsprach. Die Braunkohleförderung machte Deutschland (0,6 %) im Jahr 2020 nach Polen (1,1 %) zum zweitgrößten Produzenten in Europa.

Ungefähr 20 % der Kohle wird international und überwiegend auf dem Seeweg gehandelt (vgl. BP, 2022). Aufgrund der höheren Energiedichte trifft das insbesondere auf metallurgische Kohle bzw. Koks Kohle zu, da Transportkosten weniger ins Gewicht fallen. Auch hochwertige Kraftwerkskohlen (Steinkohle bzw. thermische Kohle) werden auf dem Seeweg gehandelt.

Dagegen werden niedrigkalorische Kohlen, wie Braunkohle, selten international gehandelt und in der Regel in unmittelbarer Nähe zur Förderstätte verwendet.

Lange Zeit konnte der globale Kohlemarkt in ein Atlantisches und ein Asiatisch-Pazifisches Becken unterteilt werden. Durch die sinkende Nachfrage in Europa und Nordamerika, ist die Bedeutung des Atlantischen Becken jedoch in den letzten Jahren geschrumpft. Stattdessen schien ein neues Becken im Indischen Ozean durch den steigenden Kohleverbrauch von Indien, Pakistan und Bangladesch zu entstehen. Die aktuell hohe Nachfrage nach Kraftwerkskohle in Europa und Nordamerika, könnte diese Entwicklung jedoch bremsen. (IEA, 2021b)

Die beiden größten Exporteure (gemessen am Energiegehalt), Australien (29 %) und Indonesien (27 %), beliefern insbesondere das Asiatisch-Pazifische Becken mit Kraftwerkskohle. Australien verfügt darüber hinaus über bedeutende metallurgische Kohleförderkapazitäten, welche auch über längere Distanzen gehandelt werden. Der drittgrößte Exporteur Russland beliefert beide Kohlebecken und kam 2020 auf einen weltweiten Marktanteil von 18 %. 2021 betrug der Marktanteil Russlands bei den Steinkohleimporten in die EU 46 %, in Deutschland sogar 55 % (vgl. EC, 2022a). Weitere wichtige Kohleexporteure für Europa sind Australien (24 %, überwiegend metallurgische Kohle), die USA (16 %) und Kolumbien (5 %). In Bezug auf metallurgische Kohle fällt die Abhängigkeit Europas von Importen aus Russland mit rund 17 % deutlich geringer aus.

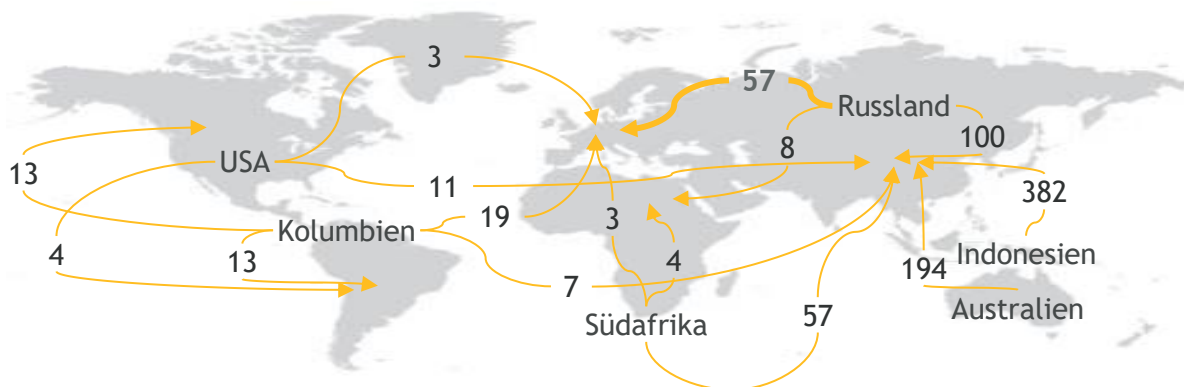


Abbildung 19: Lieferwege thermischer Kohle [in Mio. t]

Quelle: eigene Darstellung basierend auf IEA, 2021b

Ersatz russischer Kohleimporte

Da das EU-Embargo gegen Kohle aus Russland erst ab August 2022 verpflichtend greift, wurden im ersten Halbjahr 2022 noch größere Mengen Steinkohle aus Russland importiert. Ab August müssen deutsche und europäische Kohleimporte aus Russland dann zu großen Teilen durch Importe aus anderen Ländern ersetzt werden, da eine Ausweitung der europäischen Produktion nur in geringem Umfang möglich ist (z.B. in Polen). Da in Deutschland keine Steinkohle mehr gefördert wird, kann hier die Produktion nicht erhöht werden. Mit Blick auf die kürzeren Lieferwege kommen für zusätzliche Importe insbesondere die USA, Kolumbien und Südafrika in Frage. Während die beiden erstgenannten traditionelle Exporteure im atlantischen Becken sind, ist Südafrika ein sogenannter Swing Supplier, der zu vergleichbaren Kosten sowohl nach Europa als auch Asien exportieren kann. Südafrika kämpft seit 2021 jedoch mit logistischen Engpässen im inländischen Kohletransport. Andere große Exporteure wie Australien und Indonesien sind

aufgrund der Transportkosten im Nachteil. Bei entsprechend hohen Preisen und ausreichend Frachtkapazitäten sind höhere Importe hochwertiger australischer Kohle möglich, während der Energiegehalt indonesischer Kohle jedoch zu gering ist. Grundsätzlich bewegt sich die Mehrzahl der weltweiten Kohleproduzenten aktuell am Produktionsmaximum.

5.2 Analyse der Marktpreisentwicklung von Steinkohle

Der wichtigste Preisindex für europäische Kraftwerkskohle ist der Argus/McCloskey's Coal Price Index (API) 2, welcher die Förder-, Versicherungs- und Frachtkosten beinhaltet. Er entspricht dem Kohlepreis an den Häfen in Amsterdam, Rotterdam und Antwerpen (ARA) inklusive Warenpreis Verladekosten, Versicherung und Fracht bis zum Bestimmungshafen (CIF). Nach moderaten Preisen im Jahr 2019, sank der API2 im Mai 2020 auf ein historisch niedriges Preisniveau von 39 Dollar pro Tonne (\$/t). Zentrale Treiber waren eine abkühlende Konjunktur, die europäischen Klimaschutzbestrebungen (z.B. Kohleausstieg), der Beginn der Covid-19-Pandemie und niedrige Erdgaspreisen, wodurch Gaskraftwerke günstiger Strom produzieren konnten als Kohlekraftwerke. Zusammen mit einem geringen Strombedarf führte dies zu einer reduzierten Nachfrage nach Kraftwerkskohle. Die Kohlepreise stiegen erst wieder zum Ende des Jahres, als die europäischen und globalen Gaspreise sowie die Kohlenachfrage in Asien anzogen. Wetter- und konjunkturbedingt nahm der Strombedarf in Asien und insbesondere China zu, was zu einer höheren Kohleverstromung führte. Zeitgleich kam es zu mehreren Störungen bei der Kohleförderung und -Logistik, bspw. durch Überflutungen oder Maßnahmen zum Infektionsschutz in China. Zusätzlich trieben hohe Gaspreise die Kohleverstromung an. Durch das Zusammenspiel dieser Ereignisse stiegen die Kohlepreise seit dem dritten Quartal 2021 weltweit an. Zum Jahresende sanken die Preise wieder, da China die eigene Kohleproduktion deutlich erhöhte und daher weniger importierte. Der Beginn des russischen Angriffs auf die Ukraine und die darauffolgenden Sanktionen ließ die Preise dann jedoch auf neue Rekordstände steigen.

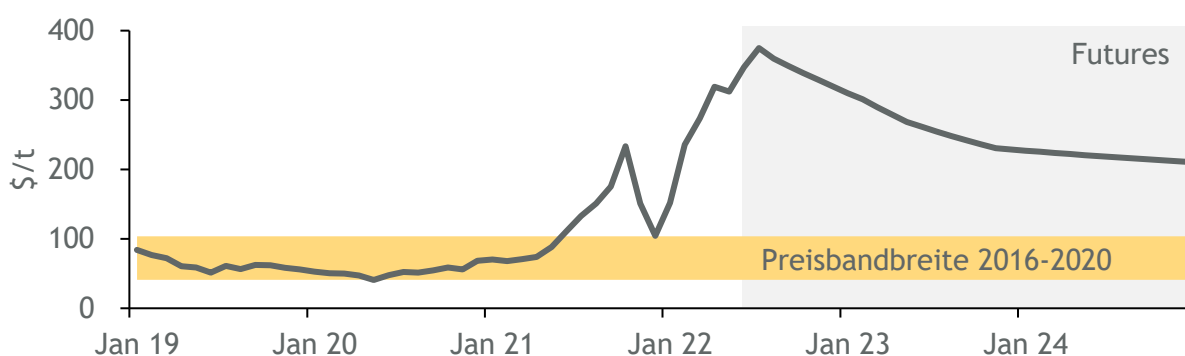


Abbildung 20: Entwicklung des europäischen Kohlepreis (API2)

Quelle: historische Werte basierend auf Rystad, 2022; Entwicklungen basierend auf CME, 2022b (Stand: 22.05.2022)

Auch zukünftig rechnet der Markt mit einem hohen Preisniveau. Für die zukünftigen Preisentwicklungen sind Future-Preise der beste verfügbare Indikator, da sie die Erwartungen aller Marktakteure widerspiegeln. Aktuelle Future-Notierungen deuten darauf hin, dass Marktteilnehmer mittelfristig von einem sehr knappen Kohleangebot ausgehen. Die Preise für eine Lieferung im Oktober 2022 liegen nur knapp 10 % unter denen einer Lieferung im Juli

(385 \$/t). Auch zum Jahresende bleibt eine Lieferung Kohle mit 333 \$/t teurer als zum bisherigen Rekordpreis von 233 \$/t im Oktober 2021. Erst Ende 2024 wird ein Preisrückgang auf unter 200 \$/t erwartet, was aber weiterhin weit über der Bandbreite der Preise der letzten Dekade (2010-2020) von 39 bis 128 \$/t liegt.

Die Preisentwicklung ist jedoch mit hohen Unsicherheiten behaftet. Kurzfristig kann es jederzeit zu Störungen und Ausfällen auf der Angebotsseite kommen, bspw. durch Unwetter, technische Störungen, Streiks oder auch Covid19-Lockdowns, wodurch temporäre und ggf. regionale Knappheiten entstehen und Preise schwanken können. Ähnlich volatil ist die Nachfrageseite. Besonders großen Einfluss hat hier die Verfügbarkeit von Wind-, PV- und Wasserkraftwerken, welche die notwendige Residualerzeugung thermischer Kraftwerke beeinflussen. Beispielsweise kann eine Schwankung von +/-5 % der erneuerbaren Stromerzeugung in China den chinesischen Kohlebedarf um knapp 472 TWh/a ändern, was fast dem Doppelten des jährlichen deutschen Kohleverbrauchs entspricht. Andererseits beeinflusst das Wetter auch die Nachfrage: Hitze bzw. Kältewellen in China oder Indien können den globalen Kohlebedarf signifikant steigern.

Mittelfristig beeinflusst die Entwicklung der Weltwirtschaft, insbesondere der chinesischen Wirtschaft die globale Kohlenachfrage und Kohlepreise. Beispielsweise können weitere Lockdowns oder Stagnationen im Bausektor, der ein zentraler Abnehmer von mit Kohle produzierten Produkten (z.B. Stahl) ist, die chinesische Kohlenachfrage reduzieren. Langfristig sollten laut ökonomischer Theorie die hohen Preise zu neuen Investitionen in Förderkapazitäten führen. Dadurch stünden dem Weltmarkt zusätzliche Kohlemengen zur Verfügung. Allerdings sind die Finanzierungsbedingungen trotz hoher Preise weiterhin schwierig. Nachhaltigkeitskriterien (bspw. EU-Taxonomie) haben dazu geführt, dass viele westliche Banken sich aus der Finanzierung von Kohleminen zurückgezogen haben. Auch große Minenkonzerne wie BHP, Rio Tinto, Anglo American oder Glencore ziehen sich aus der Kohleförderung zurück oder haben sich bereits zurückgezogen. Bisher wurde zwar die Wiedereröffnung stillgelegter Minen angekündigt, jedoch sind keine neuen Minenprojekte öffentlich bekannt. Insbesondere mit Blick auf Indonesien und China kann dies aufgrund mangelnder Transparenz jedoch nicht sicher gesagt werden. So könnten die Pläne Chinas und Indiens, den Autarkiegrad der eigenen Energieversorgung zu erhöhen und die Importabhängigkeit zu verringern, zu einer Ausweitung der heimischen Kohleförderung führen. Dies kann langfristig Exportkapazitäten, bspw. in Australien oder Südafrika, freisetzen und zu sinkenden Weltmarktpreisen führen.

Auswirkungen der Sanktionen auf den Preis russischer Kohle

Seit dem EU-Beschluss eines Kohleembargos gegen Russland ab Herbst 2022 (EC, 2022b) haben sich bereits einige Käufer von russischer Kohle abgewandt. Sie decken ihre Nachfrage über andere Lieferanten. Russland stellt einen Großteil der freigewordenen Steinkohlemengen nun zunehmend dem asiatischen Markt, vornehmlich China und Indien, zur Verfügung (Reuters, 2022a). Dabei nehmen russische Händler Abschläge von bis zu 30 % gegenüber dem Weltmarktpreis in Kauf (Reuters, 2022b). Jedoch zeichnet sich ab, dass in der kurzen Frist nennenswerte westrussische Exportkapazitäten (rund 20 Mio. t) wegfallen, da es keine ausreichenden Transportkapazitäten in Richtung Asien gibt (vgl. Bloomberg, 2022). Dies könnte sich steigernd auf den Kohlepreis auswirken. Insgesamt liegt der Preis für russische Kohle trotz deutlichem Preisabschlag über dem Vorkrisenniveau, da sich die internationalen Kohlepreise seit Mitte des Jahres 2021 in etwa vervierfacht haben (vgl. Abbildung 20).

5.3 Großhandelspreise für Steinkohle

In diesem Kapitel sollen auf Basis der vorherigen Analysen des Weltmarktes mögliche Preisszenarien abgeleitet werden, deren Entwicklung grundsätzlich mit großer Unsicherheit behaftet ist. Die Preisentwicklung kann sowohl angebots- als auch nachfrageseitig durch unvorhergesehene Entwicklungen in der kürzeren Frist stark beeinflusst werden. Entsprechend sind die definierten Preisszenarien nicht als Prognose, sondern als mögliche Preisentwicklungen zu interpretieren.

Auf dem globalen Kohlemarkt hat die europäische Nachfrage nur einen geringen Einfluss auf die Preisentwicklung. Diese wird vornehmlich von der Nachfrage Chinas getrieben. Abweichend zum Vorgehen für den Energieträger Gas, wird daher lediglich die Verfügbarkeit von Kohleimporten aus Russland variiert. Dabei wird unterstellt, dass der Future-Preis für Kohle in Europa bereits näherungsweise einem Szenario entspricht, in dem mittelfristig keine Kohle mehr aus Russland bezogen wird (oRU). Dies folgt der Annahme, dass der Markt das durch die EU beschlossene Embargo (vgl. EC, 2022b) bereits eingepreist hat. Der Future-Preis spiegelt die Markterwartungen wider und ist in Abbildung 21 dargestellt. Demnach gehen die Akteure im Markt davon aus, dass die Kohlepreise ausgehend von einem Preispeak im Jahr 2022 mittelfristig wieder sinken, nachdem die globalen Lieferketten umstrukturiert und die Produktionskapazitäten angepasst worden sind. Das langfristig höhere Preisniveau könnte sich dabei zum Teil durch die Zunahme von Transportdistanzen, da Kohle von weiter entfernten Lieferanten bezogen werden muss, und einen knapperen Weltmarkt erklären.

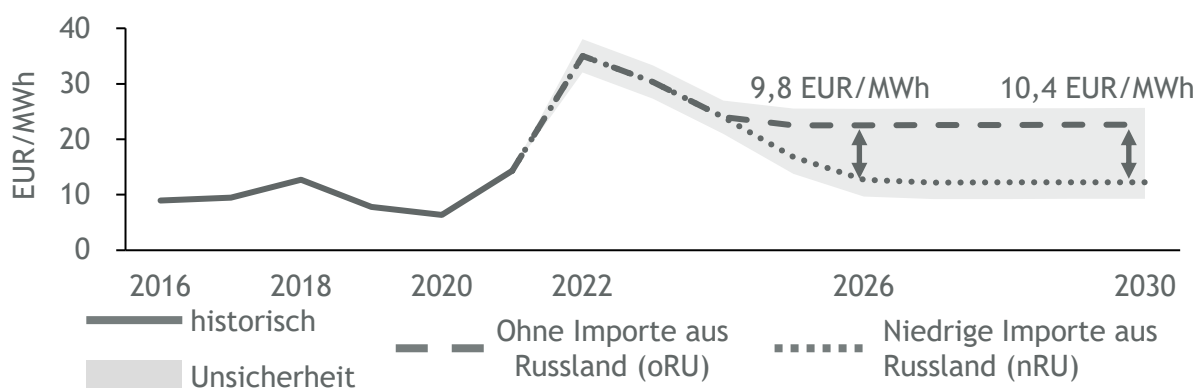


Abbildung 21: Mögliche Entwicklung der Steinkohlepreise in Europa

Quelle: historische Daten basierend auf Rystad Energy, 2022; Entwicklung basierend auf CME, 2022b (Stand: 22.05.2022)

Ein Szenario mit einer niedrigen Verfügbarkeit russischer Steinkohle (nRU) führt ggü. dem Szenario ohne russische Importe durch die geringeren Transportdistanzen und Anpassungen der globalen Lieferketten zu geringeren Gasölpreisen und nähert sich mittelfristig in etwa wieder dem Niveau des mittleren Preises der Jahre 2016 bis 2021 an. Es wird unterstellt, dass frühestens ab dem Jahr 2024 geringe Importe aus Russland erfolgen. Bis zu dem Jahr wird ein mit dem Future-Preis identischer Preis angenommen. Zwischen den zwei dargestellten Preisszenarien ergeben sich damit für die Stützjahre 2026 und 2030 ein Preisunterschied von rund 9,8 bzw. 10,4 EUR/MWh.

6 Entwicklung des nationalen Strommarktes

Im folgenden Kapitel werden die Ergebnisse der Strommarktmodellierung für die Jahre 2026 und 2030 vorgestellt und deren Implikationen erläutert. Die Ergebnisse aus den vorgelagerten Untersuchungen zur Entwicklung von Gas-, Kohle- und Ölpreisen gehen, gemeinsam mit den zwei Pfadausprägungen für die Entwicklung von erneuerbaren Energien sowie der Stromnachfrage, als Eingangsdaten in die Strommarktmodellierung ein. Für die resultierenden acht Szenarien (vgl. Abschnitt 2.2) wird im Folgenden der jeweilige Stromerzeugungsmix, jährliche Emissionen sowie jährliche Strompreise und Ergebnisse ausgewählter Sensitivitätsrechnungen beschrieben. Die Abbildung 22 fasst die methodische Vorgehensweise für die Berechnung der Szenarien zusammen.

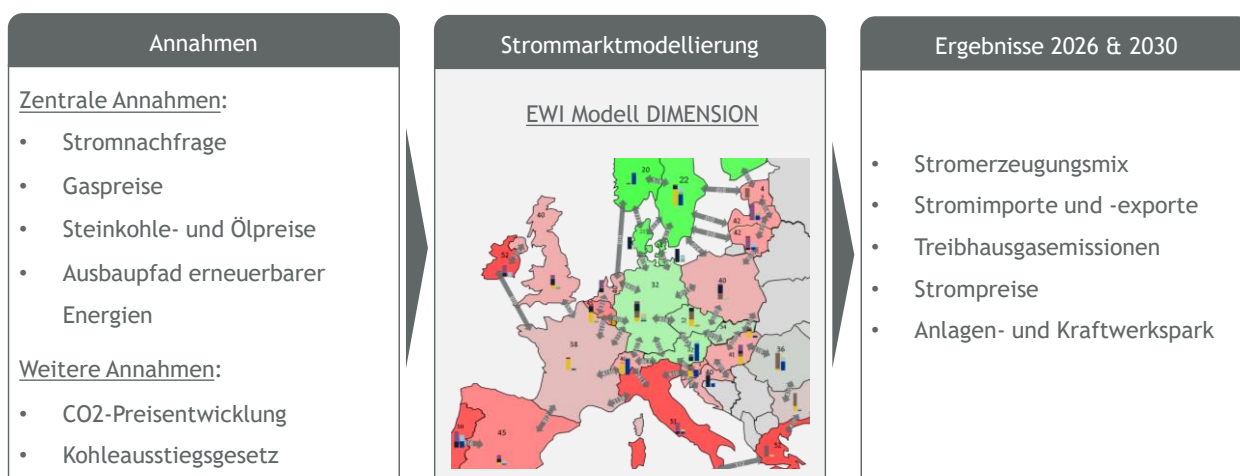


Abbildung 22: Vorgehensweise Strommarktmodellierung

6.1 Stromerzeugung

Auf Basis der in Kapitel 2 erläuterten Annahmen resultiert für jedes der acht definierten Szenarien ein individueller Stromerzeugungsmix für Deutschland. In diesem Abschnitt werden zunächst nach Technologien aggregierte Stromerzeugungsmengen beschrieben. Anschließend werden die technologiescharfen Erzeugungsmengen für erneuerbare Energien sowie für konventionelle Kraftwerkstypen wie Gas- und Kohlekraftwerke diskutiert.

Aggregierte Stromerzeugung

Durch den voranschreitenden Ausbau von EE-Kapazitäten erhöht sich bis zum Jahr 2026 die erneuerbare Stromerzeugungsmenge gemäß den unterstellten Ausbaupfaden signifikant. Trotz eines moderaten (mEL) bzw. hohen (hEL) Anstiegs der Stromnachfrage reduziert sich als Folge der Einsatz von konventionellen Erzeugungstechnologien gegenüber 2021 deutlich. Der durchschnittliche Rückgang der Erzeugung aus konventionellen Technologien über die acht Szenarien bis zum Jahr 2026 beträgt etwa 36 %. Anzumerken ist dennoch, dass die absolute Höhe der konventionellen Erzeugung noch signifikant hoch ist. Ursächlich hierfür ist vor allem die Ausbaugeschwindigkeit von erneuerbaren Energien, welche bis zum Jahr 2026 annahmegemäß langsamer ist als zwischen den Jahren 2026 und 2030. Deshalb resultiert eine nennenswerte

residuale¹⁰ Nachfrage, welcher durch konventionelle Kraftwerkseinheiten gedeckt werden muss. Als Folge dessen werden steuerbare Kraftwerkseinheiten im Jahr 2026 meist nicht nur zur Deckung von Spitzenlasten eingesetzt, sondern liefern darüber hinaus einen Beitrag zur Bereitstellung der Grundlast. Dies spiegelt sich auch in den durchschnittlichen Volllaststunden der konventionellen Erzeugungseinheiten in Höhe von etwa 3.800 Volllaststunden wider. Mit Ausnahme des Szenarios mit moderater Stromnachfrage, ohne Verfügbarkeit russischer Rohstoffe und hohem EE-Ausbau (mEL-oRU-hEE) wird Deutschland im Jahr 2026 zum Nettoimporteur von Strom. Dies ist insbesondere in Szenarien mit moderatem EE-Ausbau der Fall, da die erneuerbaren Stromerzeugungsmengen in Deutschland hier niedriger sind als in Szenarien mit hohem EE-Ausbau. Anzumerken ist, dass der Ausbau von erneuerbaren Energien im Ausland modellendogen erfolgt. Sollten die dort resultierenden EE-Kapazitäten nicht in Realität zugebaut werden können, würde dies Rückwirkungen auf die nationale Stromhandelsbilanz und die Höhe der nationalen konventionellen Erzeugung haben. Im Fall eines hohen EE-Ausbaus stellt sich tendenziell eine ausgeglichene Handelsbilanz ein. Eine weitere treibende Größe für die Höhe der Nettoimporte ist die zugrundeliegende Stromnachfrage. Während die durchschnittlichen Nettoimporte für die Szenarien mit hoher Stromnachfrage (hEL) 33 TWh betragen, werden in den Szenarien mit moderater Stromnachfrage (mEL) durchschnittlich lediglich 20 TWh importiert.

