

# Auswirkungen eines adjustierten Kohleausstiegs auf die Emissionen im deutschen Stromsektor

*Analyse für Europe Beyond Coal*

22. November 2022



# Executive Summary

(1/2)

## Projektbeschreibung und Methode

- **Europe Beyond Coal** hat **Aurora Energy Research** beauftragt, die Auswirkungen eines **veränderten Kohleausstiegspfad**es auf den **deutschen Strommarkt** im Hinblick auf dessen **CO<sub>2</sub>-Emissionen** zu analysieren. Konkret wurden die folgenden Fragestellungen von Aurora adressiert:
  - Welche Auswirkungen haben die Rückholung von Kohlekraftwerken nach EKBG, die veränderte Ausstiegszeitleiste im rheinischen Braunkohlerevier sowie die beschlossene Verlängerung der Atomkraftwerke<sup>1</sup> auf Erzeugung und Emissionen im deutschen Strommarkt?
  - Welche Implikationen bestehen für den Verbrauch von Braunkohle von angeschlossenen Tagebauen der betroffenen Braunkohlenkraftwerke? Welche Implikationen ergeben sich für den Verbrauch von Gas?
  - Welche Auswirkung hat eine höhere Stromnachfrage aus anderen Sektoren auf die Erreichung der Ziele im deutschen Stromsektor?
- Zur Beantwortung der Auswirkungen auf den Strommarkt wurde eine **Modellierung des europäischen Strommarktes** durchgeführt. **Brennstoffpreise und weitere zentrale Annahmen** basieren auf **Auroras Central-Szenario**. Eine fundamentale Modellierung der CO<sub>2</sub>-Preise, welche sich mit einem veränderten Kohleausstiegspfad vsl. ebenfalls ändern würden, wurde nicht vorgenommen. Für die Beantwortung der Frage nach den Auswirkungen einer höheren Stromnachfrage wurden die Nachfrage für Elektrofahrzeuge, Wärmepumpen sowie erhöhte Nachfrage aus Haushalten und Industrie aus Auroras Net Zero Szenario verwendet.

1) Im Folgenden wird der Begriff Atomkraft als äquivalent zu Kernenergie verwendet.

# Executive Summary

(2/2)

## Kernergebnisse

- Die **Emissionen im deutschen Stromsektor** steigen über den Betrachtungszeitraum (2022 bis 2038) durch den adjustierten Ausstiegspfad um **61 Mio. t CO<sub>2</sub>** an.
  - Dieser Effekt **beschränkt sich auf die kurzfristigen Mehremissionen 2022 bis 2024**. Die **Rückholung der Kohle- und Ölkraftwerke zur Vorbeugung und Abschwächung einer potentiellen Gasmangellage** sowie die Verlängerung der Braunkohlekraftwerke im Rheinland führen zu einem **Mehrausstoß von 61 Mio. t CO<sub>2</sub>**.
  - Durch Mehrverstromung von Kohle und Öl in Deutschland werden europaweit 100 TWh weniger Gas verstromt, dem Emissionsanstieg in Deutschland stehen Einsparungen von 26 Mio. t CO<sub>2</sub> im restlichen Europa zwischen 2022 und 2030 gegenüber. Europaweit steigen die Emissionen um 35 Mio. t CO<sub>2</sub> an.
  - Die Emissionen im deutschen Stromsektor<sup>1</sup> betragen 2030 in beiden Szenarien 110 Mio. t CO<sub>2</sub>, was unter dem von Aurora umgerechneten Sektorziel für den Stromsektor in 2030 von 118 Mio. t CO<sub>2</sub> liegt. Unter Annahme einer linearen Reduktion der Ziele im Stromsektor (256 Mio. t CO<sub>2</sub> in 2022, 118 Mio. t CO<sub>2</sub> in 2030) liegt das Szenario mit adjustiertem Ausstieg **164 Mio. t CO<sub>2</sub> über einem Emissionsbudget** für diesen Zeitraum.
  - Unter den ökonomischen Rahmenbedingungen des Central-Szenarios erwarten wir keine Verstromung der Braunkohle nach 2030, da diese unprofitabel wäre. Dies ist vor allem durch die **graduelle Normalisierung der Gaspreise sowie durch steigende Preise im europäischen Emissionshandel bedingt**. Daher hat das **Vorziehen des Kohleausstieges im rheinischen Revier von 2038 auf 2030** in unserer Modellierung keinen Effekt, es gibt **keine emissionsmindernde Wirkung**.
- Auch in einem Szenario mit höherer Nachfrage (+25 TWh in 2030) werden die Ziele im deutschen Stromsektor in 2030 gerade noch erreicht, liegen aber mit 116 Mio. t CO<sub>2</sub> nur noch knapp unter dem Zielwert für 2030. Durch die höhere Nachfrage findet Mehrproduktion von Stein- und Braunkohlekraftwerken v.a. vor 2028 statt, später durch die Normalisierung des Gaspreises v.a. von Gaskraftwerken.
  - Der Nachfrageanstieg verursacht **kumulierte Mehremissionen von 25 Mio. t CO<sub>2</sub> gegenüber einem Szenario mit niedrigerer Nachfrage** zwischen 2022 und 2030. Das Szenario liegt um **189 Mio. t CO<sub>2</sub> über einem Emissionsbudget für den Strommarkt im Zeitraum 2022 bis 2030**.

1) Weicht von Definition der Energiewirtschaft laut Umweltbundesamt ab, aus Kombination der Ziele aus Energiewirtschaft und Industrie ermittelt. Siehe dafür Folie 22.

- I. Der Kohleausstieg und Änderungen am Ausstiegspfad
- II. Auswirkungen eines veränderten Ausstiegspfad
- III. Auswirkungen einer erhöhten Stromnachfrage
- IV. Kernannahmen zur Modellierung
- V. Appendix

# Anhand drei Szenarien hat Aurora die Auswirkungen eines veränderten Kohle- A U R R A ausstiegspfad auf die Emissionsziele im Stromsektor ausgewertet

## Szenario 1: Basis-Szenario

- Keine Berücksichtigung der Maßnahmen zu Stein-, Braunkohle und Atomkapazitäten im deutschen Strommarkt

## Szenario 2: Adjustierter Ausstieg

- Berücksichtigung der Maßnahmen zu Stein-, Braunkohle und Atomkapazitäten im deutschen Strommarkt

## Szenario 3: Elektrifizierung

- Berücksichtigung der Maßnahmen zu Stein-, Braunkohle und Atomkapazitäten im deutschen Strommarkt **und** höhere Stromnachfrage

## Gemeinsamkeiten

- Basierend auf **Aurora Central-Szenario**:
  - EE-Ausbau (in 2030: 155 GW Solar, 25 GW Wind auf See, 83 GW Wind an Land)
  - Brennstoffpreise (v.a. bei CO<sub>2</sub>-Preisen stellt dies eine auf Grund der Zeitleiste notwendige Vereinfachung dar, welche wir hervorheben werden)
- Kohleausstiegszeitleiste:
  - **Spätester Ausstieg** der Kohlekraftwerke nach **KVBG<sup>1</sup>**
  - **Frühere Stilllegung** basierend auf Barwerten möglich

## Unterschiede

- **Ohne** Verlängerung Atomkraftwerke
- **Ohne** Rückholung Kohlekapazitäten („EKBG“)
- **Ohne** adjustierten BK-Ausstieg im rheinischen Revier

- **Inklusive** Verlängerung Atomkraftwerke bis Mitte April 2023
- **Inklusive** Rückholung Kohlekapazitäten („EKBG“)
- **Inklusive** adjustiertem BK-Ausstieg im rheinischen Revier

- **Stromnachfrage** basierend auf Aurora Central

- **Höhere Stromnachfrage** (Basisnachfrage, Elektrofahrzeuge, Wärmepumpen)

1) Bzw. für betroffene Kraftwerke in Szenarien 2 und 3 gemäß EKBG oder adjustiertem Braunkohleausstieg im Rheinland.

# Im Basis-Szenario 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 2038<sup>1</sup> schließen. Zwischenziele sind
  - 30 GW bis 2022 und
  - 17 GW bis 2030

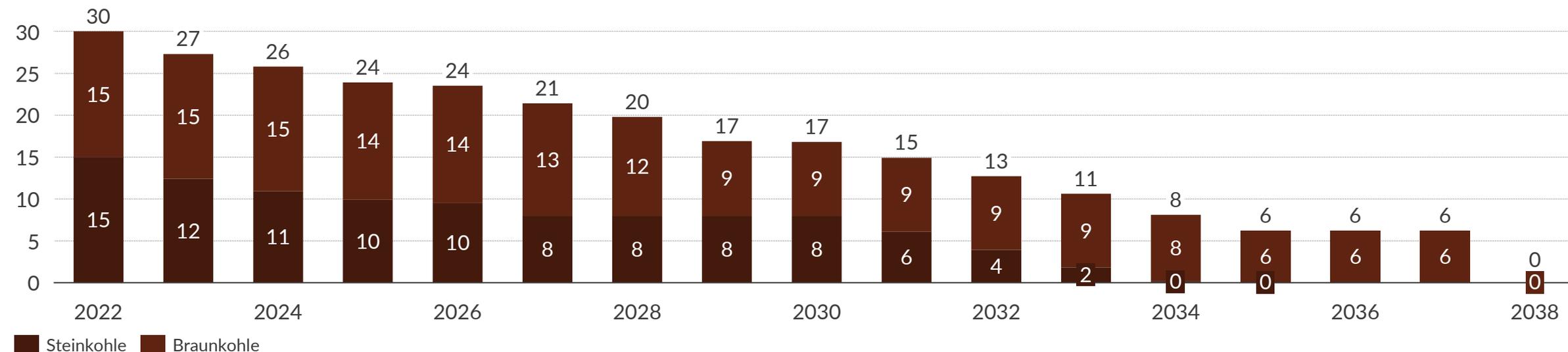
Die neue Bundesregierung visiert einen Kohleausstieg bis 2030 an. Diese Ankündigung wurde allerdings noch nicht in Maßnahmen umgesetzt.

## Auswirkungen auf die Modellierung von Aurora

- Der Ausstiegspfad des KVBG gibt im Basis-Szenario die längst mögliche Laufzeit der Kohlekraftwerke vor
- **Frühere Schließungen basierend auf Barwerten der Kraftwerke sind jedoch möglich** (s. Folie 11)
- Der Ausstiegspfad nach dem KVBG berücksichtigt noch nicht die Änderungen durch das EKGB und die adjustierte Zeitleiste im rheinischen Revier, die in den Szenarien „Adjustierter Ausstieg“ und „Elektrifizierung“ berücksichtigt sind

## Installierte Kohlekapazität in Deutschland (offizieller Ausstiegspfad, Stand: 2020)<sup>2</sup>

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 gemäß Infografiken des BMU. Bei allen weiteren Grafiken beziehen sich die Kapazitäten auf den Jahresanfang.

