

Auswirkung der Gas-Krise auf den deutschen Kohleausstieg

Analyse für die European Climate Foundation

April 22, 2022



Executive Summary

(1/2)

Projektbeschreibung und Methode

- Die **European Climate Foundation (ECF)** hat **Aurora Energy Research** beauftragt, die Auswirkungen der **Gas-Krise** auf den deutschen Strommarkt im Hinblick auf den **Kohleausstieg** zu analysieren. Konkret wurden die folgenden Fragestellungen von Aurora adressiert:
 - Wie würde sich der Gaspreis im Falle eines vollständigen Import-Stopps von russischem Gas entwickeln?
 - Kurzfristige Perspektive: Welchen Beitrag können zusätzliche Kohlekapazitäten zur Reduktion des Gasverbrauchs liefern?
 - Langfristige Perspektive: Ist ein anvisierter, früher Kohleausstieg bis 2030 ökonomisch im Anbetracht der gestiegenen Gaspreise machbar?
- Der **kurzfristige Gaspreis** basiert auf einer Analyse, zu welchen Preisen die **Industrie ihren Gasverbrauch reduzieren würde**, der mittel- und langfristige Gaspreis auf den **Kosten für den Import von Flüssiggas (LNG)**. Zur Beantwortung der Auswirkungen auf den Strommarkt wurde eine **Modellierung des europäischen Strommarktes** durchgeführt.
 - Die Kohlepreise sind dem Aurora Central-Szenario entnommen. Höhere Gaspreise können durch eine Verlagerung auf Kohleproduktion zu höheren CO₂-Preise führen, weshalb die höheren CO₂-Preise aus dem Aurora Net-Zero Szenario genutzt wurden. Eine **fundamentale Modellierung der CO₂-Preise in Zusammenhang mit den Preiskurven für Kohle und Gas wurde nicht vorgenommen**

Kernergebnisse

- Bei einem Import-Stopp von russischem Gas erwarten wir eine **kurzfristige Gas-Knappheit** in Deutschland, sodass ausreichende **Abschaltungen in der Industrie** notwendig wären, um die Versorgungslücke zu schließen. Dies würde **Preise von bis zu 230 EUR/MWh erforderlich** machen. Ab 2025 gehen wir im Rahmen dieser Analyse von ausreichend LNG-Importen aus, bei Bepreisung zu **Grenzkosten erwarten wir mittel- bis langfristig Gaspreise von knapp über 30 EUR/MWh**

Executive Summary

(2/2)

Kernergebnisse (fortgesetzt)

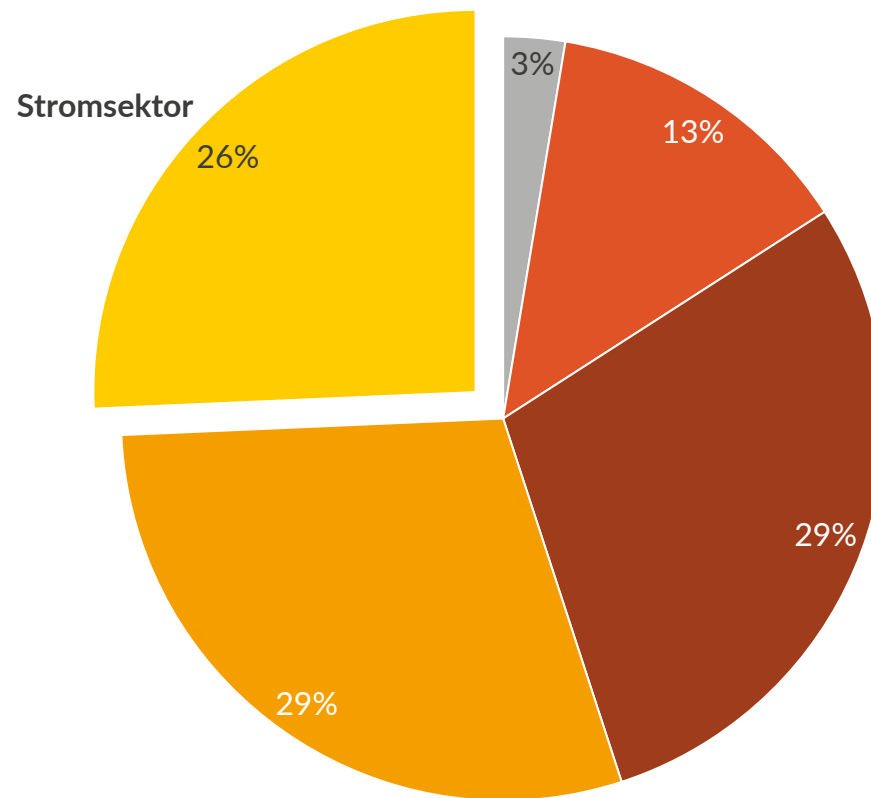
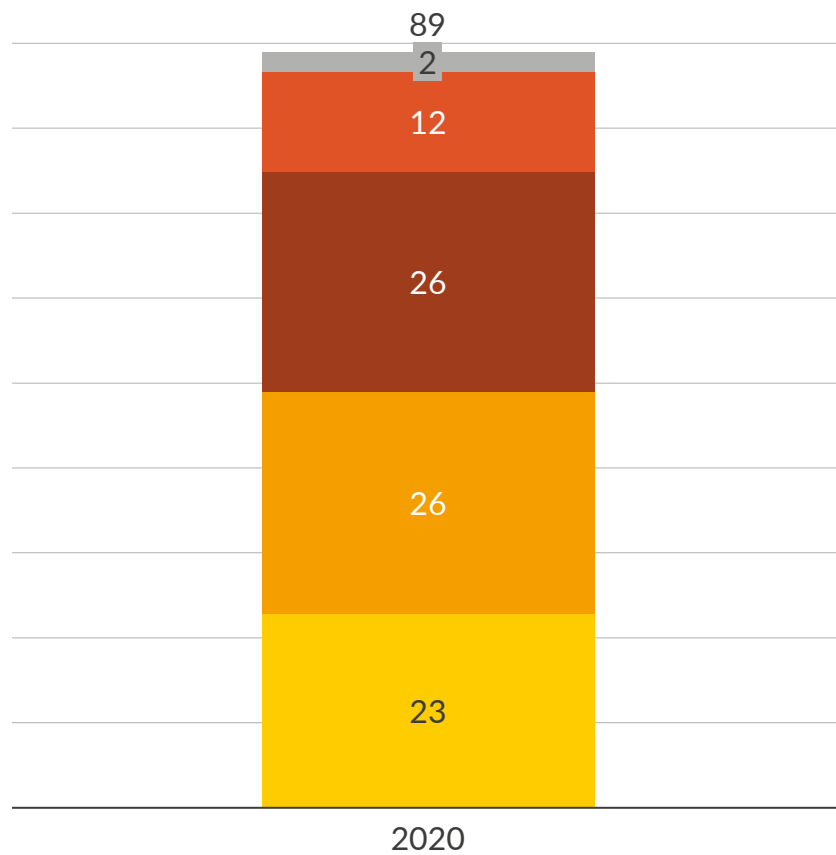
- **Kurzfristig kann die Stromerzeugung von Gaskraftwerken** durch den Einsatz von **Heizkesseln**, einer **Laufzeitverlängerung von Kohlekraftwerken** und den Einsatz von **Reservekraftwerken** europaweit um **bis zu 56 TWh gesenkt** werden. Dies entspricht einer Senkung von 7.5 bcm.
 - Hiervon entfallen 49 TWh auf Deutschland, 7 TWh auf die Nachbarländer
 - Ungefähr die Hälfte der Senkung ist auf die Aktivierung der Reservekraftwerke (7 GW) zurückzuführen, wobei diese v.a. Gasproduktion im Ausland verdrängen. Außerdem bewirkt die Umstellung der deutschen Gas-KWKs auf Heizkessel eine starke Reduktion des Gasverbrauchs
 - Braunkohle (Laufzeitverlängerung und Reservekraftwerke kombiniert), leistet einen marginalen Beitrag von 7 TWh
- Vergleicht man bei den ermittelten Gaspreisen den anvisierten Kohleausstieg bis 2030 mit einem marktgetriebenen Kohleausstieg, so **verbleibt nur rund 5 GW Steinkohle nach 2030 aus ökonomischen Gründen** am Markt
 - Für Braunkohlekraftwerke fallen die Bruttomargen schon vor 2030 unter die Fixkosten
 - Am Markt verbleiben nur effiziente Steinkohlekraftwerke, für die bei den hohen Gaspreisen noch Bruttomargen knapp oberhalb der Fixkosten möglich sind. Allerdings erzielen diese Kraftwerke nach 2030 zusammen abgeschätzt kumulierte Profite¹ von weniger als 100 mio. EUR bis zur Schließung. Bis 2033 wäre in diesem Falle der Kohleausstieg erreicht
 - Der anvisierte Kohleausstieg bis 2030 könnte bis zu 81 Mt Emissionen versus einem marktgetriebenen Kohleausstieg einsparen. Die Großhandelspreise würden durch einen Ausstieg bis 2030 nur leicht beeinflusst, diese könnten ein Anstieg von bis zu 3 EUR/MWh, in den relevanten Jahren 2028 bis 2033 läge der Anstieg bei 2-3%

1) Bruttomarge abzüglich Fixkosten

- I. Analyse der Entwicklung des Gaspreises
- II. Kurzfristige Effekte eines Gasimportstopps
- III. Langfristeffekte eines Importstopps für den Kohleausstieg
- IV. Appendix

Der Strom- und Fernwärmesektor hat in 2020 26% der Gasnachfrage in Deutschland ausgemacht

Gasverbrauch nach Sektoren in Deutschland, 2020
bcm



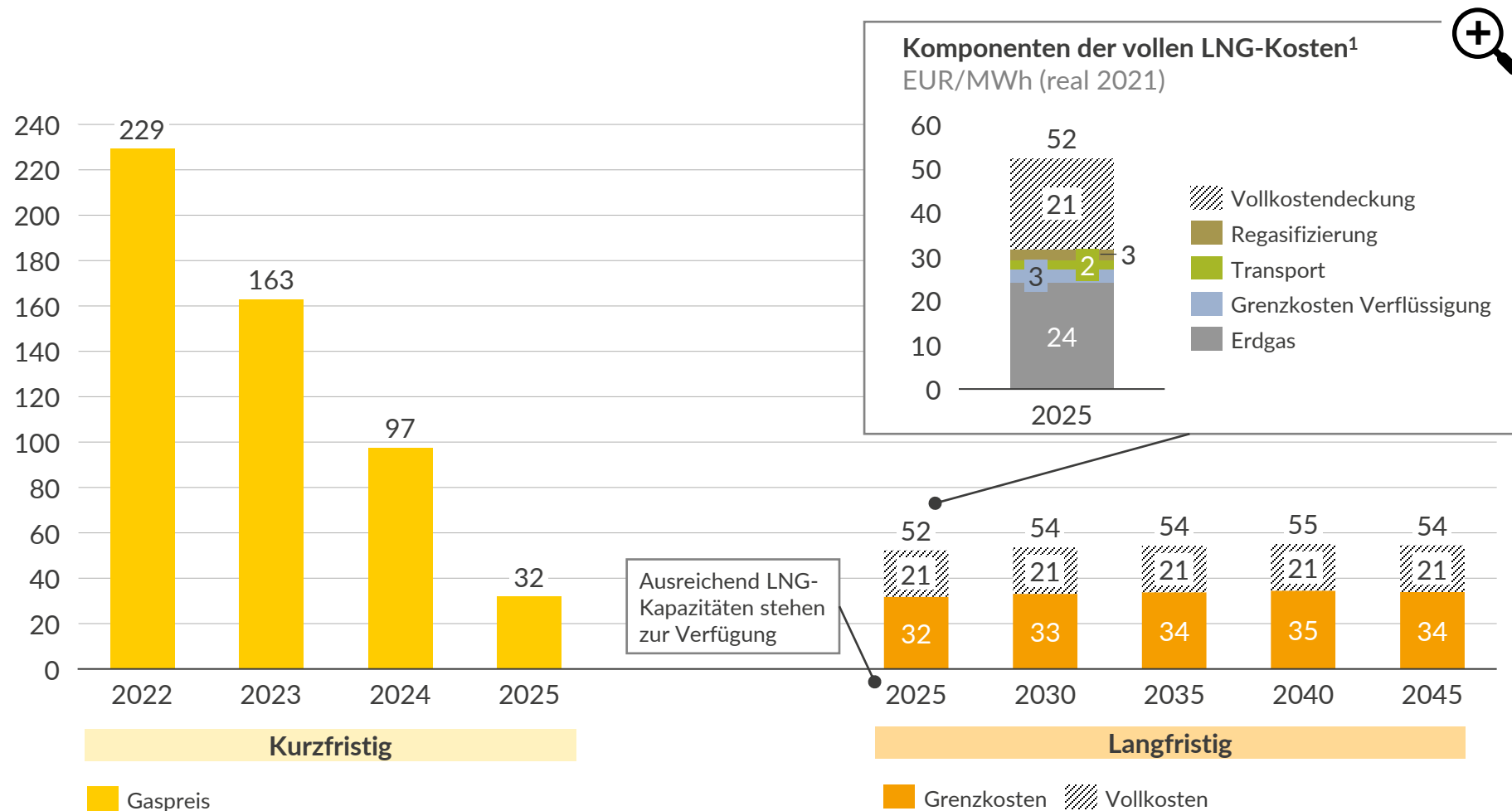
■ Andere ■ GHD ■ Haushalte ■ Industrie ■ Strom- und Fernwärme