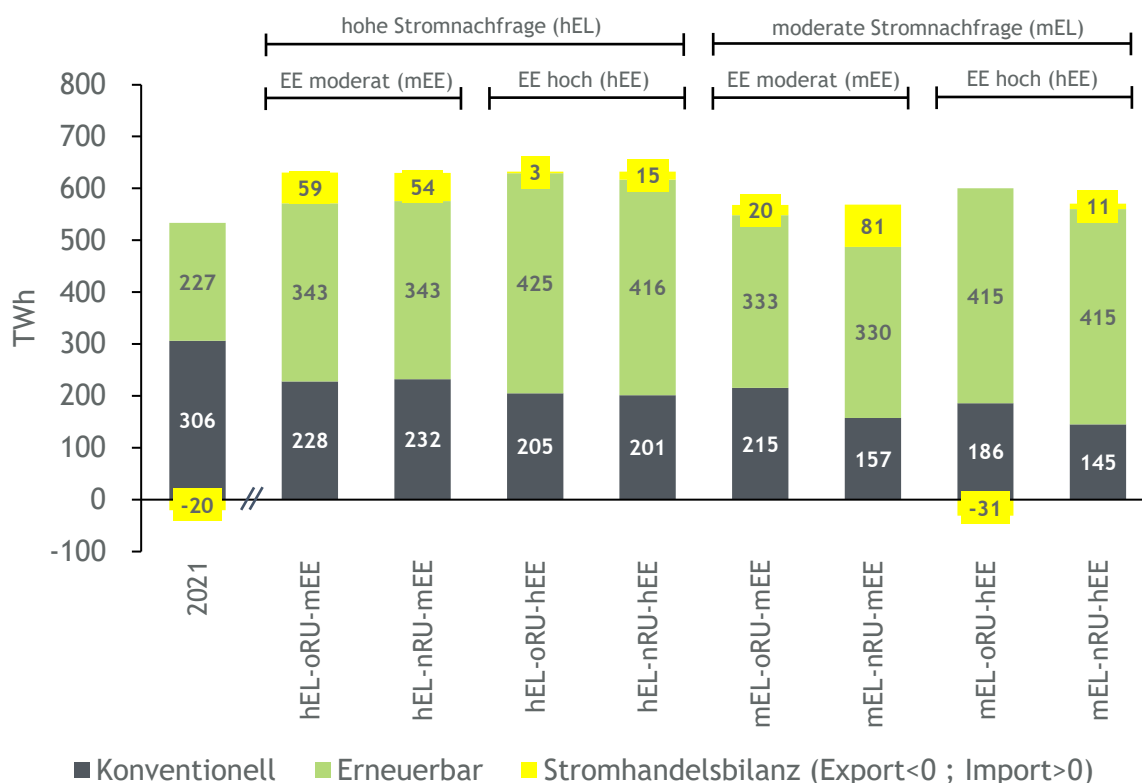


Abbildung 23: Stromerzeugung und -handelsbilanz im Jahr 2026

Quelle historische Werte basierend auf Fraunhofer ISE, 2022

Bis zum Jahr 2030 erhöht sich die Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien gemäß den unterstellten Ausbaupfaden deutlich. Dies ist auf die höheren Zubauraten zwischen den Jahren 2026 und 2030 zurückzuführen. In der Folge reduziert sich das Niveau der konventionellen

¹⁰ Die Residuallast bzw. residuale Nachfrage bezeichnet die Last, welche nach Abzug der Erzeugung aus erneuerbaren Energien bestehen bleibt.

Stromerzeugung bis zum Jahr 2030 weiter. Die Höhe der aggregierten Stromerzeugungsmenge von konventionellen Technologien ist primär von den szenariospezifischen Annahmen zur Stromnachfrage und EE-Kapazitäten abhängig. Bei hohen EE-Kapazitäten (hEE) übernehmen konventionelle Kraftwerke überwiegend die Funktion der Deckung von Spitzenlasten und der Überbrückung der Wintermonate, in denen die Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien tendenziell niedriger ist. Im Szenario mEL-oRU-hEE beispielsweise beträgt die konventionelle Stromerzeugung lediglich 87 TWh. Dies entspricht einem Rückgang gegenüber 2021 von 72 %.

In den Szenarien mit moderatem EE-Ausbau (mEE) hingegen resultieren höhere Erzeugungsmengen aus konventionellen Kraftwerken, da die verbleibende Residuallast größer ist. Der maximale Rückgang der konventionellen Erzeugung gegenüber 2021 beträgt hier lediglich 62 %. Die Entwicklung der Stromhandelsbilanz ist ebenfalls stark von der Höhe der EE-Erzeugung abhängig. Die Ergebnisse zeigen, dass bei moderaten EE-Kapazitäten bilanziell mehr Strom importiert als exportiert wird. Im Fall eines hohen Ausbaus erneuerbarer Energien hingegen werden Erzeugungsüberschüsse erzeugt, welche i.d.R. in Nachbarländer exportiert werden. Zudem zeigt sich ein Zusammenhang der Stromhandelsbilanz mit der Stromnachfrage. Eine höhere Stromnachfrage führt zu höheren Stromimporten.

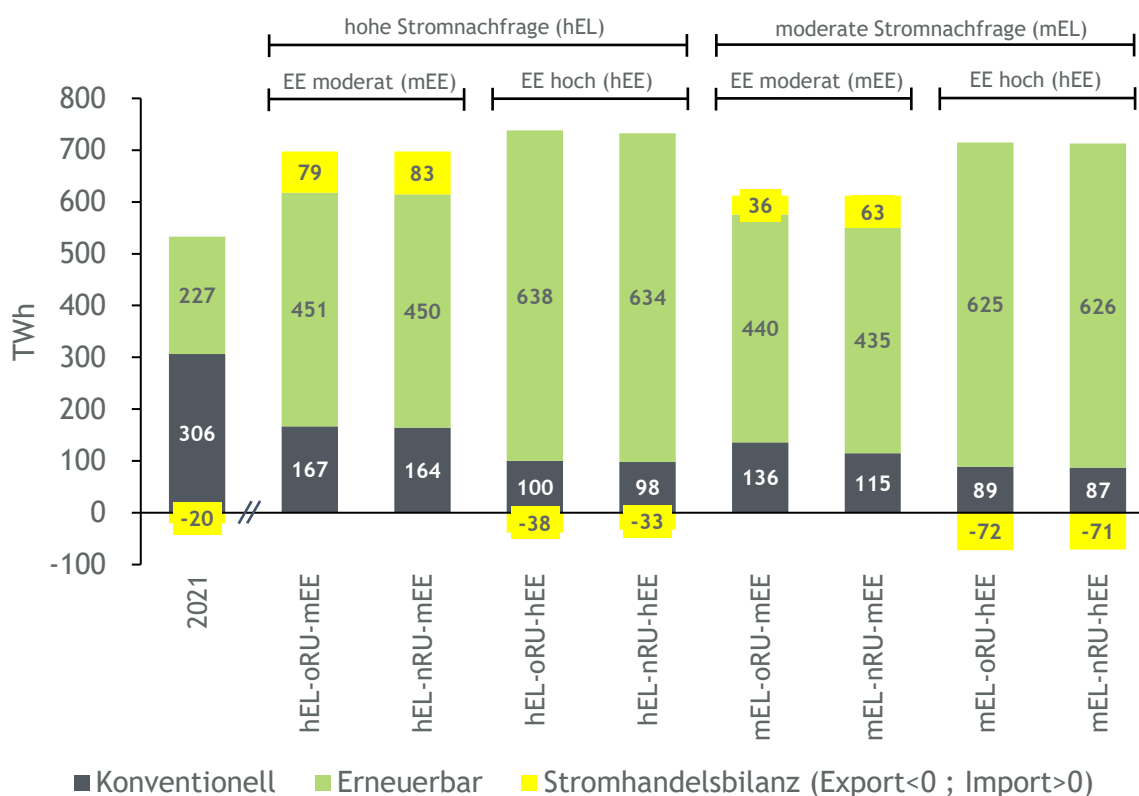


Abbildung 24: Stromerzeugung und -handelsbilanz im Jahr 2030

Quelle: historische Werte basierend auf Fraunhofer ISE, 2022

Erneuerbare Stromerzeugung

Aufgrund des angenommenen Zubaus von Windkraft- und Photovoltaikanlagen erhöht sich die erneuerbare Erzeugungsmenge für die Jahre 2026 und 2030 gegenüber dem aktuellen Niveau von

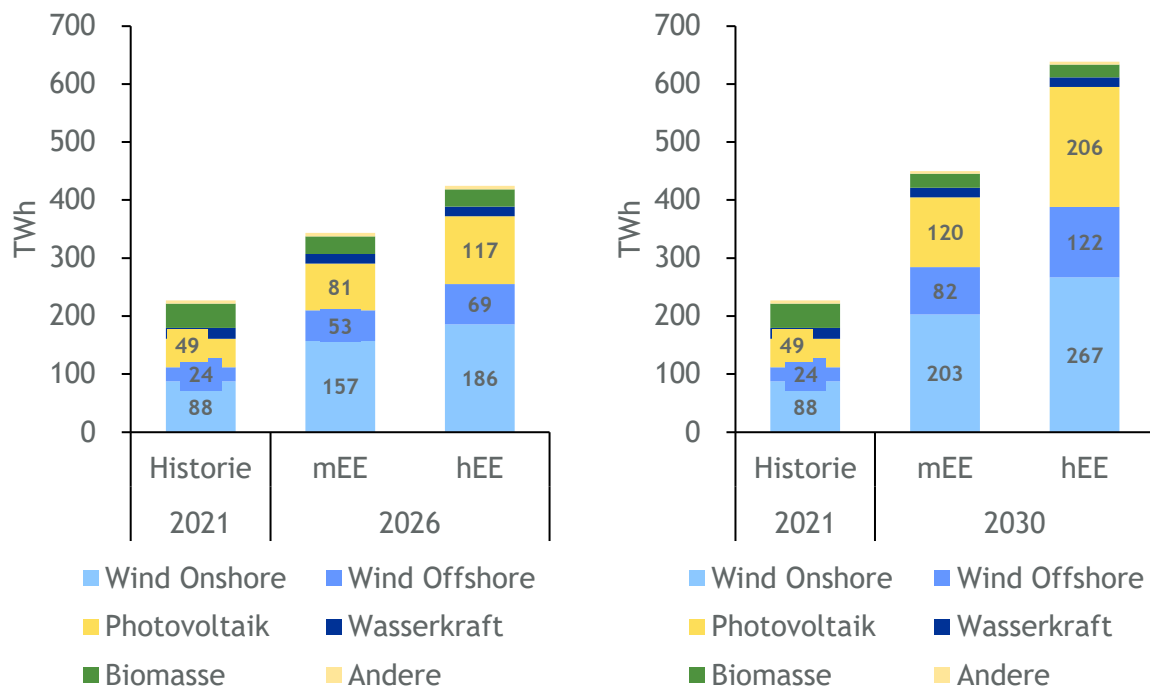


Abbildung 25: Erneuerbare Stromerzeugung bei moderatem (mEE) und hohem (hEE) Zubau

Quelle: historische Werte basierend auf Fraunhofer ISE, 2022

ca. 238 TWh deutlich. Die Bandbreite der erneuerbaren Stromerzeugung reicht im Jahr 2026 von 330 TWh bis 425 TWh und im Jahr 2030 von 435 TWh bis 639 TWh. Für die acht verschiedenen Szenarien stellen sich grundsätzlich zwei Erzeugungsniveaus ein, welche auf die unterstellten Ausbaupfade (mEE bzw. hEE) zurückzuführen sind. Kleine Abweichungen resultieren aufgrund von Abregelungen von Erzeugungsanlagen bei kurzzeitiger Überverfügbarkeit. Hinsichtlich der Erzeugungsmengen aus Wasserkraft und Biomasse ergeben sich im Zeitverlauf keine signifikanten Änderungen, da die Potenziale für die zugrundeliegenden Technologien stark limitiert sind.

Der Anteil der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien an der Bruttostromnachfrage betrug im Jahr 2021 etwa 41 %. Das aktuelle Ziel der Bundesregierung sieht laut Osterpaket eine Deckung der Bruttostromnachfrage aus erneuerbaren Energien zu mindestens 80 % bis zum Jahr 2030 vor (BMWK, 2022c). Die Ergebnisse der Strommarktmodellierung weisen darauf hin, dass die Zielerreichung maßgeblich von der Ausbaugeschwindigkeit erneuerbarer Energien abhängig ist. In den Szenarien mit moderatem EE-Ausbau (mEE) wird die Zielvorgabe mit einer Bandbreite von 62 %-69 % deutlich verfehlt, während in den Szenarien mit hohem EE-Ausbau (hEE) eine Zielerreichung mit einer Bandbreite von 88 % - 94 % gelingt.

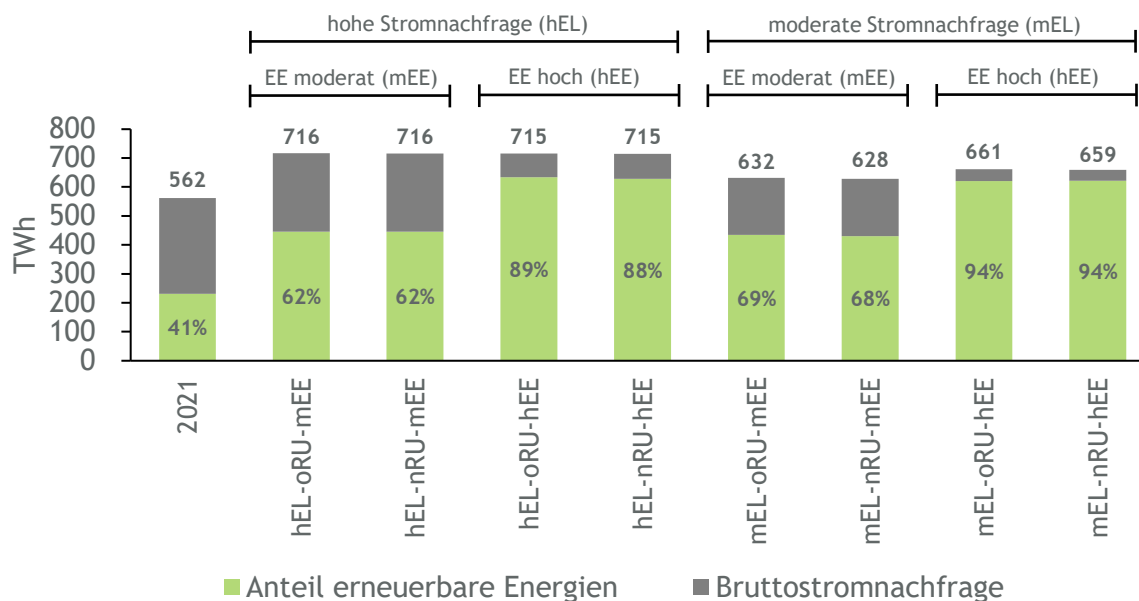


Abbildung 26: Anteil der Erzeugung erneuerbarer Energien an der Bruttostromnachfrage im Jahr 2030

Quelle: historische Werte basierend auf Fraunhofer ISE, 2022

Konventionelle Stromerzeugung

Die residuale Nachfrage wird neben Importen und dem Einsatz von Speichern durch konventionelle Kraftwerkseinheiten gedeckt. Im folgenden Abschnitt werden die wesentlichen Effekte auf den Einsatz von Gas-, Stein- und Braunkohlekraftwerken erläutert.

Die Einsatzreihenfolge (Merit Order) der unterschiedlichen konventionellen Kraftwerkstechnologien ist maßgeblich von den zugrundeliegenden Brennstoffpreisen abhängig, welche zwischen den Szenarien variieren (s. Abschnitt 3.3 und Abschnitt 5.3). Grundsätzlich gilt, dass die marginalen Kosten der Strombereitstellung einer Technologie bei einer Erhöhung des Brennstoffpreises ebenfalls steigen, was i.d.R. zu einer Senkung der Stromerzeugungsmenge der jeweiligen Technologie führt. Da durch Variation der Szenarioausprägungen allerdings bspw. gleichzeitige Preisänderungen von Gas und Steinkohle auftreten, ist es nur bedingt möglich, den Effekt von Preisänderungen auf die Merit Order pauschal abzuleiten.

Im Jahr 2021 wurden etwa 153 TWh Strom durch Kohlekraftwerke erzeugt. Bei Annahme einer stark steigenden Stromnachfrage (hEL) verbleibt die Kohleverstromung im Jahr 2026 trotz des gestiegenen CO₂-Preises (s. Abschnitt 2.3) auf dem aktuellen Niveau mit einer Erzeugungsmenge von mindestens 136 TWh. Ursächlich hierfür ist neben dem szenarioabhängigen Anstieg von Gaspreisen vor allem die annahmegetriebene Notwendigkeit zur Reduktion des Gasverbrauchs in der Ausprägung hEL, welche die Höhe der Gasverstromung limitiert (s. Abschnitt 2.1). Das Erzeugungsverhältnis zwischen den Kraftwerkstechnologien ändert sich in diesen Szenarien kaum, d.h. die von Braunkohlekraftwerken erzeugten Mengen sind größer als die der Steinkohlekraftwerke.

Die Ergebnisse für die Szenarien mit einer moderaten Stromnachfrage (mEL) hingegen weisen deutliche Unterschiede in der Kohleverstromung auf. Hier ist die Einsatzentscheidung von Kohlekraftwerken stark von der Verfügbarkeit russischer Rohstoffe abhängig. Der deutlich niedrigere Gaspreis und geringere Steinkohlepreis bei niedriger Verfügbarkeit russischer Rohstoff

(nRU) führt dazu, dass der Einsatz von Kohlekraftwerken weniger kosteneffizient ist als der Einsatz von Gaskraftwerken. Insbesondere der Einsatz von Braunkohlekraftwerken reduziert sich stark, da diese bei dem zugrundeliegenden CO₂-Preis in der Merit Order nach hinten rücken.

Entsprechend übernehmen Kohlekraftwerke bei moderater Stromnachfrage und niedriger Verfügbarkeit russischer Rohstoffe (mEL-nRU) vornehmlich die Funktion der Deckung von Spitzenlasten und somit der Gewährleistung von Versorgungssicherheit. Für die übrigen Szenarien ist ein marktlicher Betrieb von Kohlekraftwerken im Jahr 2026 gegeben. Die zugrundeliegenden Kapazitäten für die Szenarien sowie die anteilige Deckung der Spitzenlast wird in Anhang 1 beschrieben.

Diese Analyse gilt ebenso für die Erzeugungsmengen von Gaskraftwerken. Bei moderater Stromnachfrage und niedriger Verfügbarkeit russischer Rohstoffe (mEL-nRU) ergibt sich für das Jahr 2026 eine Gasverstromung von bis zu 122 TWh, welcher merklich über dem heutigen Niveau von 87 TWh liegt. In Der Ausprägung ohne russische Rohstoffe (oRU) steigen sowohl Gas- als auch Steinkohlepreise, sodass diese unter Berücksichtigung der CO₂-Preiskomponente von Kraftwerken auf einem ähnlichen Preisniveau liegen und folglich ähnliche Erzeugungsmengen resultieren. Für die Szenarien mit einer hohen Stromnachfrage und sinkendem Gasverbrauch (hEL) ist der Einsatz von Gaskraftwerken zwar günstiger, jedoch ist das Potenzial der Gasverstromung durch die Annahme eines sinkenden Gasverbrauchs in diesen Szenarien begrenzt (s. Abschnitt 2.1).

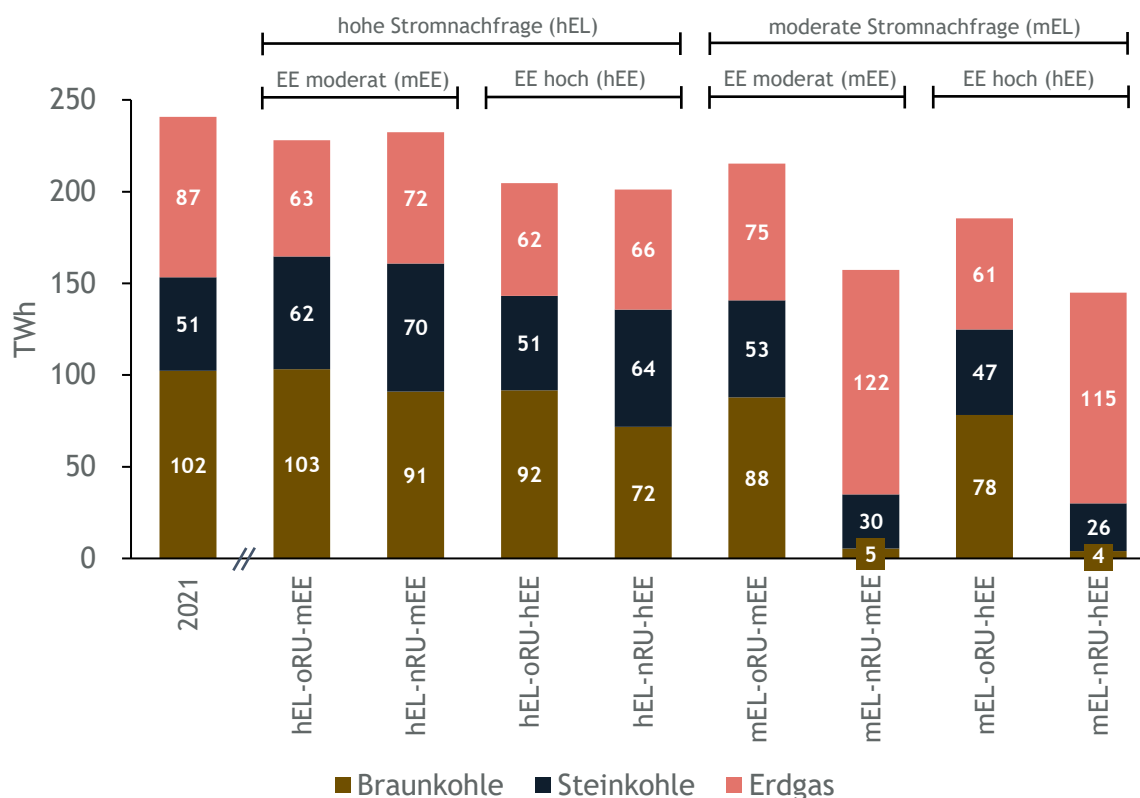


Abbildung 27: Konventionelle Stromerzeugung im Jahr 2026

Quelle: historische Werte basierend auf Fraunhofer ISE, 2022

Für das Jahr 2030 indizieren die Ergebnisse der Strommarktmodellierung einen weiteren Rückgang der Kohleverstromung. Die Erzeugungsmengen aus Kohlekraftwerken weisen eine Bandbreite von 9 TWh bis 93 TWh auf. Ursächlich hierfür ist neben dem Ausbau von erneuerbaren Energien

hauptsächlich der steigende CO₂-Preis, welcher die Erzeugungskosten der emissionsintensiven Kohlekraftwerke maßgeblich treibt. Aus der Abbildung 28 wird ersichtlich, dass die Höhe der Kohleverstromung im Falle einer hohen Stromnachfrage (hEL) vornehmlich vom Grad des EE-Ausbaus abhängig ist, während bei Annahme einer moderaten Stromnachfrage (mEL) eher die hinterlegten Brennstoffpreise den Einsatz von Kohlekraftwerken beeinflussen.

