

Kurzanalyse zum Beitrag von Reservekraftwerken im Strommarkt

Diskussionsbeitrag von Frontier Economics

31.03.2025



CDU/CSU und SPD deuten in Koalitionsverhandlungen eine Rückkehr von Reservekraftwerken in den Markt “zur Stabilisierung der Strompreise” an



Ein größeres Energieangebot dient der Stabilisierung und Reduzierung der Stromkosten. Dazu sollen künftig Reservekraftwerke nicht nur zur Vermeidung von Versorgungsengpässen, sondern auch zur Stabilisierung des Strompreises zum Einsatz kommen

Zwischenstand der AG 15 – Klima und Energie vom 24.03.2025.
Wortgleich bereits im [Sondierungspapier](#) vom 08.03.2025



Wir analysieren mit unserem Energiesystemmodell mögliche Rückwirkungen auf die Strompreise, den Kraftwerksmix und die Strompreise in den nächsten Jahren (bis 2030)

AG 15 – Klima und Energie FINALE VERSION Stand: 24.3.25 17:00

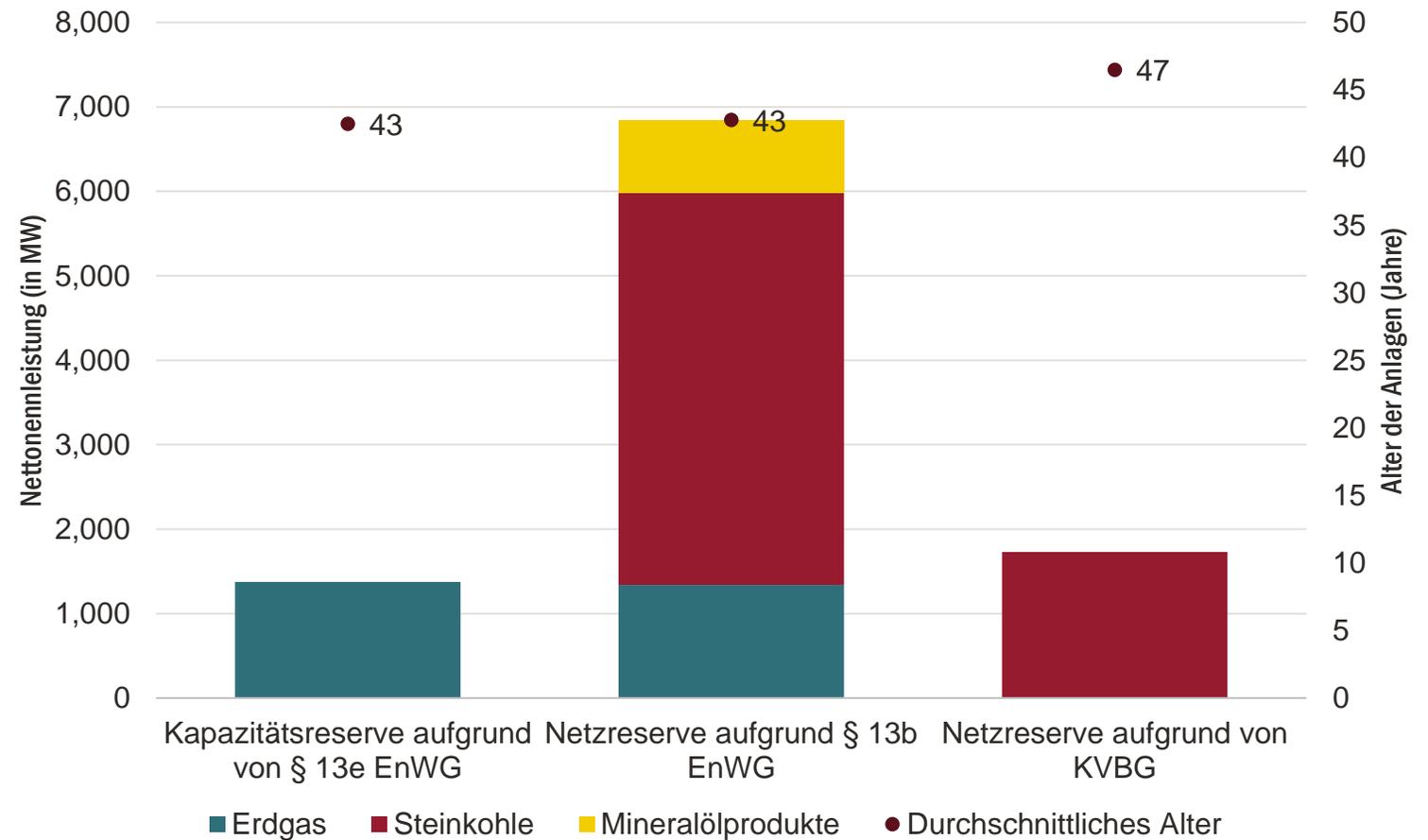
140 Deckelungen. Wir wollen vor allem Reststoffe besser nutzen. Wir werden den Biogasanlagen eine Zu-
141 kunft geben, insbesondere sind die Besonderheiten kleinerer und wärmegeführter Anlagen stärker zu
142 berücksichtigen.
143 **Wasserkraft:** Bestehende Potenziale bei der kleinen und großen Wasserkraft und bei Pumpspeicher-
144 kraftwerken werden wir heben.
145 **Geothermie:** Wir werden schnellstmöglich ein verbessertes Geothermie-Beschleunigungsgesetz auf
146 den Weg bringen und geeignete Instrumente für die Absicherung des Fündigkeitsrisikos einführen.
147 Schadensfälle müssen vollständig abgesichert werden. Um grenzüberschreitende Potenziale zu mobi-
148 lisieren, braucht es einen gemeinsamen Rechtsrahmen.
149 **Kraftwerksstrategie:** Wir werden durch schnellstmögliche technologieoffene Ausschreibungen verläss-
150 liche Rahmenbedingungen für Investitionen in ausreichend gesicherte Leistung und Versorgungssicher-
151 heit schaffen. Den Bau von bis zu 20 GW an Gaskraftwerksleistung bis 2030 wollen wir im Rahmen einer