Quellen: Aurora Energy Research, KVBG, BMUV

# Durch das EKBG soll der Gasverbrauch reduziert werden, indem Kohle- und Ölkapazitäten verlängert bzw. zurück an den Markt geholt werden

Die Gasversorgung Deutschlands ist bedroht und erfordert eine politische Reaktion

Das EKBG<sup>1</sup> sieht kurzfristig erhebliche Eingriffe in den deutschen Strommarkt vor

Mehr als 4,5 von 10 GW der von der Regierung vorgesehenen zusätzlichen Kapazität sind bereits wieder am Markt<sup>3</sup>

Der russische Einmarsch in der Ukraine hat zu mehreren Stressfaktoren für die Gasversorgung Deutschlands geführt...

- ... eine starke Erhöhung der Gaspreise
- ... keine Gasimporte durch die Jamal-Pipeline
- ...eine Reduktion der Gaszufuhren durch Nord Stream 1 und schließlich den Lieferstopp Ende August

Die Bundesregierung versucht auf diese Stressfaktoren mit verschiedenen Maßnahmen zu reagieren, z.B., ...

- ... Ausrufung der Alarmstufe des "Gasnotfallplans"
- ... Verabschiedung des Gasspeichergesetzes
- ... Ersatzkraftwerksbereitschaftsgesetz („EKBG“).



Stein-, Braunkohle- und Ölkraftwerke aus Reserven<sup>2</sup> werden reaktiviert, sowie geplante Stilllegungen aufgeschoben

- Teilnahme am Großhandelsmarkt bis 31. März 2024 möglich (für Braunkohlekraftwerke nur bis 30. Juni 2023) – unter der Bedingung, dass im Rahmen des "Gasnotstandsplans" Alarm- oder Notfallstufe ausgerufen wird
- Erwartete zusätzliche Kapazität von maximal 10 GW, davon 8 GW Kohlekraftwerke und 2 GW Ölkraftwerke



Gaskraftwerke sind in ihrer Teilnahme am deutschen Strommarkt eingeschränkt

- Die Regierung hat die Möglichkeit, die Erzeugung von Strom aus Gaskraftwerken für maximal 9 Monate zu verbieten.
- Selbst bei einem solchen Verbot wäre der Betrieb von Gas-KWK-Anlagen noch erlaubt, wenn es keine Alternative für die Wärmeerzeugung gibt

Kraftwerke, die nach dem EKBG wieder hochgefahren werden:

Kraftwerksname und -block	Brennstoff	Kapazität (MW)	Schon hochgefahren? <sup>3</sup>
Jänschwalde E, F	Braunkohle	930	✓
Heyden 4	Steinkohle	875	✓
Bexbach	Steinkohle	726	✓
Bergkamen	Steinkohle	717	✓
Mehrum	Steinkohle	690	✓
Weier	Steinkohle	656	✗
Niederaußem E, F	Braunkohle	594	✓
Neurath C	Braunkohle	292	✓
Sonstige	Steinkohle, Öl	4,403	Teilweise
<b>Total (MW)</b>		<b>9,883</b>	<b>&gt;4,532</b>

**Auswirkungen auf die Modellierung der Szenarien Adjustierter Ausstieg und Elektrifizierung:**

- Wir gehen davon aus, dass alle Kraftwerke, die technisch dazu in der Lage sind, wieder an den Markt gehen bzw. weiterbetrieben werden. Das entspricht bis zu 9,320 MW<sup>4, 5</sup>.

1) Ersatzkraftwerksbereithaltungsgesetz. 2) Inklusive Kraftwerke in der Netzreserve und in der Braunkohle-Sicherheitsbereitschaft. 3) Stand: 04.11.22. 4) Steinkohle- und Ölkraftwerke sind gemäß EKBG bis Ende März 2024 implementiert, Braunkohlekraftwerke bis Ende Juni 2023. 5) Hierbei haben wir alle Kraftwerke außer die EnBW Kraftwerke berücksichtigt, da diese nach eigener Aussage technisch nicht in der Lage sind, dauerhaft betrieben zu werden.

# Durch eine Laufzeitverlängerung von Atomkraftwerken und rheinischen Braunkohlekraftwerken sollen weitere Kapazitäten am Netz bleiben

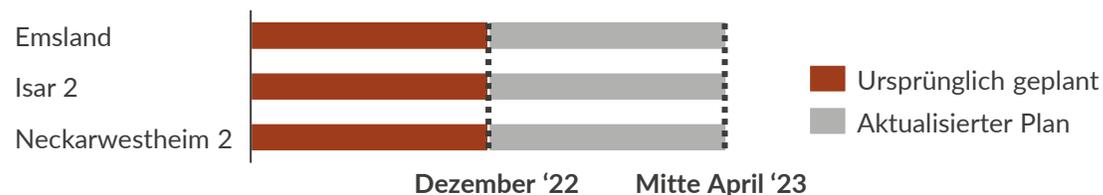
Auf Grund der aktuellen Energiekrise wird die Laufzeit der verbliebenen Atomkraftwerke um 3.5 Monate verlängert



- Auf Grund der Energiekrise hat die Regierungskoalition das Atomgesetz geändert und es den drei verbleibenden Atomkraftwerken ermöglicht, bis Mitte April 2023 weiter am Großhandelsmarkt aktiv zu sein
- Die Atomkraftkapazitäten von 4.1 GW nehmen weiterhin am Großhandelsmarkt teil, arbeiten jedoch auf Grund von Brennstoff- und technischen Einschränkungen auf einem Niveau, das unter ihrem vollen Betriebspotenzial liegt
- Dies wird voraussichtlich nur eine geringe Auswirkung auf den Strompreis haben, da der zusätzliche Strom der Atomkraftwerke Gas nicht vollständig aus dem Markt verdrängen kann

## Auswirkungen auf die Modellierung der Szenarien Adjustierter Ausstieg und Elektrifizierung:

- In den modellierten Szenarien wurden die Atomkraftwerke in 2023 mit halbiert verfügbarer Leistung modelliert, sodass insgesamt 5 TWh Strom von den verbliebenen Atomkraftwerken produziert werden
- Dies entspricht ungefähr der geschätzten verbleibenden Produktion der verbliebenen Atomkraftwerke<sup>1</sup>



1) Die verbliebene Stromerzeugung durch die Verlängerung der Atomkraftwerke wird für 2023 auf 5.4 TWh geschätzt.

Die Bundesregierung hat einen veränderten Kohleausstiegspfad für die Braunkohlekraftwerke des rheinischen Reviers auf den Weg gebracht



- Im rheinischen Revier sollen die Braunkohlekraftwerksblöcke Neurath D und E mit je 600 MW Leistung nicht, wie im KVBG vorgesehen, bis Ende dieses Jahres abschalten, sondern auf Grund der Energiekrise bis mindestens Ende März 2024 weiter am Netz bleiben
- Im Oktober 2023 wird entschieden ob die Kraftwerksblöcke noch bis Ende März 2025 weiterbetrieben werden dürfen
- Außerdem hat die Bundesregierung unter Absprache mit RWE beschlossen den Kohleausstieg in Nordrhein-Westfalen vorzuziehen
  - Nach dem KVBG sollten die Blöcke Niederaußem K, sowie Neurath F und G noch bis Ende 2038 am Netz bleiben

## Auswirkungen auf die Modellierung der Szenarien Adjustierter Ausstieg und Elektrifizierung:

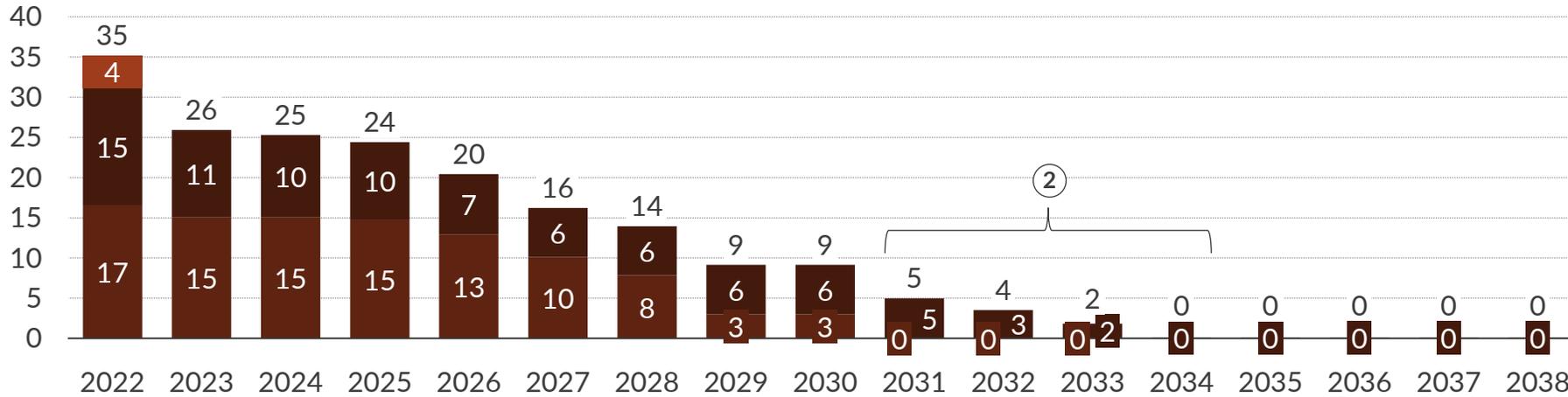
- Die Blöcke Neurath D und E können in den Szenarien Adjustierter Kohleausstieg und Elektrifizierung bis zum 31. März 2024 am Strommarkt teilnehmen
- Dafür wird der späteste Schließzeitpunkt von Niederaußem K, Neurath F und Neurath G auf 31. März 2030 vorgezogen

- I. Der Kohleausstieg und Änderungen am Ausstiegspfad
- II. Auswirkungen eines veränderten Ausstiegspfad
- III. Auswirkungen einer erhöhten Stromnachfrage
- IV. Kernannahmen zur Modellierung
- V. Appendix

# In einem Szenario mit adjustiertem Kohleausstieg, sind zwischen 2022 und 2024 mehr Kohle- und kurzzeitig Atomkraft im System

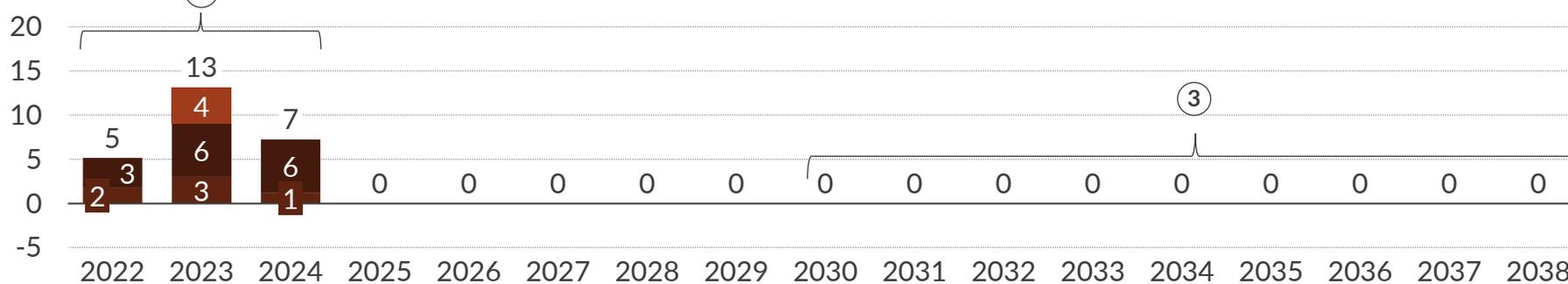
Kraftwerkskapazitäten Basis-Szenario – Atomkraft, Steinkohle, Braunkohle<sup>1</sup>