Im Vergleich zum Jahr 2026 wird der marktliche Betrieb von Kohlekraftwerken zunehmend weniger effizient. Somit übernehmen Kohlekraftwerke mit Ausnahme der Szenarien mit hoher Elektrifizierung und moderatem EE-Ausbau vornehmlich eine Reservefunktion zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit. In den vier Szenarien mit der niedrigsten Kohleverstromung betragen die Vollaststunden der am Markt befindlichen Kraftwerke im Durchschnitt lediglich etwa 1.200 Stunden. Der Beitrag von Kohlekraftwerken zur gesicherten Leistung sowie die zugrundeliegenden Kapazitäten für das Jahr 2030 werden in Abbildung 28 genauer beschrieben.

Die Stromerzeugung aus gasbefeuerten Kraftwerken weist für das Jahr 2030 eine Bandbreite über die Szenarien von 54 TWh bis 105 TWh auf und ist in den meisten Szenarien mit dem heutigen Niveau der Gasverstromung von ca. 87 TWh vergleichbar. Aus den Ergebnissen lässt sich schlussfolgern, dass im Fall eines konstanten Gasverbrauchs (mEL) die Einsatzentscheidung zwischen Gas- und Kohlekraftwerken stark von den zugrundeliegenden Brennstoffpreisen (oRU, nRU) abhängig ist. Diese Abhängigkeit gilt bei der Annahme einer sinkenden Gasnachfrage (hEL) aufgrund des insgesamt niedrigeren Gaspreisniveaus nicht. Zwar ist in diesen Szenarien die Gasverstromung im Jahr 2030 kosteneffizienter als der Einsatz von Kohlekraftwerken, jedoch ist das Potenzial der Gasverstromung durch die Annahme eines sinkenden Gasverbrauchs in diesen Szenarien begrenzt (s. Abschnitt 2.1).

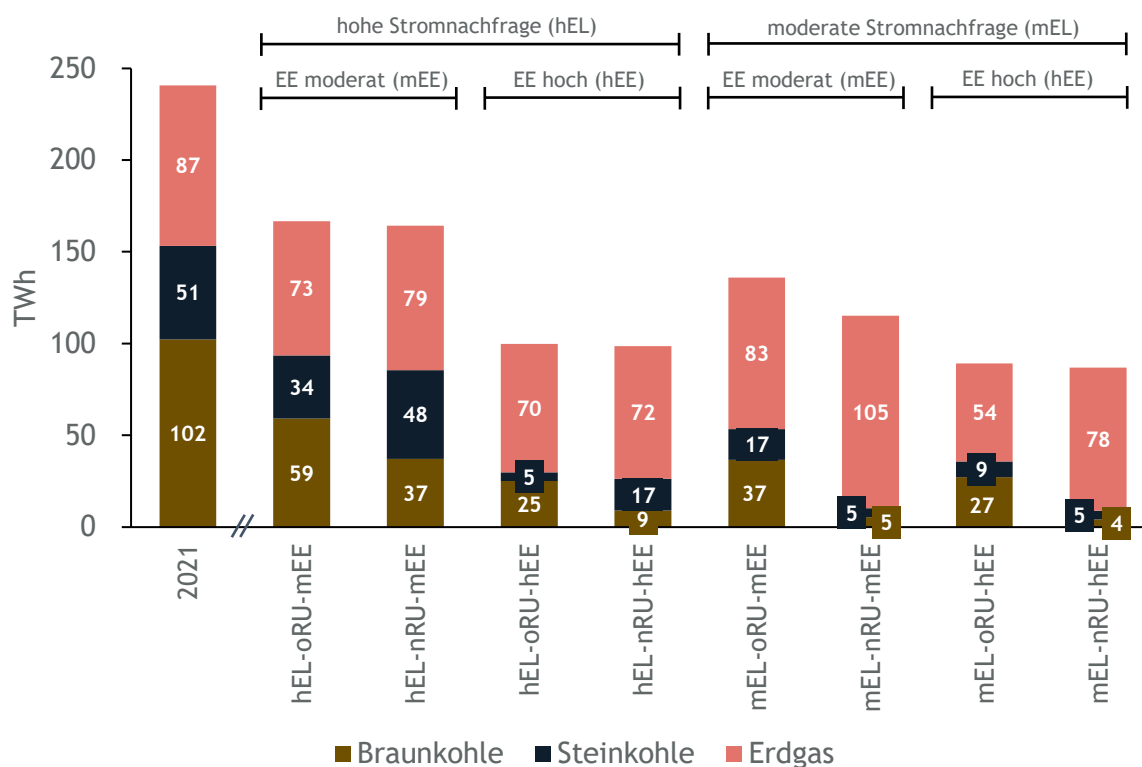


Abbildung 28: Konventionelle Stromerzeugung im Jahr 2030

Quelle: historische Werte basierend auf Fraunhofer ISE, 2022

6.2 Treibhausgasemissionen

In diesem Abschnitt werden die im Energiesektor ausgestoßenen Treibhausgasemissionen im Jahr 2030 erläutert. Neben den im Modell abgebildeten Emissionen der öffentlichen Strom- und Wärmeerzeugung, umfasst der Energiesektor weitere, sog. sonstige Emissionen. Hier handelt es sich um Emissionen aus Mineralölraffinerien, aus der Herstellung von Brennstoffen, aus Pipelinetransport sowie um diffuse Emissionen aus festen Brennstoffen, Öl und Erdgas. Angelehnt an Repening et al., 2021 wird ein Rückgang der sonstigen Emissionen um 11 % im Zeitraum 2018 bis 2030 unterstellt. Hinsichtlich der Bilanzierung von Emissionen wird das Quellprinzip unterstellt. Somit werden Emissionen aus importiertem Strom nicht dem nationalen Energiesektor zugeordnet. In Deutschland erzeugter, exportierter Strom hingegen wird im Rahmen der Bilanzierung berücksichtigt und dem nationalen Energiesektor zugewiesen.

Im Jahr 2021 betragen die Treibhausgasemissionen im Energiesektor etwa 247 Mio. tCO₂äq. Die Ergebnisse der Strommarktmodellierung weisen szenarioübergreifend auf eine deutliche Senkung des aktuellen Niveaus hin. Wesentliche Ursachen für die Emissionsminderungen sind der voranschreitende Ausbau von erneuerbaren Energien, sowie der steigende CO₂-Preis und die daraus resultierenden sinkenden Erzeugungsmengen aus der Kohleverstromung.

Das aktuelle Ziel der Bundesregierung sieht eine Reduktion von Treibhausgasemissionen im Energiesektor auf eine Höhe von 108 Mio. tCO₂äq. bis zum Jahr 2030 vor. Die Bandbreite der aus der Strommarktmodellierung resultierenden Treibhausgasemissionen reicht von 73 bis 145 Mio. tCO₂äq. Diese große Bandbreite weist auf eine hohe Abhängigkeit der Zielerreichung von den berücksichtigten Unsicherheiten hin. Grundsätzlich spiegeln sich die Ergebnisse für die Stromerzeugung auch in den Emissionsmengen wider, d.h. bei hohem Einsatz konventioneller Kraftwerkstypen wird mehr emittiert.

Das sektorale Klimaziel könnte im Fall einer moderaten Stromnachfrage (mEL) in jedem der vier Szenarien erreicht werden. Bei gleichzeitig hohem Ausbau erneuerbarer Energien (hEE) und niedriger Verfügbarkeit russischer Rohstoffe (nRU) wird die Zielvorgabe sogar deutlich unterschritten. Berücksichtigt werden muss jedoch, dass das Szenario ohne Verfügbarkeit russischer Rohstoffe und mit moderatem EE-Ausbau die Zielvorgabe nur sehr knapp erreicht. Die trotz der moderaten Stromnachfrage höheren Emissionen sind insbesondere auf den marktgetriebenen Einsatz von Braunkohlekraftwerken zurückzuführen. Dieser Einsatz würde ohne die Nettoimporte in Höhe von 36 TWh voraussichtlich noch höher ausfallen und zu einer Verfehlung des Sektorziels führen.

Im Fall einer hohen Stromnachfrage (hEL) ist die Erreichung des sektoralen Klimaziels vornehmlich vom Ausbau erneuerbarer Energien abhängig. Hier führt ein lediglich moderater Ausbaupfad (mEE) trotz signifikanter Stromimporte zu einer eindeutigen Zielverfehlung mit Emissionen in Höhe von bis zu 145 Mio. tCO₂äq im Jahr 2030. Ursächlich hierfür ist der Einsatz von Braun- und Steinkohlekraftwerken, welche die fehlenden Erzeugungsmengen von erneuerbaren Energien bei

gleichzeitig hoher Stromnachfrage decken. Bei hohem EE-Ausbau (hEE) hingegen wird das Sektorziel mit Emissionen von maximal 91 Mio. tCO₂äq eindeutig erreicht.

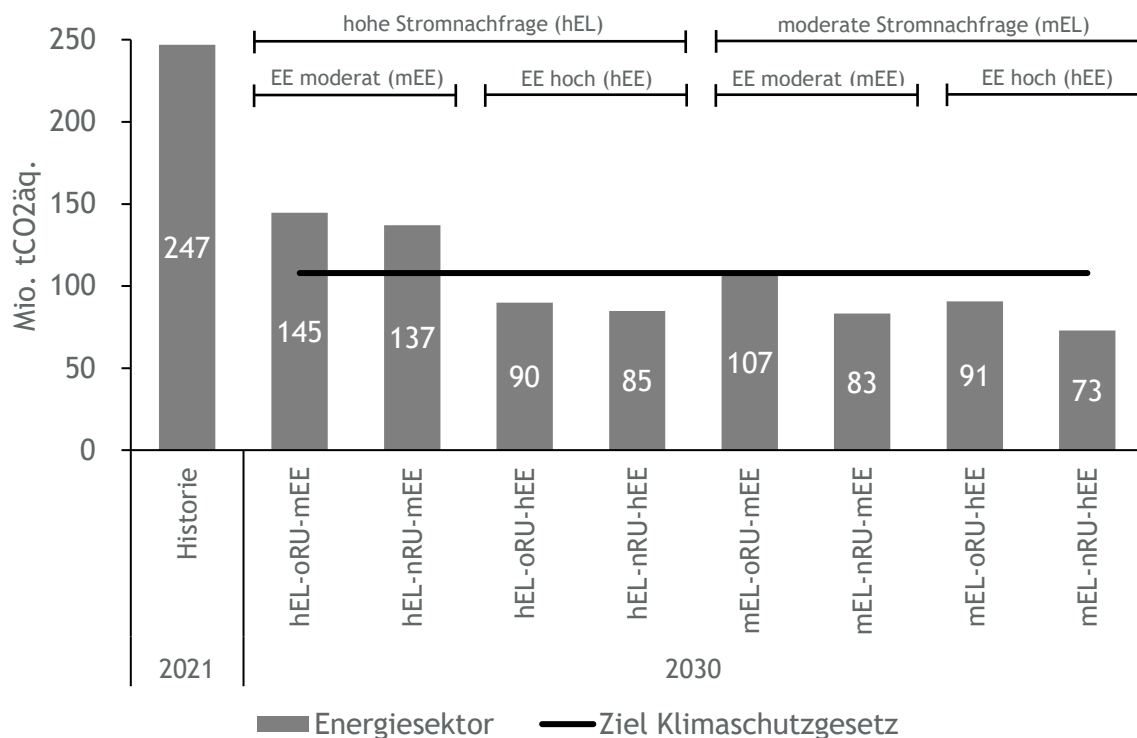


Abbildung 29: Vergleich der Treibhausgasemissionen im Jahr 2030

Quelle: historische Werte basierend auf Umweltbundesamt, 2022

6.3 Großhandelspreise für Strom

Die mögliche Entwicklung des Großhandelsstrompreises wird durch die Entwicklungen auf der Angebots- und Nachfrageseite bestimmt. Angebotsseitig spielen vor allem die Höhe der Brennstoffpreise sowie der CO₂-Preise eine wichtige Rolle, da sich diese direkt auf die Erzeugungskosten der am Markt agierenden Kraftwerke auswirken. Die Szenarien ohne Verfügbarkeit russischer Rohstoffe (oRU) weisen dabei höhere Brennstoffpreise ggü. den Szenarien mit niedriger Verfügbarkeit (nRU) auf. Entsprechend sind die durchschnittlichen Strompreise in diesen Szenarien höher. Darüber hinaus ist die Höhe des Zubaus erneuerbarer Energien maßgebend. Ein höherer Zubau (hEE) führt zu einem geringeren Einsatz konventioneller Kraftwerke, sodass die durchschnittlichen Großhandelsstrompreise sinken. Auf der Nachfrageseite ist die Höhe der Stromnachfrage von entscheidender Bedeutung. Eine steigende Nachfrage (hEL) führt, unter sonst gleichen Annahmen, zu einer höheren Residuallast und zunehmendem Einsatz konventioneller Kraftwerke mit höheren Erzeugungskosten, wodurch die Strompreise steigen.

Die Abbildung 30 zeigt die durchschnittlichen, nachfragegewichteten¹¹ Großhandelsstrompreise der acht Szenarien für die Jahre 2026 und 2030, sowie die historischen Preise von 2016 bis 2021. Die Ergebnisse der Szenariorechnungen spannen eine große Bandbreite möglicher Preisentwicklungen auf.

In allen betrachteten Szenarien ergibt sich gegenüber den langjährigen historischen Preisen ein deutlicher Anstieg der Strompreise. Vergleicht man diese allerdings mit den hohen Preisen seit Mitte 2021, zeigt sich ein deutlicher Rückgang. Die höchsten Preise mit jährlichen Durchschnittspreisen von bis zu 132 EUR/MWh (2026) bzw. 135 EUR/MWh (2030) ergeben sich in den Szenarien, in denen sich preiserhöhende Effekte wie eine hohe Stromnachfrage, keine Verfügbarkeit russischer Rohstoffimporte und ein moderater Ausbau erneuerbarer Energien (Szenario hEL-oRU-mEE) überlagern. Die geringsten Preise mit 79 EUR/MWh (2026) bzw. 52 EUR/MWh (2030) treten im umgekehrten Fall auf, also bei moderater Stromnachfrage, mit niedriger Verfügbarkeit Rohstoffimporte und einem hohen Ausbau erneuerbarer Energien (mEL-nRU-hEE). Der Ausbau der erneuerbaren Energien ist dabei der wichtigste Treiber für die mittelfristige Reduktion der Großhandelsstrompreise.

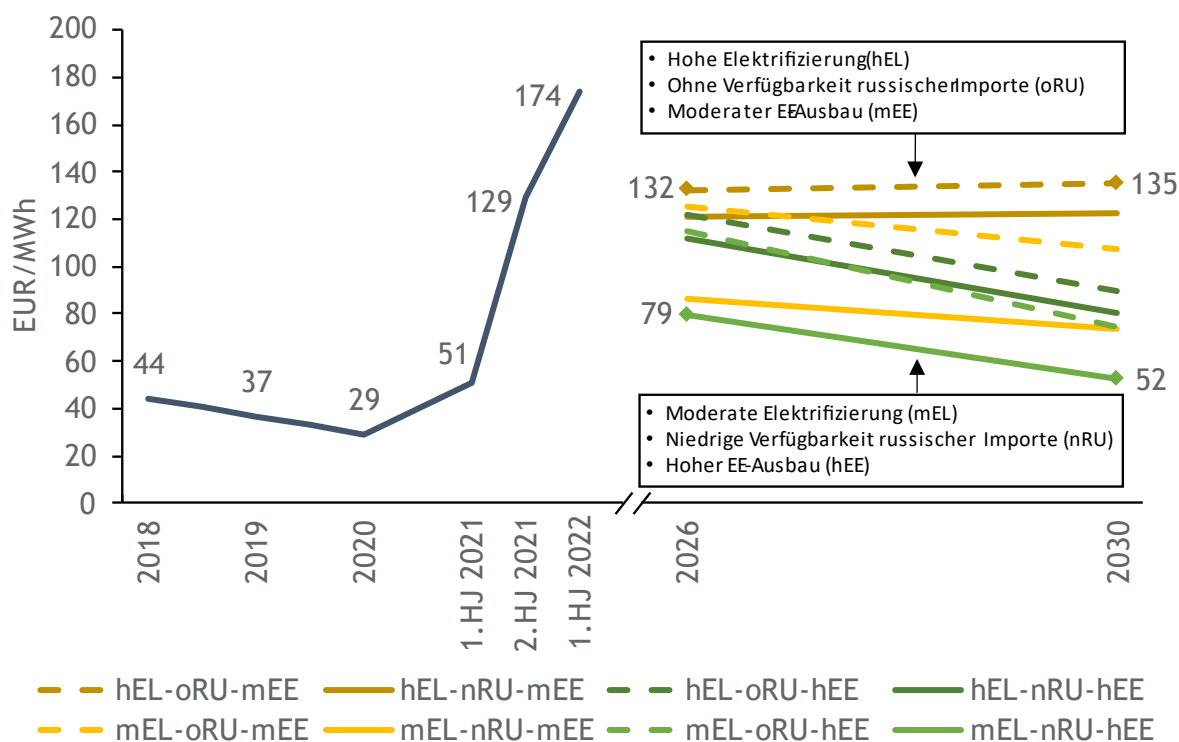


Abbildung 30: Mögliche Entwicklung der Großhandelsstrompreise in Deutschland

Quelle: historische Werte nach eigenen Berechnungen auf Basis von BNetzA, 2022

Generell weisen die Szenarien ohne Verfügbarkeit russischer Rohstoffe (oRU = gestrichelte Linien) vor allem bis 2026 höhere Preise auf, da die Nichtverfügbarkeit von Erdgas und Steinkohle aus Russland vor allem mittelfristig zu höheren Brennstoffpreisen führt. Dies resultiert in höheren Grenzkosten der entsprechenden Kraftwerke und höheren Marktgeboten. Langfristig sinken die Preisdifferenzen tendenziell, da die Brennstoffpreisunterschiede zwischen den Szenarien bei

¹¹ Jährlicher Durchschnitt des stündlichen Strompreises multipliziert mit der stündlichen Nachfrage, dividiert durch die jährliche Stromnachfrage. Stunden mit höherer Nachfrage sind entsprechend höher gewichtet.

Verfügbarkeit russischer Rohstoffe (nRU) abnehmen. Der Effekt wird deutlich beim direkten Vergleich der Ausprägungen oRU und nRU, wie in Abbildung 31 exemplarisch dargestellt.

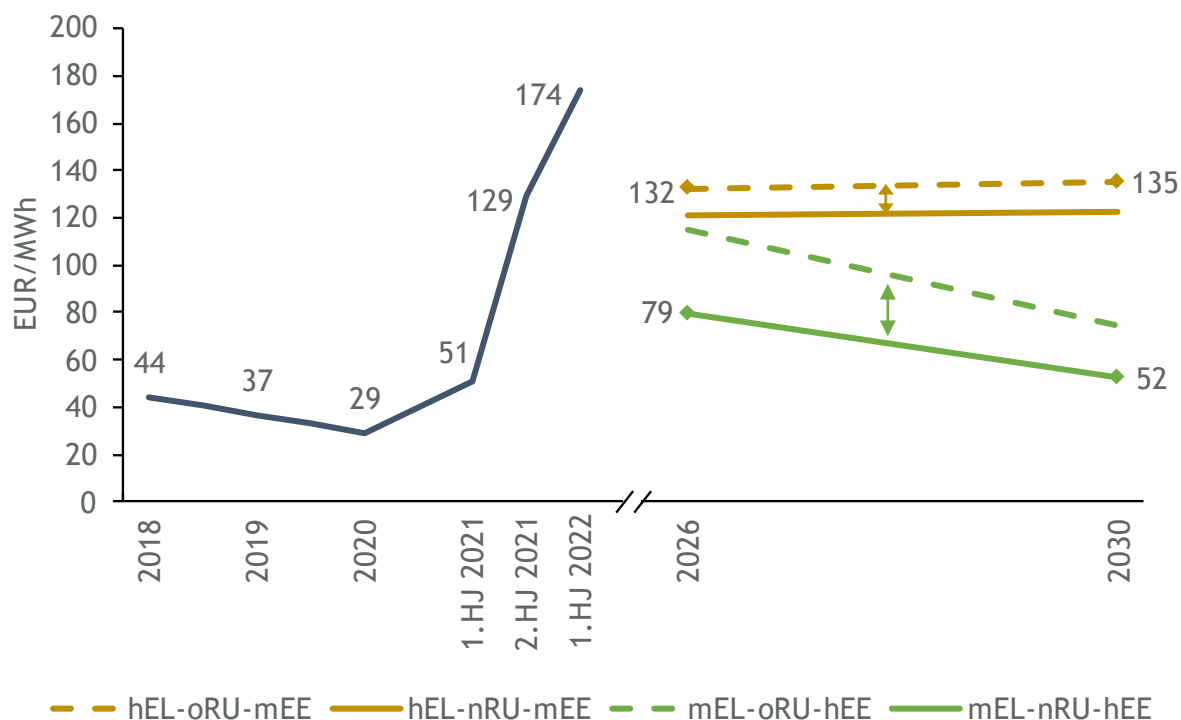


Abbildung 31: Vergleich der Großhandelsstrompreise mit niedrigen (nRU) bzw. ohne russische Importe (oRU)

Quelle: historische Preise nach eigener Berechnung auf Basis von BNetzA, 2022

In beiden Fällen führt die Nichtverfügbarkeit von russischen Rohstoffen zu einem signifikanten Anstieg der Strompreise. In den Szenarien mit hoher Elektrifizierung und einem Rückgang der Gasnachfrage (hEL) fällt der Preisanstieg, aufgrund des geringeren Effekts auf die Gaspreise geringer aus. Hier liegt der Anstieg des Strompreises bei bis zu 13 EUR/MWh (+11 %). Im Fall der moderaten Elektrifizierung und konstanten Gasnachfrage (mEL) führen die stärkeren Effekte auf die Energieträgerpreise (insbesondere Gas) zu einem deutlich stärkeren Strompreisunterschied von bis zu 39 EUR/MWh (+45 %). Im Jahr 2030 ist der Effekt weniger stark ausgeprägt.

Die Höhe des Zubaus erneuerbarer Energien hat ebenfalls signifikanten Einfluss auf die Entwicklung der Strompreise. Dabei wirkt ein stärkerer Zubau erneuerbarer Energien wegen der geringen variablen Kosten von Wind und Photovoltaik generell senkend auf die Großhandelspreise, da weniger konventionelle Kraftwerke mit hohen variablen Kosten benötigt werden. In Abbildung 32 sind die Strompreise für zwei Szenarien mit jeweils unterschiedlichem Zubau von Erneuerbaren Energien dargestellt.