152 zügig zu überarbeitenden Kraftwerksstrategie technologieoffen anreizen. Die neuen Gaskraftwerke sol-
153 len deutschlandweit vorrangig an bestehenden Kraftwerksstandorten entstehen und regional nach Be-
154 darfen gesteuert werden. Durch einen technologieoffenen und marktwirtschaftlichen Kapazitätsme-
155 chanismus kann ein systemdienlicher Technologiemiex aus Kraftwerken und Erzeugungsanlagen (Bio-
156 energie, KWK, etc.), Speichern und Flexibilitäten entstehen. Freie Kapazitäten industriell genutzt
157 KWK-Anlagen wollen wir stärker nutzen.
158 Ein größeres Energieangebot dient der Stabilisierung und Reduzierung der Stromkosten. Dazu sollen
159 künftig Reservekraftwerke nicht nur zur Vermeidung von Versorgungsengpässen, sondern auch zur Sta-
160 bilisierung des Strompreises zum Einsatz kommen.
161 **CCU/CCS:** CO₂-Abscheidungs- und Speichertechnologien (CCS) und auch Nutzungstechnologien
162 (CCU) ergänzen den beschleunigten Ausbau der erneuerbaren Energien sowie energieeffiziente Pro-
163 duktionsprozesse als unerlässliche Instrumente für das Ziel der Klimaneutralität. Wir werden umge-
164 hend ein Gesetzespaket beschließen, welches die Abscheidung, den Transport, die Nutzung und die
165 Speicherung von Kohlendioxid insbesondere für schwer vermeidbare Emissionen des Industriesektors
166 [\[in allen Industriebranchen und Gaskraftwerken\]](#) ermöglicht. Wir werden das überragende öffentliche
167 Interesse für den Bau dieser CCS/CCU-Anlagen und -Leitungen feststellen. Die Ratifizierung des Lon-
168 don-Protokolls sowie die Schaffung von bilateralen Abkommen mit Nachbarländern haben dabei
169 höchste Priorität. Wir ermöglichen CO₂-Speicherung offshore außerhalb des Küstenmeeres in der aus-
170 schließlichen Wirtschaftszone (AWZ) und des Festlandssockels der Nordsee sowie onshore, wo geolo-
171 gisch geeignet und akzeptiert. Dazu wollen wir eine Länderöffnungsklausel einführen. Zudem sehen
172 wir Direct Air Capture als eine mögliche Zukunftstechnologie, um Negativemissionen zu heben.

