



Supported by

BLOMSTEIN



M A A GREEN

Deutscher Energiesteuertag

Aktuelle Entwicklungen im Energie- und Stromsteuerrecht

18. - 19. Dezember 2025



Supported by

BLOMSTEIN



M A A GREEN

Impuls

Standortbestimmung 2030 – Transformationspfade für Deutschland

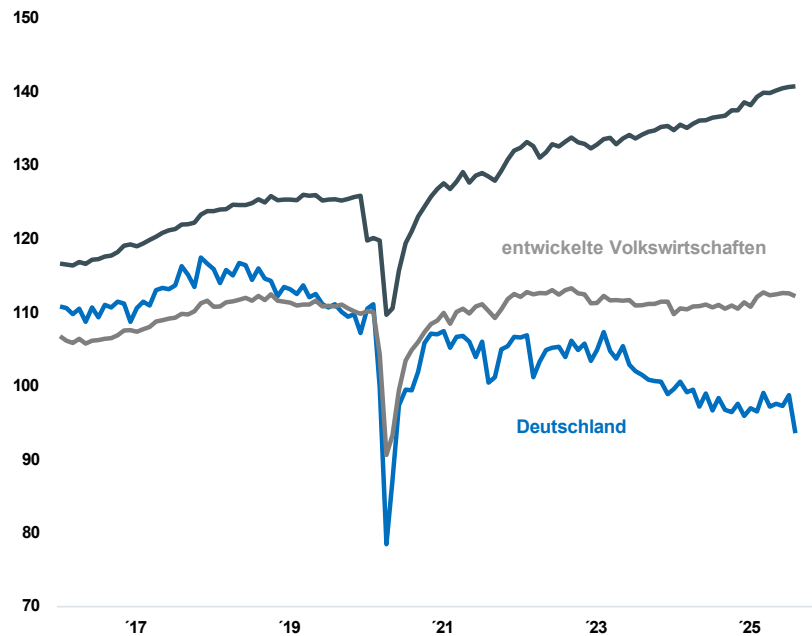
Dr. Carsten Rolle

Abteilungsleiter Energie- und Klimapolitik, BDI

16. Deutscher Energiesteuertag

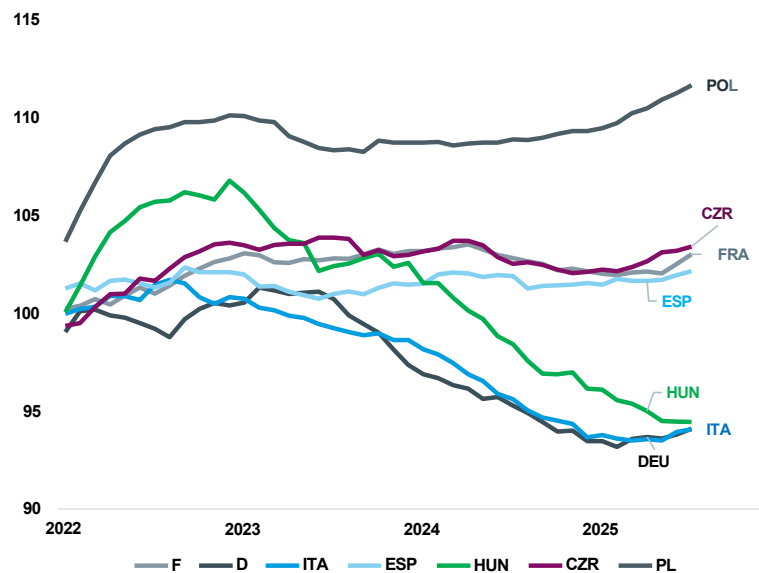
Industrie weltweit: deutsche Industrie leidet unter Long-Covid (Produzierendes Gewerbe ohne Bau; Jahr 2010=100)

2



- Das **Industrieland Deutschland** hat sich noch nicht von den **Pandemie- und Energiepreisschocks** der Jahre 2020 und 2022 erholt.
- Im 2. Quartal 2025 fiel die **Industrieproduktion** um **10,5 Prozent** geringer aus als vor Beginn der Pandemie (4. Quartal 2019).
- Im Vergleich zum **Allzeithoch** (2. Quartal 2018) beträgt der Abstand der Abstand sogar **16,1 Prozent**.
- Die **weltweite Industrieproduktion** war zuletzt um **11,6 Prozent** höher als vor der Pandemie.