Die höhere Einspeisung aus Erneuerbaren Energien in den hEE-Ausprägungen ggü. den mEE-Ausprägungen führt zu einer Absenkung des durchschnittlichen Großhandelsstrompreises von bis zu 11 EUR/MWh (-8 %) im Jahr 2026 und von bis zu 46 EUR/MWh (-33 %) im Jahr 2030. Der senkende Effekt zeigt sich insbesondere im Jahr 2030, da der Großteil des EE-Zubaus gemäß den unterstellten Ausbaupfaden zwischen 2026 und 2030 erfolgt. Darüber hinaus zeigt sich, dass in den Szenarien mit hohem Preisniveau der Ausbau erneuerbarer Energien zu einer stärkeren Absenkung führt, was mit dem höheren Marktwert der EE-Anlagen erklärt werden kann. Die

höhere EE-Einspeisung führt dort zu einer stärkeren absoluten Reduktion, da die Preisdifferenz zwischen konventionellen Kraftwerken und EE-Erzeugung größer ist.

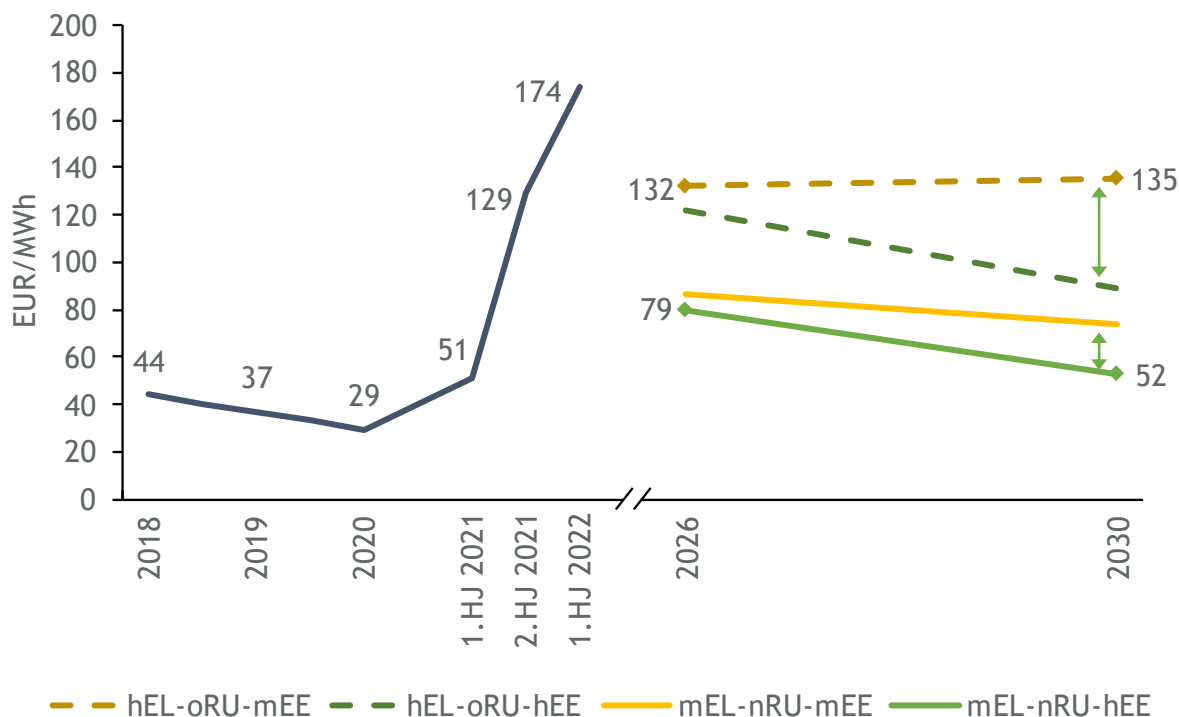


Abbildung 32: Vergleich der Großhandelsstrompreise mit moderatem (mEE) und hohem EE-Zubau (hEE)

Quelle: historische Werte nach eigener Berechnung auf Basis von BNetzA, 2022

Weiterhin hat die Entwicklung der Nachfrage Auswirkungen auf die Preisentwicklung. Eine höhere Stromnachfrage (hEL) führt, ceteris paribus, zum Einsatz von Kraftwerken mit höheren Grenzkosten und dadurch zu höheren Strompreisen. Darüber hinaus hat die Modellierung der sektorenübergreifenden Gasnachfrage (s. Abschnitt 2.1) ebenfalls Auswirkungen auf den Strommarkt und führt durch die Limitierung der Gasverstromung ggf. zum Einsatz kostenintensiverer Kraftwerke und entsprechend höheren Strompreisen.

Die Abbildung 33 vergleicht jeweils zwei Szenarien mit unterschiedlicher Nachfragehöhe. Die dargestellten hEL-Szenarien weisen gegenüber den mEL-Szenarien im Jahr 2026 einen um bis zu 35 EUR/MWh (+40 %) höheren Preis auf. Im Jahr 2030 beträgt der Unterschied bis zu 50 EUR/MWh (+68 %). Die Preisdifferenz nimmt im Jahr 2030 ggü. dem Jahr 2026 tendenziell zu, da die angenommene Steigerung der Stromnachfrage nach 2026 stärker ausfällt. Darüber hinaus zeigt sich, dass die Preisdifferenz im Vergleich der Szenarien mit unterschiedlichen Nachfragen (hEL und mEL) in den nRU-Szenarien deutlich stärker ausfällt. In den mEL-nRU Szenarien ist Gas im Vergleich günstiger, sodass vermehrt Gaskraftwerke anstatt Kohlekraftwerke eingesetzt werden. Dieser Effekt wird in den Szenarien mit hoher Stromnachfrage allerdings durch die angenommene Limitierung der Gasverstromung begrenzt, sodass hier nur ein geringfügiger Anstieg der Gasverstromung erfolgen kann. Im Fall ohne Verfügbarkeit russischer Rohstoffe (oRU) erfolgt kein Wechsel in der Rangfolge der Stromerzeugungskosten zwischen Kohle- und Gaskraftwerken, da die Brennstoffkosten von Gas stark steigen.

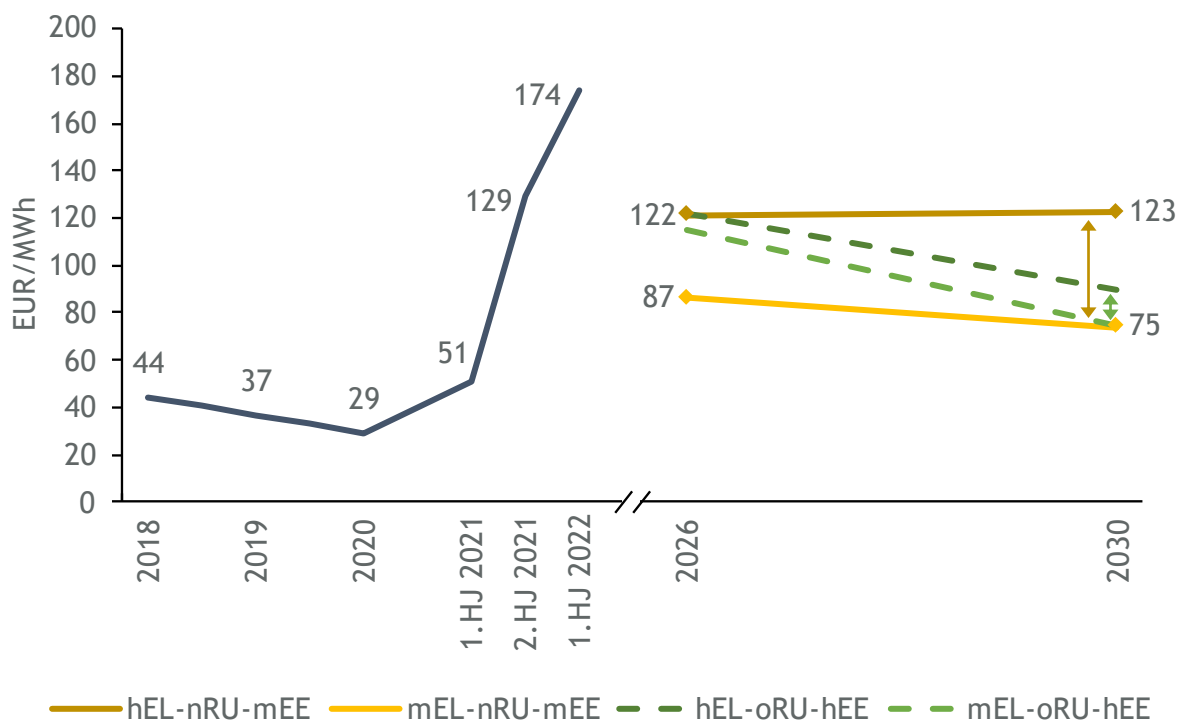


Abbildung 33: Vergleich der Großhandelsstrompreise mit hoher (hEL) und moderater Elektrifizierung (mEL)

Quelle: historische Werte nach eigener Berechnung auf Basis von BNetzA, 2022

6.4 Sensitivität - Preisentwicklung EU-ETS

Die Entwicklung der CO₂-Preise im EU-ETS geht als exogene Vorgabe in die Modellierung ein und wird zwischen den Szenarien nicht variiert (vgl. Kapitel 2.3). Da diese die Kostenstruktur der konventionellen Kraftwerke maßgeblich beeinflusst, wird in diesem Kapitel eine Sensitivitätsanalyse für ausgewählte Szenarien durchgeführt. Dazu wird der CO₂-Preis pauschal um 20 % reduziert und die Strommarktsimulation erneut durchgeführt. Grundsätzlich führt die Reduktion des CO₂-Preises zur Besserstellung emissionsintensiver Technologien (z.B. Braun- oder Steinkohle) ggü. weniger emissionsintensiven Technologien (z.B. Gas). Bei der Verfeuerung von Braunkohle werden spezifisch etwa doppelt so viele Emissionen im Vergleich zu Erdgas ausgestoßen. Außerdem weisen moderne Gaskraftwerke einen höheren Wirkungsgrad verglichen mit Kohlekraftwerken auf, wodurch dieser Effekt verstärkt wird.

Im Folgenden werden die Ergebnisse der Sensitivitätsrechnungen für das Jahr 2030 in Bezug auf die Erzeugung konventioneller Kraftwerke, die Stromhandelsbilanz, sowie Emissionen und Strompreise diskutiert. Abbildung 34 zeigt die Stromerzeugung konventioneller Kraftwerke für die Szenarien mit moderatem Anstieg der Stromnachfrage, moderatem Zubau erneuerbarer Energien und ohne Verfügbarkeit russischer Rohstoffimporte (mEL-oRU-mEE) bzw. mit geringer Verfügbarkeit russischer Rohstoffimporte (mEL-nRU-mEE). Die Brennstoffpreise werden für die innerhalb der einzelnen Szenarien konstant gehalten, sodass die einzige variierende Größe die Höhe des CO₂-Preises darstellt. Im Folgenden werden jeweils das Ausgangsszenario (Referenz) und die Sensitivität (-20 % CO₂-Preis) gezeigt.

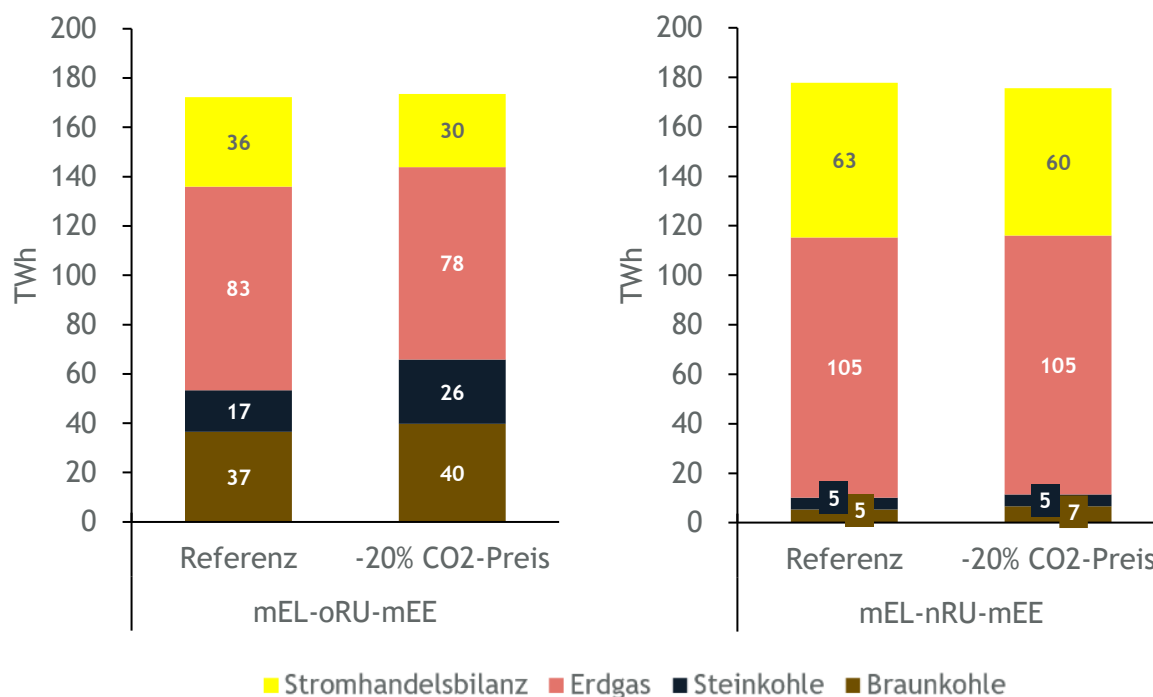


Abbildung 34: Stomerzeugung ausgewählter Szenarien im Jahr 2030 bei Reduktion des CO₂-Preises um 20 %

Quelle: eigene Berechnungen

Im Szenario ohne Verfügbarkeit russischer Energieträger (oRU) führt die Reduzierung des CO₂-Preises, aufgrund der Besserstellung emissionsintensiver Technologien, zu einer leichten Verschiebung der Erzeugungsstruktur zugunsten von Braun- und Steinkohle. Dadurch wird rund 9 TWh (40 %) mehr Strom aus Steinkohle und 3 TWh (8 %) mehr Strom aus Braunkohle erzeugt. Gaskraftwerke erzeugen rund 5 TWh (6 %) weniger Strom. Außerdem gehen die Nettoimporte um rund 6 TWh (17 %) zurück, da vermehrt inländische Kohlekraftwerke in Betrieb sind. Demgegenüber führt der niedrigere CO₂-Preis im Szenario mit niedriger Verfügbarkeit russischer Energieträger (nRU) nur zu geringfügigen Änderungen in der Erzeugungsstruktur, da Gaskraftwerke aufgrund der verhältnismäßig niedrigen Gaspreise auch nach Senkung des CO₂-Preises weiterhin die günstigere Erzeugungsoption darstellen.

Durch den Einsatz emissionsintensiver Technologien bei niedrigeren CO₂-Preisen steigen die Emissionen im Energiesektor an. Abbildung 36 zeigt den Vergleich der Treibhausgasemissionen im Energiesektor im Jahr 2030. Im Szenario ohne Verfügbarkeit russischer Energieträger (mEL-oRU-mEE) führt der Anstieg der Kohleverstromung, sowie der Rückgang der Stromimporte, zu zusätzlichen Emissionen in Höhe von ca. 9 Mio. tCO₂äq. Dadurch wird das sektorale Klimaziel des Energiesektors von 108 Mio. tCO₂äq. um 8 Mio. tCO₂äq. überschritten. Im Szenario mit niedriger Verfügbarkeit russischer Importe (mEL-nRU-mEE) resultiert aufgrund der vergleichbaren Erzeugungsstruktur lediglich ein geringer Anstieg der Emissionen, sodass 84 Mio. tCO₂äq. emittiert werden.

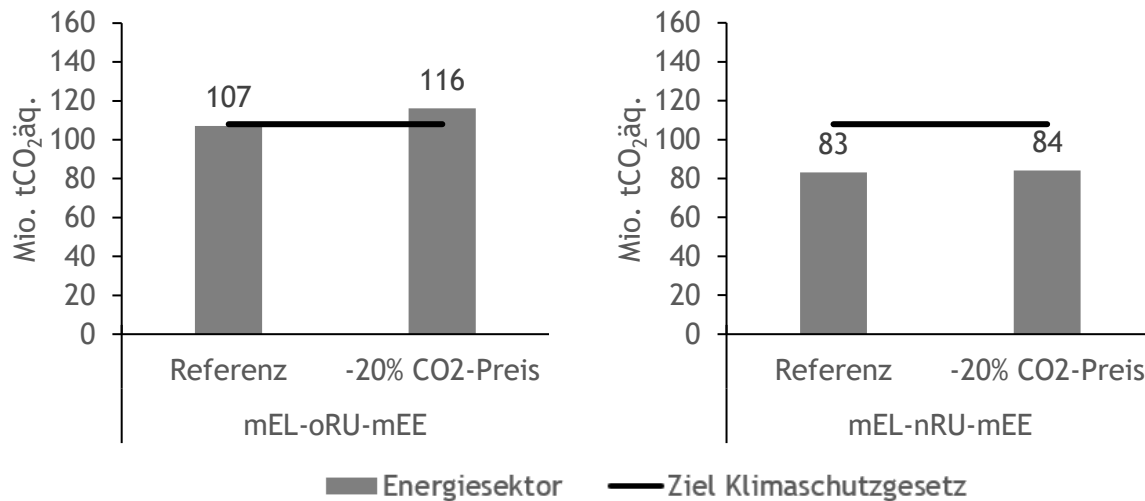


Abbildung 36: Emissionen ausgewählter Szenarien im Jahr 2030 bei Reduktion des CO₂-Preises um 20 %

Quelle: eigene Berechnungen

Geringere CO₂-Preise reduzieren die variablen Kosten der konventionellen Kraftwerke und senken die Großhandelsstrompreise. Abbildung 35 zeigt diesen Effekt für die Szenarien ohne Verfügbarkeit russischer Rohstoffe (oRU) und mit niedriger Verfügbarkeit russischer Rohstoffe (nRU) für das Jahr 2030. Im Szenario mEL-nRU-mEE führen die geringeren CO₂-Preise zu einer Reduktion von 4 EUR/MWh (-5 %) auf 69 EUR/MWh. Im Szenario mEL-oRU-mEE reduzieren sich die Preise um 8 EUR/MWh (-7 %) auf 99 EUR/MWh. Im Szenario mit niedriger Verfügbarkeit russischer Energieträger (mEL-nRU-mEE) sinkt zwar das allgemeine Erzeugungskostenniveau aufgrund des niedrigeren CO₂-Preises, die erzeugenden Kraftwerke bleiben aber nahezu dieselben, da Gaskraftwerke immer noch die günstigere Option darstellen. Demgegenüber werden im Szenario ohne russische Energieträger (mEL-oRU-mEE) bei niedrigeren CO₂-Preisen Kohlekraftwerke ggü. Gaskraftwerken wirtschaftlich bessergestellt und entsprechend mehr eingesetzt, wodurch das Preisniveau weiter gesenkt werden kann.

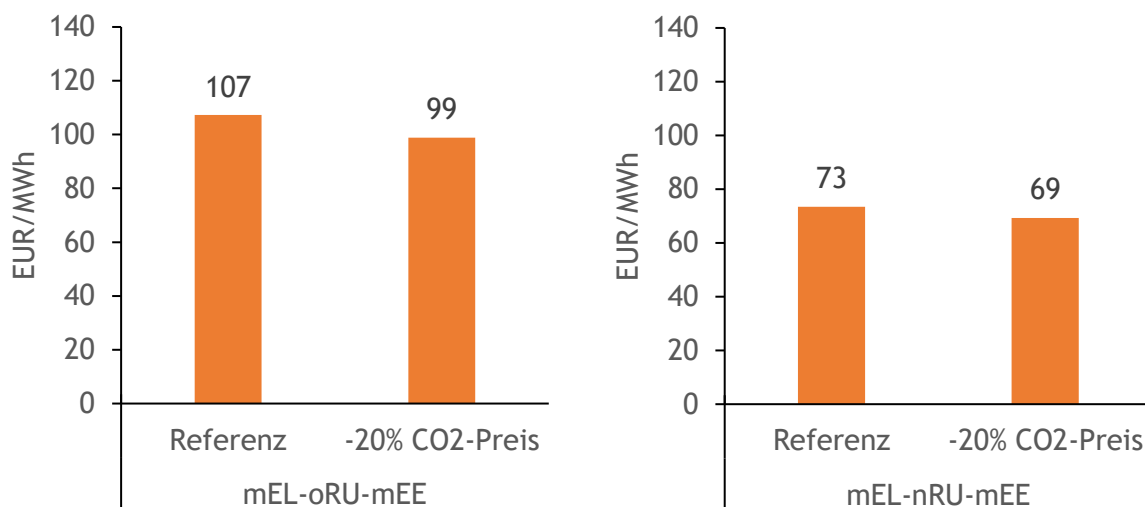


Abbildung 35: Strompreise ausgewählter Szenarien im Jahr 2030 bei Reduktion des CO₂-Preises um 20 %

Quelle: eigene Berechnungen

Die Sensitivitätsrechnung zeigt, dass die CO₂-Preise eine weitere zentrale Unsicherheit darstellen und Einfluss auf die Erzeugungsstruktur und entsprechend auf die Emissionen und Preise haben können. Im Falle niedriger Gaspreise hat ein geringerer CO₂-Preis kaum Auswirkungen auf die Erzeugungsstruktur und Emissionen, da Gaskraftwerke in beiden Fällen die günstigere Option darstellen. Im Fall höherer Gaspreise kann ein geringerer CO₂-Preis hingegen zu einer Besserstellung von emissionsintensiveren Technologien wie Kohle führen, was sich in einem Anstieg der Kohleverstromung und letztendlich höheren Emissionen niederschlägt. Die Großhandelsstrompreise sinken infolge einer Reduktion der CO₂-Preise. Einerseits sinken die Grenzkosten der konventionellen Kraftwerke, andererseits ändert sich auch die Einsatzreihenfolge.

7 Auswirkungen steigender Energiepreise auf Haushalte und Industrie

Energie ist ein essenzielles Gut für die deutsche Volkswirtschaft, das nur beschränkt substituierbar ist. Entsprechend kritisch wirken sich Preissteigerungen auf verschiedene Akteure, wie (einkommensschwache) Haushalte und (energieintensive) Industrien aus, die Energieträger zur Deckung ihrer Strom-, Wärme- und Mobilitätsnachfrage und als Rohstoff benötigen. Die möglichen Preisszenarien zeigen, dass die Energiepreise in Europa gegenüber den historischen Preisen auch mittel- und langfristig auf einem hohen Niveau verbleiben. Die große Relevanz des Themas zeigt sich vor dem Hintergrund der aktuellen Preisschocks, in der Debatte rund um die Einführung des Energiegelds, des Tankrabatts oder eines Hilfspakets für energieintensive Industrien. Diese Instrumente zielen darauf ab, die Last gestiegener Energiepreise für Energieverbrauchende zu senken und Produktionskürzungen sowie einen Anstieg der Arbeitslosigkeit zu vermeiden.

Um die Folgen der möglichen Preisentwicklungen besser zu verstehen und möglichen politischen Handlungsbedarf aufzuzeigen, werden in diesem Kapitel die Auswirkungen auf Beispielhaushalte und die Industrie näher untersucht

7.1 Auswirkungen auf die Industrie

Die deutsche Industrie steht für ca. 24 % der deutschen Bruttowertschöpfung und ca. 8 Mio. Arbeitsplätze, wobei die verschiedenen Industriebranchen über die Wertschöpfungsstufen miteinander verflochten sind (vgl. destatis, 2022a; destatis 2022b). Unterschiedlichen Branchen und Wertschöpfungsstufen unterscheiden sich dabei in den Energieintensitäten. Diese liefern Aufschluss darüber, wie stark verschiedene Industrien von steigenden Energiepreisen betroffen sind und werden daher in den nachfolgenden Analysen näher betrachtet. Aufgrund der aktuellen Gasversorgungslage liegt der Fokus der Analysen auf dem Gaseinsatz der Industrien und damit auf der Gasintensität.