GW



Unterschied Kraftwerkskapazitäten: Adjustierter Ausstieg vs. Basis-Szenario

GW



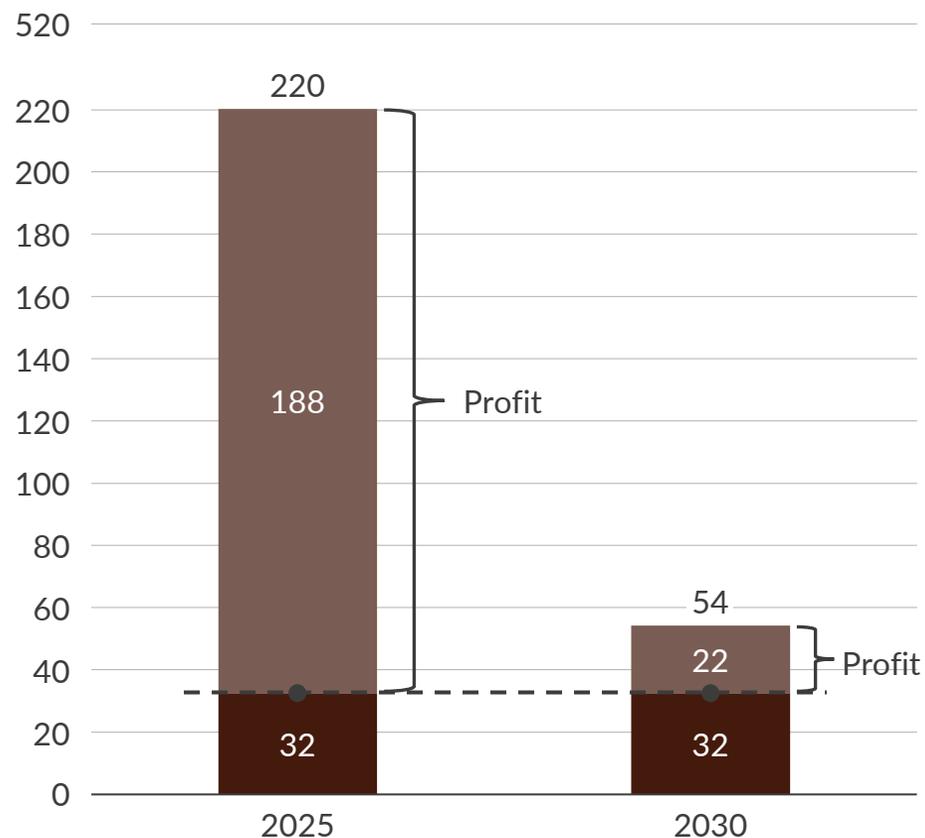
Atomkraft Steinkohle Braunkohle

1) Ölkapazitäten sind in dieser Grafik zur besseren Visualisierung nicht dargestellt. 2) Dies liegt an endogenen Schließungen basierend auf Barwerten, siehe Folie 11.

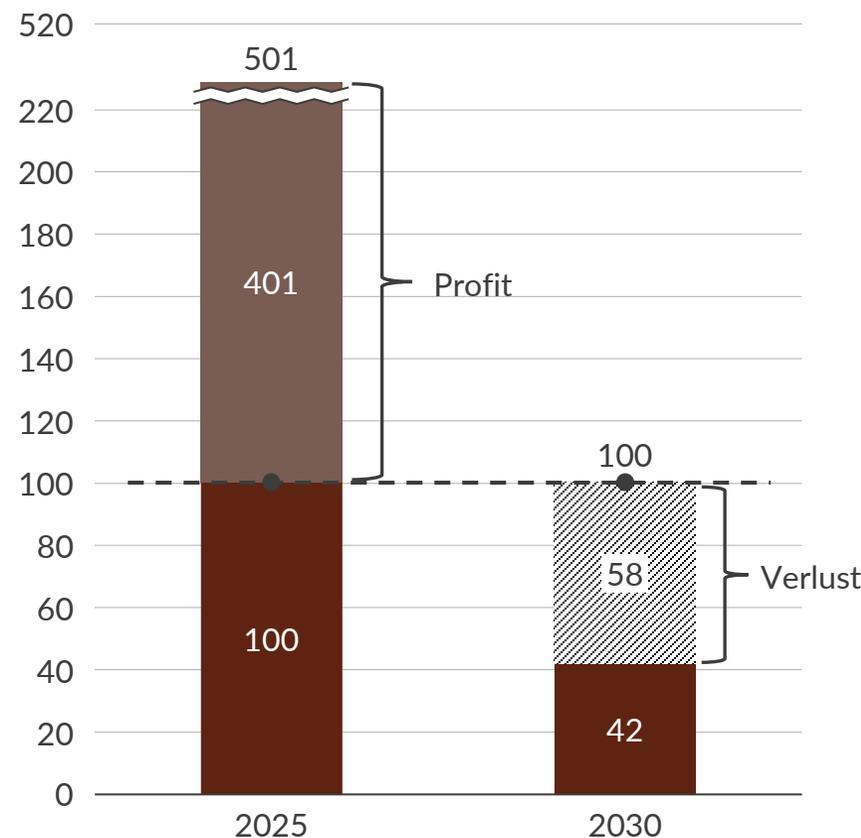
- ① In den Jahren 2022 bis 2024 ergeben sich folgende Veränderungen im Kraftwerkspark:
  - Mehr Atomkraft bis April 2023
  - Mehr Steinkohle- und Ölkapazitäten<sup>1</sup> ab Oktober '22 bis April '24 („EKBG“)
  - Mehr Braunkohlekapazitäten bis Juni 2023 durch das „EKBG“
  - Mehr Braunkohlekapazitäten bis März 2024 durch veränderten Ausstiegspfad im rheinischen Revier
- ② Ein vollständiger Kohleausstieg wird wegen mangelnder Profitabilität Ende 2033 erreicht<sup>2</sup>
- ③ Da bis 2030 im Basis-Szenario keine Braunkohlekraftwerke mehr aktiv sind<sup>1</sup>, ergeben sich keine Kapazitätsunterschiede durch den geänderten Kohleausstiegsplan des rheinischen Reviers

# Bis 2030 kommt es zu einem marktbedingten Braunkohleausstieg, da lediglich moderne Steinkohlekraftwerke noch profitabel sind

Bruttomarge<sup>1</sup> Basis-Szenario, Modernes Steinkohlekraftwerk  
Tsd. EUR/MW (real 2021)



Bruttomarge<sup>1</sup> Basis-Szenario, Modernes Braunkohlekraftwerk  
Tsd. EUR/MW (real 2021)



Gewinn
  Verlust
  Bruttomarge
  Fixkosten

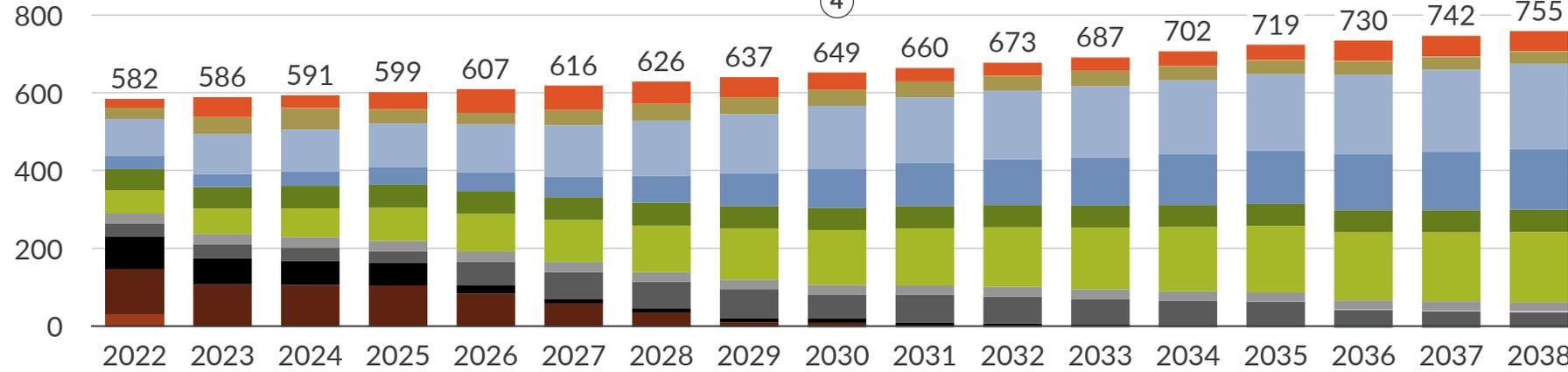
## Kommentar

- Lediglich moderne Steinkohlekraftwerke sind unter den gegebenen Rahmenbedingungen in 2030 noch geringfügig profitabel
- Moderne Braunkohlekraftwerke sind ab Ende der 2020er unprofitabel, da die Bruttomargen unter die Fixkosten fallen
  - Negative Barwerte führen zu einem Ausstieg bis 2030
- Moderne Steinkohlekraftwerke werden in den frühen 2030er Jahren unprofitabel, sodass in allen Szenarien ein marktlicher Ausstieg aus der Steinkohle bis 2033 erfolgt

# Die zusätzliche Erzeugung der verlängerten Atom- und Kohle- kraftwerke führt besonders 2023 zu geringeren Nettoimporten