3 Produktion im Verarbeitenden Gewerbe seit 2021 nach Ländern (saison- und kalenderbereinigt Werte, 6-Monats-Durchschnitt; 2021 = 100)

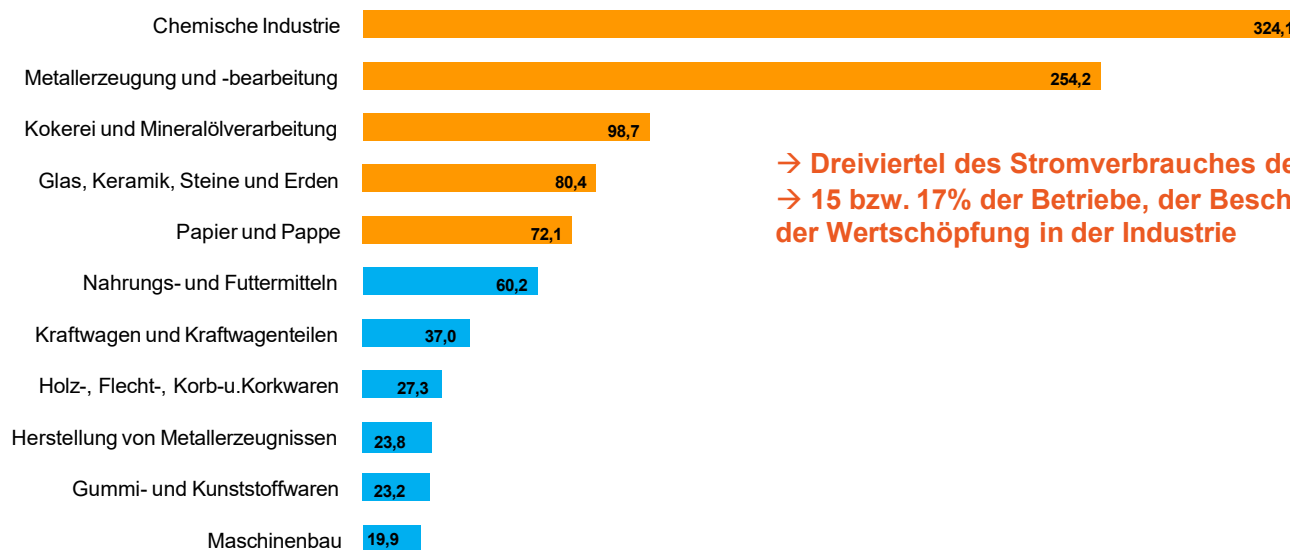


Quellen: Macrobond, eigene Berechnungen

- Die Industrie in **Polen** ist offenbar unbeeindruckt vom Energiepreisschock. Per Juli/August 2025 war die Produktion **11,5 Prozent** höher als im Jahr 2021.
- In **Deutschland** und in **Italien** war die Industrieproduktion zuletzt um jeweils mehr als **fünf Prozent** niedriger als im Jahr 2021.
- Die Industrie in **Ungarn** folgte diesem Trend.
- **Frankreichs** Industrieproduktion war am aktuellen Rand um knapp drei Prozent höher als 2021. In Spanien etwas mehr als zwei Prozent.

Energieintensive Branchen in Deutschland

Industrieller Energieverbrauch nach Branchen (in Mrd. kWh)