Die Gasintensität von Industrien zeigt sich im Verhältnis von Bruttowertschöpfung zum jeweiligen Gaseinsatz. Beide Größen sind in Abbildung 37 für die zwölf Industrien mit dem größten Gasverbrauch gegeneinander aufgetragen. Die eingezeichneten gestrichelten Linien entsprechen dabei einem konstanten Verhältnis von Bruttowertschöpfung zu Gaseinsatz. Sie verdeutlichen die Differenzierung zwischen der Fertigungs- und der Grundstoffindustrie. Die Grundstoffindustrie befindet sich am Anfang der Wertschöpfungskette und ihrer Bruttowertschöpfung steht in der Regel ein hoher Gasverbrauch gegenüber. Dabei sticht insbesondere die chemische Industrie mit dem größten Gasverbrauch heraus. Die Produkte der Grundstoffindustrie werden teilweise außerhalb der deutschen Industrie verwendet (z.B. in Form von Exporten oder Endverbrauch) oder stellen einen wichtigen Input für die nachgelagerten Wertschöpfungsstufen der Fertigungsindustrie dar. In der Fertigungsindustrie steht der Bruttowertschöpfung ein tendenziell geringerer Gaseinsatz gegenüber. Dies liegt daran, dass die energieintensiven Prozessschritte der

Grundstoffherstellung bereits auf vorherigen Wertschöpfungsstufen erfolgt sind und die Grundstoffe lediglich weiterverarbeitet werden.

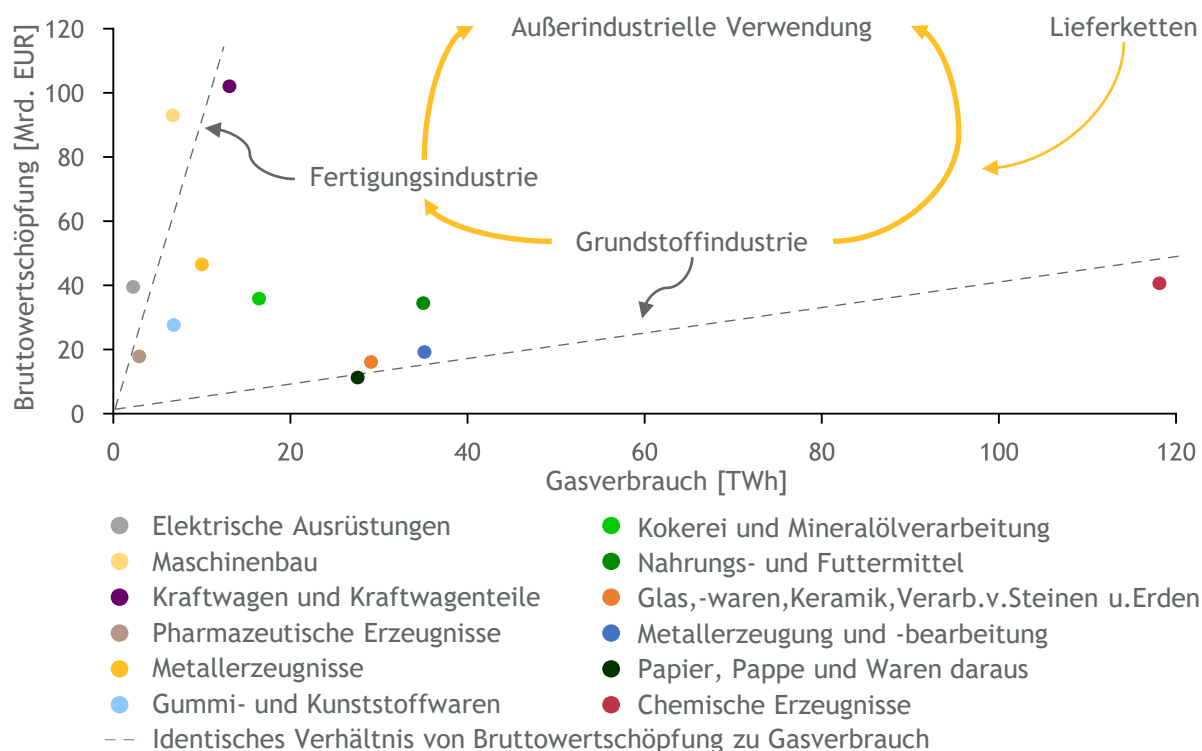


Abbildung 37: Gasintensität der Bruttowertschöpfung ausgewählter Industrien

Quelle: eigene Darstellung basierend auf destatis, 2022

Unternehmen haben, je nach Industrieprozess und Wettbewerbssituation, verschiedene Möglichkeiten, um auf einen Energiepreisanstieg zu reagieren. Dabei sind Reaktionsmöglichkeiten, die mit Investitionen verbunden sind, zumeist erst in der mittleren bzw. langen Frist umsetzbar. Kurzfristige Reaktionsmöglichkeiten stehen nur im begrenzten Maße zur Verfügung und werden im Folgenden kurz erläutert.

Substitution bzw. Reduktion des Energieverbrauchs

Industriebetriebe können teure Energieträger durch andere ersetzen. In der kurzen Frist ist diese Lösung nur in wenigen Industrien ohne zusätzliche Investitionen möglich. Oftmals erfordert eine Prozessumstellung zeitlichen Vorlauf und hohe Investitionen. So könnte bspw. die Prozesswärmebereitstellung durch Gas im Mittel- und Niedertemperaturbereich auf strombasierte Technologien wie Wärmepumpen umgestellt werden. Für die Erwägung von Substitutionsmöglichkeiten ist auch die Kostenentwicklung der alternativen Energieträger relevant. Dabei zeigen die Analysen in dieser Studie, dass die Preise nicht nur für Gas, sondern auch für Strom mittelfristig auf einem hohen Niveau verbleiben.

Preisweitergabe

Die zweite Möglichkeit ist die Weitergabe der Energiepreissteigerung an Kunden, sofern der (internationale) Wettbewerb in der Branche und die Zahlungsbereitschaft der Nachfrage den Spielraum zur Preisweitergabe ohne Absatzeinbußen zulässt. Die Möglichkeit besteht insbesondere, wenn der Grund der Preissteigerung alle Unternehmen im Wettbewerb betrifft. Dann würden die Energiekosten und damit auch die Erzeugerpreise in anderen Regionen der Welt

ebenfalls steigen. Dadurch würde sich kein komparativer Kostenvorteil für internationale Wettbewerber ergeben. Preise können weitergegeben werden, wenn Wettbewerber mit Kostenvorteilen ihre Produktion nicht ausreichend erhöhen können und gleichzeitig eine geringe Nachfrageelastizität besteht. Dies gilt insbesondere dann, wenn Produktionsgüter dringend als Inputs in nachgelagerten Wertschöpfungsstufen benötigt werden. So ist Dünger beispielsweise ein wichtiger Input für die Landwirtschaft und damit der Lebensmittelindustrie.

Produktionsstopp

Als Ultima Ratio haben Unternehmen die Möglichkeit die Produktion einzustellen. In der kurzen Frist orientiert sich die Produktionsentscheidung an den Deckungsbeiträgen. Solange die Produktionskosten geringer ausfallen als der Umsatz aus dem Vertrieb der Produktionsgüter, produziert ein Unternehmen. Die Energiepreise, ab denen Unternehmen kurzfristig nicht mehr wirtschaftlich produzieren können, variieren je nach Branche stark.

Nehmen wir beispielsweise die Düngemittelindustrie, welche für rund 14 % der Erdgasnachfrage der deutschen Industrie steht. Unter Berücksichtigung historischer Daten zur Bruttowertschöpfung, zu Kostenstrukturen und durchschnittlichen Gaspreisen für das Jahr 2019 kommt unsere Analyse zu dem Ergebnis, dass ab einem Gaspreis von etwa 70 EUR/MWh im Durchschnitt keine wirtschaftliche Produktion mehr möglich wäre. Das konkrete Beispiel der Ammoniakherstellung zeigt, dass diese tatsächlich als eine der ersten Industrien von den stark gestiegenen Gaspreisen betroffen war (vgl. Ruhnau et al. 2022). So wurden Teile der deutschen Produktion in der zweiten Hälfte des Jahres 2021 nach einem deutlichen Preisanstieg für Gas zunächst eingestellt. Stattdessen importierten nachgelagerte Industriebranchen fehlendes Ammoniak aus dem Ausland. Nachdem der Weltmarktpreis für Ammoniak stieg, setzten Teile der Produktion in Deutschland wieder ein.

Sollte ein Unternehmen seine Gesamtkosten langfristig nicht decken können, weil es Preise aufgrund des internationalen Wettbewerbs oder Nachfragerückgangs nur eingeschränkt weitergeben kann, wird es seine Produktion einstellen bzw. abwandern. Dies hätte zwar eine senkende Wirkung auf Energiepreise, da die Nachfrage sinken würde. Jedoch könnten sich durch den Wegfall von Industrien auch negative makroökonomische Implikationen ergeben (Arbeitsplätze, Wirtschaftswachstum, Importabhängigkeit etc.).

Das Beispiel der Düngemittelherstellung verdeutlicht, dass Energiekosten insbesondere bei der energieintensiven Industrie ein wichtiger Faktor für die internationale Wettbewerbsposition sind. Wie stark die deutsche Industrie von einem Gaspreisanstieg in ihrer Wettbewerbsposition geschwächt wird, hängt auch von den internationalen Gaspreisentwicklungen ab. Wenn die Preissteigerung für Energieträger alle Unternehmen im Wettbewerb betrifft, würde sich die Wettbewerbsposition nicht verändern.

In Abbildung 38 ist die historische Gaspreisentwicklung unterschiedlicher Märkte sowie die in Kapitel 3.3 ermittelte Gaspreisentwicklung für die beiden Szenarien mit einer hohen Elektrifizierung bzw. sinkenden Gasnachfrage (hEL) mit niedrigem (nRU) und ohne (oRU) Gasbezug aus Russland dargestellt. Der Vergleich zeigt, dass sich Preisniveau und Preisentwicklung am europäischen und am asiatischen Markt ähneln und mittelfristig oberhalb des Vorkrisenniveaus liegen. Insgesamt verringert sich jedoch der Spread der Gaspreise zwischen Asien und Europa mittelfristig gegenüber den Jahren vor der Corona-Pandemie leicht, sodass sich

die Wettbewerbsposition der gasintensiven Industrie in Europa gegenüber Asien verschlechtert. Zu beachten ist in der Betrachtung zudem, dass die Industrie in Asien und insbesondere in China und Indien deutlich weniger gasintensiv ist, sondern mehr auf Steinkohle setzt. Dadurch ist die asiatische Industrie ohnehin weniger durch hohe Gaspreise betroffen.

In den US-amerikanischen Gaspreisen zeigt sich der Gaspreisschock nur marginal. In Industrien mit hohem Gaseinsatz profitieren Wettbewerber mit Sitz in den USA also relativ zu ihren internationalen Wettbewerbern. Die Gaspreisentwicklung wirkt sich also, im Vergleich zum amerikanischen Markt, nachteilig auf die Wettbewerbsfähigkeit der Industrie in Europa aus. Dadurch könnte für energieintensive Industrien der Anreiz entstehen, den Industriestandort Deutschland aufzugeben, sofern es nicht gelingt, der Entwicklung mit entsprechenden politischen Weichenstellungen entgegenzuwirken.

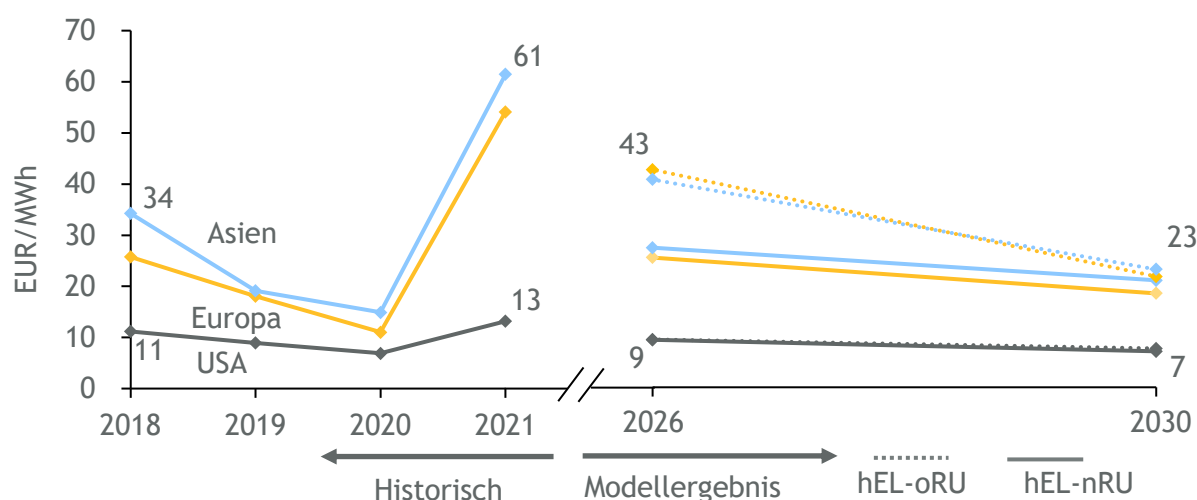


Abbildung 38: Mögliche Gaspreisentwicklung in Asien, Europa und den USA

Quelle: historische Werte basierend auf Rystad Energy, 2022; Entwicklung basierend auf eigenen Berechnungen

7.2 Auswirkungen auf die Haushalte

Gestiegene Energiepreise betreffen Haushalte je nach Wohnsituation und Konsumverhalten unterschiedlich stark. Für die Analyse der konkreten Auswirkungen werden daher für drei exemplarische Haushalte zunächst die Mehrkosten für Energie im Jahr 2026 gegenüber dem Jahr 2021 berechnet. Im Basisjahr 2021 haben sich die in der zweiten Hälfte des Jahres gestiegenen Energiepreise aufgrund der verzögerten Weitergabe von Großhandelspreisen geringer auf die Haushalte ausgewirkt als im Jahr 2022. Die Analyse fokussiert sich auf die beiden Szenarien mit einer hohen Stromnachfrage und sinkenden Gasnachfrage (hEL) sowie einem hohen Ausbau erneuerbarer Energien (hEE). Die Szenarien werden einmal in Kombination mit niedrigen Importen aus Russland (nRU) und einmal ohne Importe aus Russland (oRU) betrachtet. Die beiden Szenarien liegen preislich im unteren bzw. im oberen Drittel der ausgewiesenen Preisspannen. Es wird zudem vereinfachend angenommen, dass sich das Konsumverhalten der gewählten Haushalte sowie die Wohnsituation zwischen den Betrachtungsjahren nicht ändert. Zusätzlich zur Analyse der Mehrkostenentwicklung wird zudem für zwei exemplarische Einkommen der resultierende Anteil der Energiekosten am Nettoeinkommen betrachtet.

Die drei Beispielhaushalte sind in Abbildung 39 definiert. Bei den ersten beiden Haushalten handelt es sich jeweils um Einfamilienhäuser mit 125 m² und einem Dreipersonenhaushalt. Sie unterscheiden sich in der Anzahl der Fahrzeuge, in dem Sanierungsstand und der Beheizung des Hauses. Haushalt 1 heizt mit einer Ölheizung, während Haushalt 2 über eine Gasheizung verfügt. Haushalt 3 wohnt in einer Stadtwohnung im Mehrfamilienhaus, welches mit Gas beheizt wird. Ein Auto hat Haushalt 3 im Gegensatz zu den anderen Haushalten nicht.













Haushalt 1	Haushalt 2	Haushalt 3
		
<ul style="list-style-type: none"> • Einfamilienhaus • 125 m² Wohnfläche • Baujahr 1960 • Unsaniert • 20 Jahre alte Ölheizung • 15 km Pendelstrecke • Pkw: 6 l Benzin/100km 	<ul style="list-style-type: none"> • Einfamilienhaus • 125 m² Wohnfläche • Baujahr 2000 • teilsaniert • neue Gasheizung • 30 & 40 km Pendelstrecke • Pkw 1: 4,3 l Diesel/100 km • Pkw 2: 6,9 l Benzin/100 km 	<ul style="list-style-type: none"> • Wohnung in Mehrfamilienhaus • 58 m² Wohnfläche • Baujahr 1970 • unsaniert • 10 Jahre alte Gasheizung • 5 km Pendelstrecke (Fahrrad)
 4.050 kWh/a	 4.050 kWh/a	 3.440 kWh/a
 15.824 kWh/a	 5.528 kWh/a	 3.800 kWh/a
 13.100 km/a	 19.700 km/a  24.100 km/a	

Abbildung 39: Definition der Beispielhaushalte

Quelle: eigene Definition

Die Endenergiepreise werden in Bezug auf die Ergebnisse der Großhandelspreise in den Szenariorechnungen für Gas, Heizöl und Strom variiert. Dabei wird vereinfachend angenommen, dass fixe Kostenbestandteile, wie z.B. Netzentgelte für Gas und Strom oder Energiesteuern, konstant bleiben. Die Annahme konstanter Netzentgelte ist dabei in Anbetracht wachsender Systemkosten sowohl für Gas als auch für Strom eher optimistisch. Angepasst wird hingegen der CO₂-Preis gemäß des ansteigenden Preispfads des nationalen Emissionshandels. Zudem entfällt für Strom die EEG-Umlage wie von der Bundesregierung vorgesehen. Die sich ergebenden Endverbraucherpreise sind in Anhang 3 dargestellt.

Die Ergebnisse zeigen, dass Energiekosten für alle Haushalte bis zum Jahr 2026 gegenüber dem Jahr 2021 deutlich steigen. Die resultierenden Mehrkosten für Energie im Jahr 2026 sind für die drei Beispielhaushalte in Abbildung 40 dargestellt. Fallen Energieimporte aus Russland gänzlich weg (Ausprägung oRU) steigen die Kosten für Haushalte deutlich stärker als bei niedrigen Lieferungen (nRU). Dies ist über alle Szenarien hinweg zu beobachten.

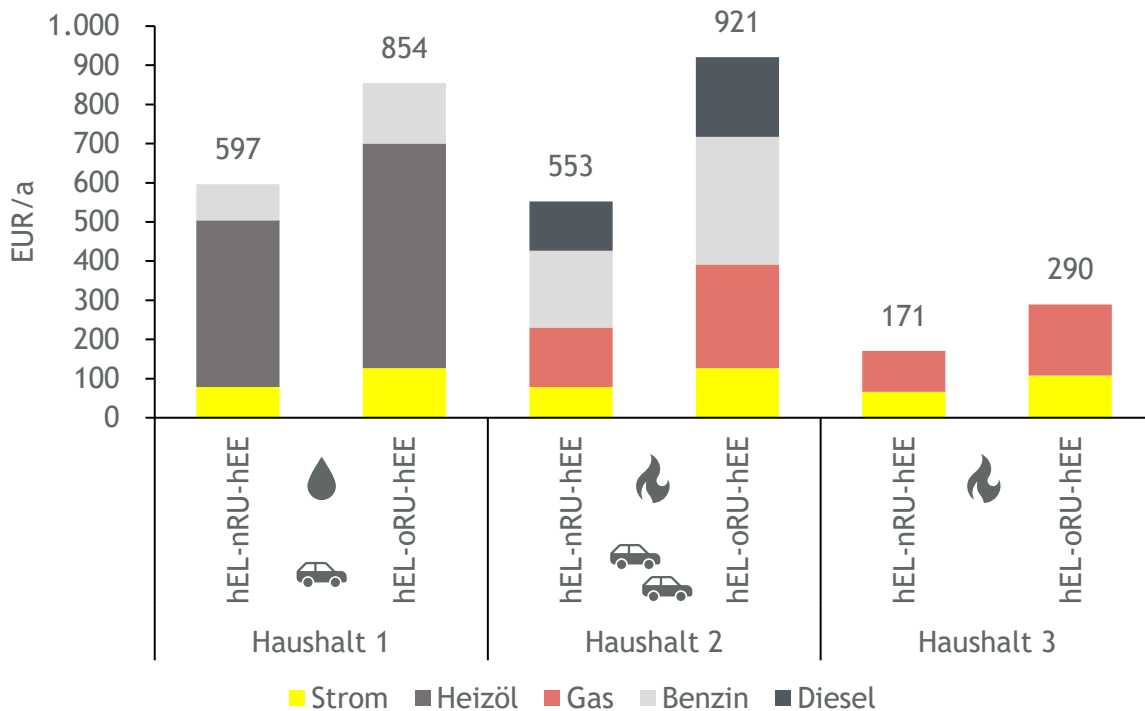


Abbildung 40: Mehrkosten im Jahr 2026 ggü. dem Jahr 2021 für drei Beispielhaushalte

Quelle: eigene Berechnungen

Für Haushalt 1 steigen die Energiekosten insgesamt mit ca. 597 EUR/a im Fall niedriger Energieimporte aus Russland und ca. 854 EUR/a im Fall ohne Energieimporte aus Russland am stärksten. Die Mehrkosten werden hierbei vornehmlich durch die gestiegenen Heizölpreise bei einem unverändert hohen Heizölverbrauch getrieben. Für Haushalt 2 ist die Mobilität in Form des Benzin- und Dieserverbrauchs der größte Kostentreiber bei Mehrkosten von 553 EUR/a bzw. 921 EUR/a. Die Energiekosten des dritten Haushalts steigen im Vergleich zu den anderen Haushalten mit 171 EUR/a und 290 EUR/a aufgrund des geringen Heizbedarfs und eines nachhaltigeren Mobilitätsverhaltens deutlich geringer. Die teilweise deutlichen Mehrkosten treffen verschiedene Haushalte in Abhängigkeit ihres verfügbaren (Netto-)Einkommens unterschiedlich stark. Daher werden im Folgenden die Auswirkungen gestiegener Energiekosten für die beiden Szenarien mit hoher Elektrifizierung und hohem EE-Ausbau für zwei exemplarische Nettojahreseinkommen von 24.000 EUR und 70.000 EUR näher untersucht. Abbildung 41 macht am Beispiel von Haushalt 1 deutlich, dass Energiekosten bereits unter dem Energiepreisniveau des Jahres 2021 für Haushalte einen großen Anteil am verfügbaren Einkommen ausmachen können. Bei einem Haushalt mit 24.000 EUR Nettojahreseinkommen haben die Energiekosten im Jahr 2021 (vor dem deutlichen Preisanstieg im zweiten Halbjahr) einen Anteil von ca. 15,4 % am verfügbaren Einkommen. Im Szenario mit niedrigem Energiebezug aus Russland steigt dieser Anteil im Vergleich zum Jahr 2021 um rund 2,5 Prozentpunkte auf 17,9 % an. Für das Szenario

ohne Energiebezug aus Russland steigt der Anteil im Vergleich zum Jahr 2021 um 3,6 Prozentpunkte auf 19 %. Demgegenüber steigt der Anteil am Nettojahreseinkommen für einen Haushalt mit 70.000 EUR entsprechend von 5,3 % auf 6,1 % bzw. 6,5 %. Damit steigt der Anteil der Energiekosten am Gesamteinkommen bei unteren Einkommensklassen bei steigenden Energiepreisen schneller an als bei Besserverdienenden. Die gleichen Effekte zeigen sich bei den anderen Haushaltskonfigurationen. Somit sind einkommenschwächere Haushalte stärker durch den Energiekostenanstieg betroffen. In der kurzen Frist könnte dies noch deutlicher ausfallen, da die Preisniveaus der betrachteten Energieträger im Jahr 2022 über dem Bezugsjahr 2026 liegen.