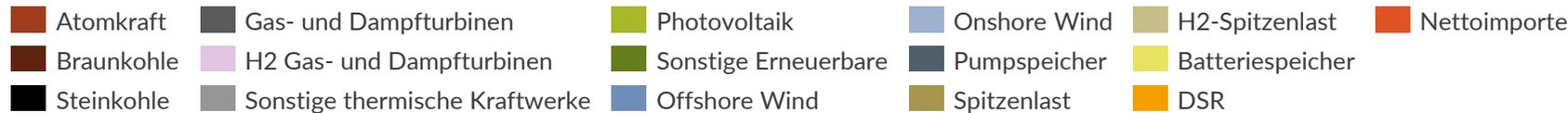
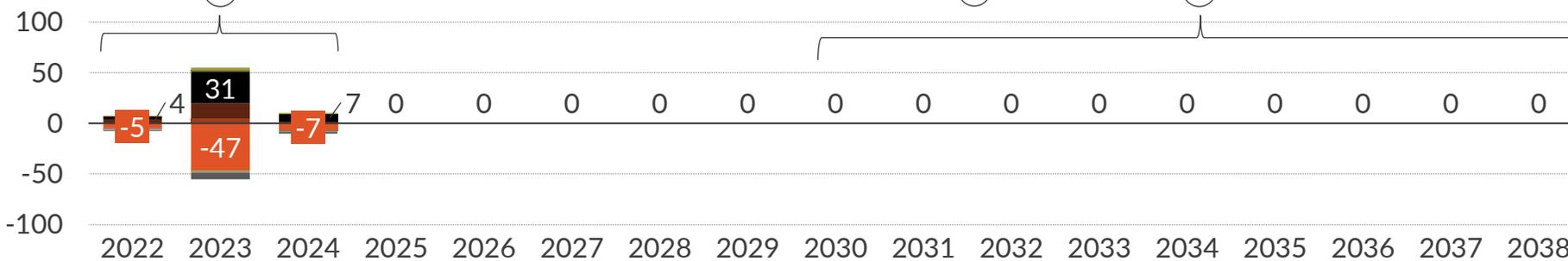
Stromerzeugung Basis-Szenario

TWh



Unterschied Stromerzeugung: Basis-Szenario vs. Adjustierter Ausstieg

TWh

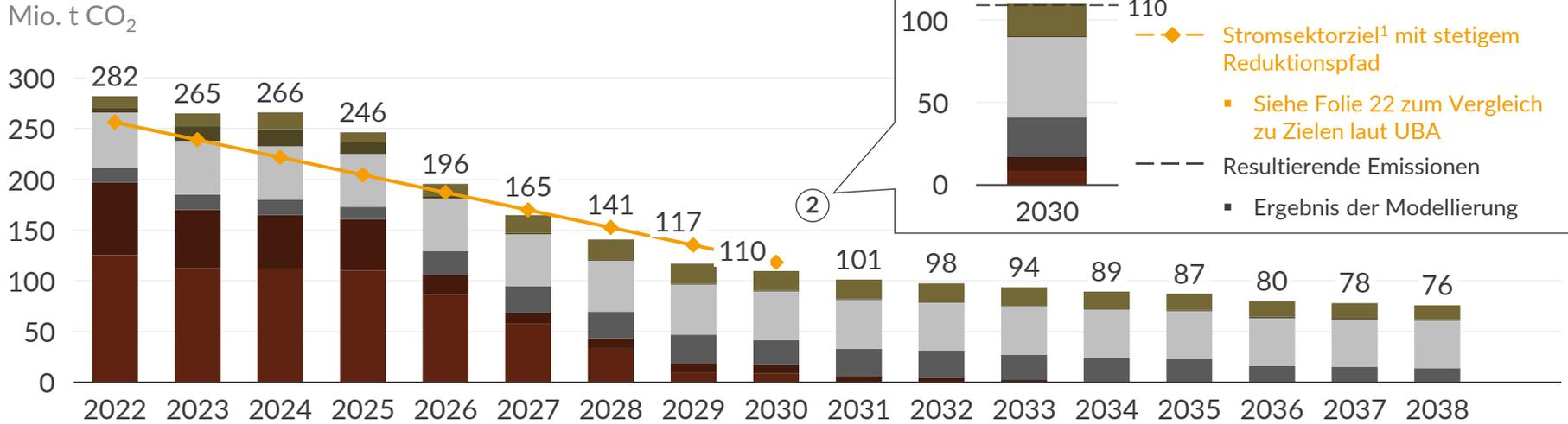


## Kommentar

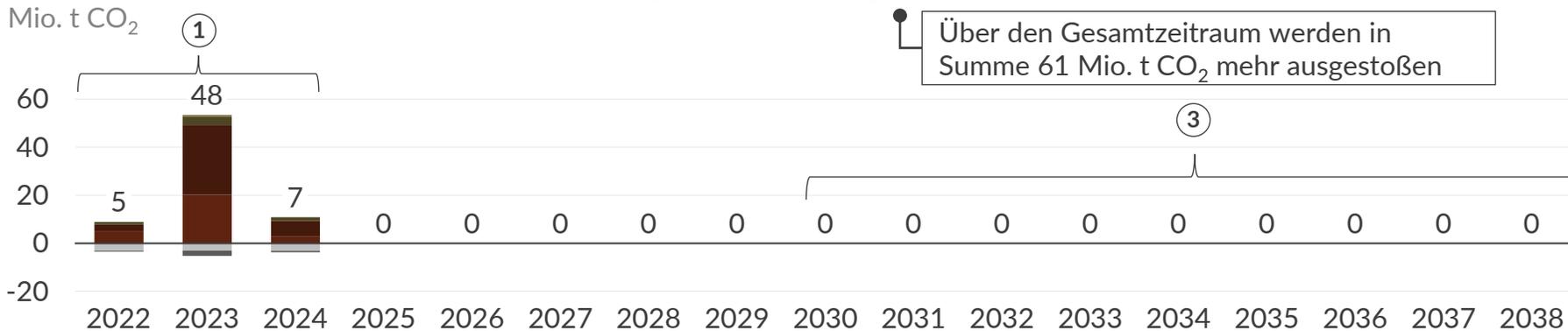
- ① Durch die zusätzlichen Atomkraft-, Steinkohle- und Braunkohlekapazitäten 2022 und 2023, wird deutlich mehr Strom von diesen Technologien erzeugt. Dafür sinken die Nettoimporte in 2023 um 47 TWh.
- ② Der Anteil von Kohle an der Gesamterzeugung liegt ab 2030 nur noch unter 3%
- ③ Da bis 2030 im Basis-Szenario keine Braunkohlekraftwerke mehr aktiv sind, ergeben sich keine Unterschiede in der Stromerzeugung durch eine frühere Schließung des rheinischen Reviers
- ④ Im Basis-Szenario werden die Ziele für den Ausbau von EE verfehlt, sodass in 2030 nur 71% des Stromverbrauchs durch EE gedeckt werden, v.a. durch Nichterreicherung der Ziele bei Solar und Wind an Land

# Durch stärkere Verstromung von Braun- und Steinkohle steigen Emissionen im deutschen Stromsektor um 61 Mio. t CO<sub>2</sub>

Emissionen deutscher Stromsektor<sup>1</sup> – Basis-Szenario



Unterschied Emissionen deutscher Stromsektor<sup>1</sup>: Adjustierter Ausstieg vs. Basis-Szenario



Braunkohle    
  Gas- und Dampfturbinen    
  Sonstige Spitzenlast    
  Stromsektorziel<sup>1</sup> mit stetigem Reduktionspfad  
 Steinkohle    
  Sonstige thermische Kraftwerke    
  Gasturbinen

Notiz: Abweichung zwischen Zahlen im Aggregat und Summe aus Einzelzahlen durch Rundung. 1) Siehe Folie 22 für Erläuterung der unterschiedlichen Definitionen. 2) Siehe Folie 18 für einen Vergleich der Gesamtemissionen von 2022 bis 2030.

Quelle: Aurora Energy Research, Umweltbundesamt

- ① Durch stärkere Verstromung von Braun- und Steinkohle zwischen 2022 und 24 steigen die Emissionen im deutschen Stromsektor um 61 Mio. t CO<sub>2</sub>
  - Dazu tragen Braunkohle mit 28 Mio. t, Steinkohle mit 38 Mio. t und Ölkraftwerke mit 6 Mio. t. CO<sub>2</sub> bei
  - Minderemissionen i.H.v. 12 Mio. t CO<sub>2</sub> entstehen für andere thermische, Spitzenlast- und Gas-KWs
- ② Das Stromsektorziel<sup>1</sup> wird 2030 erreicht, allerdings entstehen im Szenario Adjustierter Kohleausstieg zwischen 2022 und 2030 164 Mio. t CO<sub>2</sub> Mehremissionen gegenüber einer linearen Reduktion des Stromsektorziels<sup>2</sup>
- ③ Da in unserem Basis-Szenario keine Verstromung von Braunkohle nach 2030 mehr erfolgt, hat der Kohleausstieg im rheinischen Revier bis 2030 keine emissionsmindernde Wirkung

# Je nach Szenario emittieren deutsche Braunkohlekraftwerke zwischen 2022 und 2030 640 bis 678 Mio. t CO<sub>2</sub>

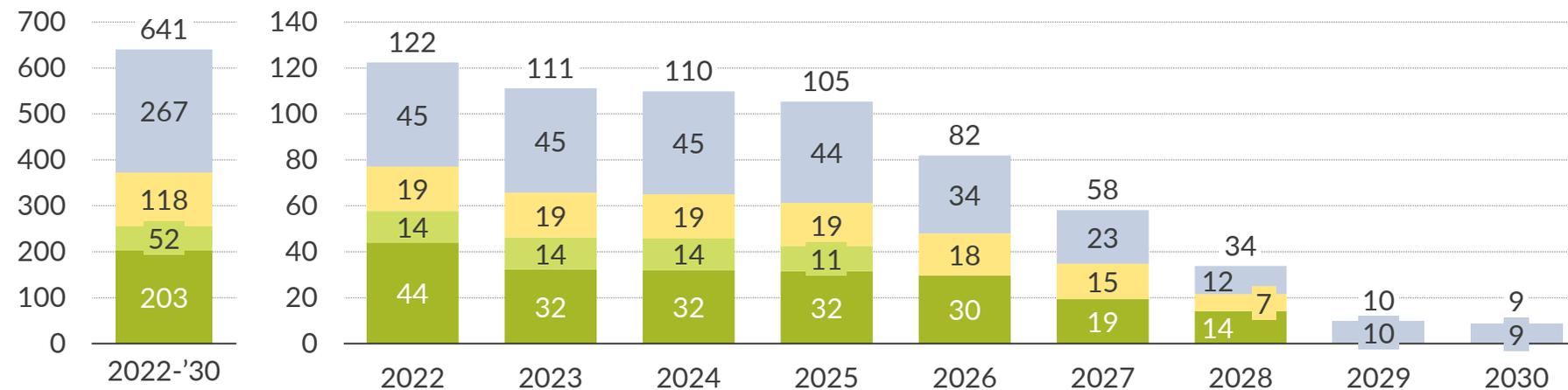
Kumulierte Emissionen 2022 bis 2030

Kraftwerk	Kapazität	Tagebau	Basis-Szenario	Adj. Ausstieg	Elektrifizierung
Niederaußem	2,220	Hambach, Garzweiler	94	98	105
Neurath	3,331	Hambach, Garzweiler	109	128	129
Weisweiler	1,640	Inden	52	52	52
<b>Summe Rheinland</b>	<b>7,191</b>		<b>255</b>	<b>278</b>	<b>286</b>
Lippendorf	1,750	Profen, Schleenhain	80	81	81
Schkopau	900	Amsdorf	38	38	38
<b>Summe Mitteldeutschland</b>	<b>2,650</b>		<b>118</b>	<b>119</b>	<b>119</b>
KW Jänschwalde	1,860	Nochten, Reichwalde, Welzow-Süd, Jänschwalde	75	81	81
Schwarze Pumpe	1,500	Nochten, Reichwalde, Welzow-Süd, Jänschwalde	77	77	77
Boxberg	2,427	Nochten, Reichwalde, Welzow-Süd, Jänschwalde	115	115	115
<b>Summe Lausitz</b>	<b>5,787</b>		<b>267</b>	<b>273</b>	<b>273</b>
<b>Summe Deutschland</b>			<b>640</b>	<b>670</b>	<b>678</b>