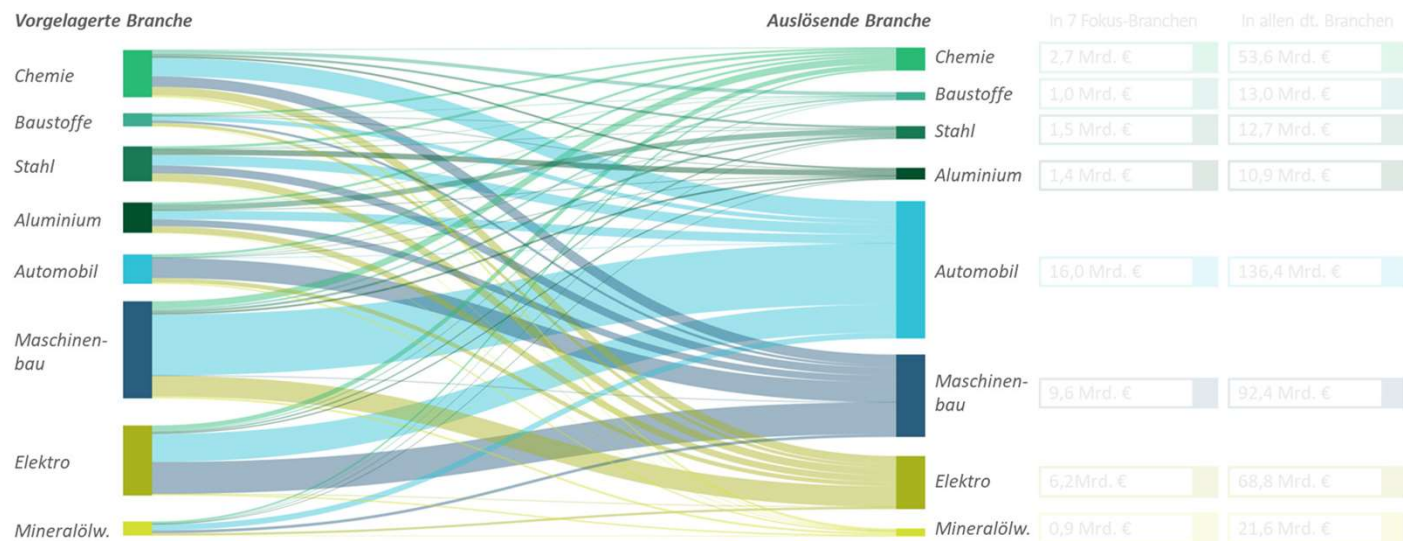
→ Dreiviertel des Stromverbrauches der Industrie
→ 15 bzw. 17% der Betriebe, der Beschäftigten und der Wertschöpfung in der Industrie

Quelle: Statistisches Bundesamt

Hohe Verflechtung zwischen einzelnen Branchen unterstreichen Abhängigkeiten

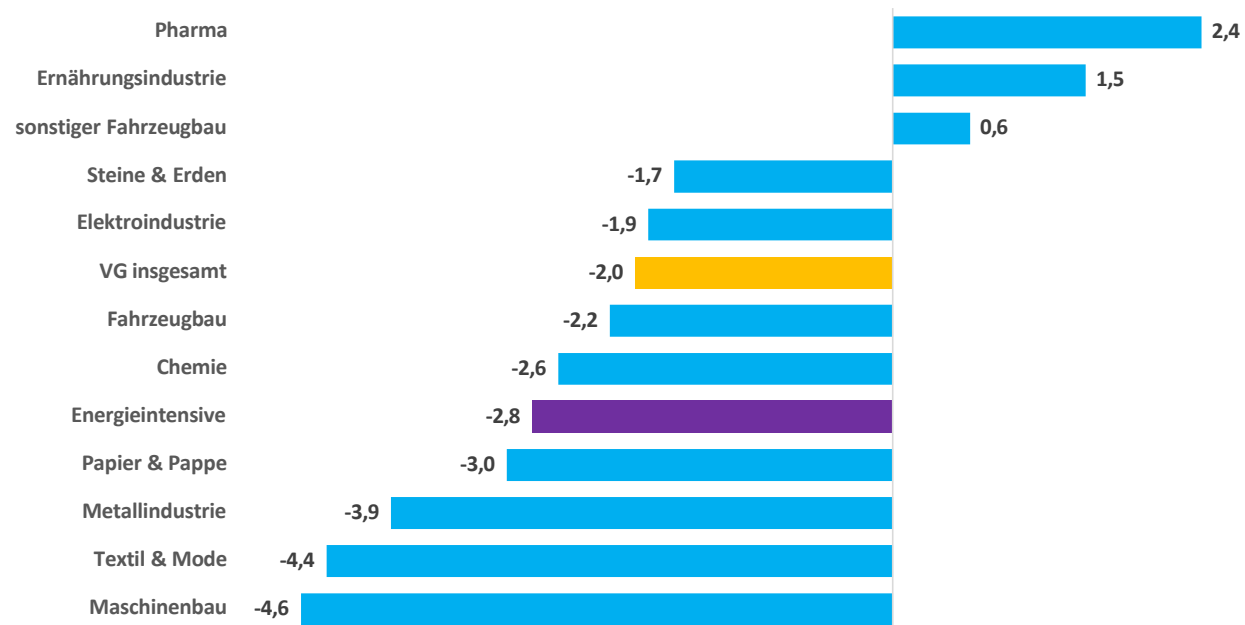
Wertschöpfungsgewebe - indirekt ausgelöste Wertschöpfung der Industriezweige in Deutschland