Kommentar

- Der Gasverbrauch im Strom- und Fernwärmesektor betrug 23 bcm im Jahr 2020
 - Damit trägt er – wie die Sektoren Haushalte und Industrie – mit gut einem Viertel zum Gasverbrauch bei
- Es ist zu erwarten, dass die Regierungen Maßnahmen trifft, die den Gasverbrauch im Stromsektor senken (siehe Kapitel 2) bevor es zu Einschnitten im Industrieverbrauch kommt
 - Diese Einsparungen wurden bei der Ermittlung des kurzfristigen Gaspreises bereits berücksichtigt

Bei einem Importstopp von russischem Gas, könnte der Gaspreis kurzfristig auf 230 EUR/MWh steigen, sich langfristig aber erholen

Gaspreis bei einem vollen Importstopp von russischem Gas
EUR/MWh (real 2021)



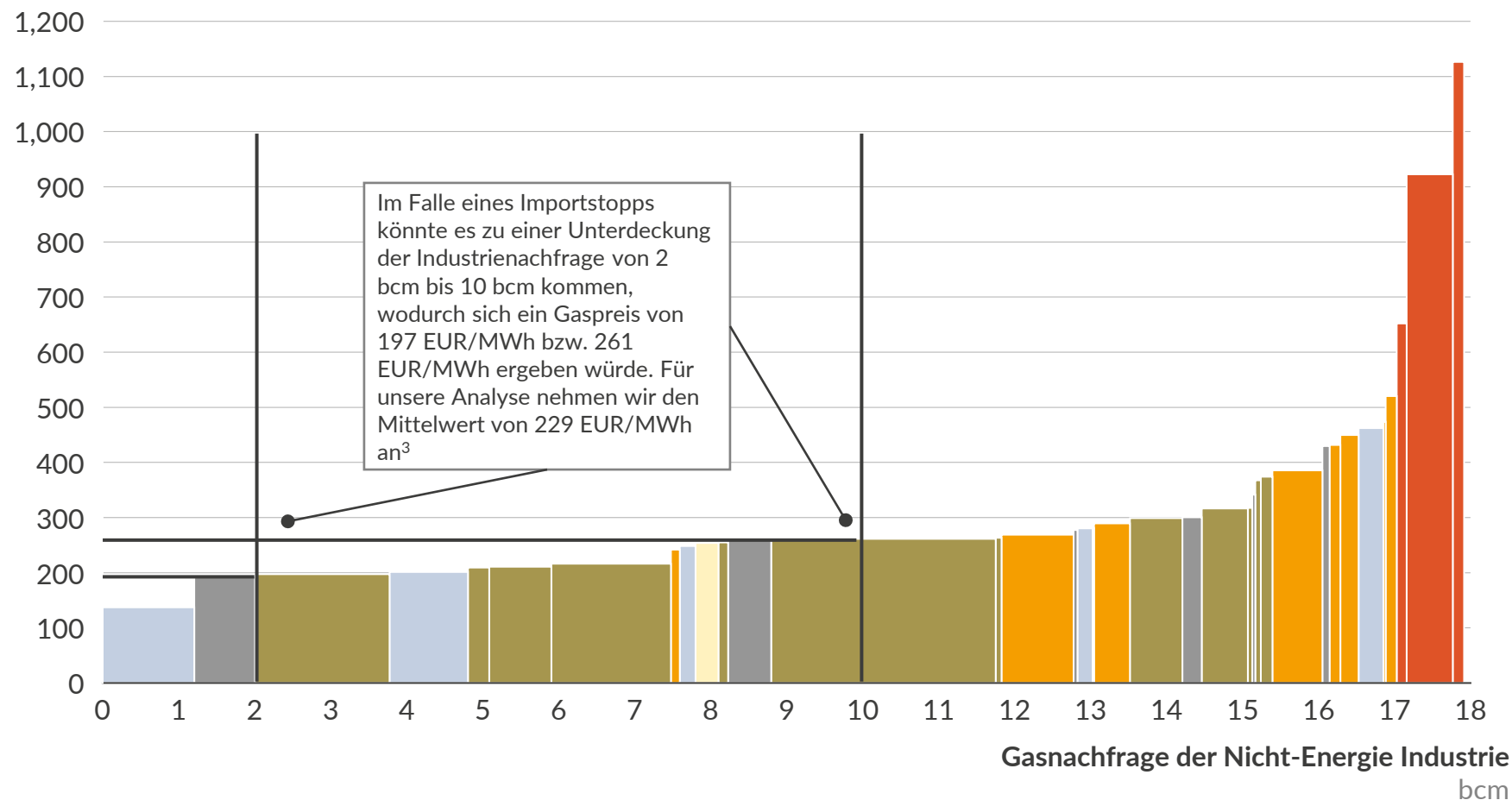
Kommentar

- Im Falle eines Importstopps von russischem Gas wäre Deutschland in der kurzen Frist unterversorgt
- In der kurzen Frist würde der Gaspreis durch die Grenzpreise bestimmt, bei denen Industrieproduktion unwirtschaftlich ist
 - Der genaue Preis hängt von der Fehlmenge in der Industrie ab
- Ab 2025 nehmen wir an, dass ausreichend Flüssiggas (LNG) in Deutschland zur Verfügung steht
 - Für den langfristigen Gaspreis in den folgenden Kapiteln nehmen wir die Grenzkosten des LNG-Imports in die EU an²

1) Kosten für höherpreisige Länder, z.B. Algerien. Günstigere Versorgung aus z.B. den USA wird nicht alleine ausreichend sein, um den europäischen LNG Bedarf zu decken; 2) Sollte langfristig global (mehr als) ausreichend LNG zur Verfügung stehen, könnte eine Preissetzung zu Grenzkosten erfolgen. Dies bezieht u.a. mit ein, dass russisches Gas in andere Märkten (nicht DEU) verkauft wird.

Zwischen 2 bcm und 10 bcm der Industrienachfrage könnten im Falle eines Importstopps von russischem Gas nicht gedeckt werden

Grenzpreis für Gasnachfrage der Nicht-Energie Industrie in Deutschland
EUR/MWh



Andere Industrien Bergbau Papier Mineralien Chemie Basismetalle

Kommentar

- Der Grenzpreis berechnet sich als Verhältnis von Bruttowertschöpfung zu Gas- und Strombedarf plus dem Gaspreis¹
 - Dargestellt sind die wichtigsten 17 Branchen
- Wenn der Gaspreis den Grenzpreis erreicht, wären die Kosten zum Kauf einer MWh Gas zu hoch und würden die Bruttowertschöpfung übersteigen
 - Für die Industrie wäre es in diesem Falle rational die Produktion einzustellen
 - Dem liegt die Annahme zugrunde, dass höhere Preise nicht an Kunden weiter gereicht werden können²

1) Daten für 2019. Aus Darstellungsgründen werden 70% der preissensitivsten Industriezweige gezeigt; 2) Annahme erlaubt die Approximation der unteren Grenze der Gaspreise bei einem kompletten Lieferstopp; 3) Interne Analyse zur Gasbilanzierung, unter Berücksichtigung verschiedener Szenarien (z.B. kalter Winter) und Maßnahmen (z.B. Reduktion Verbrauch Haushalte)

Quellen: Aurora Energy Research, Eurostat, Destatis

I. Analyse der Entwicklung des Gaspreises

II. Kurzfristige Effekte eines Gasimportstopps

III. Langfristeffekte eines Importstopps für den Kohleausstieg

IV. Appendix

Wir analysieren den Einsatz von Heizkesseln sowie zusätzliche Kapazität durch Kohle- und Ölreserven

#	Modellierung	Details
1	Verwendung von Notfallkesseln in Gas-KWK	<ul style="list-style-type: none"> Wir nehmen an, dass jedes Gas-KWK über einen Notfallkessel verfügt, der mit Gas betrieben wird und der anstelle der Kombikraftwerke für die Wärmeproduktion verwendet wird Obwohl ebenfalls Gas verwendet wird, können Heizkessel den Gasverbrauch deutlich verringern <ul style="list-style-type: none"> Annahme: Effizienz von 95%
2	Laufzeitverlängerung von Stein- und Braunkohlekraftwerken	<ul style="list-style-type: none"> Laufzeitverlängerung der Kraftwerke, die nach KVBG in 2022 schließen: <ul style="list-style-type: none"> Steinkohle: Kraftwerke der 3. Auktion <ul style="list-style-type: none"> 1,6 GW; Schließung 31.10.2022 Braunkohle: <ul style="list-style-type: none"> Neurath A (0,3 GW; Schließung 01.04.2022) Frechen, Neurath D & E (1,3 GW; Schließung 31.12.2022)
3	Aktivierung von Reservekraftwerken	<ul style="list-style-type: none"> Aktivierung der Kraftwerke in der Sicherheitsbereitschaft und Netzreserve ab April 2022: <ul style="list-style-type: none"> 1,9 GW Sicherheitsbereitschaft (Braunkohle) 5,2 GW Netzreserve (3,6 GW Steinkohle, 1,6 GW Öl)