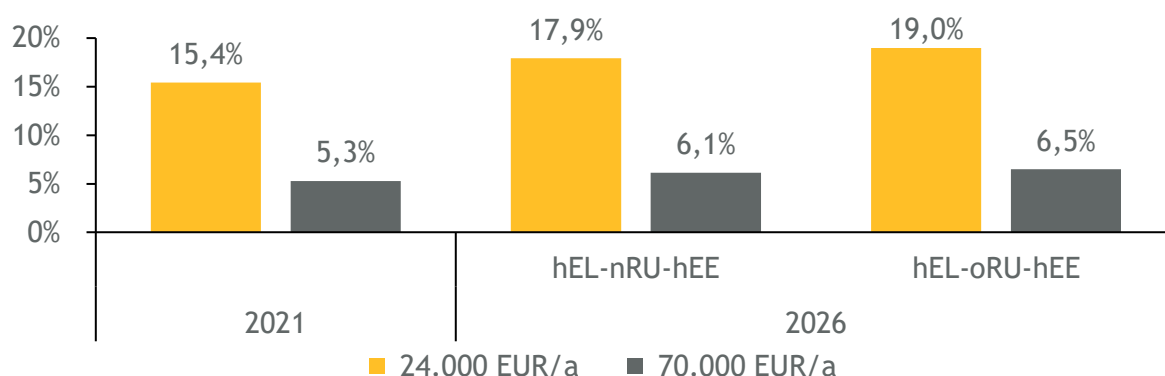


Abbildung 41: Anteil der Energiekosten am verfügbaren Einkommen am Beispiel von Haushalt 1 und zwei unterschiedlichen Nettojahreseinkommen

Quelle: eigene Berechnungen

Durch einen Anstieg der Energiekosten sinken die Konsumausgaben von Haushalten an anderer Stelle und die Zahlungsbereitschaft für Konsumgüter sinkt. Die Reduktion der Nachfrage nach Gütern wirkt sich dadurch wiederum auf die Produktion der Industrie aus. Zusätzlich zu den direkten Effekten eines Energiepreisanstiegs machen sich steigende Energiepreise auch indirekt über Preisanstieg von Konsumgütern bei Haushalten bemerkbar. So ist beispielsweise bereits zu beobachten, dass gestiegene Energiepreise für Lebensmittel bereits an Endkunden weitergegeben werden. Dadurch steigt die Belastung der Haushalte noch weiter an.

Die Mehrkosten errechnen sich unter der Annahme, dass das Konsumverhalten der verschiedenen Haushalte über die Zeit konstant bleibt. Gleichwohl entsteht bei steigenden Energiepreisen der Anreiz, den Verbrauch teurer Energieträger zu reduzieren. Dies kann auf unterschiedlichen Wegen erfolgen:

1. Verzicht: Änderung des Konsumverhaltens und Verzicht auf Teile des Energiekonsums in Form von Wärme, Strom oder Mobilität.
2. Effizienzsteigerung: Haushalte können durch die Erhöhung der Energieeffizienz ihren Konsum durch den Einsatz geringerer Mengen der Energieträger decken.
3. Substitution: Teurere Energieträger können durch günstigere Energieträger ersetzt werden.
4. Eigenerzeugung: Haushalte können ihren Energieverbrauch anteilig selbst decken (z.B. PV-Anlage).

Für die Umsetzung der Optionen Effizienzsteigerung, Substitution und Eigenerzeugung sind zumeist Investitionen in Gebäudesanierung, Wärmepumpen, Elektrofahrzeuge oder PV-Anlagen notwendig. Für die Umsetzung der Option des Verzichts fallen zwar keine direkten

Investitionskosten an, jedoch Opportunitätskosten in Form eines Komfortverlusts. Dies wäre beispielsweise der Fall, wenn ein Raum statt auf 21 °C auf 19 °C geheizt werden würde. Zudem ist zu beachten, dass das Potenzial zum Verzicht im Hinblick auf Energiekonsum begrenzt ist, da Energie in Form von Strom und Wärme, aber auch Mobilität, eine wichtige Lebensgrundlage darstellt.

Der Investitionsbedarf für eine Reduzierung des Energieträgerverbrauchs über die Änderung des Konsumverhaltens hinaus deutet darauf hin, dass eher einkommensstärkere Haushalte diese Optionen realisieren. Hinzu kommt, dass (Wohn-)Eigentum erforderlich ist, um Investitionen in festinstallierte Systeme, wie Heizungs- oder PV-Anlagen tätigen zu können. Auch hier sind einkommensschwächere Haushalte schlechter gestellt, wie Abbildung 42 zeigt. Die Abbildung zeigt den Anteil der Haushalte, die innerhalb einer Einkommensklasse Eigentümer, der von ihnen bewohnten Immobilie sind. Für Haushalte mit einem exemplarischen Nettojahreseinkommen von 24.000 EUR/a sind dies ca. ein Drittel (35 %). Bei Haushalten mit einem Nettojahreseinkommen von 70.000 EUR/a fällt der Anteil der Haushalte mit Wohneigentum mit 79 % mehr als doppelt so hoch aus.

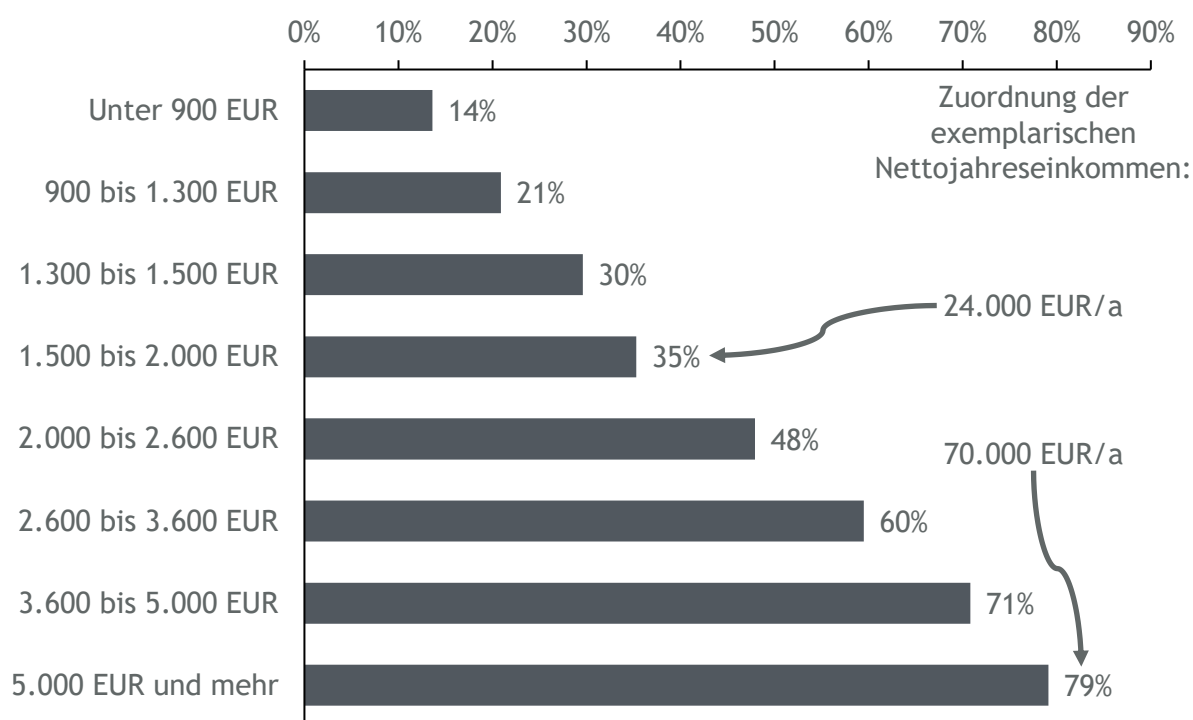


Abbildung 42: Anteil der Eigentümerhaushalte in Deutschland im Jahr 2013 nach Haushaltsnettoeinkommen

Quelle: eigene Darstellung basierend auf destatis, 2013

Dadurch, dass obere Einkommensschichten in der Lage sind, ihren Energiekonsum beispielsweise über die Investition in effizientere Technologien oder eigene Erzeugungsanlagen zu reduzieren, tragen sie weniger zur Deckung der steigenden Systemkosten bei. Diese werden bei leitungsgebundenen Energieträgern wie Erdgas oder Strom über Netzentgelte auf den Energieverbrauch umgelegt. Das bedeutet, dass die Beteiligung an den Systemkosten höher ist, je höher der Bezug von Strom aus dem öffentlichen Netz ist. Beziehen gutsituierte Haushalte durch Investitionen (bspw. in effiziente Technologien oder PV-Anlagen) weniger Energie aus den Gas- bzw. Stromnetzen, auch wenn der Stromverbrauch beispielsweise durch ein Elektrofahrzeug

steigen sollte, werden steigende Infrastrukturkosten also in zunehmendem Maße von unteren Einkommenschichten getragen. Der Anstieg der Infrastrukturkosten wird dabei beispielsweise im Hinblick auf Strom durch die Zunahme dezentraler Erzeugung, aber auch zusätzlicher Verbraucher wie Wärmepumpen und Elektrofahrzeugen getrieben. Diese machen kostenintensive Eingriffe im Netzbetrieb und Netzausbau notwendig.

Die Analysen zeigen, dass einkommensschwächere Haushalte in besonderem Maße durch steigende Energiepreise und ihre Implikationen belastet werden. Insgesamt nimmt dadurch die Bedeutung der Sozialverträglichkeit energiepolitischer Entscheidungen in Ergänzung des energiepolitischen Zieldreiecks, bestehend aus Umweltverträglichkeit, Wirtschaftlichkeit und Versorgungssicherheit, weiter zu.

Literaturverzeichnis

AGEB - AG Energiebilanzen e. V. (2021a) Energiebilanz der Bundesrepublik 2019, Stand: 25.02.2021, URL: <https://ag-energiebilanzen.de/wp-content/uploads/2021/11/bilanz19d.xlsx>, zuletzt abgerufen am 04.07.2022.

AGEB - AG Energiebilanzen e. V. (2021b) Energiebilanz der Bundesrepublik 2018, Stand: 29.04.2021, URL: <https://ag-energiebilanzen.de/wp-content/uploads/2020/04/bilanz18d.xlsx>, zuletzt abgerufen am 04.07.2022.

AGEB - AG Energiebilanzen e. V. (2022) Energiebilanz der Bundesrepublik 2020, Stand: 11.02.2022, URL: <https://ag-energiebilanzen.de/wp-content/uploads/2022/04/bilanz20d.pdf>, zuletzt abgerufen am 04.07.2022.

BDEW - Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft (2022) Nettostromverbrauch nach Verbrauchergruppen, Stand: 30.05.2022, URL: <https://www.bdew.de/service/daten-und-grafiken/nettostromverbrauch-nach-verbrauchergruppen/>, zuletzt abgerufen am 04.07.2022.

BGR - Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe (2020) Klimabilanz von Erdgas - Literaturstudie zu Methanemissionen bei der Erdgasförderung sowie dem Flüssiggas- und Pipelinetransport nach Deutschland, URL: https://www.bgr.bund.de/DE/Themen/Energie/Produkte/bgr_literaturstudie_methanemissionen_2020.html, zuletzt abgerufen am 05.07.2022.

Bloomberg - Gillespie, T., Almeida, I. & Starn, J. (2022) Europe's Russia Coal Ban to Fuel Global Fight for Dirty Fuel, Stand: 06.04.2022, URL: <https://www.bloomberg.com/news/articles/2022-04-05/europe-s-russia-coal-ban-foreshadows-higher-global-energy-prices>, zuletzt abgerufen am 04.07.2022.

BMWK - Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz (2022a) Entwurf eines Gesetzes zu Sofortmaßnahmen für einen beschleunigten Ausbau der erneuerbaren Energien und weiteren Maßnahmen im Stromsektor, URL: https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Downloads/Energie/04_EEG_2023.pdf?__blob=publicationFile&v=8, zuletzt abgerufen am 04.07.2022.

BMWK - Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz (2022b) Zweiter Fortschrittsbericht Energiesicherheit, URL: https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Downloads/Energie/0501_fortschrittsbericht_energiesicherheit.pdf?__blob=publicationFile&v=4, zuletzt abgerufen am 01.07.2022.

BMWK (2022c) Überblickspapier Osterpaket, Stand: 06.04.2022, URL: https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Downloads/Energie/0406_ueberblickspapier_osterpaket.pdf?__blob=publicationFile&v=12, zuletzt abgerufen am 05.07.2022.

BNetzA und Bundeskartellamt (2022) Monitoringbericht 2021 von Bundesnetzagentur und Bundeskartellamt, Stand: 15.03.2022, URL: https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Mediathek/Monitoringberichte/Monitoringbericht_Energie2021.pdf;jsessionid=27A110449CD491C419D0694CDE39544E?__blob=publicationFile&v=7, zuletzt abgerufen am 04.07.2022.

BNetzA (2022) SMARD Strommarktdaten - Marktdaten, URL: <https://www.smard.de/home/downloadcenter/download-marktdaten>, zuletzt abgerufen am 05.07.2022.

BP (2021) Statistical Review of World Energy, URL: <https://www.bp.com/content/dam/bp/business-sites/en/global/corporate/pdfs/energy-economics/statistical-review/bp-stats-review-2021-full-report.pdf>, zuletzt abgerufen am 05.07.2022.

BP (2022) Statistical Review of World Energy, URL: <https://www.bp.com/en/global/corporate/energy-economics/statistical-review-of-world-energy.html>, zuletzt abgerufen am 04.07.2022.

BR - Bundesrat (2020) Zweites Gesetz zur Änderung des Windenergie-auf-See-Gesetzes und anderer Vorschriften, Stand: 08.07.2022, URL: <https://www.bundesrat.de/drs.html?id=317-22>, zuletzt abgerufen am 04.07.2022.

CME Group (2022a) Brent Crude Oil Futures - Quotes, URL: <https://www.cmegroup.com/markets/energy/crude-oil/brent-crude-oil.quotes.html>, zuletzt abgerufen am 01.07.2022.

CME Group (2022b) Coal (API2) CIF ARA (ARGUS McCloskey) Futures Quotes, URL: <https://www.cmegroup.com/markets/energy/coal/coal-api-2-cif-ara-argus-mccloskey.html>, zuletzt abgerufen am 04.07.2022.

Destatis - Statistisches Bundesamt (2013) HuG Nettoeinkommen EVS, Stand: 01.01.2013, URL: <https://www.destatis.de/DE/ZahlenFakten/GesellschaftStaat/EinkommenKonsumLebensbedingungen>, zuletzt abgerufen am 04.07.2022.

Destatis - Statistisches Bundesamt (2022a) Volkswirtschaftliche Gesamtrechnungen, Inlandsproduktberechnung Vierteljahresergebnisse, 4.Vierteljahr 2021, Stand: 25.05.2022, URL: https://www.destatis.de/DE/Themen/Wirtschaft/Volkswirtschaftliche-Gesamtrechnungen-Inlandsprodukt/Publikationen/Downloads-Inlandsprodukt/inlandsprodukt-vierteljahr-pdf-2180120.pdf?__blob=publicationFile, zuletzt abgerufen am 04.07.2022.

Destatis - Statistisches Bundesamt (2022b) Erwerbstätige und Arbeitnehmer nach Wirtschaftsbereichen (Inlandskonzept) 1000 Personen, Stand: 18.05.2022, URL: <https://www.destatis.de/DE/Themen/Arbeit/Arbeitsmarkt/Erwerbstaetigkeit/Tabellen/arbeitnehmer-wirtschaftsbereiche.html>, zuletzt abgerufen am 04.07.2022.

EC - European Commission (2022a) In focus: Reducing the EU's dependence on imported fossil fuels, Stand: 01.07.2022, URL: https://ec.europa.eu/info/news/focus-reducing-eus-dependence-imported-fossil-fuels-2022-abr-20_en, zuletzt abgerufen am 04.07.2022.

EC - European Commission (2022b) Ukraine: EU agrees fifth package of restrictive measures against Russia, URL: https://ec.europa.eu/commission/presscorner/detail/en/IP_22_2332, zuletzt abgerufen am 04.07.2022.

EC - European Commission (2022c) European Commission - Projects of common interests transparency platform, URL: https://ec.europa.eu/energy/infrastructure/transparency_platform/map-viewer/main.html, zuletzt abgerufen am 04.07.2022.

Ember (2022) EU Carbon Price Tracker, URL: <https://ember-climate.org/data/data-tools/carbon-price-viewer/>, zuletzt abgerufen am 04.07.2022.

en2x (2022) MONATLICHE VERBRAUCHERPREISE FÜR MINERALÖLPRODUKTE 2005-2022 [€-CENT/LITER], Stand: 01.07.2022, URL: <https://en2x.de/service/statistiken/verbraucherpreise/>, zuletzt abgerufen am 04.07.2022.

Eurostat (2022) Imports of natural gas by partner country - monthly data, URL: https://ec.europa.eu/eurostat/databrowser/view/nrg_ti_gasm/default/table?lang=en, zuletzt abgerufen am 05.07.2022.

EWI - ewi Energy Research & Scenarios gGmbH (2022) Wohngebäude: CO2-Preis reicht nicht für schnelle Dekarbonisierung, URL: <https://www.ewi.uni-koeln.de/de/aktuelles/policy-brief-co2-preis-gebaeude/>, zuletzt abgerufen am 04.07.2022.

- Fraunhofer ISE (2022) Gesamte Nettostromerzeugung in Deutschland 2021, URL: <https://www.energy-charts.info/charts/energy/chart.htm?l=de&c=DE&chartColumnSorting=default&year=2021&interval=year&source=total>, zuletzt abgerufen am 04.07.2022.
- Gasunie (2022) Second floating LNG facility contracted for Eemshaven, Stand: 10.05.2022, URL: <https://www.gasunie.nl/en/news/second-floating-lng-facility-contracted-for-eemshaven>, zuletzt abgerufen am 04.07.2022.
- GEM - Global Energy Monitor Wiki (2022) LNG Terminals, URL: https://www.gem.wiki/LNG_Terminals, zuletzt abgerufen am 05.07.2022.
- GIE - Gas Infrastructure Europe (2022) LNG Database, URL: <https://www.gie.eu/transparency/databases/lng-database/>, zuletzt abgerufen am 04.07.2022.
- GIIGNL - International Group of Liquefied Natural Gas Importers (2022) GIIGNL Annual Report, URL: https://giignl.org/wp-content/uploads/2022/05/GIIGNL2022_Annual_Report_May5.pdf, zuletzt abgerufen am 05.07.2022.
- IEA - International Energy Agency (2021a) Monthly Gas Data Service, URL: <https://www.iea.org/data-and-statistics/data-product/monthly-gas-data-service-2>, zuletzt abgerufen am 05.07.2022.
- IEA - International Energy Agency (2021b) Coal 2021, URL: <https://www.iea.org/reports/coal-2021>, zuletzt abgerufen am 04.07.2022.
- IEA - International Energy Agency (2022a) Monthly Gas Statistics, URL: <https://www.iea.org/data-and-statistics/data-product/monthly-gas-statistics>, zuletzt abgerufen am 05.07.2022.
- IEA - International Energy Agency (2022b) Oil Market Report, URL: https://iea.blob.core.windows.net/assets/e89c4890-813b-4ed6-965c-cd8c3a4c4788/-11FEB2022_OilMarketReport.pdf, zuletzt abgerufen am 05.07.2022.
- Investing.com (2022a) Brent Öl Futures, URL: <https://de.investing.com/commodities/brent-oil>, zuletzt abgerufen am 01.07.2022.
- Investing.com (2022b) Crude Oil Urals Spot, URL: <https://de.investing.com/commodities/crude-oil-urals-spot-futures>, zuletzt abgerufen am 01.07.2022.
- OECD (2022) OECD iLibrary, URL: <https://www.oecd-ilibrary.org/energy>, zuletzt abgerufen am 01.07.2022.
- Repening et al. (2021) Projektionsbericht 2021 für Deutschland, Stand: 13.10.2021, URL: https://www.bmuv.de/fileadmin/Daten_BMU/Download_PDF/Klimaschutz/projektionsbericht_2021_bf.pdf, zuletzt abgerufen am 05.07.2022.
- Reuters - Seba, E. (2022c) U.S. oil refining capacity down in 2021 for second year - EIA, Stand: 22.06.2022, URL: <https://www.reuters.com/business/energy/us-oil-refining-capacity-drops-2021-2d-straight-year-eia-2022-06-21/>, zuletzt abgerufen am 01.07.2022.
- Reuters - Varadhan, S. & Ahmed, A. (2022a) Exclusive: India's Russian coal purchases spike despite sanctions, Stand: 18.06.2022, URL: <https://www.reuters.com/markets/commodities/exclusive-indias-russian-coal-buying-spikes-traders-offer-steep-discounts-2022-06-18/>, zuletzt abgerufen am 04.07.2022.

Reuters - Varadhan, S. & Ahmed, A. (2022b) Exclusive: India's Tata Steel bought 75,000 tonnes of Russian coal in May, Stand: 21.06.2022, URL: <https://www.reuters.com/world/india/exclusive-indias-tata-steel-buys-coal-russia-weeks-after-vowing-cut-ties-2022-06-20/>, zuletzt abgerufen am 04.07.2022.

Ruhnau, O., Stiewe, C., Muessel, J. & Hirth, L. (2022) Gas demand in times of crisis. The response of German households and industry to the 2021/22 energy crisis, Stand: 04.07.2022, URL: <https://www.econstor.eu/bitstream/10419/261082/3/Ruhnau%20et%20al.%202022.%20Gas%20demand%20in%20times%20of%20crisis.%20Econstor.pdf>, zuletzt abgerufen am 04.07.2022.

RWE (2022) RWE chartert zwei schwimmende LNG-Terminals und übernimmt die Betriebsverantwortung, Stand: 05.05.2022, URL: <https://www.rwe.com/presse/rwe-ag/2022-05-05-rwe-chartert-zwei-schwimmende-lng-terminals-und-uebernimmt-die-betriebsverantwortung>, zuletzt abgerufen am 04.07.2022.

Rystad Energy (2022) GasMarketCube, URL: <https://www.rystadenergy.com/energy-themes/commodity-markets/gas-lng/gas-market-cube/>, zuletzt abgerufen am 05.07.2022.

Tagesschau.de (2022) Treffen der Exporteure: OPEC+ erhöht Öl-Förderung stärker, Stand: 02.06.2022, URL: <https://www.tagesschau.de/wirtschaft/weltwirtschaft/opec-foerdermengen-101.html>, zuletzt abgerufen am 01.07.2022.

TYNDP (2022) TYNDP 2022 Scenario Report, URL: <https://2022.entsos-tyndp-scenarios.eu/download/>, zuletzt abgerufen am 04.07.2022.

UBA - Umweltbundesamt (2022a) Primärenergieverbrauch nach Energieträgern, URL: <https://www.umweltbundesamt.de/daten/energie/primaerenergieverbrauch#primaerenergieverbrauch-nach-energietraegern>, zuletzt abgerufen am 04.07.2022.