Derzeit befinden sich ca. 9 GW in Reserve

Derzeit befinden sich 43 Anlagen in der "Reserve", mit einem durchschnittlichen Alter von > 40 Jahren,

- 6 GW Steinkohlekraftwerke und
- 3 GW Erdgaskraftwerke
- 900 MW Öl

Kapazität und Alter der Reservekraftwerke (nach Brennstoff)



Quelle: Bundesnetzagentur

In einer einfachen statischen Betrachtung hätte ein Einsatz der Reservekraftwerke im Jahr 2024 die Großhandelsstrompreise um 4€/MWh im Jahresmittel gesenkt

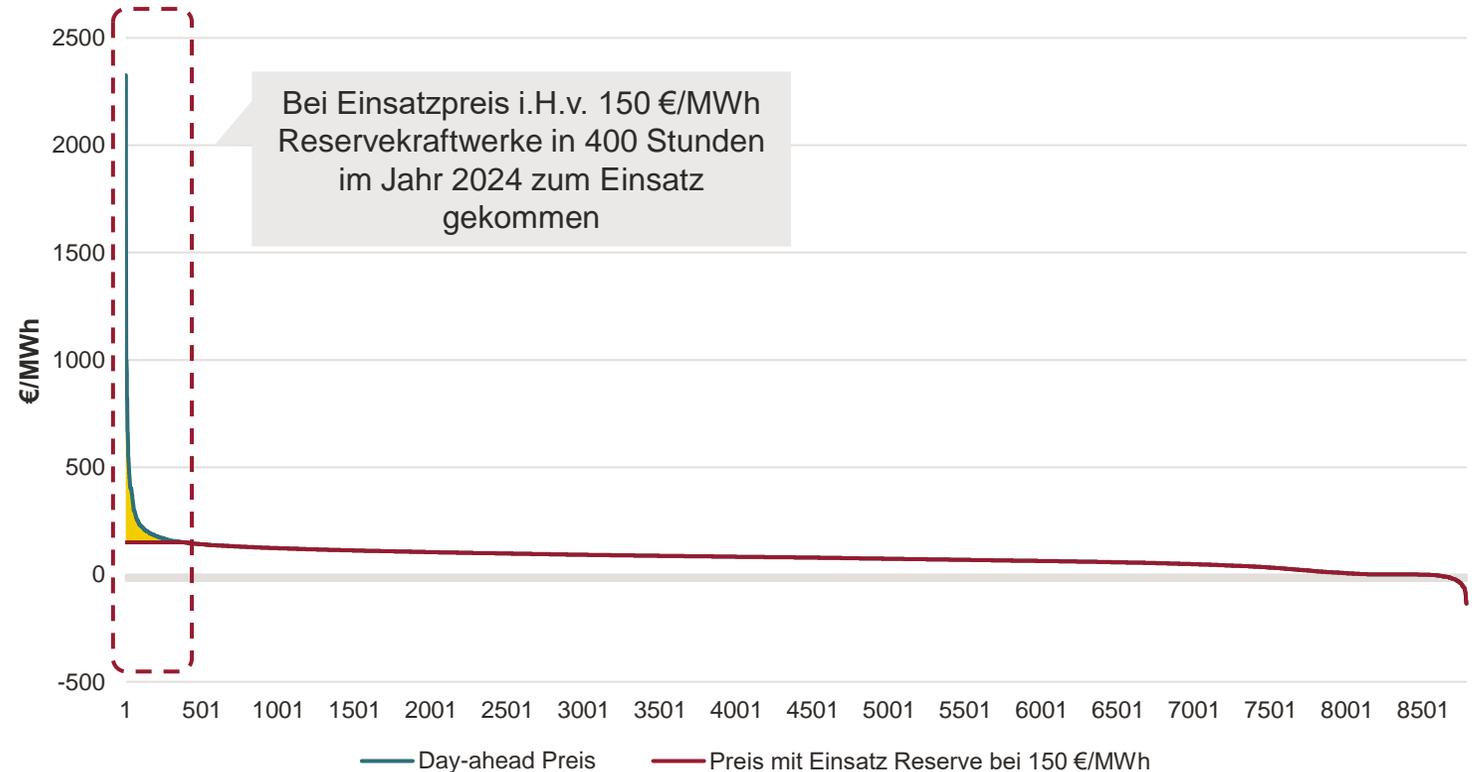
Logik:

- Annahme, dass Reservekraftwerke bei „Strike-Preis“ von 150 €/MWh im Markt eingesetzt worden wären

Ergebnisse:

- Kappung der Stromspitzen in ca. 400 Stunden
- Einfluss auf Jahres-Base Preis: 4€/MWh
- Entgangener Erlös von Peak-Kraftwerk, welches in Knappheit am Markt ist: ca. 35 TEUR / MW

Preisdauerkurve mit und ohne Reserveeinsatz (Day-Ahead Preise 2024)



Disclaimer: Keine Berücksichtigung dynamischer Effekte und Annahme, welche in Modellierung zu untersuchen sind!



Sind ähnliche Preiseffekte auch für die nächsten Jahre zu erwarten?

Um dynamische Effekte des Reserveeinsatzes zu berücksichtigen, nutzen wir unser Energiesystemmodell COMET zur Bewertung der Auswirkungen auf den Strommarkt

Wesentliche Szenarioannahmen

- Anstieg der Stromnachfrage in Deutschland entsprechend NEP Szenario B (648 TWh in 2030);
- Erreichen der EEG und WindSeeG-Ziele zum EE-Ausbau
- Brennstoffpreise WEO 2024, 130 €(real)/tCO₂ und 22 €(real)/MWh Erdgas in 2030
- Einsatzlogik der Reservekraftwerke über übliche SRMC-Merit-Order; in diesem Szenario kein „Strike-Preis“
- In diesem Szenario kein Kapazitätsmarkt bzw. KWVG angenommen

MODELLING FRAMEWORK

ASSUMPTIONS

- Fuel prices
- Power plant fleet
- Electricity, Methane and H₂ grid
- Hourly profiles and availabilities
- Climate data
- Expansion potentials
- Technology costs
- Climate goals

DEMAND

- Household
- Industry
- Transport
- others



ENERGY SYSTEM MODEL COMET

SUPPLY



TRADE (ELECTRICITY, METHANE, H₂)



RESULTS

- Energy prices
- Energy balance
- Investments
- Emissions
- System costs
- Energy trade
- Security of supply
- Bottlenecks

HIGH GRANULARITY AND EXPLICIT IMPORT MODELLING



Was bewirken die Reservekraftwerke im Strommarkt ?

Zusammenfassung

- Rückkehr der Reservekraftwerke verdrängt bzw. ersetzt Investitionen, die sonst getätigt werden müssten
 - Weniger Investitionen in Gas/H₂-Kraftwerke und geringerer Zubau an Stromspeichern
- Effekt auf die Strompreise sind mittelfristig moderat und konzentrieren sich auf die knappsten Stunden des Jahres, in denen Peak-Preise gedämpft werden
 - Zubau von Erneuerbaren Energie, von Gaskraftwerken und Speichern verringert Knappheit in allen Szenarien
 - Markterwartung weiter rückläufiger Brennstoffpreise (v.a. Gaspreise) dämpfen Preise und damit auch Preis-Peaks auch ohne Reservekraftwerke



Einordnung

- Unser Referenz-Szenario unterstellt, dass benötigte Kraftwerkskapazitäten und Speicher auch kurzfristig in den Markt kommen können
 - + 14 GW Gas/H₂ (bis 2028/20230)
 - + 24 GW Speicher bis 2028 und 43 GW bis 2030)
- In einem Szenario mit größerer Knappheit, d.h. keinem Neubau von Gaskraftwerken bis 2028 und lediglich +8 GW bis 2030, sowie weniger Speicher in 2028 könnten Preiseffekte größer ausfallen (2-3 €/MWh); dies widerspricht allerdings den Zielsetzungen der möglichen zukünftigen Bundesregierung (+20 GW Gaskraftwerke im Rahmen der KWS)