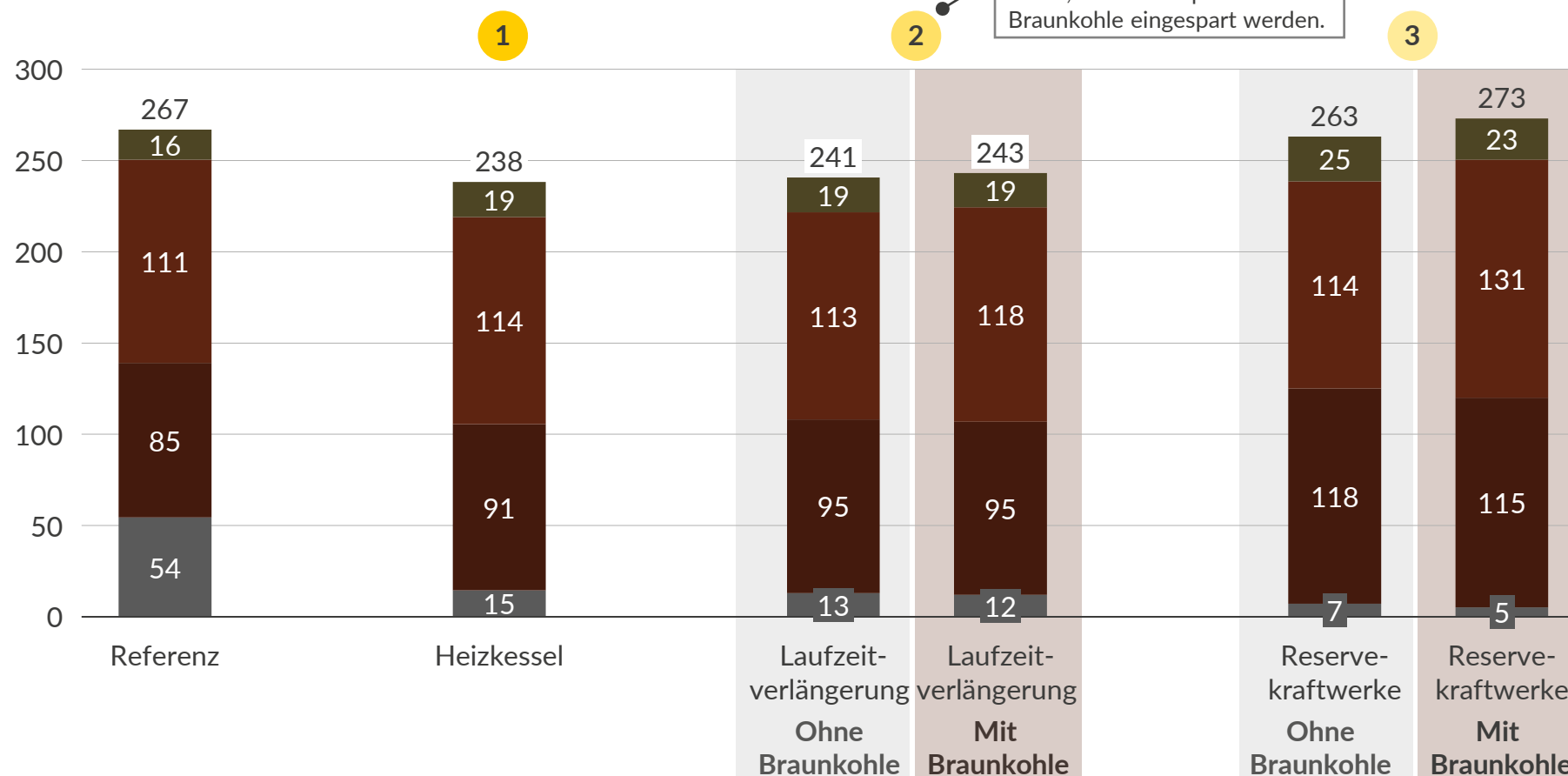
Brennstoffpreise	2022	2023
Gas	229 EUR/MWh (real 2021)	163 EUR/MWh (real 2021)
Kohle	173 EUR/t (real 2021)	109 EUR/t (real 2021)
CO ₂	80 EUR/tCO ₂ (real 2021)	79 EUR/tCO ₂ (real 2021)

Kommentar

- Im Stromsektor analysieren wir ausschließlich Maßnahmen, die in Deutschland getroffen werden können
 - Dabei analysieren wir die Auswirkungen und Effekte dieser Maßnahmen auch auf die Nachbarländer
- Wir fokussieren uns auf den Zeitraum zwischen April 2022 und März 2023, da diese Phase am kritischsten ist
- Zusätzlich werden wir folgende Variationen analysieren, um zwischen dem Effekt von Braun- und Steinkohle zu differenzieren:
 - Schritt 2: Ausschließlich Steinkohlekraftwerke bleiben am Netz
 - Schritt 3: Sicherheitsbereitschaft nicht aktiviert

Zusätzliche Braunkohlekraftwerke führen zu einem Rückgang der heimischen Erzeugung aus Gas von nur 3 TWh

Stromerzeugung thermischer Kraftwerke – Deutschland¹
TWh



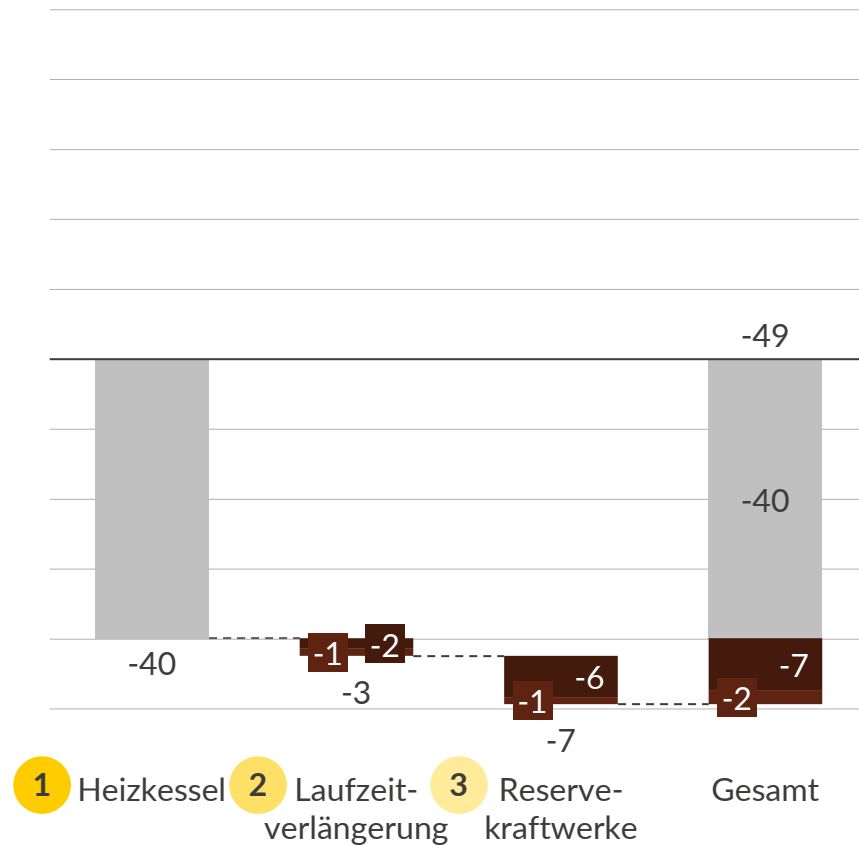
Kommentar

- Die Verwendung von Heizkesseln führt zum größten Rückgang in der Stromerzeugung aus Gas
- Die Aktivierung der Reservekraftwerke führt zu einem größeren Rückgang als die Laufzeitverlängerung, da:
 - Die Laufzeitverlängerung nur in 5 bzw. 3 Monaten wirksam ist
 - Die Aktivierung der Reservekraftwerke in den vollen 12 Monaten wirksam ist
- Die zusätzliche Aktivierung der Braunkohlekraftwerke wirkt sich größtenteils durch einen Rückgang der Nettoimporte aus und hat nur einen geringen Einfluss auf die Gaserzeugung in Deutschland