UBA - Umweltbundesamt (2022b), URL: <https://www.umweltbundesamt.de/themen/klima-energie/erneuerbare-energien/erneuerbare-energien-in-zahlen>, zuletzt abgerufen am 04.07.2022.

UBA - Umweltbundesamt (2022c), Stand: 15.03.2022, URL: <https://www.umweltbundesamt.de/presse/pressemitteilungen/treibhausgasemissionen-stiegen-2021-um-45-prozent>, zuletzt abgerufen am 05.07.2022.

Uniper (2021) Uniper supports LNG Gate terminal expansion as now largest capacity owner, URL: <https://www.uniper.energy/news/uniper-supports-lng-gate-terminal-expansion-as-now-largest-capacity-owner>, zuletzt abgerufen am 05.07.2022.

Uniper (2022) Dynagas Ltd. und Uniper vermitteln die Vercharterung von zwei FSRUs für Deutschland, Stand: 05.05.2022, URL: <https://www.uniper.energy/news/de/dynagas-ltd-und-uniper-vermitteln-die-vercharterung-von-zwei-fsrus-fuer-deutschland>, zuletzt abgerufen am 04.07.2022.

Wachsmuth, J., Oberle, S., Zubair A. & Köppel, W. (2019) Wie klimafreundlich ist LNG? Kurzstudie zur Bewertung der Vorkettenemissionen bei Nutzung von verflüssigtem Erdgas (LNG), Climate Change, Vol. 21.

Abkürzungsverzeichnis

ARA	Amsterdam, Rotterdam, Antwerpen
API2	Argus/McCloskey's Coal Price Index
BMWi	Bundesministerium für Wirtschaft und Energie
BMU	Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz, Bau und Reaktorsicherheit
BNetzA	Bundesnetzagentur
CIF	Inkl. Warenpreis, Verladekosten, Versicherung und Fracht bis zum Bestimmungshafen
dena	deutsche Energie-Agentur
EE	Erneuerbare Energien
EEG	Erneuerbare-Energien-Gesetz
EU27+UK	27 Staaten der Europäische Union sowie in das Vereinigte Königreich
FSRU	Floating Storage and Regasification Unit
LNG	Liquefied Natural Gas
LTC	Long Term Contracts (Langfristverträge)
OPEC	Organisation erdölexportierender Länder
TTF	Title Transfer Facility
WTI	West Texas Intermediate

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1: Szenarienbaum auf Basis zentraler Unsicherheiten	2
Abbildung 2: Mögliche Entwicklung der Gaspreise in Europa	3
Abbildung 3: Mögliche Entwicklung der Öl- und Steinkohlepreise in Europa	4
Abbildung 4: Mögliche Entwicklung der Großhandelsstrompreise in Deutschland.....	5
Abbildung 5: Struktur der Analyse	8
Abbildung 6: Methodisches Vorgehen	9
Abbildung 7: Szenarien für die Entwicklung der Erdgasnachfrage in der EU27 (links) sowie der der Nettostromnachfrage in Deutschland (rechts).....	11
Abbildung 8: Installierte Leistung erneuerbarer Energien je Szenario	12
Abbildung 9: Szenarienbaum auf Basis zentraler Unsicherheiten	13
Abbildung 10: Entwicklung der Gasimportstruktur der EU27+UK	20
Abbildung 11: Entwicklung der russischen Exportstruktur	22
Abbildung 12: Investitionen in Regasifizierungskapazitäten	24
Abbildung 13: Investitionen in Verflüssigungskapazitäten.....	25
Abbildung 14: Mögliche Entwicklung der Gaspreise in Europa.....	27
Abbildung 15: Nettoexportbilanz für Rohöl und Rohölprodukte im Jahr 2020	30
Abbildung 16: Preisentwicklung von Brent und Gasöl	32
Abbildung 17: Preisentwicklung von Brent und Urals	32
Abbildung 18: Mögliche Entwicklung der Gasölpreise in Europa	33
Abbildung 19: Lieferwege thermischer Kohle [in Mio. t]	35
Abbildung 20: Entwicklung des europäischen Kohlepreis (API2)	36
Abbildung 21: Mögliche Entwicklung der Steinkohlepreise in Europa	38
Abbildung 22: Vorgehensweise Strommarktmodellierung	39
Abbildung 23: Stromerzeugung und -handelsbilanz im Jahr 2026.....	40
Abbildung 24: Stromerzeugung und -handelsbilanz im Jahr 2030.....	41
Abbildung 25: Erneuerbare Stromerzeugung bei moderatem (mEE) und hohem (hEE) Zubau	42
Abbildung 26: Anteil der Erzeugung erneuerbarer Energien an der Bruttostromnachfrage im Jahr 2030	43
Abbildung 27: Konventionelle Stromerzeugung im Jahr 2026	44
Abbildung 28: Konventionelle Stromerzeugung im Jahr 2030	45
Abbildung 29: Vergleich der Treibhausgasemissionen im Jahr 2030.....	47
Abbildung 30: Mögliche Entwicklung der Großhandelsstrompreise in Deutschland	48
Abbildung 31: Vergleich der Großhandelsstrompreise mit niedrigen (nRU) bzw. ohne russische Importe (oRU) .	49
Abbildung 32: Vergleich der Großhandelsstrompreise mit moderatem (mEE) und hohem EE-Zubau (hEE).....	50
Abbildung 33: Vergleich der Großhandelsstrompreise mit hoher (hEL) und moderater Elektrifizierung (mEL) ...	51
Abbildung 34: Stromerzeugung ausgewählter Szenarien im Jahr 2030 bei Reduktion des CO ₂ -Preises um 20 % ..	52

Abbildung 35: Strompreise ausgewählter Szenarien im Jahr 2030 bei Reduktion des CO ₂ -Preises um 20 %	53
Abbildung 36: Emissionen ausgewählter Szenarien im Jahr 2030 bei Reduktion des CO ₂ -Preises um 20 %	53
Abbildung 37: Gasintensität der Bruttowertschöpfung ausgewählter Industrien	56
Abbildung 38: Mögliche Gaspreisentwicklung in Asien, Europa und den USA	58
Abbildung 39: Definition der Beispielhaushalte	59
Abbildung 40: Mehrkosten im Jahr 2026 ggü. dem Jahr 2021 für drei Beispielhaushalte	60
Abbildung 41: Anteil der Energiekosten am verfügbaren Einkommen am Beispiel von Haushalt 1 und zwei unterschiedlichen Nettojahreseinkommen	61
Abbildung 42: Anteil der Eigentümerhaushalte in Deutschland im Jahr 2013 nach Haushaltsnettoeinkommen ..	62
Abbildung 43: Übersicht Strommarktmodell DIMENSION.....	72
Abbildung 44: Übersicht Gasmarktmodell COLUMBUS	73
Abbildung 45: Übersicht räumliche Verteilung der Knoten in COLUMBUS	74
Abbildung 46: Installierte Kraftwerksleistungen im Jahr 2026	75
Abbildung 47: Technologiespezifische Beiträge zur Deckung der Spitzenlast im Jahr 2026	76
Abbildung 48: Installierte Kraftwerksleistungen im Jahr 2030	77
Abbildung 49: Technologiespezifische Beiträge zur Deckung der Spitzenlast im Jahr 2030	78
Abbildung 50: Angenommene Endverbraucherpreise der Mehrkostenanalyse	79

Tabellenverzeichnis

Tabelle 1: Auszug der angenommenen Projektrealisierungen der Gasinfrastruktur für Europa	14
Tabelle 2: Annahmen zu CO ₂ -Zertifikatspreisen	16
Tabelle 3: Annahme zur Spitzenlast je Szenario	18
Tabelle 4: Ergebnistabelle zu Investitionen in Regasifizierungskapazitäten in Europa.....	80
Tabelle 5: Ergebnistabelle zu Investitionen in Verflüssigungskapazitäten	82

Anhang

Anhang 1 Beschreibung der verwendeten Modelle

DIMENSION

Die Modellierung des Strommarktes erfolgt mittels des Energiesystemmodells DIMENSION. DIMENSION ist ein partielles Gleichgewichtsmodell des europäischen Energiesystems mit Fokus auf den Strommarkt. Das Modell umfasst die Kosten für Ausbau und Betrieb von Kraftwerken, öffentlicher und industrieller Wärmeerzeugung inklusive Power-to-Heat, sowie von Flexibilitäten im Stromversorgungssystem. Darüber hinaus können Kraftwerke modellendogen stillgelegt werden, falls deren Betrieb unwirtschaftlich wird. Im Modell werden die kurz- und langfristigen Bereitstellungskosten aller Energieträger unter Berücksichtigung von politischen, regulatorischen und technologischen Rahmenbedingungen in der Optimierung berücksichtigt. Weiterhin erfolgt die Optimierung auch für das europäische Energiesystem, sodass Interdependenzen zwischen den Energiesystemen verschiedener Länder explizit abgebildet werden. DIMENSION bildet Kontinentaleuropa mit den Mitgliedsstaaten der Europäischen Union sowie Großbritannien, Norwegen und der Schweiz ab. Der Stromaustausch zwischen den verschiedenen Ländern ergibt sich als Ergebnis der Optimierung. Der Stromhandel wird dabei in stündlicher Auflösung unter Berücksichtigung von Annahmen zur Entwicklung der Interkonnektorkapazitäten zwischen den Ländern simuliert. DIMENSION wird fortlaufend in Beratungs- und Forschungsprojekten eingesetzt und weiterentwickelt. Die Qualität des Modells wird in Forschungsexperimenten weiter bewertet, verbessert und mit Challenger-Modellen verglichen.

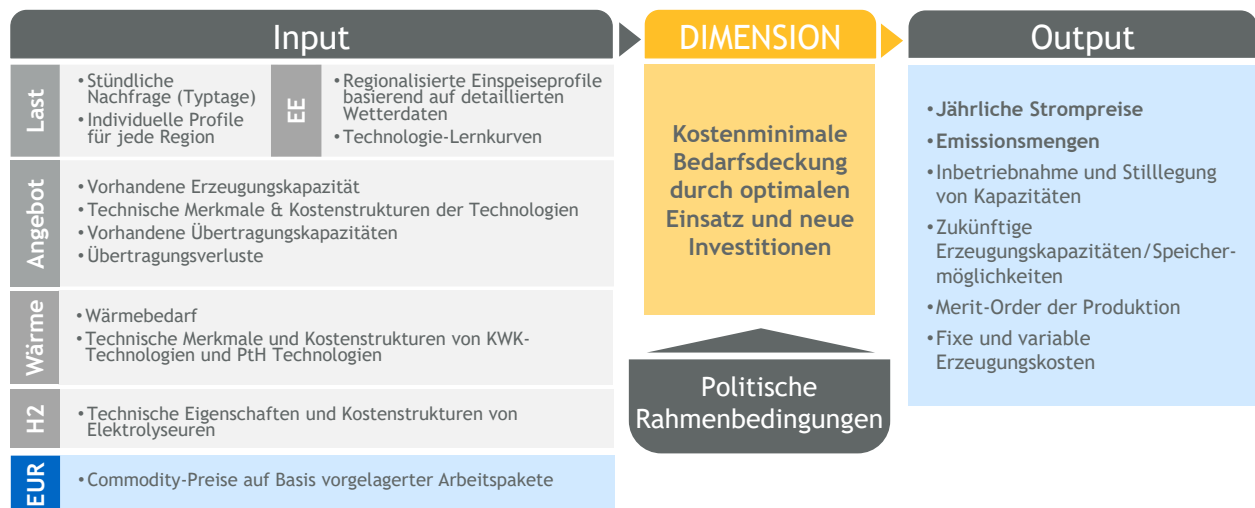


Abbildung 43: Übersicht Strommarktmodell DIMENSION

Quelle: eigene Darstellung

COLUMBUS

Die Modellierung des Gasmarktes erfolgt durch das EWI globale Gasmarktmodell COLUMBUS. Das Modell ist ein räumlich-intertemporales Gleichgewichtsmodell des globalen Gasmarktes und simuliert mehr als 95 % der globalen Gasnachfrage und -versorgung.

Das ökonomische Gleichgewicht von Gasexporteuren und -importeuren und die dazugehörige Entwicklung von Infrastrukturinvestitionen ergibt sich aus kurz- und langfristigen Grenzkosten unter Berücksichtigung von politischen, regulatorischen und technologischen Aspekten. Hierbei werden außerdem weltweite Langfristverträge und Tarife einbezogen. COLUMBUS ermöglicht modellendogene Investitionsentscheidungen in Gasinfrastruktur wie Produktionskapazitäten, Verflüssigungs- und Regasifizierungskapazitäten, Pipelines und Erdgasspeicher. Als Ergebnis der Modellierung können unter anderem länderspezifische Preisprognosen, Entwicklungen von Infrastrukturkapazitäten und die Abbildung weltweiter Handelsströme von pipelinegebundenem Gas und LNG abgebildet werden. Des Weiteren ist COLUMBUS in der Lage unterschiedliche Marktstrukturen abzubilden und kann neben perfektem Wettbewerb auch oligopolistisches Marktverhalten den Akteuren unterstellen.

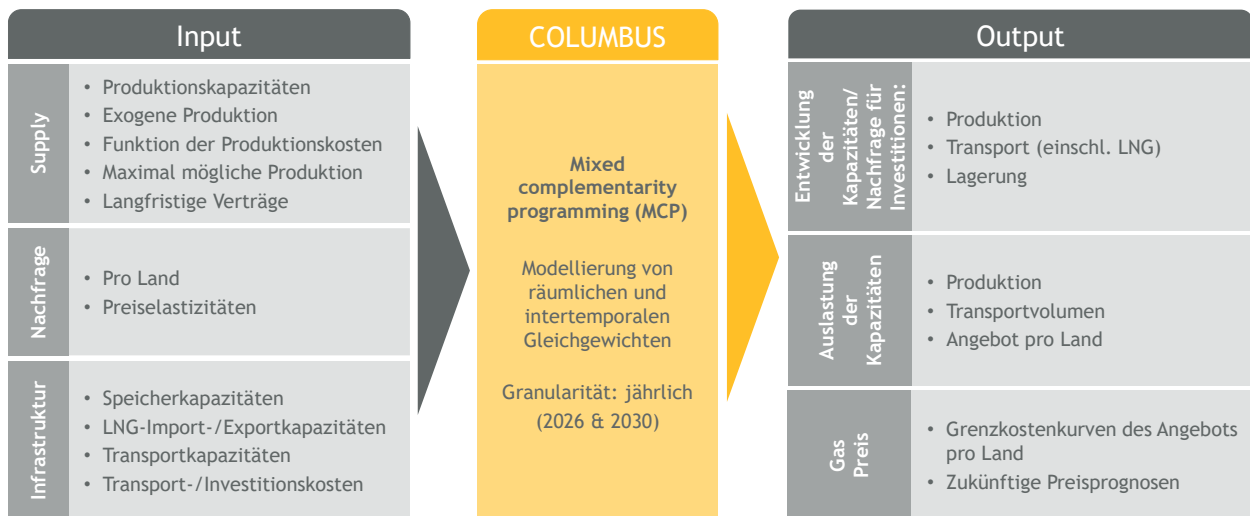
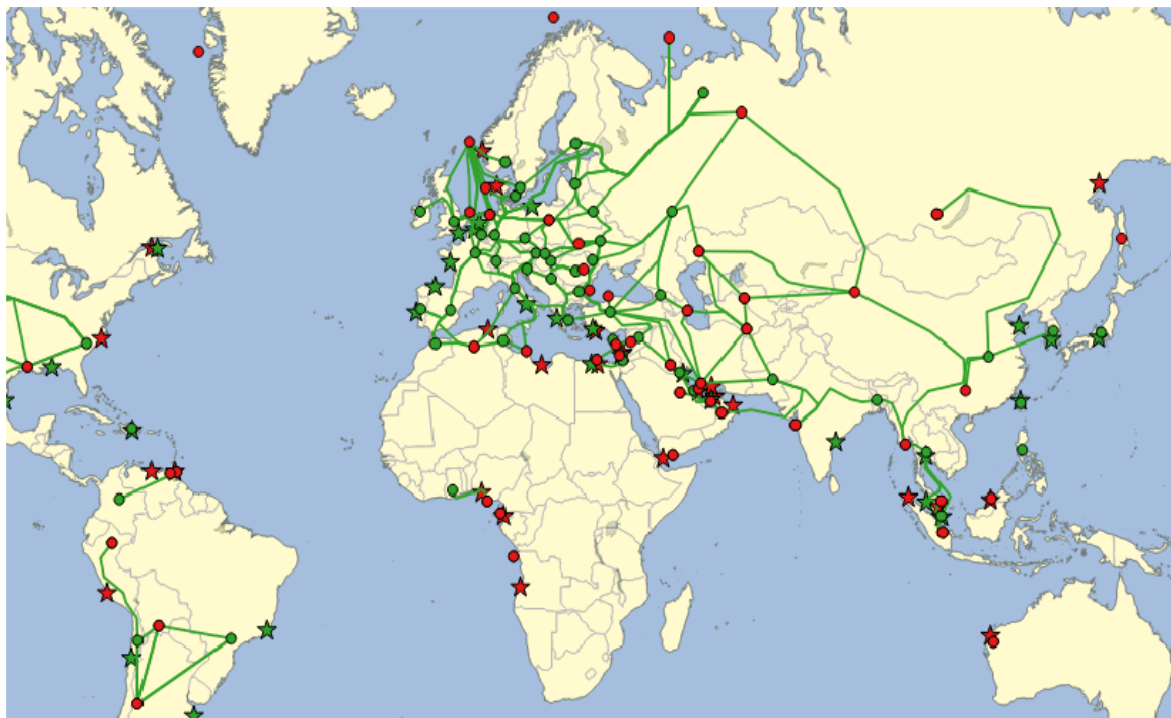


Abbildung 44: Übersicht Gasmarktmodell COLUMBUS

Quelle: eigene Darstellung

Ein Fokus des Modells ist die Abbildung der Transportwege in den Handelsbeziehungen. Der Handel ist sowohl via Pipeline als auch via Flüssiggas (LNG) Tankern möglich und berücksichtigt verschiedene Punkte wie Transportdistanzen, Gebühren (Suez und Panamakanal) und Entry-Exit Tarife.



- Pipelines
- Importpunkte
- ★ Import LNG Terminals
- Exportpunkte
- ★ Export LNG Terminals

Abbildung 45: Übersicht räumliche Verteilung der Knoten in COLUMBUS

Quelle: eigene Darstellung

Anhang 2 Kapazitäten und Deckung der Spitzenlast

Im Folgenden werden Detailergebnisse zu installierten Kraftwerksleistungen in Deutschland im Jahr 2026 und 2030 sowie zur Deckung der Spitzenlast für die betrachteten Szenarien vorgestellt.

Im Jahr 2026 findet im Fall einer hohen Stromnachfrage (hEL) nahezu keine marktlich getriebene Stilllegung von Kohlekraftwerken statt. Die Reduktion der Kapazitäten erfolgt für diese Szenarien lediglich auf Basis des exogenen Kohleausstiegspfad, welcher durch das Gesetz zur Beendigung der Kohleverstromung festgelegt ist. Dies ist auch in den Szenarien mit moderater Stromnachfrage (mEL) und ohne Verfügbarkeit russischer Rohstoffe der Fall, da insbesondere das Gaspreisniveau in diesen Szenarien besonders hoch ist und der marktliche Betrieb von Kohlekapazitäten weiterhin profitabel bleibt. Lediglich im Fall moderater Stromnachfrage und niedriger Verfügbarkeit russischer Rohstoffe findet eine marktlich getriebene Stilllegung von Kohlekapazitäten in Höhe von etwa 9 GW statt.

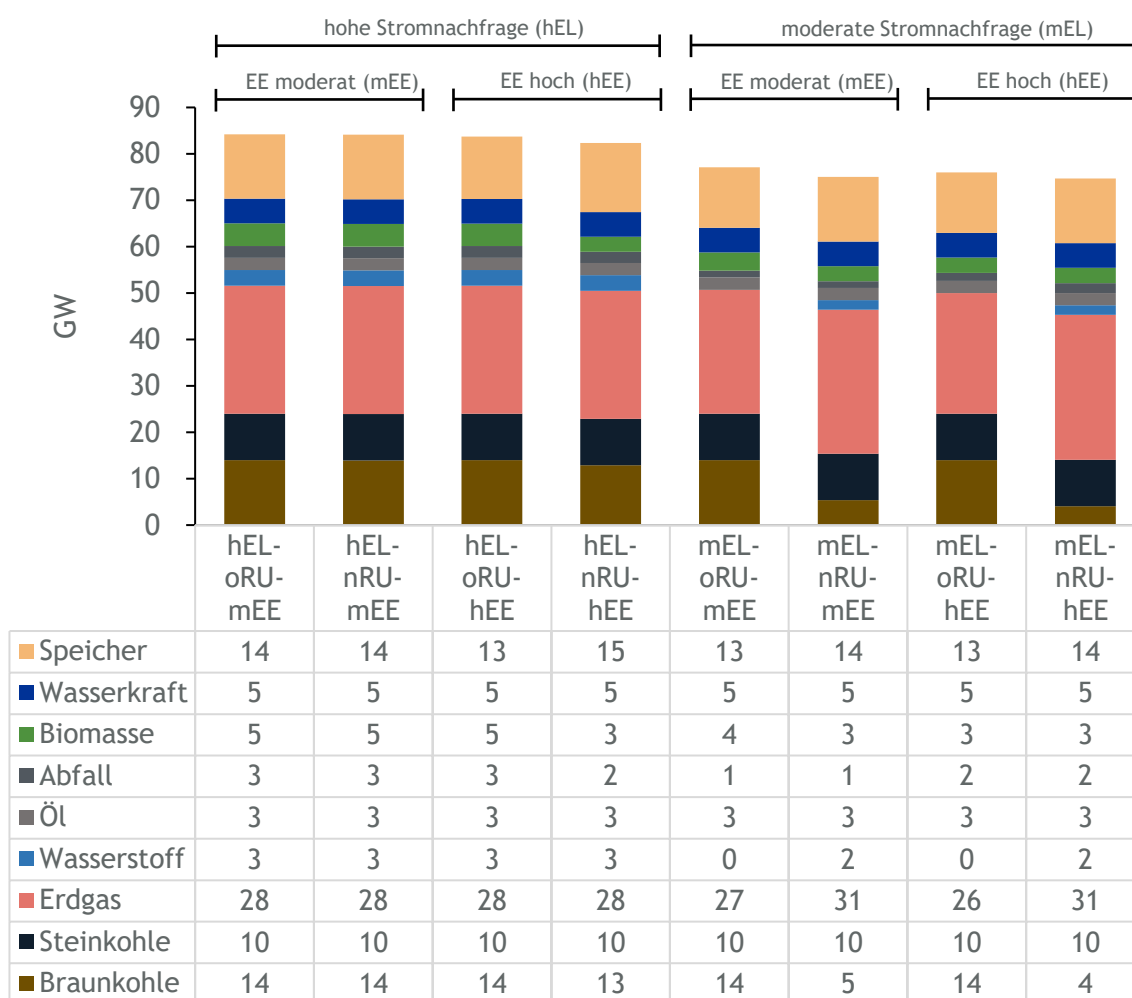


Abbildung 46: Installierte Kraftwerksleistungen im Jahr 2026

Quelle: eigene Berechnungen

Da für die mittelfristige Gewährleistung von Versorgungssicherheit der Neubau von Gaskraftwerken i.d.R. günstiger ist als der Zubau von Großbatteriespeichern, ergibt sich ein Zubau von Gaskapazitäten bis zum Jahr 2026, welcher in den meisten Szenarien nahe an der festgelegten oberen Zubaubeschränkung von 7 GW liegt. Diese wird lediglich in den Szenarien mit