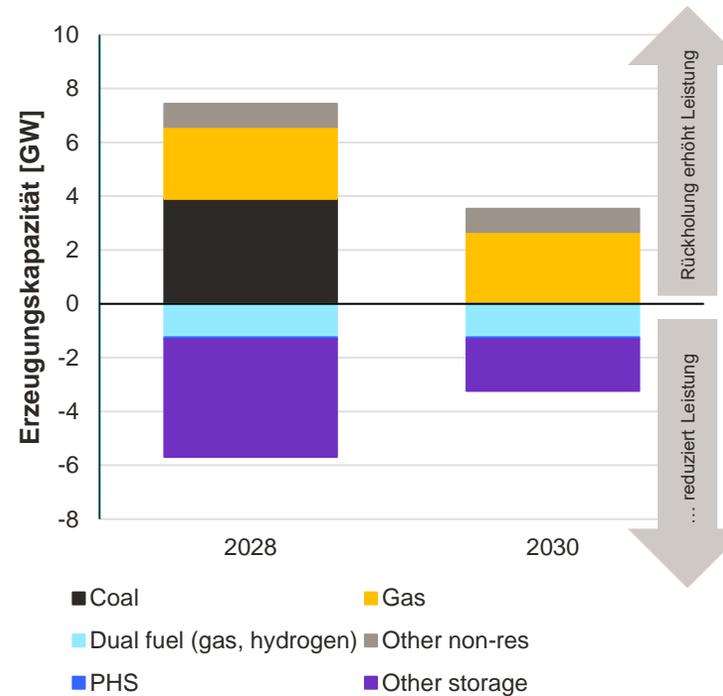


Reservekraftwerke reduzieren Investitionen in Speichertechnologien

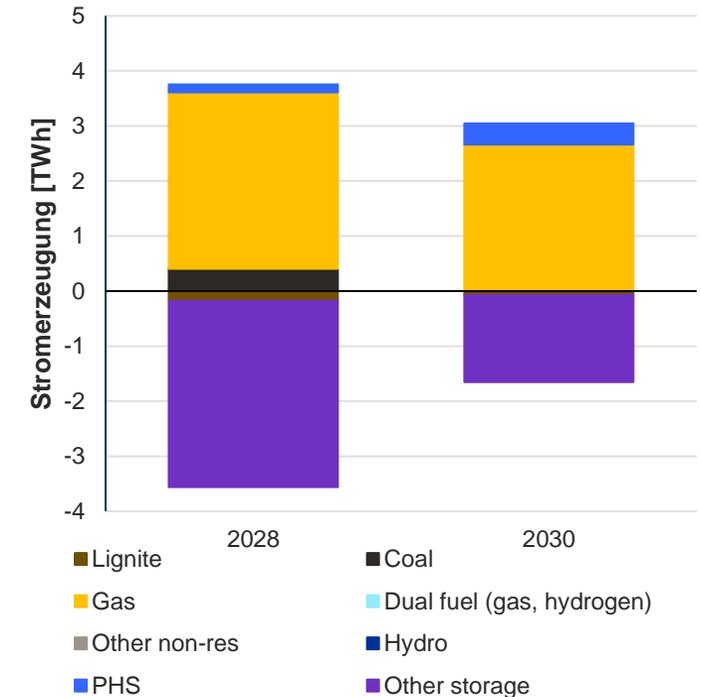
Auswirkungen auf Investitionen, Stromerzeugung und Emissionen

- Rückholung der Reservekraftwerke verzögert Bau neuer Gaskraftwerke (H2 ready, ca. 2GW)
- Weniger bzw. spätere Investitionen in Speichertechnologien (2-6 GW)
- Anstieg v.a. der Stromerzeugung aus Erdgas, kein nennenswerter Effekt auf Erzeugung aus Steinkohle

Auswirkungen auf Kapazitäten (GW)



Auswirkungen auf Stromerzeugung (TWh)