1) Für den Zeitraum Apr. 2022 – Mär. 2023

Die Stromerzeugung aus Gas sinkt um 56 TWh in Deutschland und den Nachbarländern

Stromerzeugungsdelta Gaskraftwerke - Deutschland¹
TWh

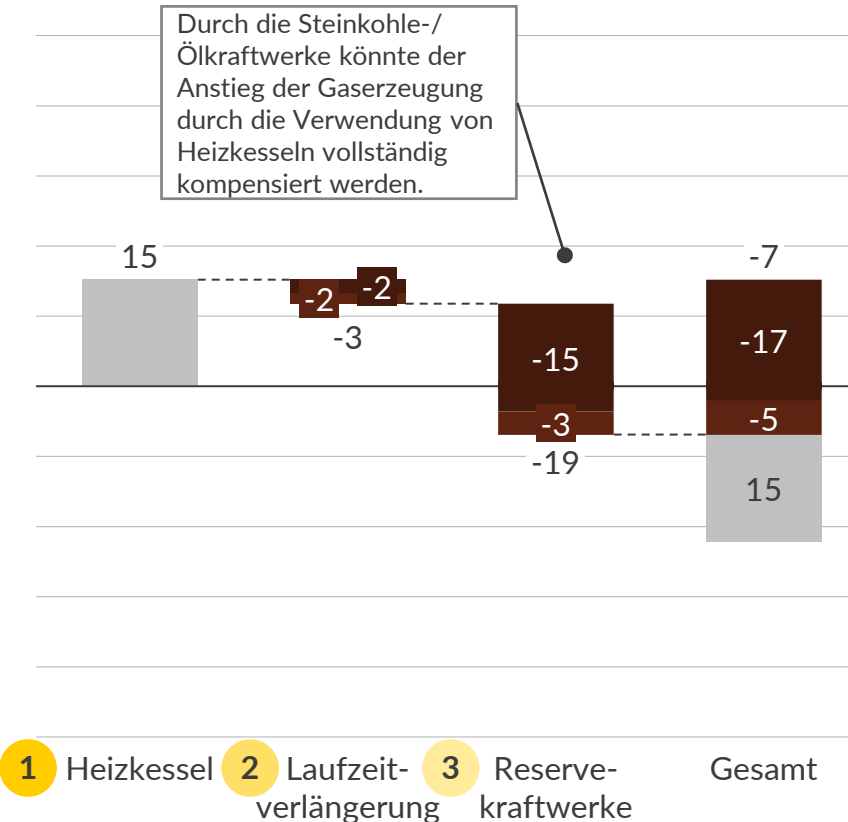


Heizkessel Steinkohle/ Öl Braunkohle

1) Für den Zeitraum Apr. 2022 – Mär. 2023

Quelle: Aurora Energy Research

Stromerzeugungsdelta Gaskraftwerke - Nachbarländer¹
TWh



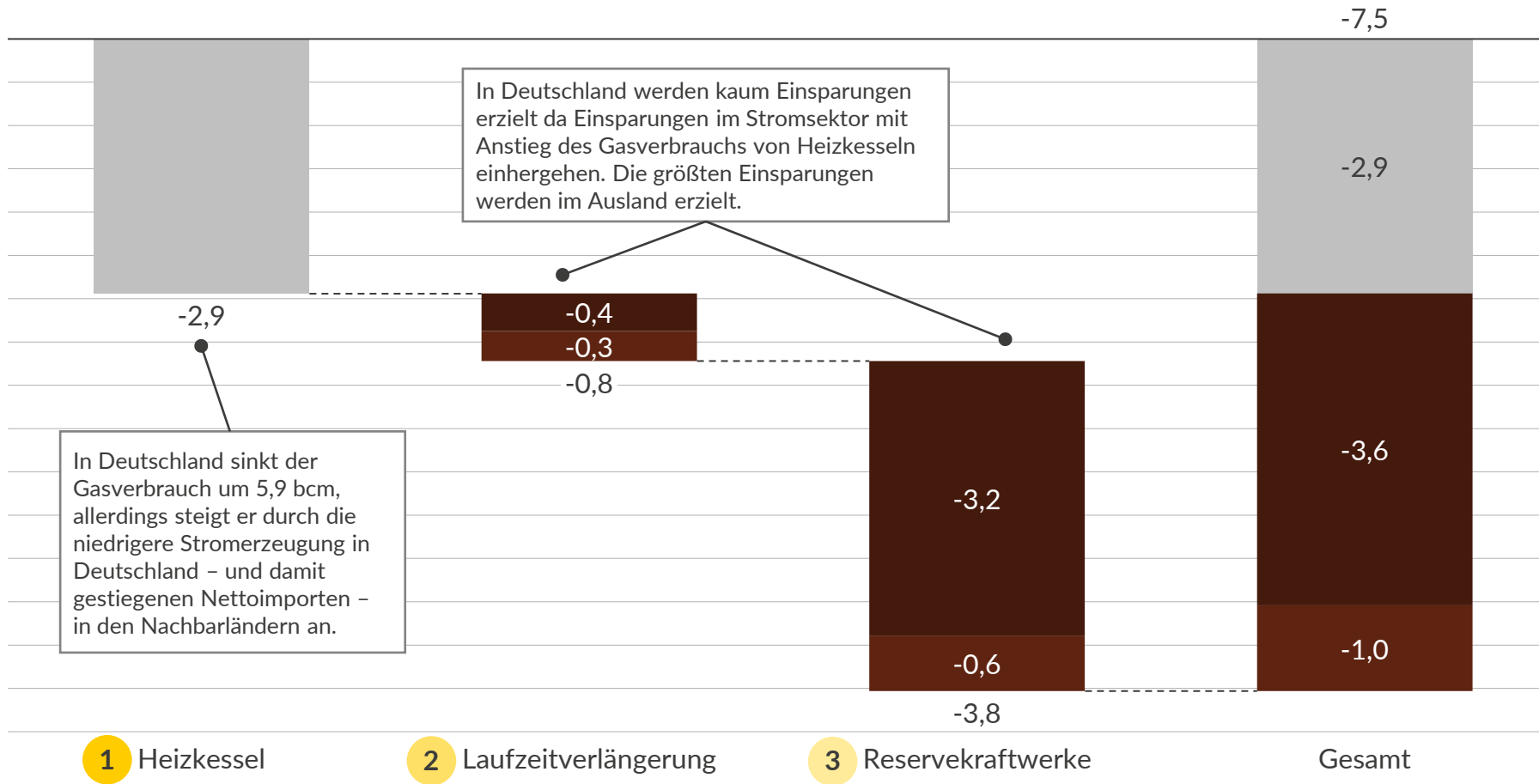
Heizkessel Steinkohle/ Öl Braunkohle

Kommentar

- Da bereits im Referenzfall der größte Teil der Erzeugung aus Gaskraftwerken in Deutschland von KWK stammt, wird die größte Reduktion der Gaserzeugung durch die Verwendung von Heizkesseln erzielt
- Die Laufzeitverlängerung/ Aktivierung von Kraftwerken führt in Deutschland nur noch zu einem Rückgang von 10 TWh
- In den Nachbarländern wird der Rückgang der Stromerzeugung durch die Verwendung von Heizkesseln zum Teil mit einem Anstieg der Gaserzeugung kompensiert
- Insbesondere die Verwendung der Steinkohle- und Ölreservekraftwerke führt hier zu einem Rückgang der Erzeugung von Gaskraftwerken

Der Gasverbrauch sinkt um 7,5 bcm in Deutschland und den Nachbarländern

Gasverbrauchsdelta der Strom- und Wärmeerzeugung – Gesamte Region¹
bcm



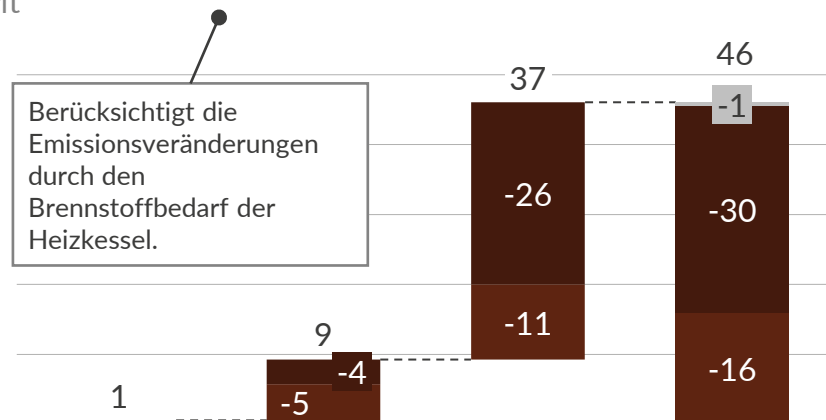
Kommentar

- In Deutschland wird die größte Gaseinsparung durch die Verwendung der Notfallheizkessel erzielt
- Die Aktivierung/ Laufzeitverlängerung der Kohlekraftwerke ermöglicht nur geringe zusätzliche Einsparungen in Deutschland
 - Da mehr Gas-KWK verdrängt werden, müssen die Heizkessel einen größeren Teil der Wärmeerzeugung übernehmen
 - Wenn eine alternative Brennstoffnutzung in den Heizkesseln möglich ist, könnten die Einsparungen größer ausfallen
- In den Nachbarländern werden die größten Einsparungen durch die Reservekraftwerke erzielt

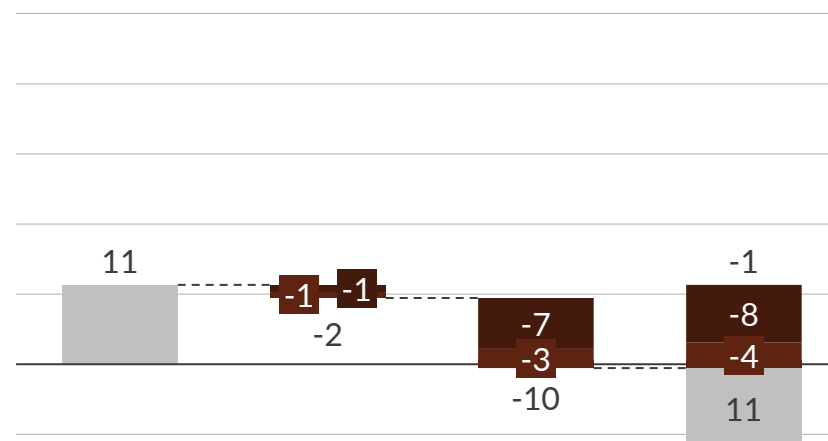
1) Für den Zeitraum Apr. 2022 – Mär. 2023

Insgesamt würden die Emissionen um 45 Mt steigen, sollten alle Maßnahmen gezogen werden

Emissionsdelta Stromsektor - Deutschland¹
Mt



Emissionsdelta Stromsektor - Nachbarländer¹
Mt



1 Heizkessel 2 Laufzeitverlängerung 3 Reservekraftwerke Gesamt

1 Heizkessel 2 Laufzeitverlängerung 3 Reservekraftwerke Gesamt

Heizkessel Steinkohle/ Öl Braunkohle

Heizkessel Steinkohle/ Öl Braunkohle

Kommentar

- Die Verwendung der Heizkessel führt nur zu einem kleinen Rückgang der Emissionen in Deutschland, da:
 - Die Erzeugung aus emissionsintensiver Stein- und Braunkohle steigt
 - Die Heizkessel Gas verbrauchen um die Wärmenachfrage zu decken
- Die Laufzeitverlängerung/ Aktivierung von Kohlekraftwerken führt zu einem Netto-Anstieg von 46 Mt, wovon 35% von Braunkohle verursacht werden
- In den Nachbarländern ist der Netto-Emissionsanstieg über die drei Maßnahmen fast ausgeglichen

1) Für den Zeitraum Apr. 2022 – Mär. 2023

- I. Analyse der Entwicklung des Gaspreises
- II. Kurzfristige Effekte eines Gasimportstopps
- III. Langfristeffekte eines Importstopps für den Kohleausstieg**
- IV. Appendix

Für die endogene Modellierung bestimmt der KVBG-Kohleausstiegspfad den spätmöglichsten Schließungszeitpunkt

Kohleausstiegsgesetz (KVBG)

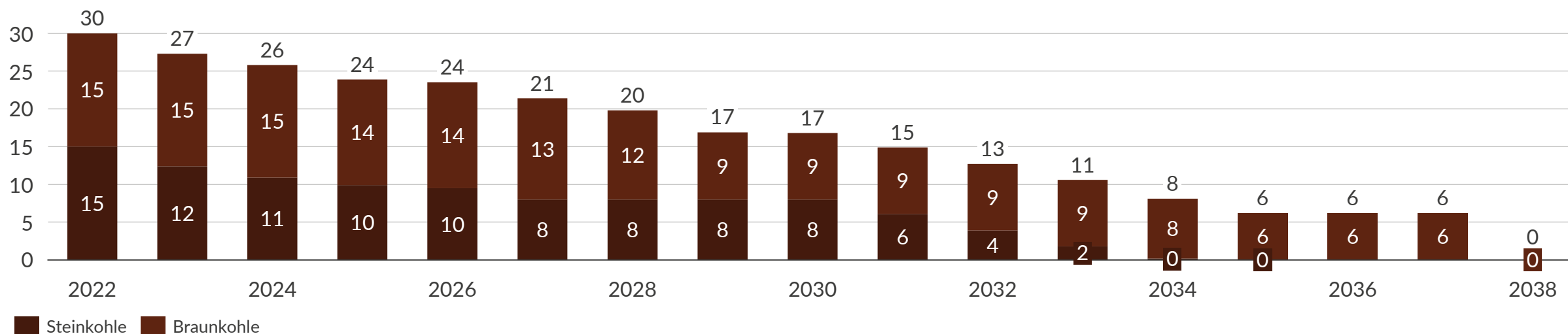
- Da Braun- und Steinkohle die emissionsintensivsten Brennstoffe im Stromsektor sind, die im großen Maßstab verwendet werden, hat die Bundesregierung mit dem KVBG den Ausstieg aus der Kohle festgelegt
- Das Gesetz sieht vor, dass die letzten Kohlekraftwerke spätestens Ende 2038¹ schließen. Zwischen Ziele sind
 - 30 GW bis 2022 und
 - 17 GW bis 2030

Die neue Bundesregierung visiert einen Kohleausstieg bis 2030 an. Diese Ankündigung wurde allerdings noch nicht in Maßnahmen umgesetzt.

- Der Ausstiegspfad unterscheidet zwischen Braun- und Steinkohle:
 - Braunkohle: Da die verbleibenden Braunkohlekraftwerke einigen wenigen Unternehmen gehören, wurden kraftwerksspezifische Schließungen festgelegt und Kompensationszahlungen bilateral ausgehandelt
 - Steinkohle: Um Steuergelder effizient zu verwenden, wurden Ausschreibungen für die Kompensationszahlungen eingeführt, die eine frühe Schließung – insbesondere für emissionsintensive Kraftwerke – anregen

Installierte Kohlekapazität in Deutschland (offizieller Ausstiegspfad, Stand: 2020)²

GW

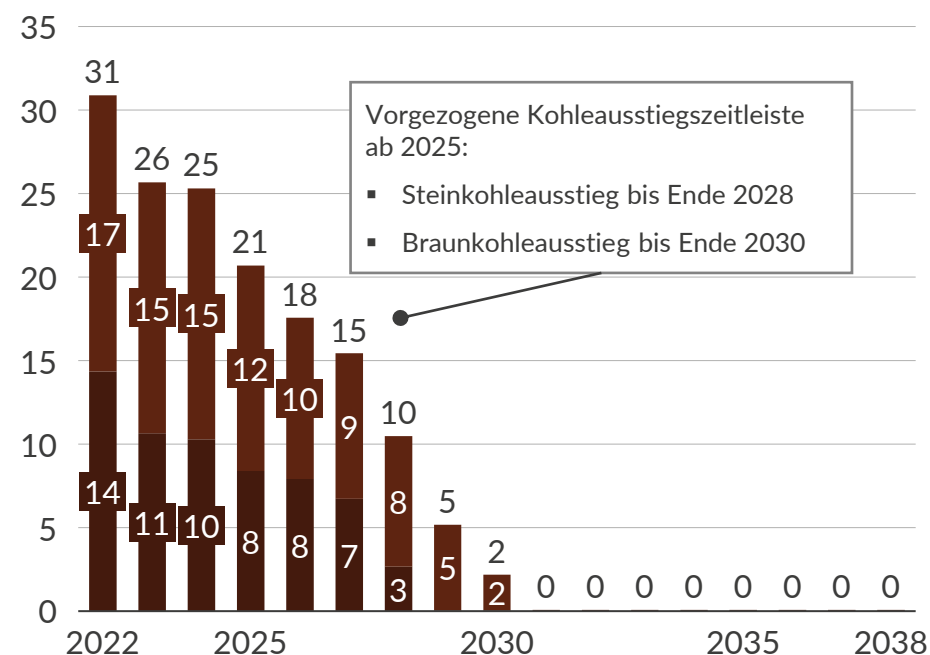


1) Die Bundesregierung sieht Revisionsprozesse in 2026, 2029 und 2032 vor um gegebenenfalls einen schnelleren Kohleausstieg (bis 2035) festzulegen. 2) Kapazitäten beziehen sich auf das jeweilige Jahresende.