# In dem Szenario mit adjustiertem Kohleausstieg werden 29 Mio. t zusätzliche Braunkohle in Deutschland benötigt

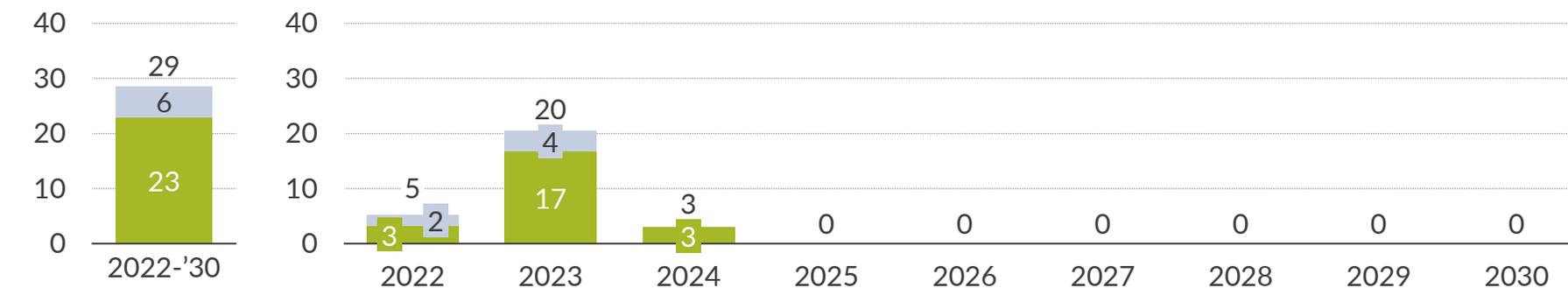
## Erforderliche Braunkohlemengen<sup>1</sup> für die Stromerzeugung im Basis-Szenario

Mio. t Braunkohle



## Unterschied Braunkohlemengen<sup>1</sup>: Adjustierter Ausstieg vs. Basis-Szenario

Mio. t Braunkohle



Lausitz Mitteldeutschland Inden Garzweiler/ Hambach

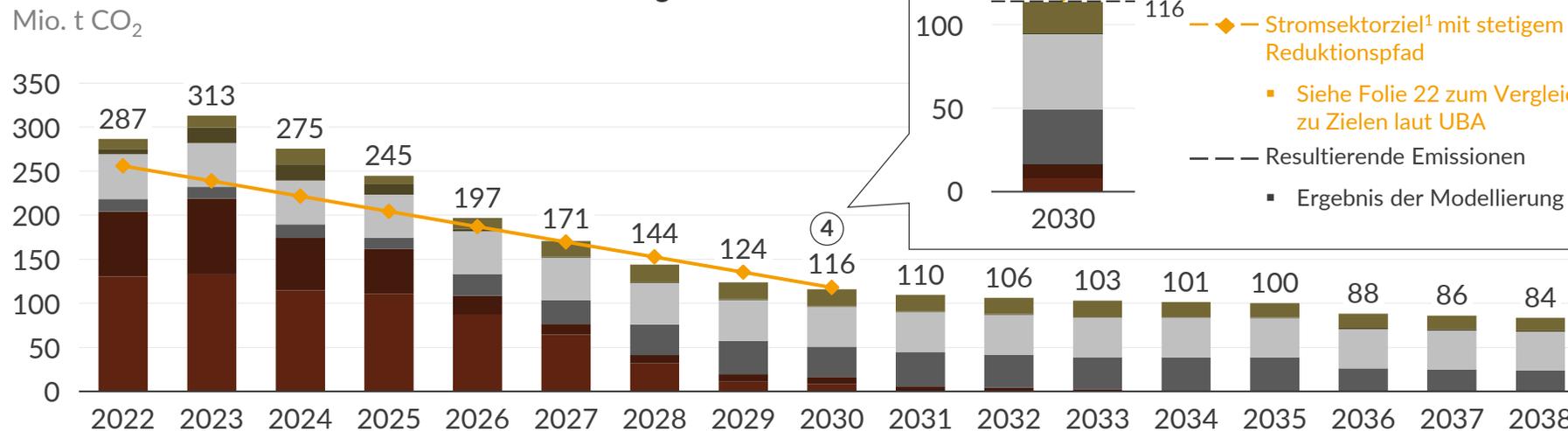
- Durch die Abschaltung der verbliebenen Braunkohlekraftwerke sinkt der Bedarf an Braunkohle von 122 Mio. t in 2022 auf 9 Mio. t in 2030
- Der Gesamtbraunkohlebedarf von Garzweiler und Hambach beträgt ohne Veredelung 203 Mio. t im Basis-Szenario, 226 Mio. t im Adjustierten Kohleausstieg und 234 Mio. t im Elektrifizierungsszenario
- Bei einer maximalen Kohlefördermenge von 110 Mio. t in Hambach<sup>2</sup> müssten in Garzweiler noch 93 Mio. t bis 124 Mio. t Braunkohle für die Verstromung gefördert werden
  - Diese Menge ist weniger als die ca. 170 Mio. t, ab der die Inanspruchnahme von Lützerath notwendig wäre<sup>2</sup>, schließt jedoch nicht Braunkohlebedarf für Veredelung mit ein<sup>3</sup>

Notiz: Abweichung zwischen Zahlen im Aggregat und Summe aus Einzelzahlen durch Rundung. 1) Vereinfachende Annahme, dass Verbrennung 1 t Braunkohle 1 t CO<sub>2</sub> emittiert. 2) Nach „Braunkohleausstieg 2030 in Nordrhein-Westfalen“ des Ministeriums für Wirtschaft, Industrie, Klimaschutz und Energie (MWIKE). 3) In dem Aktionsplan „Braunkohleausstieg 2030 in Nordrhein-Westfalen“ des MWIKE wird dieser auf 55 Mio. t Braunkohle geschätzt.

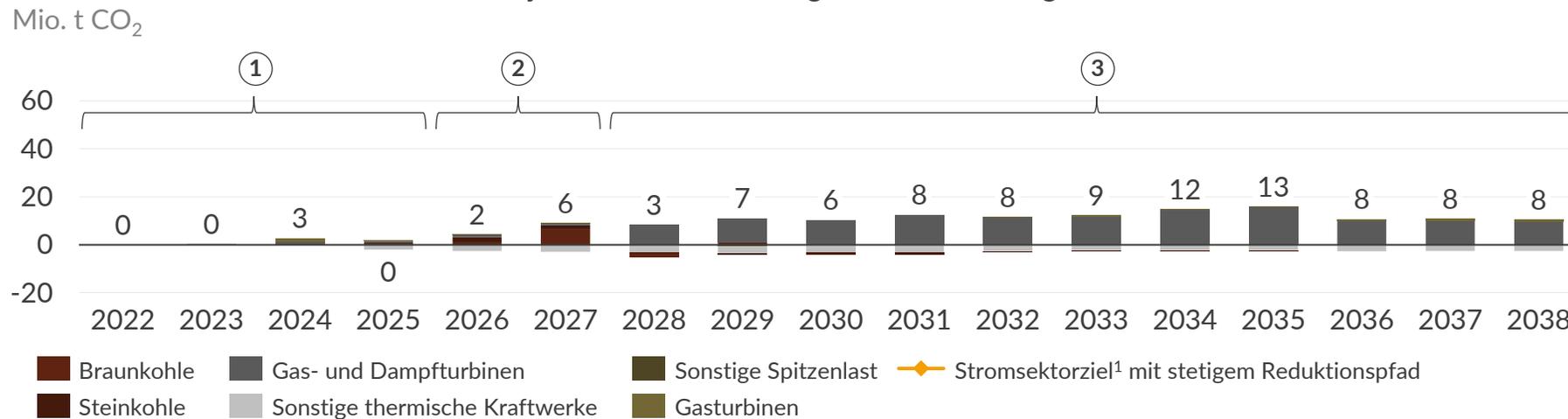
- I. Der Kohleausstieg und Änderungen am Ausstiegspfad
- II. Auswirkungen eines veränderten Ausstiegspfad
- III. Auswirkungen einer erhöhten Stromnachfrage
- IV. Kernannahmen zur Modellierung
- V. Appendix

# Auch mit höherer Nachfrage kann das Sektorziel 2030 erreicht werden, jedoch entstehen deutliche Mehremissionen ab 2027

Emissionen deutscher Stromsektor<sup>1</sup> - Elektrifizierungs-Szenario



Unterschied Emissionen Stromsektor<sup>1</sup>: Adjustierter Kohleausstieg vs. Elektrifizierungs-Szenario



Notiz: Abweichung zwischen Zahlen im Aggregat und Summe aus Einzelzahlen durch Rundung. 1) Siehe Folie 22 für Erläuterung der unterschiedlichen Definitionen. 2) Siehe Folie 18 für einen Vergleich der Gesamtemissionen von 2022 bis 2030.