- Annahme: Rückholung der Kraftwerke bis 2030
- Speichertechnologien: -4 GW Investitionen in Speicher (Batterie) im Jahr 2028, Aufholeffekt bis 2030 (-2 GW)
- Dual-fuel Gas / H2 Kraftwerke: - 1 GW bis 2030

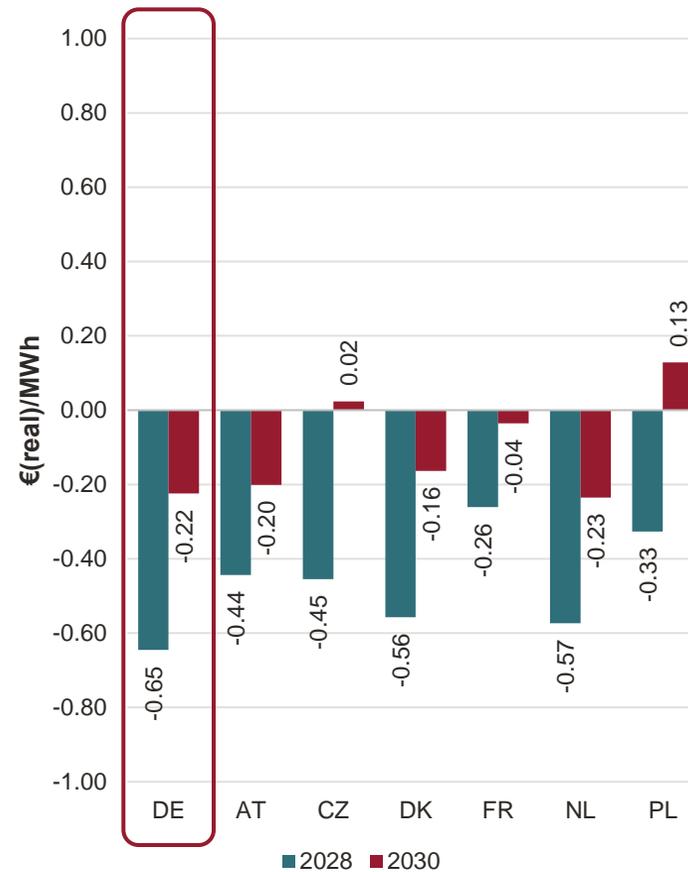
- Leichter Anstieg Erzeugung aus Steinkohle im Jahr 2030, deutlicher Anstieg aus Erdgas
- Rückgang des Beitrags aus Speichern
- Anstieg der Emissionen in der Stromerzeugung um 1 Mio. Tonnen CO₂

Unter Berücksichtigung dynamischer Effekte zeigt sich ein eher moderater Effekt der Rückholung auf die Strompreise im Jahresmittel