Auch bei marktgetriebenem Kohleausstieg verbleiben nach 2030 nur 5 GW Steinkohle, wobei die Versorgungssicherheit gewährleistet ist

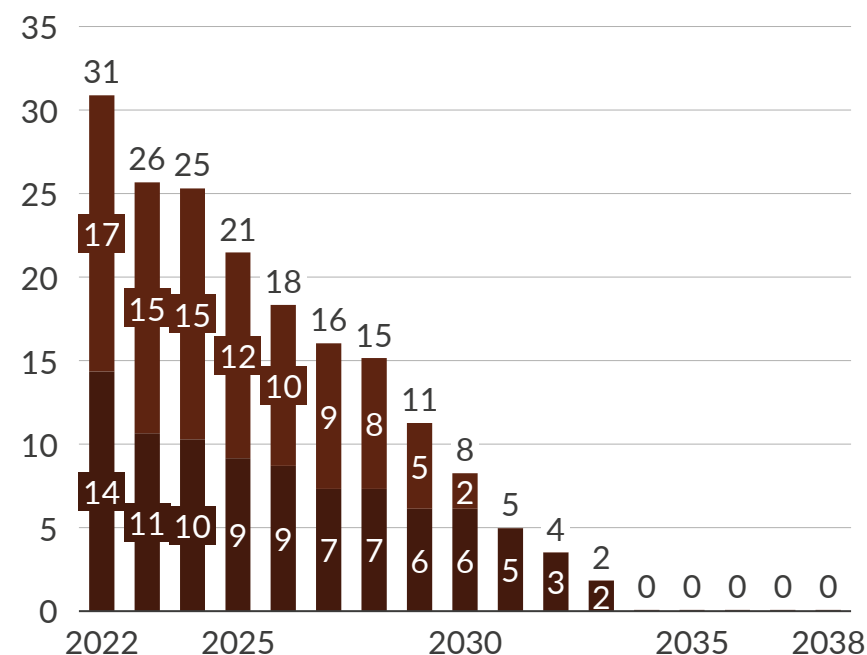
Vor dem Hintergrund der gestiegenen Gaspreise stellt sich die Frage, ob ein bis 2030 anvisierter Kohleausstieg¹ bereits marktgetrieben stattfindet. Hierfür vergleichen wir einen determinierten Ausstieg 2030 mit einer endogen modellierten Variante. In beiden Modellläufen werden die gleichen Brennstoffpreise verwendet. **Dabei würde ein höherer Gaspreis voraussichtlich zu einem Anstieg des CO₂-Preises führen, weshalb wir für die Modellierung den (höheren) CO₂-Preis aus dem Net-Zero Szenario wählen. Allerdings wurde der CO₂-Preis für diese Analyse nicht neu fundamental modelliert.**

Kapazität Kohlekraftwerke² – Kohleausstieg bis 2030
GW



Steinkohle Braunkohle

Kapazität Kohlekraftwerke² – Endogener Kohleausstieg
GW



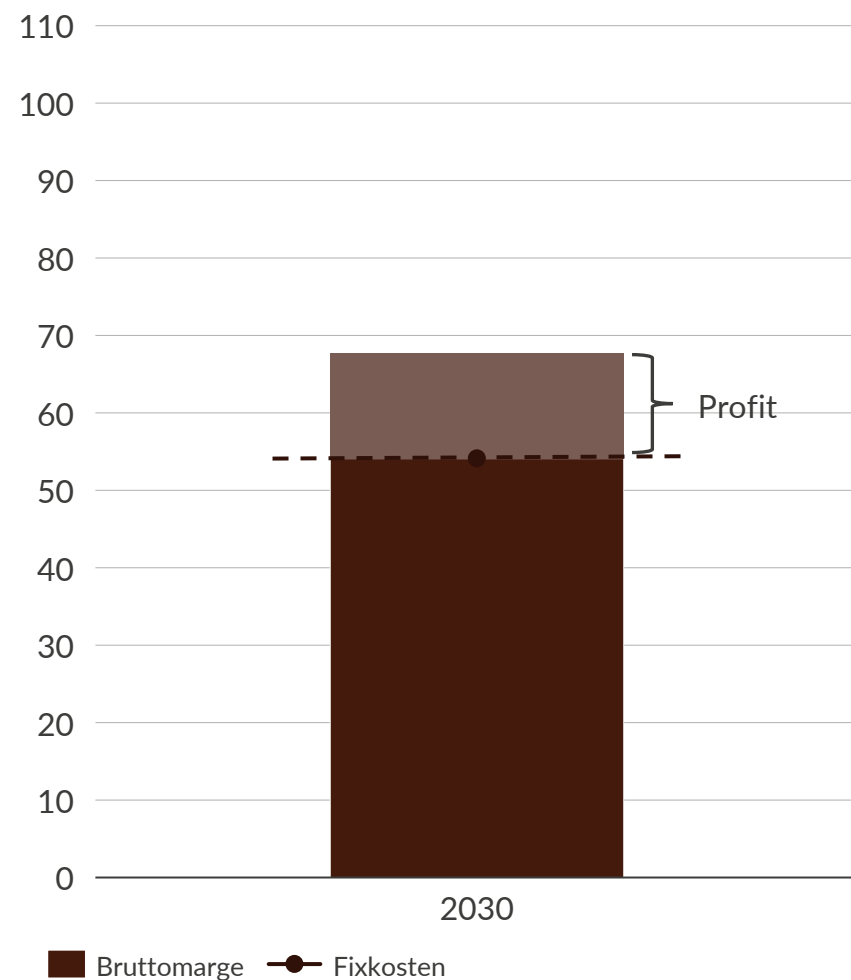
Kommentar

- Der Kohleausstieg bis 2030 staucht die zurzeit vorgesehene Kohleausstiegszeitleiste (siehe vorherige Seite) ab 2025, sodass bis Ende 2028 keine Steinkohle und bis Ende 2030 keine Braunkohle mehr im System ist
- Allerdings ist die Kohle unter den Brennstoffpreisen auch im endogenen Modelllauf kaum noch profitabel: nach 2030 verbleiben nur noch wenige Kohlekraftwerke im Markt
 - Braunkohlekraftwerke sind nicht mehr profitabel, letzte Schließung in 2030
 - Es verbleiben 5 GW Steinkohle mit Bruttomargen nur knapp über den Fixkosten
- In beiden Szenarien ist die Versorgungssicherheit im Strommarkt gewährleistet³

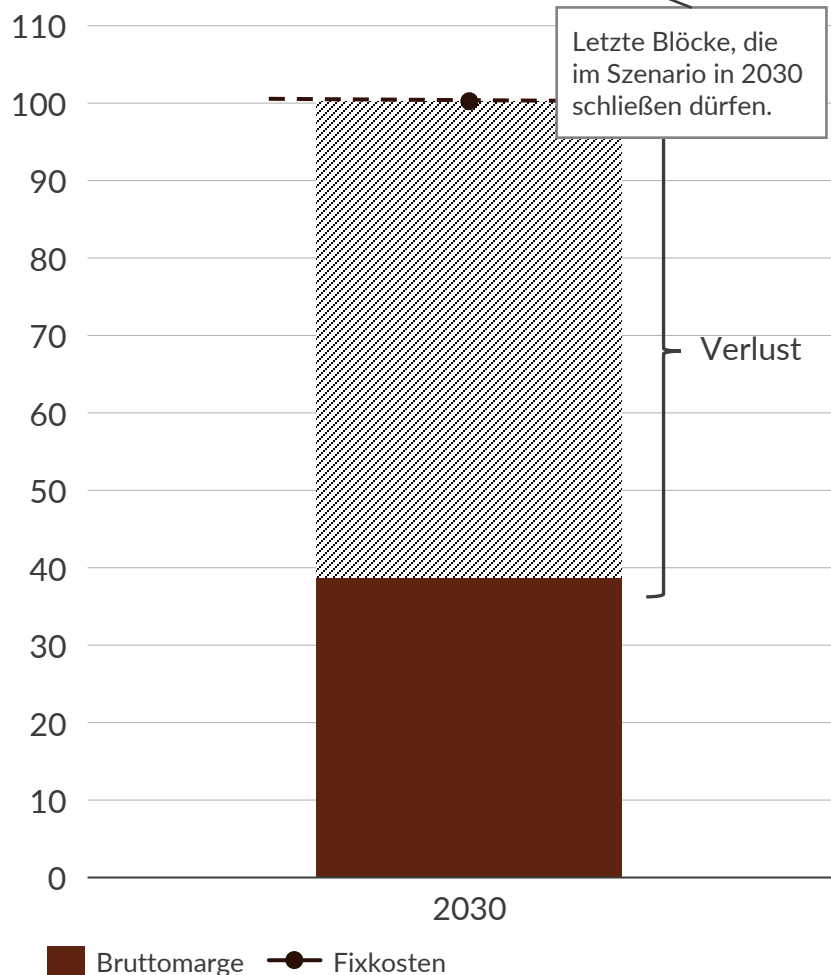
1) Koalitionsvertrag: Ausstieg aus Kohle „idealerweise“ bis 2030; 2) Kapazität zur Mitte des Jahres; 3) Konkret bedeutet das, auch in Wetterjahren mit weniger Produktion von Erneuerbaren oder höherer Wärmenachfrage stehen ausreichend Kapazitäten zur Verfügung.