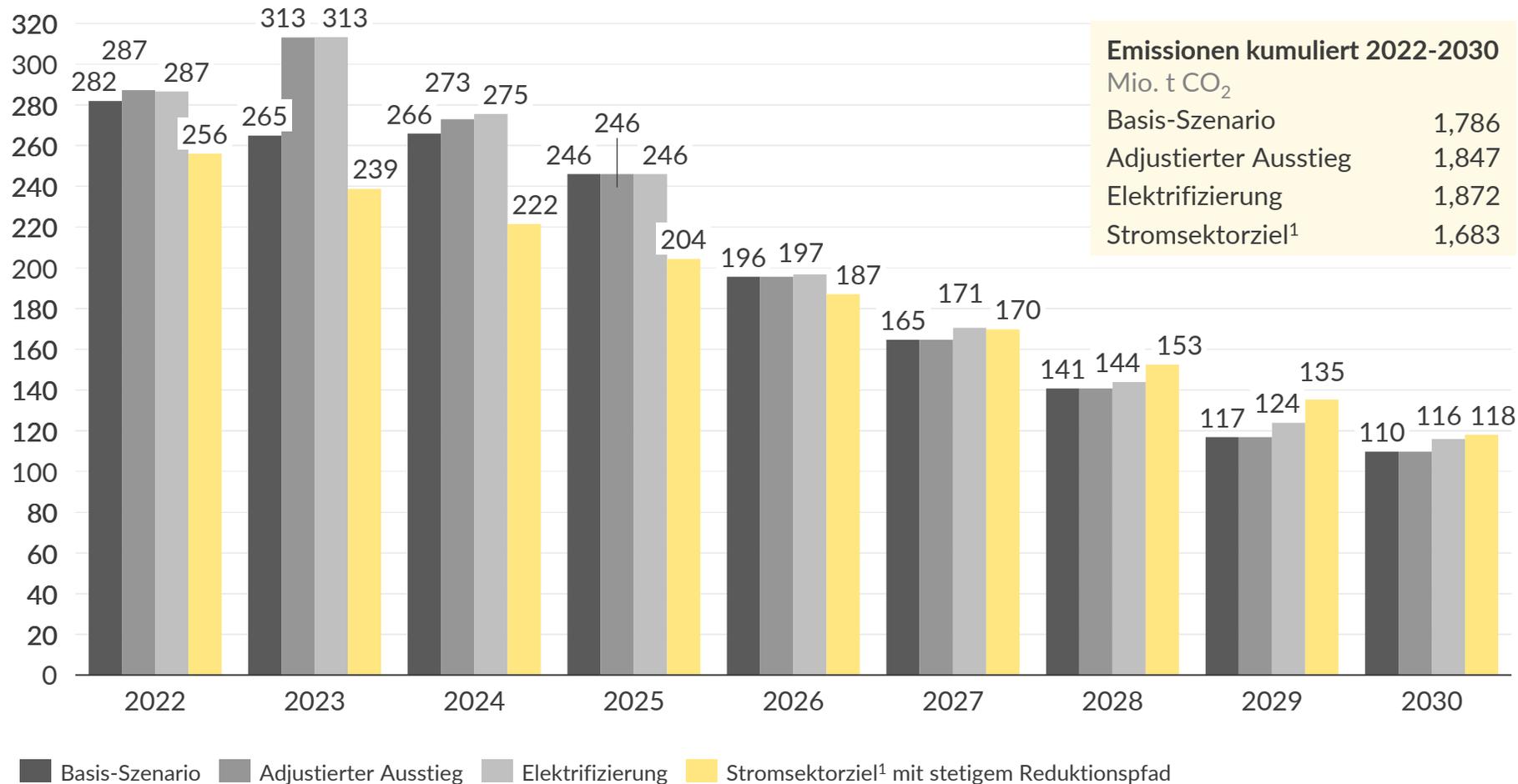
Quelle: Aurora Energy Research, Umweltbundesamt

- 1) Bis 2025 entstehen kaum Mehremissionen im Szenario mit Elektrifizierung, da der Nachfrageunterschied noch gering ist
- 2) Zwischen 2026 und 2028 kommt es zu verzögerten Abschaltungen von Kohlekraftwerken und somit zu zusätzlicher Kohleverstromung, was zu bis zu 6 Mio. t höheren CO<sub>2</sub> Emissionen führt
- 3) Nach 2027 wird die zusätzliche Nachfrage hauptsächlich durch Gaserzeugung gedeckt, da Gaskraftwerke ab diesem Jahr niedrigere kurzfristige Grenzkosten als Kohlekraftwerke haben
- 4) Obwohl das Stromsektorziel in 2030 knapp erreicht wird, liegen die Gesamtemissionen des Elektrifizierungs-Szenarios mit 1,872 Mio. t CO<sub>2</sub> um 189 Mio. t CO<sub>2</sub> über den kumulierten Emissionen des Sektorziels unter Annahme einer linearen Reduktion<sup>2</sup>

# Die kumulierten Emissionen aller modellierten Szenarien übersteigen das Stromsektorbudget bis 2030 um bis zu 189 Mio. t CO<sub>2</sub>

Emissionen deutscher Stromsektor<sup>1</sup> – Szenariovergleich

Mio. t CO<sub>2</sub>



## Kommentar

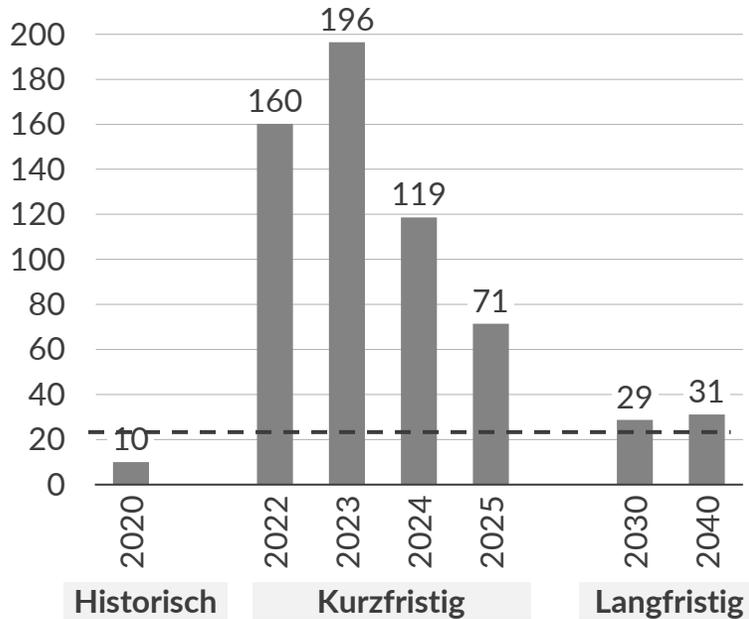
- Nach dem Klimaschutzgesetz, sollen die Emissionen des Energiesektors bis 2030 „möglichst stetig“ sinken
- Unter der Annahme eines linearen Reduktionspfads, liegen die aufsummierten Gesamtemissionen bei 1683 Mio. t bis 2030
  - Im Basis-Szenario übersteigen die kumulierten Emissionen diesen Zielwert um 103 Mio. t, im Szenario Adjustierter Kohleausstieg um 164 Mio. t und im Elektrifizierungsszenario um 189 Mio. t CO<sub>2</sub>

1) Siehe Folie 22 für Erläuterung der unterschiedlichen Definitionen.

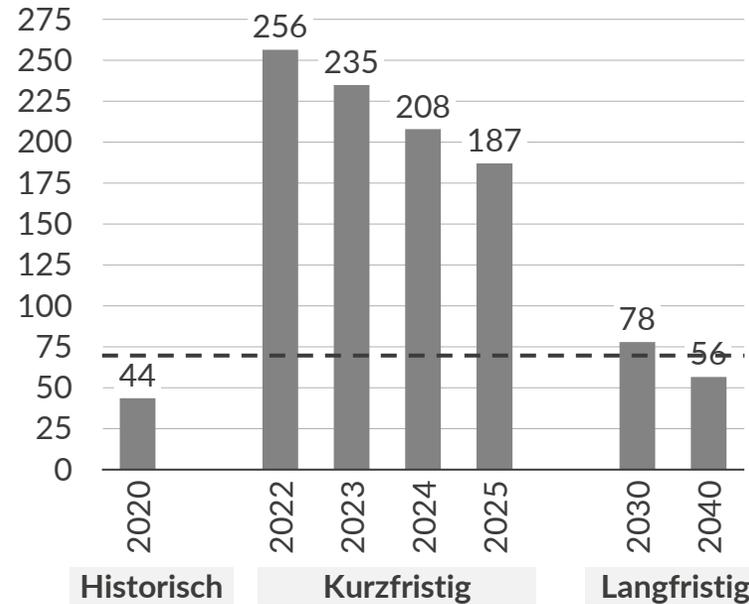
- I. Der Kohleausstieg und Änderungen am Ausstiegspfad
- II. Auswirkungen eines veränderten Ausstiegspfad
- III. Auswirkungen einer erhöhten Stromnachfrage
- IV. Kernannahmen zur Modellierung**
- V. Appendix

# Gas- und Kohlepreis erholen sich ab Mitte der 2020er Jahre von aktuellen Höchstpreisen, CO<sub>2</sub>-Preise steigen mittelfristig stark an

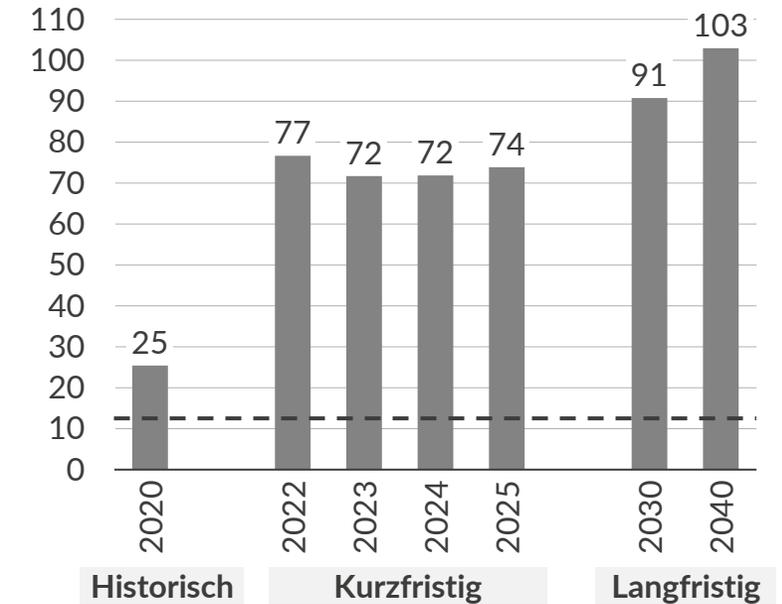
**Gaspreis<sup>1</sup>**  
EUR/MWh (real 2021)



**Kohlepreis<sup>1</sup>**  
EUR/t (real 2021)



**CO<sub>2</sub>-Preis<sup>1,3</sup>**  
EUR/t CO<sub>2</sub> (real 2021)



- Ein knapper Gasmarkt durch einen vollständigen Lieferstopp durch Nord Stream 1 führt zu einer Preisspitze in 2023. Danach sinken die Preise langsam, ab Ende der 2020er erwarten wir ausreichend Regasifizierungskapazität für Flüssiggas in Europa<sup>2</sup>

- Durch einen Importstopp russischer Kohle (früher 50% der europäischen Importe) sowie einen Gas-zu-Kohle Switch im Stromsektor, bleibt der Kohlepreis bis in die Mitte der 2020er Jahre hoch. Mit sinkender Nachfrage fällt der Preis unter 60 EUR/t gegen Ende der 2030er Jahre