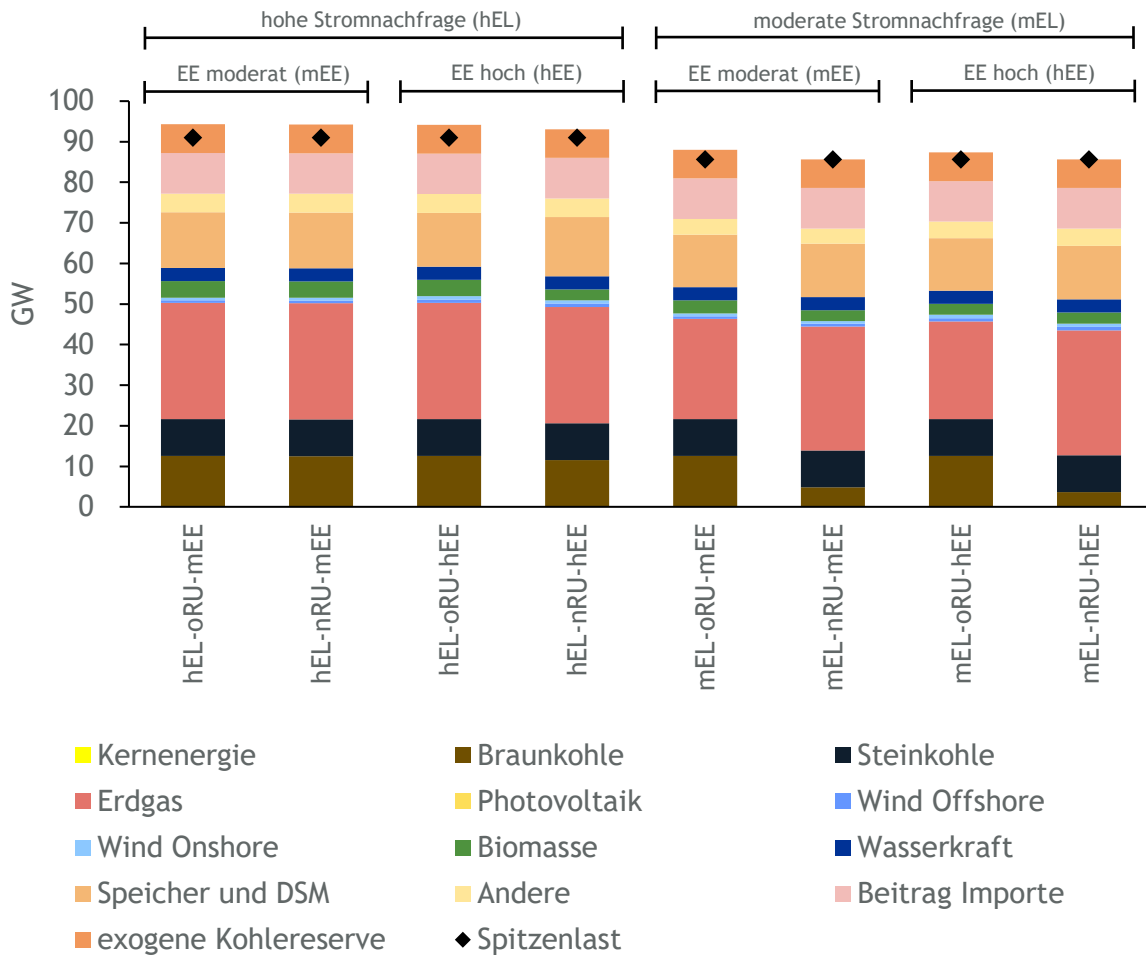


Abbildung 47: Technologiespezifische Beiträge zur Deckung der Spitzenlast im Jahr 2026

Quelle: eigene Berechnungen

sehr hohen Gaspreisen (mEL-oRU) unterschritten. Die installierten Leistungen der Kraftwerks- und Speichertechnologien ergibt sich für das Jahr 2026 gemäß Abbildung 47. Die installierten Leistungen von Photovoltaik sowie von Windenergie sind in Abschnitt 2.1 beschrieben.

Wie in Abschnitt 2.3 beschrieben wird die Versorgungssicherheit des nationalen Stromsystems modellseitig durch über eine Spitzenlastbedingung sichergestellt. Diese beinhaltet, dass die Summe der Beiträge von Erzeugungstechnologien zur gesicherten Leistung mindestens der Spitzenlast entsprechen muss. Für den Beitrag zur gesicherten Leistung werden technologiespezifische Kapazitätskredite genutzt. Diese berücksichtigen beispielsweise mögliche Ausfallsituationen einzelner Kraftwerke oder den geringen Beitrag von Windkraftanlagen. Darüber hinaus findet auch der Beitrag von Importen im Rahmen der Spitzenlastdeckung Berücksichtigung. Der Wert berücksichtigt potenzielle Gleichzeitigkeiten von Spitzenlasten im Ausland, sodass die verfügbare Importmenge deutlich unterhalb der tatsächlichen Transportkapazität von Interkonnektoren liegt. Unter Speicher und DSM werden im Folgenden im wesentlichen Pumpspeicherkraftwerke, Großbatteriespeicher sowie Lastflexibilität aus der Industrie zusammengefasst, deren Kapazitätskredit ähnlich hoch angenommen wird, wie der von konventionellen Kraftwerken. Die Deckung der Spitzenlast im Jahr 2026 ergibt sich gemäß Abbildung 47.

Zum Jahr 2030 reduziert sich die theoretisch zur Verfügung stehende Menge an marktlich betriebenen Kohlekraftwerken aufgrund des Gesetzes zur Beendigung der Kohleverstromung weiter. So stehen insgesamt maximal 17 GW Kohlekapazitäten für den marktlichen Betrieb zur Verfügung. In den Szenarien mit hoher Stromnachfrage ist ein marktlicher Betrieb weiterhin möglich, sodass keine Kohlekraftwerksstilllegungen über die gesetzlich verordneten Stilllegungen hinaus erfolgen. Im Fall einer moderaten Stromnachfrage ist der marktliche Betrieb vor allem von der Höhe des Gaspreisniveaus abhängig. Das niedrigere Gaspreisniveau im Fall niedriger Verfügbarkeit russischer Rohstoffe (nRU) macht eine Gewährleistung der Versorgungssicherheit

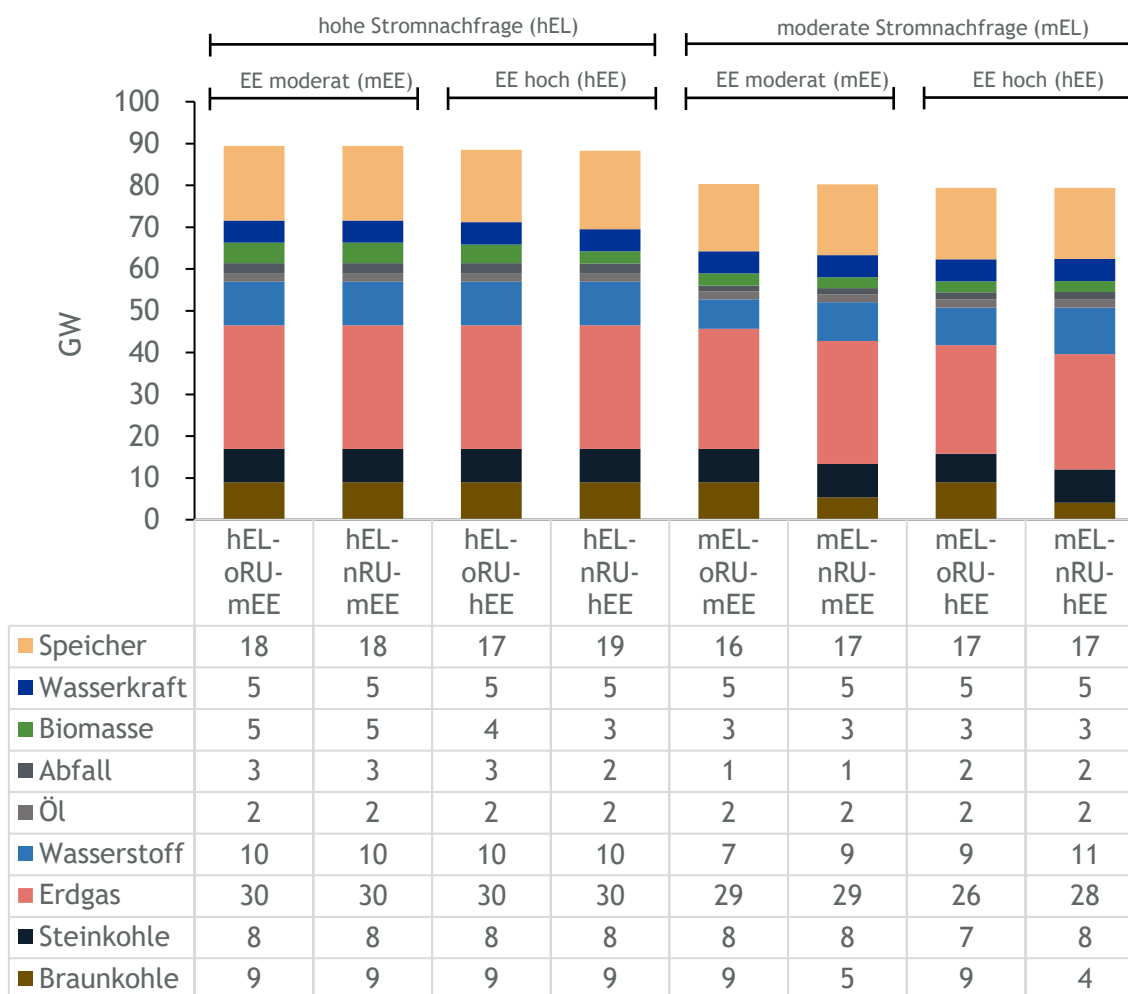


Abbildung 48: Installierte Kraftwerksleistungen im Jahr 2030

Quelle: eigene Berechnungen

mit Gaskraftwerken tendenziell effizienter als im Fall einer fehlenden Verfügbarkeit russischer Rohstoffe (oRU).

Die anteilige Deckung der Spitzenlasten in den acht betrachteten Szenarien ergibt sich für das Jahr 2030 gemäß Abbildung 49. Für die zugrundeliegenden Kapazitätskredite gelten die gleichen Annahmen wie für das Jahr 2026.

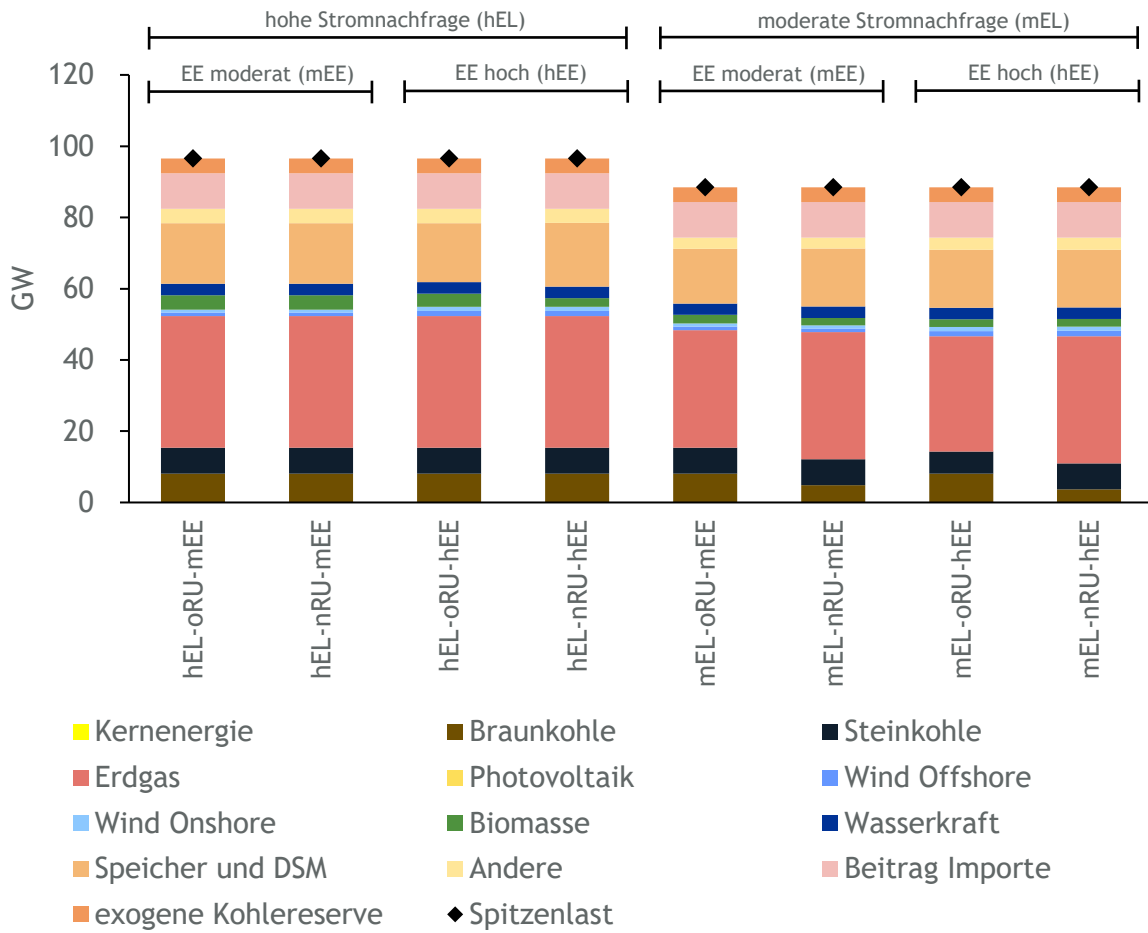


Abbildung 49: Technologiespezifische Beiträge zur Deckung der Spitzenlast im Jahr 2030

Quelle: eigene Berechnungen

Anhang 3 Annahmen der Mehrkostenanalyse

Für die Analyse der Mehrkosten der Energieversorgung für verschiedene Haushaltstypen, werden die in Abbildung 50 dargestellten Endverbraucherpreise zu Grunde gelegt. Die Preise wurden unter der Annahme hergeleitet, dass sich zwischen den Betrachtungsjahren 2021 und 2026 lediglich die Großhandelsmarktkomponente der Preise ändert. Kostenkomponenten wie Netzentgelte für Gas und Strom werden als konstant angenommen. Für Strom wird zudem die EEG-Komponente i. H. v. 6,5 ct/kWh gestrichen. Annahmen der Mehrkostenanalyse.

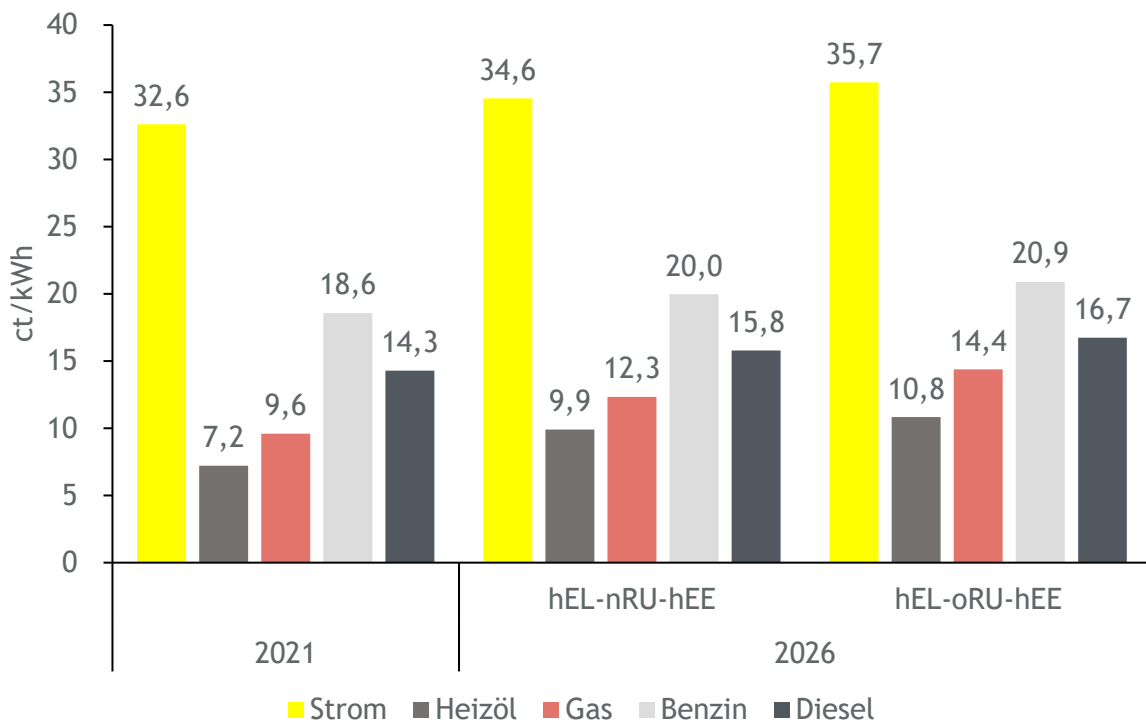


Abbildung 50: Angenommene Endverbraucherpreise der Mehrkostenanalyse

Quelle: eigene Berechnungen basierend auf BNetzA und Bundeskartellamt, 2022; en2x, 2022

Anhang 4 Datentabellen

Tabelle 4: Ergebnistabelle zu Investitionen in Regasifizierungskapazitäten in Europa

Quelle: historische Werte basierend auf Rystad Energy, 2022; GIE, 2022; GEM, 2022 & GIIGNL, 2022

		Bestand	hEL-oRU		hEL-nRU		mEL-oRU		mEL-nRU	
		2021	2026	2030	2026	2030	2026	2030	2026	2030
Baltikum	endogen	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	exogen	4	0	0	0	0	0	0	0	0
BeNeLux	endogen	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	exogen	21	15	0	15	0	15	0	15	0
Deutschland	endogen	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	exogen	0	25	0	25	0	25	0	25	0
Iberische Halbinsel	endogen	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	exogen	68	0	0	0	0	0	0	0	0
Frankreich	endogen	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	exogen	35	0	0	0	0	0	0	0	0
Griechenland	endogen	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	exogen	7	6	0	6	0	6	0	6	0
Italien	endogen	0	8	0	0	0	10	10	4	0
	exogen	17	0	0	0	0	0	0	0	0
Polen	endogen	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	exogen	5	2	0	2	0	2	0	2	0
Skandinavien	endogen	0	1	0	0	0	1	0	1	0
	exogen	1	0	0	0	0	0	0	0	0
Türkei	endogen	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	exogen	34	0	0	0	0	0	0	0	0
Vereinigtes Königreich	endogen	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	exogen	48	5	0	5	0	5	0	5	0
Westbalkan	endogen	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	exogen	3	2	0	2	0	2	0	2	0

		Bestand	hEL-oRU		hEL-nRU		mEL-oRU		mEL-nRU	
		2021	2026	2030	2026	2030	2026	2030	2026	2030
Australien	endogen	0	5	0	0	0	25	6	0	0
	exogen	119	7	0	7	0	7	0	7	0
Kanada	endogen	0	15	34	15	34	15	34	15	35
	exogen	0	19	0	19	0	19	0	19	0
Katar	endogen	0	10	0	0	0	10	5	8	3
	exogen	105	22	22	22	22	22	22	22	22
USA	endogen	0	31	59	31	0	31	59	31	59
	exogen	111	38	0	38	0	38	0	38	0
Russland	endogen	0	3	0	0	0	10	2	4	1
	exogen	41	47	0	47	0	47	0	47	0
Afrika	endogen	0	8	32	8	32	8	42	8	40
	exogen	97	8	0	8	0	8	0	8	0
Europa	endogen	0	2	0	2	0	2	2	2	2
	exogen	1	6	0	6	0	6	0	6	0
Südamerika	endogen	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	exogen	27	0	0	0	0	0	0	0	0
Mittlerer Osten	endogen	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	exogen	22	0	0	0	0	0	0	0	0
Asien & Ozeanien	endogen	0	0	8	0	8	0	13	0	8
	exogen	93	9	0	9	0	9	0	9	0

Tabelle 5: Ergebnistabelle zu Investitionen in Verflüssigungskapazitäten

Quelle: historische Werte basierend auf Rystad Energy, 2022; GIE, 2022; GEM, 2022 & GIIGNL, 2022

		Bestand	hEL-oRU		hEL-nRU		mEL-oRU		mEL-nRU	
		2021	2026	2030	2026	2030	2026	2030	2026	2030
Australien	endogen	0	5	0	0	0	25	6	0	0
	exogen	119	7	0	7	0	7	0	7	0
Kanada	endogen	0	15	34	15	34	15	34	15	35
	exogen	0	19	0	19	0	19	0	19	0
Katar	endogen	0	10	0	0	0	10	5	8	3
	exogen	105	22	22	22	22	22	22	22	22
USA	endogen	0	31	59	31	0	31	59	31	59
	exogen	111	38	0	38	0	38	0	38	0
Russland	endogen	0	3	0	0	0	10	2	4	1
	exogen	41	47	0	47	0	47	0	47	0
Afrika	endogen	0	8	32	8	32	8	42	8	40
	exogen	97	8	0	8	0	8	0	8	0
Europa	endogen	0	2	0	2	0	2	2	2	2
	exogen	1	6	0	6	0	6	0	6	0
Südamerika	endogen	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	exogen	27	0	0	0	0	0	0	0	0
Mittlerer Osten	endogen	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	exogen	22	0	0	0	0	0	0	0	0
Asien & Ozeanien	endogen	0	0	8	0	8	0	13	0	8
	exogen	93	9	0	9	0	9	0	9	0

Anhang 5 Klimabilanz der Gasinfrastruktur

Im Zusammenhang mit Investitionen in Gasinfrastrukturen wird aktuell oftmals über die Klimabilanz verschiedener Produktions- und Transportpfade von Gas aus einzelnen Herkunftsregionen diskutiert. Direkte Methanemissionen entstehen hauptsächlich durch Entweichen bei der Förderung und während des Transports mittels Pipeline. CO₂-Emissionen resultieren hingegen durch die Verbrennung von Methan während der Produktion, Weiterverarbeitung zu LNG oder an den Verdichterstationen entlang der Pipelines. Spezifische Aussagen zu Vorkettenemissionen von Gas, welches Europa durch Pipelines oder LNG Tanker aus unterschiedlichen Regionen der Welt erreicht, sind sehr schwierig zu treffen, da die Datengrundlage und bestehende Literatur mit großen Unsicherheiten behaftet sind. Generell lässt sich festhalten, dass die Höhe der dabei entstehenden THG-Emissionen zwischen Pipeline und LNG Transport in Kombination mit den jeweiligen Exportländern sehr unterschiedlich ausfallen kann. Aus klimapolitischer Sicht muss außerdem kritisch untersucht werden, welche zusätzlichen Umweltkosten und -risiken mit einem vermehrten Import und Verbrauch von LNG aus den USA verbunden sind, da davon ausgegangen werden kann, dass der überwiegende Teil der Importe aus den USA auf Gas aus Fracking basieren wird. Die Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe geht davon aus, dass US-amerikanisches LNG mit einem überwiegenden Anteil von Schiefergas in etwa die gleiche Emissionsbilanz aufweist wie pipelinegebundenes Erdgas aus Russland (BGR, 2020). Andere Studien argumentieren hingegen, dass LNG aus den USA klimaschädlicher als pipelinegebundenes Gas aus Russland ist (Wachsmuth et al., 2019).