Lediglich moderne Steinkohlekraftwerke sind in 2030 noch profitabel

Bruttomarge¹ – Steinkohle (Beispiel, Modernes Kraftwerk)
Tsd. EUR/MW (real 2021)



Bruttomarge¹ – Braunkohle (Beispiel, Modernes Kraftwerk)
Tsd. EUR/MW (real 2021)



Kommentar

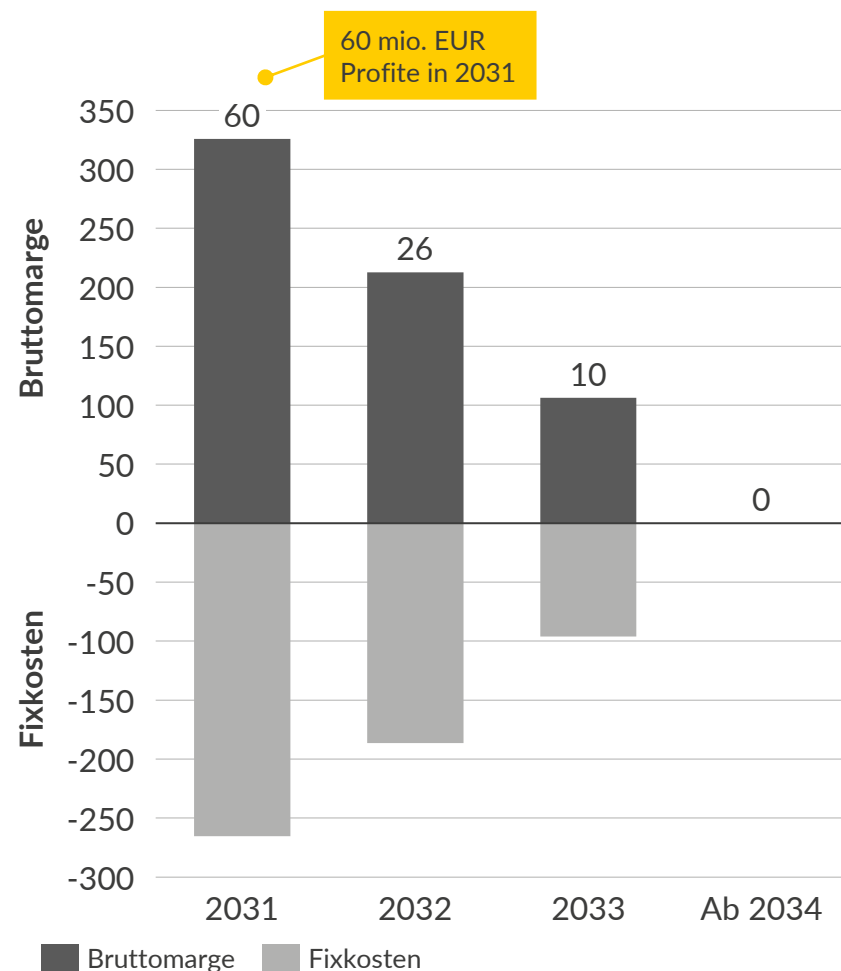
- Lediglich moderne Steinkohlekraftwerke sind im endogenen Kohleausstiegsszenario in 2030 noch geringfügig profitabel
- Moderne Braunkohlekraftwerke sind ab Mitte der 2020er unprofitabel
- Wir erlauben allerdings nur eine gestaffelte Schließung der Braunkohlekraftwerke, da eine Schließung weit vor dem derzeitig geplanten Schließungszeitpunkt aus ökonomischen und gesellschaftspolitischen Gesichtspunkten unrealistisch erscheint
- Im Szenario Kohleausstieg bis 2030 könnten einzelne Kraftwerke höhere Margen erzielen, da sie höhere Volllaststunden erzielen können

1) Für das Szenario endogener Kohleausstieg

Durch eine vorzeitige Schließung in 2030 würde den verbleibenden Kohlekraftwerken Profite von weniger als 100 mio. EUR entgehen

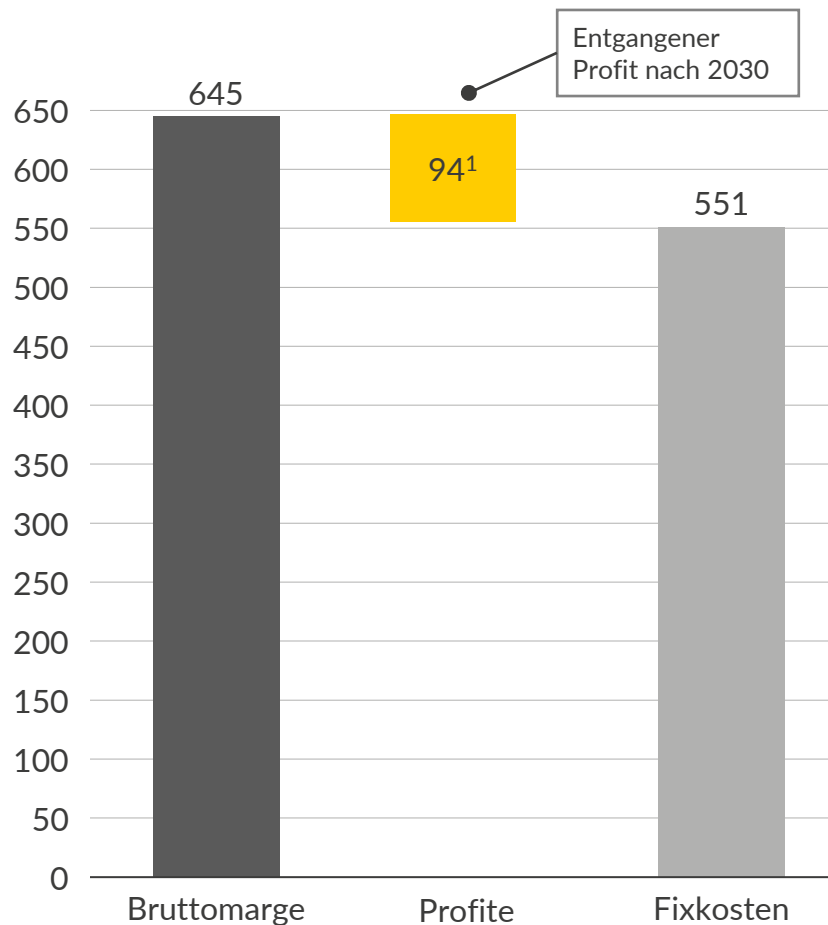
Bruttomarge, Fixkosten und Profite (jährlich)

Mio. EUR (real 2021)



Bruttomarge, Fixkosten und Profite (kumuliert)

Mio. EUR (real 2021)



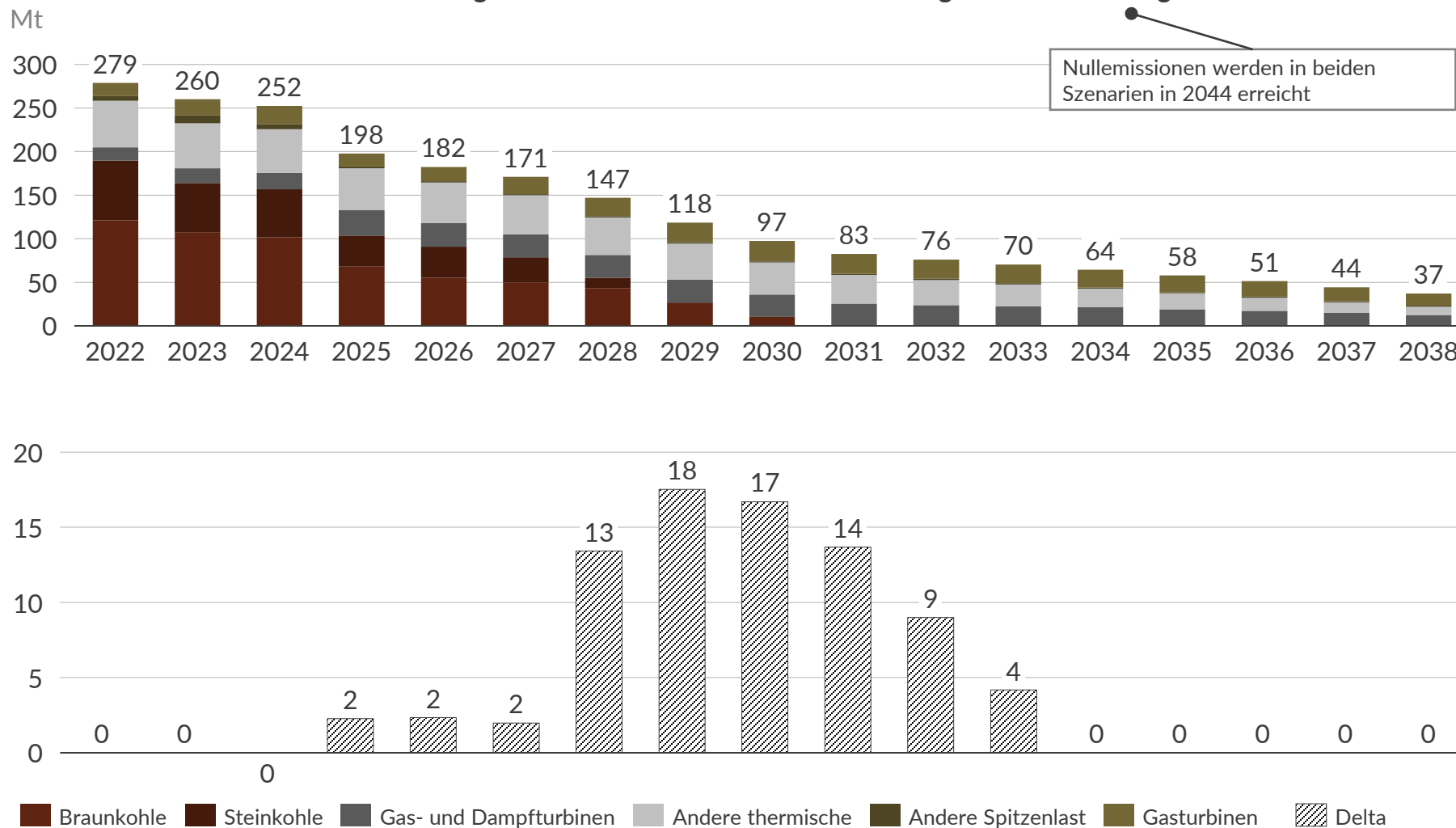
Kommentar

- Nach 2030 verbleiben nur noch Steinkohlekraftwerke im System – Braunkohlekraftwerke sind nicht mehr profitabel
- Die kumulierte Bruttomarge der verbleibenden Kohlekraftwerke nimmt aufgrund der Schließung weiterer Kraftwerke mit jedem Jahr um circa 100 mio. EUR ab
 - Die kraftwerksspezifische Bruttomarge bleibt über die Jahre allerdings relativ konstant
- Insgesamt beläuft sich die Bruttomarge nach 2030 auf 645 mio. EUR, dem stehen 551 mio. EUR an Fixkosten gegenüber
 - Weniger als 100 mio. EUR an Profiten verbleiben den Kohlekraftwerken nach 2030

1) Leichte Abweichung zu jährlichen Werten durch Rundung

Durch einen marktgetriebenen Kohleausstieg entstehen 81 Mt Mehrmissionen im Vergleich zu einem Kohleausstieg bis 2030

Emissionen Stromsektor¹ – Kohleausstieg bis 2030 und Delta des Szenarios Endogener Kohleausstieg



Kommentar

- Durch einen vorgezogenen Kohleausstieg können von 2025 bis 2033 81 Mt gespart werden:
 - Die reduzierten Kohlekapazitäten führen zu einem Rückgang der Emissionen um 109 Mt
 - Der Anstieg in der Erzeugung anderer thermischer Kraftwerke (hauptsächlich Gas) führt zu einem Anstieg der Emissionen um 28 Mt
- Da Braunkohlekraftwerke analog zum Kohleausstieg bis 2030 schließen, wird der Emissionsanstieg durch die Steinkohlekraftwerke getrieben
- Die Einsparungen des angestrebten Kohleausstiegs bis 2030 wären noch deutlich höher gegenüber einem Szenario, in dem Braunkohlekraftwerke bis 2037 Strom produzieren²

1) Beinhaltet Emissionen von KWK und Industriekraftwerken; 2) Da es in unserem Szenario für Kohlekraftwerke nicht mehr ökonomisch wäre, zu produzieren, wurde dies nicht modelliert.

General Disclaimer

This document is provided "as is" for your information only and no representation or warranty, express or implied, is given by Aurora Energy Research Limited and its subsidiaries Aurora Energy Research GmbH and Aurora Energy Research Pty Ltd (together, "**Aurora**"), their directors, employees agents or affiliates (together, Aurora's "**Associates**") as to its accuracy, reliability or completeness. Aurora and its Associates assume no responsibility, and accept no liability for, any loss arising out of your use of this document. This document is not to be relied upon for any purpose or used in substitution for your own independent investigations and sound judgment. The information contained in this document reflects our beliefs, assumptions, intentions and expectations as of the date of this document and is subject to change. Aurora assumes no obligation, and does not intend, to update this information.