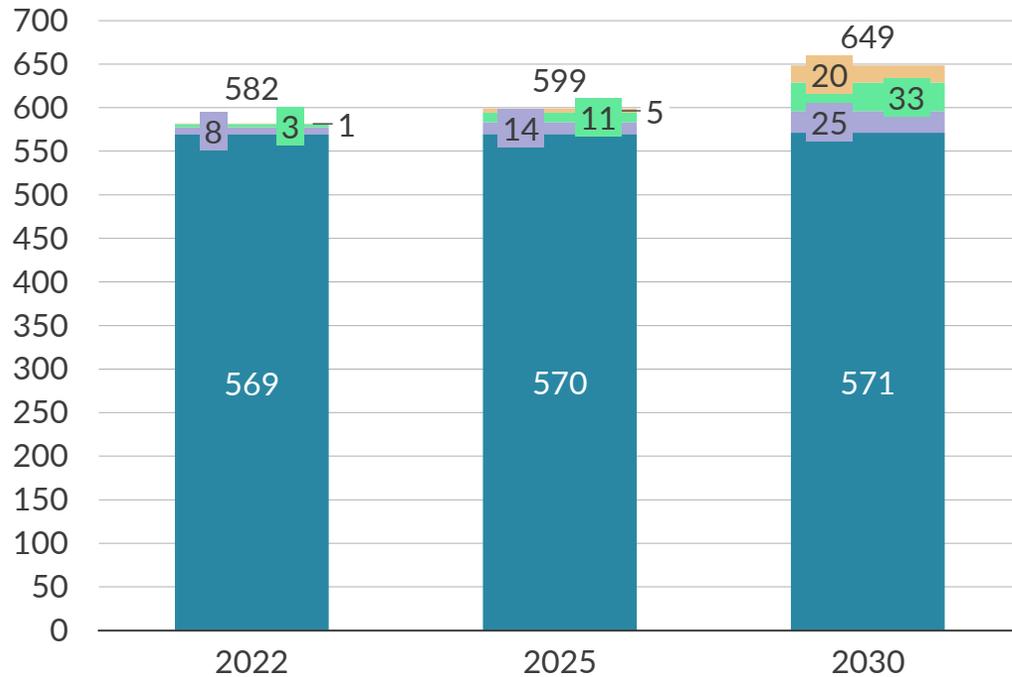
- CO<sub>2</sub>-Preise steigen ab Mitte der 2020er Jahre wieder stark an, erreichen über 100 EUR/t CO<sub>2</sub> in 2040. U.a. wird ein früher Anstieg der Preise auch durch den temporären Switch von Gas zu Kohle im Strommarkt getrieben

■ Prognose Central-Szenario    - - Historisch: Durchschnitt 2010-2020

1) Für 2022 bis 2027 sind die Preise durch einen Blend aus der fundamentalen Modellierung und Terminmarktpreisen ermittelt. 2) Wir gehen von einem starken Ausbau der globalen Kapazitäten zur Gasverflüssigung aus. Zusammen mit zusätzlichen Regasifizierungskapazitäten, führt das zu deutlich reduzierten Preisen in den späten 20er-Jahren. 3) Eine fundamentale Modellierung der CO<sub>2</sub>-Preise, welche sich mit einem veränderten Kohleausstiegspfad vsl. ändern würden, wurde nicht vorgenommen.

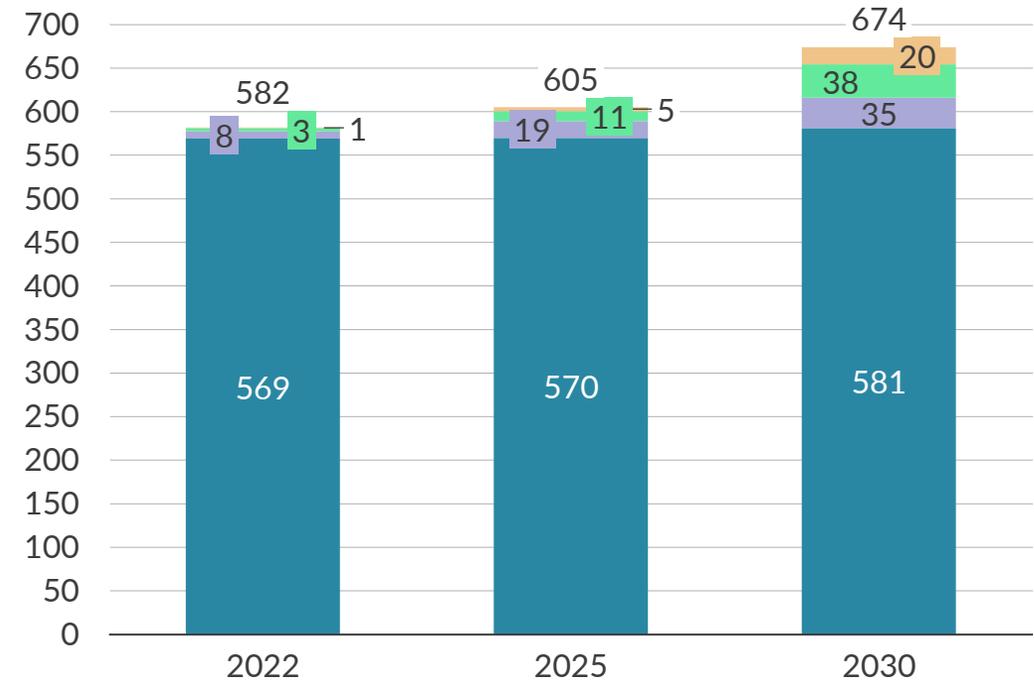
# In dem Szenario mit erhöhter Elektrifizierung ist die Gesamtnachfrage in 2030 um 25 TWh höher als im Basis-Szenario

Stromverbrauch im Basis-Szenario  
TWh



- Die Gesamtnachfrage steigt im Basis-Szenario 67 TWh bis 2030
- Der Anstieg ist, neben einem erhöhten Basisverbrauch, vor allem durch die Elektrifizierung des Verkehrs- und Wärmesektors bedingt

Stromverbrauch im Elektrifizierungs-Szenario  
TWh



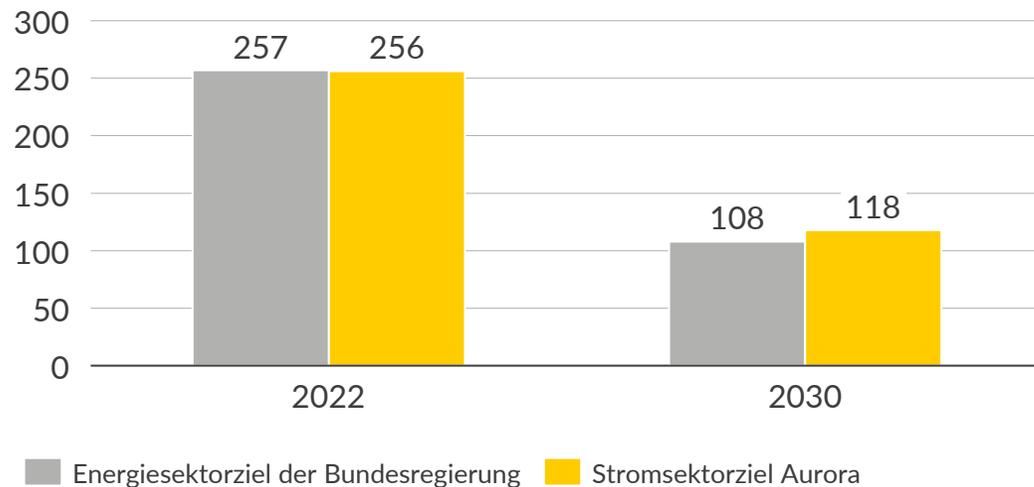
- Im Elektrifizierungs-Szenario, gehen wir von einer stärkeren Elektrifizierung des Verkehrs- und Wärmesektors aus
- Dies führt zu einem Nachfraganstieg von 92 TWh bis 2040

■ Basisstromverbrauch 
 ■ Stromverbrauch für Wärmepumpen 
 ■ Stromverbrauch im für elektrische Fahrzeuge 
 ■ Stromverbrauch für Elektrolyse

# Auroras Strommarktmodell berücksichtigt relevante Akteure im Strommarkt und weicht von Definition „Energiewirtschaft“ des UBA ab

- Die offizielle Definition des Energiesektors der Bundesregierung bezieht alle Kraftwerke und Raffinerien mit ein, nicht jedoch Industriekraftwerke und Kraftwärmekopplungsanlagen (KWKs)
- Im Strommarktmodell von Aurora müssen alle Erzeuger und Nachfrager von Strom abgebildet werden, um die stündliche Modellierung von Einsatzentscheidungen und Preisen zu ermöglichen. Dies schließt entsprechend auch Industriekraftwerke und (Industrie-) KWK-Anlagen mit ein
  - Raffineriekraftwerke sind als Erzeuger im Modell berücksichtigt, allerdings sind sonstige Emissionen von Raffinerien nicht berücksichtigt, da diese nicht mit dem Stromsektor interagieren

Sektorziel Energiewirtschaft Bundesregierung und Stromsektorziel Aurora  
Mio. t CO<sub>2</sub>



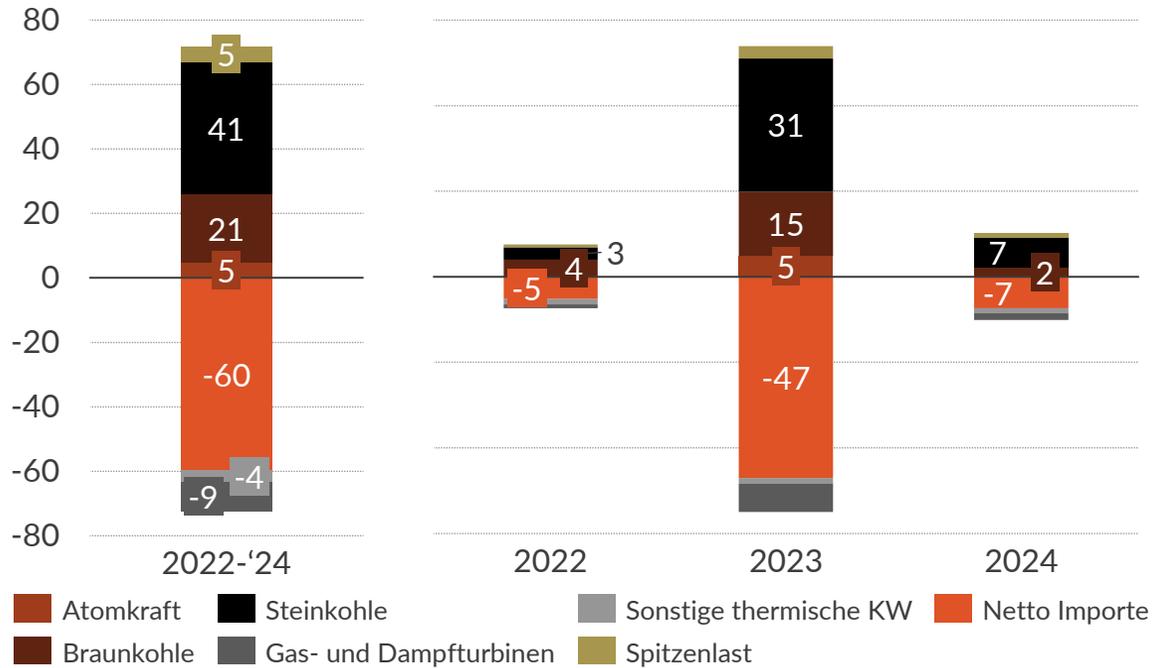
Transformation Sektorziel Energiewirtschaft zu Stromsektorziel Aurora