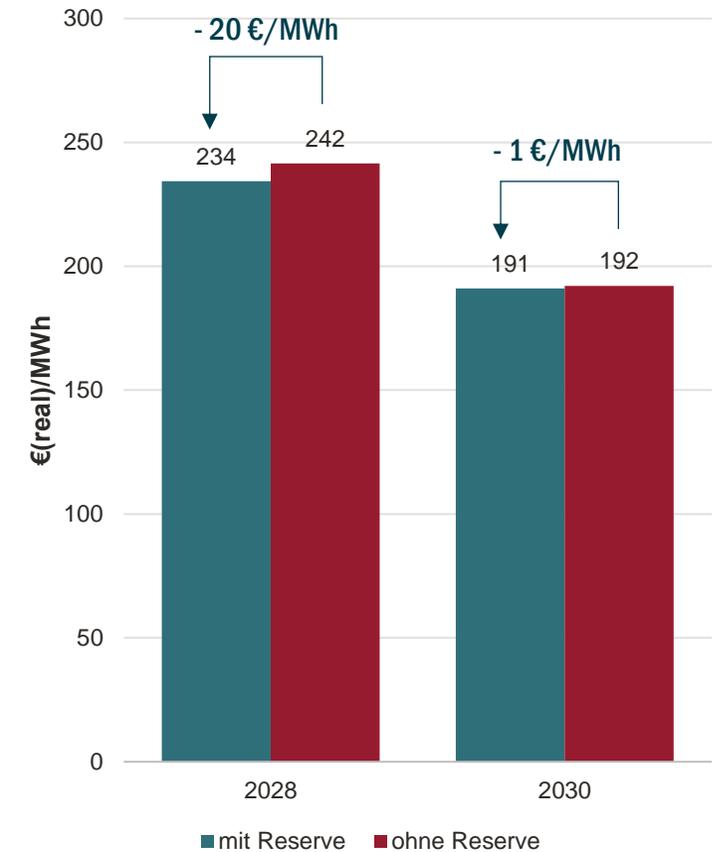
Auswirkungen auf Strompreise

- Moderate Auswirkungen auf den Jahresdurchschnittspreis in Deutschland (< 1 €/MWh)
- Preisänderung konzentriert sich auf die teuersten Stunden: -20 €/MWh im Jahr 2028 und - 3 €/MWh Jahr 2030

Einfluss auf die Jahres-Base Preise DE und Nachbarländer



Einfluss der Reserve-Rückholung auf die 5% teuersten Stunden (DE)



Kontakt

JENS PERNER

Director

+49 221 3371 3102

jens.perner@frontier-economics.com

<https://www.linkedin.com/in/jens-perner-59994888/>



PATRICK PEICHERT

Manager

+49 221 3371 3107

patrick.peichert@frontier-economics.com

<https://www.linkedin.com/in/patrick-peichert/>



Wir beraten Industriekunden, Verbände und öffentliche Auftraggeber in ganz Europa

Umfassende Projekterfahrung im Bereich Strommarktdesign

Beispiele

1999

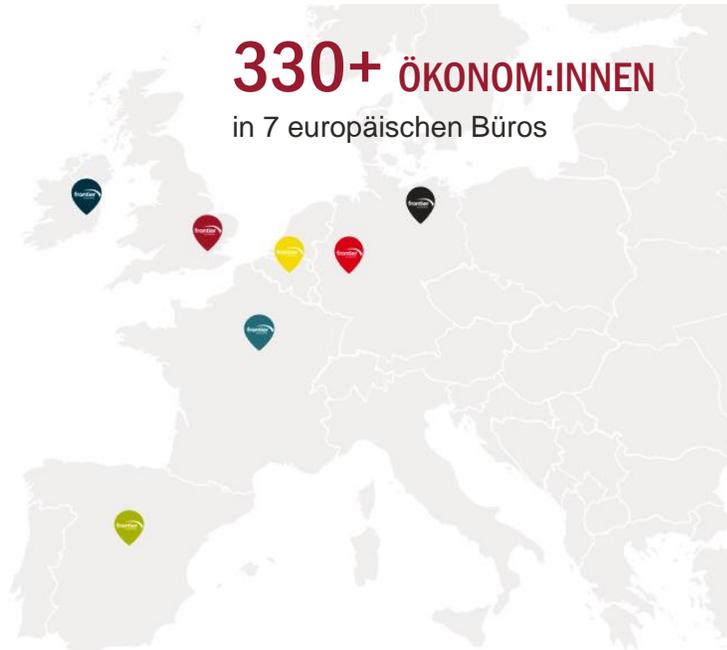
gegründet und seit dem konstant gewachsen

70 LÄNDER

Projekterfahrung in über 70 Ländern

36 SPRACHEN

sprechen unsere MitarbeiterInnen



330+ ÖKONOM:INNEN
in 7 europäischen Büros



[Link zur Studie](#)

Auftraggeber:



[Link zur Studie](#)

Auftraggeber:



[Link zur Studie](#)

Auftraggeber:



[Link zur Studie](#)

Auftraggeber:





Frontier Economics Ltd ist Teil des Frontier Economics Netzwerks, welches aus zwei unabhängigen Firmen in Europa (Frontier Economics Ltd) und Australien (Frontier Economics Pty Ltd) besteht. Beide Firmen sind in unabhängigem Besitz und Management, und rechtliche Verpflichtungen einer Firma erlegen keine Verpflichtungen auf die andere Firma des Netzwerks. Alle im hier vorliegenden Dokument geäußerten Meinungen sind die Meinungen von Frontier Economics Ltd.