Forward-looking statements

This document contains forward-looking statements and information, which reflect Aurora's current view with respect to future events and financial performance. When used in this document, the words "believes", "expects", "plans", "may", "will", "would", "could", "should", "anticipates", "estimates", "project", "intend" or "outlook" or other variations of these words or other similar expressions are intended to identify forward-looking statements and information. Actual results may differ materially from the expectations expressed or implied in the forward-looking statements as a result of known and unknown risks and uncertainties. Known risks and uncertainties include but are not limited to: risks associated with political events in Europe and elsewhere, contractual risks, creditworthiness of customers, performance of suppliers and management of plant and personnel; risk associated with financial factors such as volatility in exchange rates, increases in interest rates, restrictions on access to capital, and swings in global financial markets; risks associated with domestic and foreign government regulation, including export controls and economic sanctions; and other risks, including litigation. The foregoing list of important factors is not exhaustive.

Copyright

This document and its content (including, but not limited to, the text, images, graphics and illustrations) is the copyright material of Aurora, unless otherwise stated.

This document is confidential and it may not be copied, reproduced, distributed or in any way used for commercial purposes without the prior written consent of Aurora.

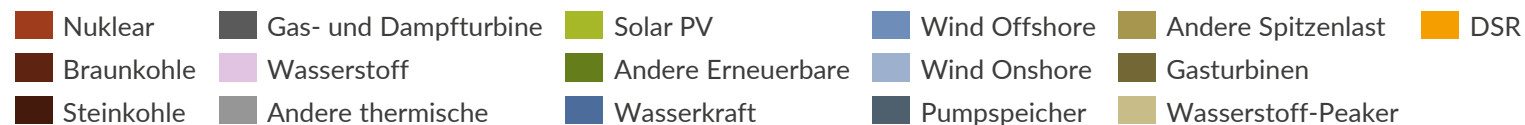
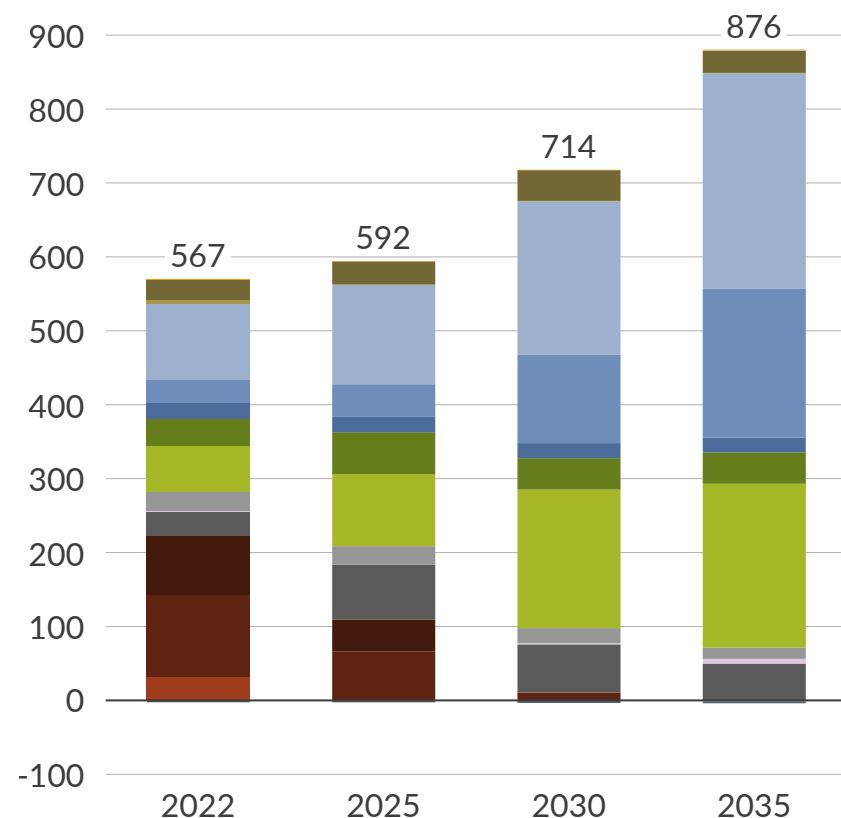
A U R  R A

E N E R G Y R E S E A R C H

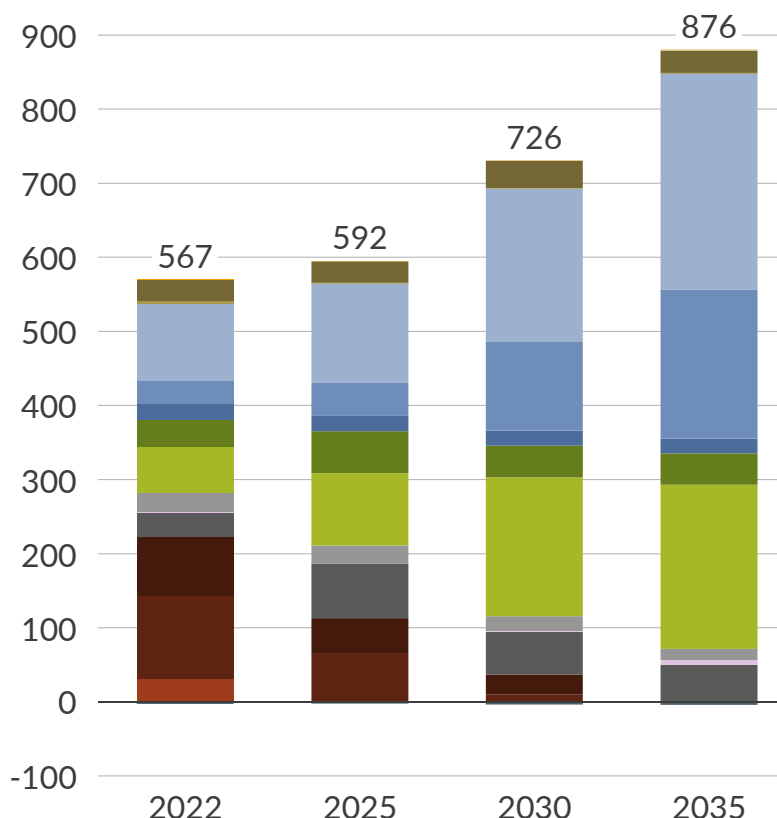
- I. Analyse der Entwicklung des Gaspreises
- II. Kurzfristige Effekte eines Gasimportstopps
- III. Langfristeffekte eines Importstopps für den Kohleausstieg
- IV. Appendix
 - 1. Weitere Ergebnisse der Modellierung

Durch einen vorgezogenen Kohleausstieg sinkt die inländische Stromerzeugung in 2030 um 12 TWh

Stromerzeugung – Kohleausstieg bis 2030
TWh



Stromerzeugung – Endogener Kohleausstieg
TWh

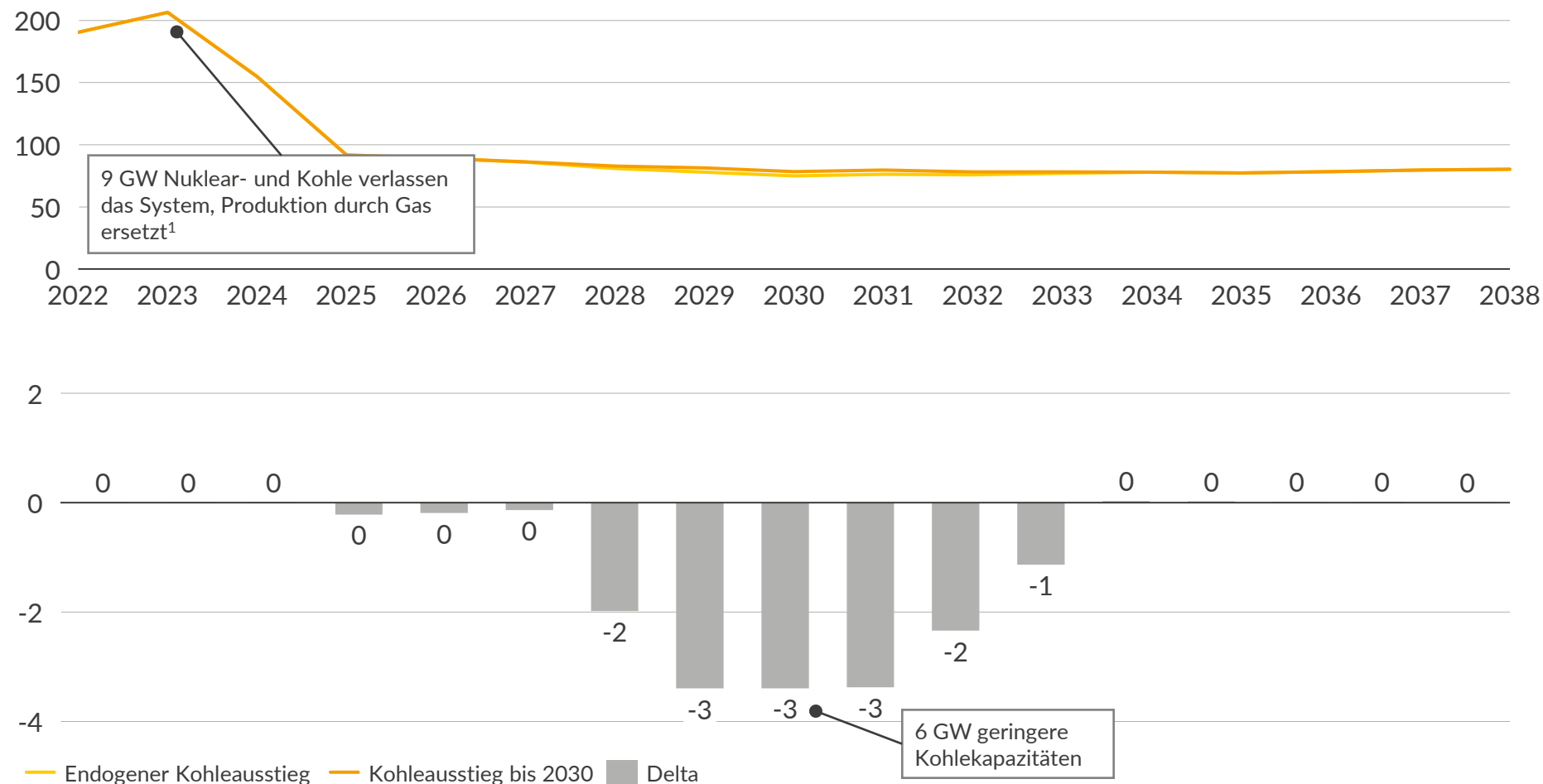


Kommentar

- Durch den starken, angestrebten Ausbau tragen Erneuerbare vermehrt zur Stromerzeugung bei:
 - In 2030 wird ein Erneuerbaren Anteil von 77% erreicht
- Die geringere Erzeugung der Kohlekraftwerke im Szenario mit einem vorgezogenen Kohleausstieg wird nur zum Teil durch andere Kraftwerke aufgefangen:
 - Die inländische Stromerzeugung sinkt zwischen 5-12 TWh
 - Deutschlands Nettoimporte steigen zwischen 2025 und 2033 an

Der Kohleausstieg bis 2030 führt zu einem geringen Anstieg der Großhandelspreise von bis zu 4% ggü. einem marktgetriebenen Ausstieg

Großhandelspreise
EUR/MWh (real 2021)