- 1 Ermittlung der prozentualen Emissionsverringierung für den Industrie- und Energiesektor von 1990 bis zum Zieljahr
- 2 Bestimmung der Emissionen des Stromsektors von 1990, welche im Strommarktmodell von Aurora abgebildet sind sowie Aufteilung nach Energie- und Industriesektor
- 3 Anwenden der in Schritt 1 ermittelten Faktoren auf die in Schritt 2 ermittelten Ausgangsemissionen für Industrie- und Energiesektor

- I. Der Kohleausstieg und Änderungen am Ausstiegspfad
- II. Auswirkungen eines veränderten Ausstiegspfad
- III. Auswirkungen einer erhöhten Stromnachfrage
- IV. Kernannahmen zur Modellierung
- V. Appendix

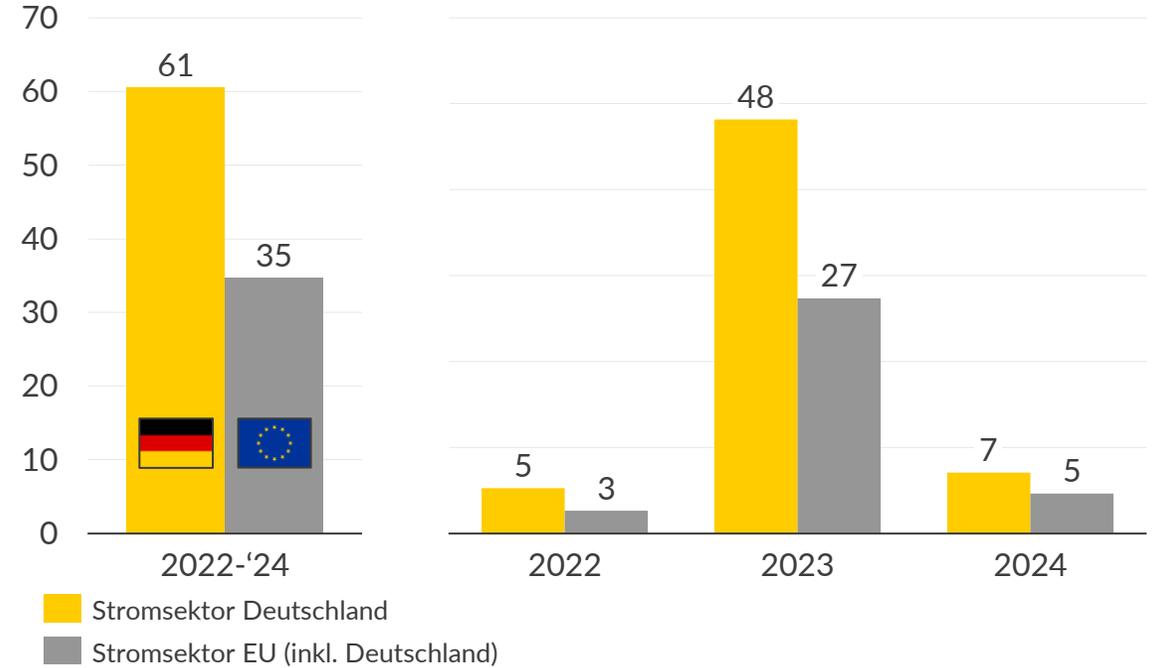
# Der adjustierte Ausstieg führt zu 35 Mio. t CO<sub>2</sub> zusätzlichen Emissionen innerhalb der EU, jedoch können 100 TWh Gas eingespart werden

Unterschied Stromerzeugung 2022-'24: Adjustierter Ausstieg vs. Basis-Szenario TWh



- Durch mehr Kohlekapazitäten zwischen 2022 und 2024, werden 21 TWh mehr Strom aus Braunkohle produziert und 41 TWh mehr Strom aus Steinkohle
- Zusätzliche Stromerzeugung von Kohlekraftwerken in Deutschland führt zu 100 TWh weniger Gasverbrauch in der EU<sup>1</sup> und zwischen 2022 und 2024

Unterschied Emissionen 2022-'24: Adjustierter Ausstieg vs. Basis-Szenario Mio. t CO<sub>2</sub>



- In Deutschland führt die zusätzliche Stromerzeugung von Kohle und Öl zu bis zu 61 Mio. t zusätzlichen CO<sub>2</sub> Emissionen
- Auf EU-Ebene werden nur 35 Mio. t CO<sub>2</sub> zusätzlich emittiert, da Kohle teilweise Gas substituiert, also Minderemissionen in anderen Ländern entstehen

Notiz: Abweichung zwischen Zahlen im Aggregat und Summe aus Einzelzahlen durch Rundung. 1) Vor allem in den Niederlanden, Groß Britannien und Italien.

# In den modellierten Szenarien schließen alle Braunkohlekraftwerke aus ökonomischen Gründen bis Ende 2030

Kraftwerk <sup>1</sup>	Block	Kapazität	Späteste Schließung <sup>2</sup> nach KVBG	Späteste Schließung <sup>2</sup> Adjustiert <sup>3</sup>	Schließungsjahr <sup>2</sup> Basis-Szenario <sup>4</sup>	Schließungsjahr <sup>2</sup> Adj. Ausstieg <sup>4</sup>	Schließungsjahr <sup>2</sup> Elektrifizierung <sup>4</sup>
Niederaußem	G	628	2029	Nicht betroffen	2026	2026	2027
	H	648	2029	Nicht betroffen	2026	2026	2027
	K	944	2038	Nicht betroffen	2028	2028	2029
Neurath	D	607	2022	2024	2022	2024	2024
	E	604	2022	2024	2022	2024	2024
	F, G	Je 1,060	2038	Nicht betroffen	2028	2028	2028
Weisweiler	F	321	2024	Nicht betroffen	2024	2024	2024
	G	663	2027	Nicht betroffen	2025	2025	2025
	H	656	2028	Nicht betroffen	2025	2025	2025
Lippendorf	R, S	Je 875	2035	Nicht betroffen	2028	2028	2028
Schkopau	A, B	Je 450	2034	Nicht betroffen	2027	2027	2027
Jänschwalde	A, B	Je 465	2026	Nicht betroffen	2025	2025	2025
	C, D	Je 465	2027	Nicht betroffen	2027	2027	2027
Schwarze Pumpe	A, B	Je 750	2038	Nicht betroffen	2030	2030	2030
Boxberg	P, N	Je 465	2029	Nicht betroffen	2026	2026	2026
	Q	857	2038	Nicht betroffen	2030	2030	2030
	R	640	2038	Nicht betroffen	2030	2030	2030

■ Rheinland 
 ■ Mitteldeutschland 
 ■ Lausitz

1) Die Blöcke Jänschwalde E & F, Niederaußem E & F, sowie Neurath C sind nicht in der Tabelle aufgeführt, da sie nach KVBG schon geschlossen sind. In den Szenarien Adjustierter Ausstieg und Elektrifizierung, nehmen diese Kraftwerke von Okt. 2022 bis Jun. 2023 gemäß EKVG am Strommarkt teil. 2) Das Schließungsjahr zeigt das letzte Jahr, in dem das Kraftwerk am Markt ist. 3) Durch adjustierten Ausstieg im rheinischen Revier. 4) Ergebnisse der Modellierung.

Quellen: Aurora Energy Research, KVBG

# Details und Haftungsausschluss

## Publikation

Auswirkungen eines adjustierten Kohleausstiegs auf die Emissionen im deutschen Stromsektor

## Datum

November 2022

## Erstellt durch

Nicolas Leicht  
Philipp Hesel

## Genehmigt durch

Casimir Lorenz

## Allgemeiner Haftungsausschluss

Dieses Dokument wird Ihnen in der vorliegenden Form nur zur Information bereitgestellt und Aurora Energy Research Limited sowie die Tochtergesellschaften Aurora Energy Research GmbH und Aurora Energy Research Pty Ltd (zusammen, "**Aurora**"), seine Geschäftsführer, Mitarbeiter, Vertreter oder verbundene Unternehmen (zusammen nachfolgend als seine "Partner" bezeichnet), gibt hinsichtlich der Richtigkeit, Verlässlichkeit oder Vollständigkeit weder ausdrücklich noch stillschweigend eine Zusicherung oder Gewährleistung ab. Aurora und seine Partner übernehmen keine Verantwortung und keine Haftung für jedweden Schaden, der aus der Nutzung dieses Dokuments entsteht. Dieses Dokument darf für keinen Zweck herangezogen oder als Grundlage verwendet oder als Ersatz für Ihre eigenen Untersuchungen und fundierten Beurteilungen verwendet werden. Die in diesem Dokument enthaltenen Informationen spiegeln unsere Überzeugungen, Annahmen, Absichten und Erwartungen zum Zeitpunkt des Verfassens dieses Dokuments wider; Änderungen sind vorbehalten. Aurora übernimmt keine Verpflichtung zur Aktualisierung dieser Informationen und beabsichtigt keine solche Aktualisierung.

## Zukunftsgerichtete Aussagen

Dieses Dokument enthält zukunftsgerichtete Aussagen und Informationen, die Auroras aktuelle Einschätzung hinsichtlich zukünftiger Ereignisse und finanzieller Ergebnisse widerspiegeln. Wörter wie "glauben", "erwarten", "planen", "können", "werden", "würden", "könnten", "sollten", "voraussehen", "schätzen", "prognostizieren", "beabsichtigen", oder "Prognose" bzw. Varianten dieser Wörter oder anderer ähnlicher Ausdrücke werden eingesetzt, um zukunftsgerichtete Aussagen und Informationen als solche zu kennzeichnen. Tatsächlich eintretende Ergebnisse können sich, da sie bekannten oder unbekanntem Risiken und Unsicherheiten unterliegen, von den Erwartungen, die in diesen zukunftsgerichteten Aussagen formuliert oder impliziert sind, wesentlich abweichen. Zu bekannten Risiken und Unsicherheiten gehören unter anderem: vertragliche Risiken, die Bonität von Kunden, die Leistung von Lieferanten und die Verwaltung von Anlagen und Personal; Risiken im Zusammenhang mit finanziellen Faktoren wie der Volatilität von Wechselkursen, der Erhöhung von Zinssätzen, Beschränkungen in Bezug auf den Kapitalzugang sowie Schwankungen auf den globalen Finanzmärkten; mit inländischen und ausländischen staatlichen Vorschriften verbundene Risiken einschließlich Exportkontrollen und wirtschaftlichen Sanktionen und weitere Risiken wie z. B. Rechtsstreitigkeiten. Die oben genannte Liste ist nicht abschließend.

## Urheberrecht

Dieses Dokument und sein Inhalt (unter anderem der Text, die Abbildungen, Grafiken und Illustrationen) ist urheberrechtlich geschütztes Eigentum von Aurora.

A U R  R A

E N E R G Y   R E S E A R C H