Kommentar

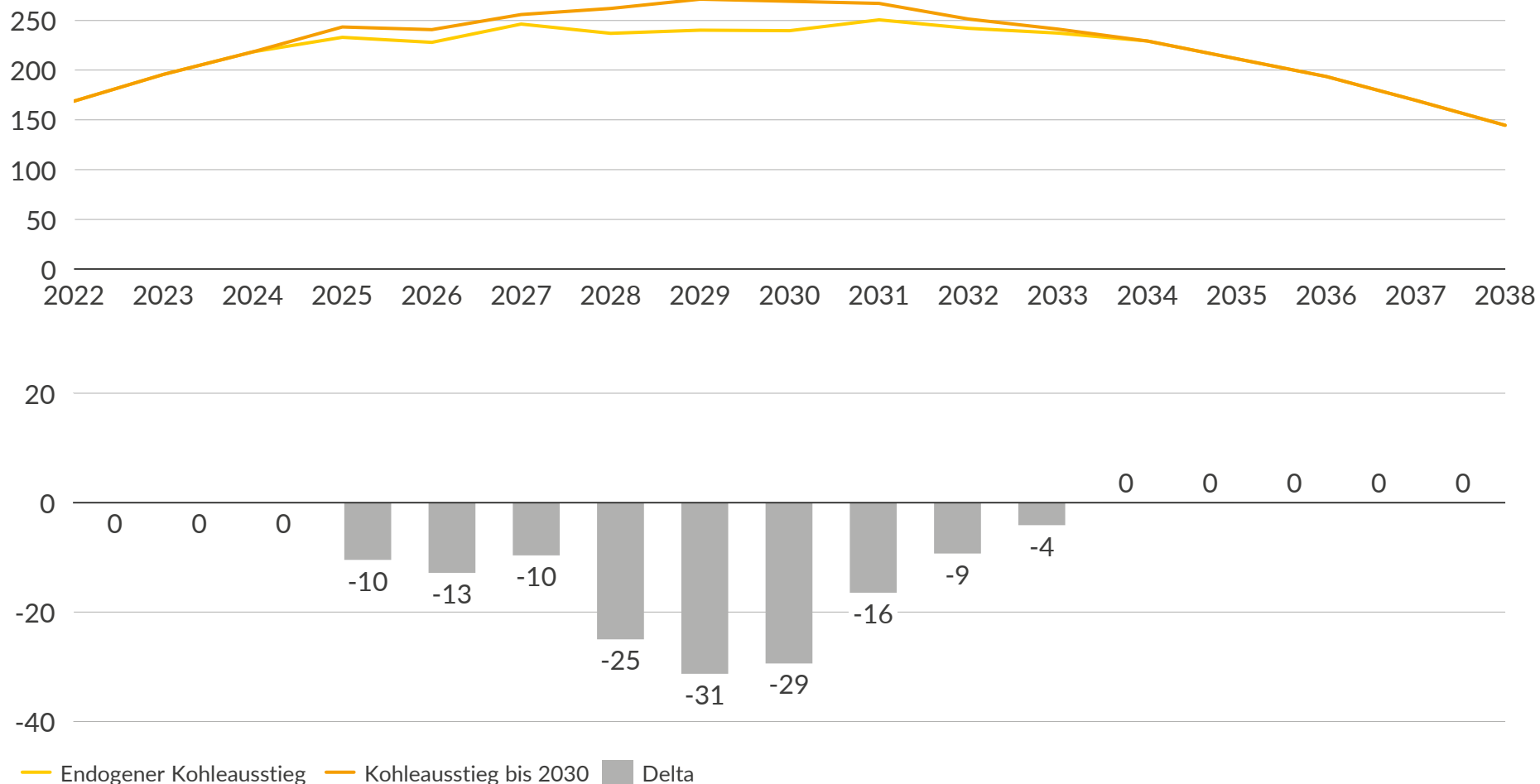
- Die Großhandelspreise sinken bis Mitte der 2020er insbesondere durch den starken Rückgang der Kohle- und Gaspreise
- Ein späterer, marktgetriebener Kohleausstieg führt zu einem leichten Absinken der Großhandelspreise – insbesondere um das Jahr 2030
 - Hier stehen dem Markt bis zu 6 GW mehr Kohlekapazität zur Verfügung
 - Der Großhandelspreis ist bis zu 3 EUR/MWh (4%) niedriger als im Falle eines vorgezogenen Kohleausstiegs

Notiz: Preiskurven auf Basis der Gaspreise bei einem vollen Importstopp von russischem Gas wie in Sektion I dargestellt. 1) U.a. ersetzen teure Spitzenlastkraftwerke mit Gas als Brennstoff Teile der Produktion, welche Grenzkosten von >500 EUR/MWh haben

Quelle: Aurora Energy Research

Durch einen späteren, marktgeriebener Kohleausstieg sinkt der Gasverbrauch um 148 TWh

Brennstoffverbrauch Gaskraftwerke
TWh

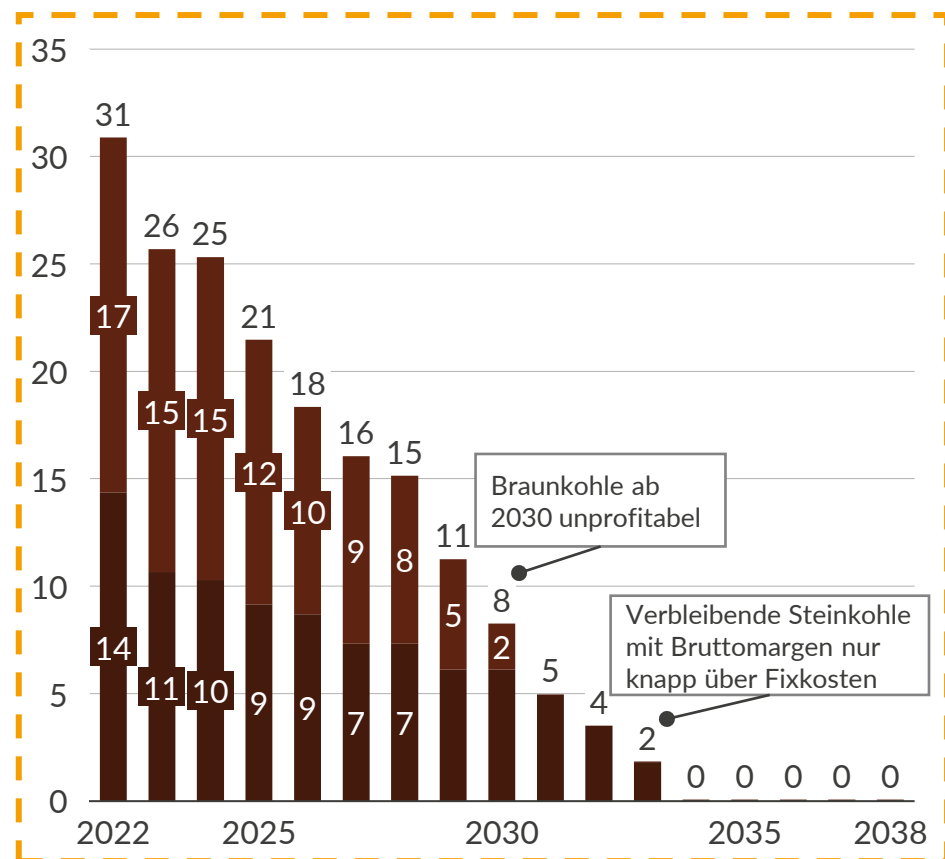


Kommentar

- Der Gasverbrauch nimmt in beiden Szenarien mit dem Kohleausstieg in den 2020ern zu
- Ab 2029/2030 nimmt der Gasverbrauch wieder kontinuierlich ab, da verstärkt Batterien ausgebaut werden und ein Teil der Gaskraftwerke auf Wasserstoff umgestellt wird
- Ein späterer Kohleausstieg stabilisiert den Gasverbrauch in den späten 2020er Jahren, sodass 250 TWh pro Jahr in diesem Szenario nicht überschritten werden
- Insgesamt werden durch einen späteren Kohleausstieg 148 TWh weniger Gas im Stromsektor verbraucht

Bei einem langfristigen Gaspreis in Höhe der marginalen LNG-Kosten verbleibt wenig Steinkohle mit niedrigen Gewinnen nach 2030

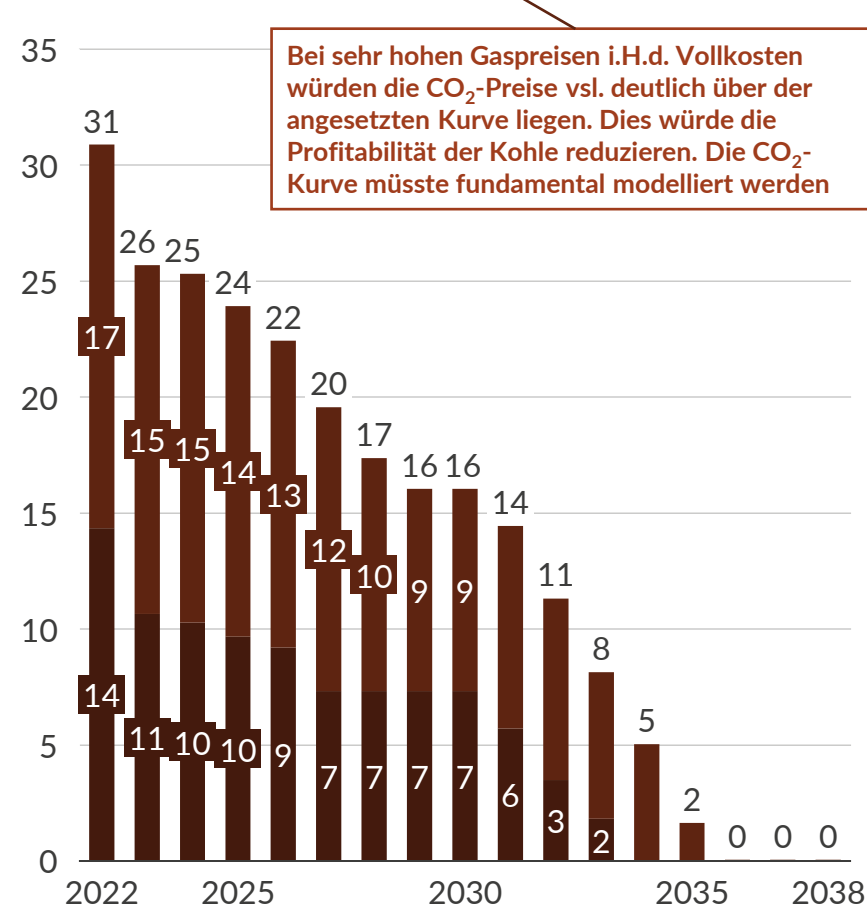
Kapazität Kohlekraftwerke – Marginale Kosten Flüssiggas
GW



Im Detail in Kapitel III. analysiert

Steinkohle Braunkohle

Kapazität Kohlekraftwerke – Vollkosten Flüssiggas
GW



Bei sehr hohen Gaspreisen i.H.d. Vollkosten würden die CO₂-Preise vsl. deutlich über der angesetzten Kurve liegen. Dies würde die Profitabilität der Kohle reduzieren. Die CO₂-Kurve müsste fundamental modelliert werden

Kommentar

- Bei einem langfristigen Gaspreis i.H.d. marginalen LNG-Kosten verbleibt nach 2030 wenig Raum für Kohlekraftwerke
 - Braunkohlekraftwerke sind nicht mehr profitabel, letzte Schließung in 2030
 - Es verbleiben 5 GW Steinkohle mit Bruttomargen nur knapp über den Fixkosten
- Bei einem langfristigen Gaspreis i.H.d. LNG Vollkosten könnten ggf. auch Braunkohlekraftwerke nach 2030 noch profitabel betrieben werden
 - Diese Modellierung ist allerdings approximativ: Für eine genaue Abschätzung, müssten die entsprechenden CO₂-Preise fundamental modelliert werden