Ausgelöste Wertschöpfung in vorgelagerten Branchen

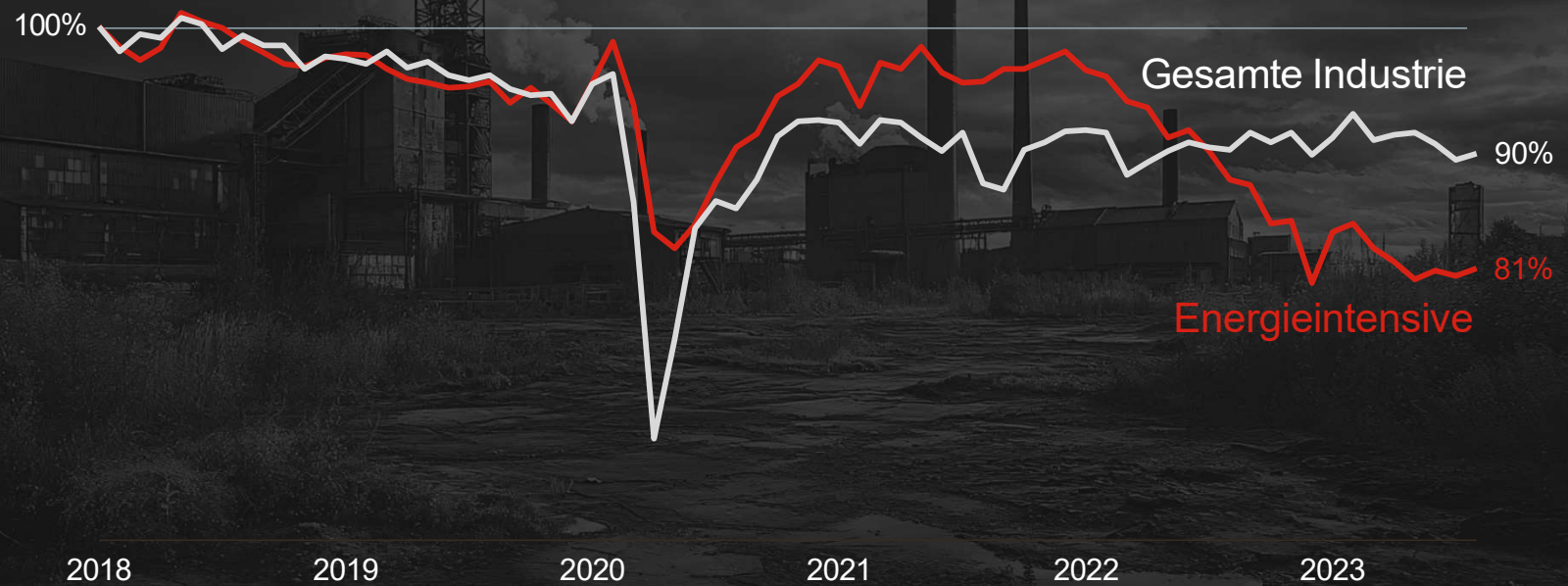


Deutschland: Produktion Verarbeitendes Gewerbe nach Branchen

(real; Januar-Juni 2025*; saison- und kalenderbereinigte Werte; in Prozent zum Vorjahreszeitraum)



Industrieproduktion in Deutschland





Günstige
Energie

Großes
Fachkräfteangebot

Technologie-
vorsprung

Export-
erfolg



3-5x Energie-
preisnachteil

Großes
Fachkräfteangebot

Technologie-
vorsprung

Export-
erfolg



3-5x Energie-
preisnachteil

Demografie-
krise

Technologie-
vorsprung

Export-
erfolg



3-5x Energie-
preisnachteil

Demografie-
krise

Ära des Ver-
brenners endet

Export-
erfolg



3-5x Energie-
preisnachteil

Demografie-
krise

Ära des Ver-
brenners endet

Zunehmender
Protektionismus

Kostenbelastung

Energiepreise	Gas	Strom	CO ₂ -Bepreisung	H ₂
Lohnkosten	Arbeitskosten		Arbeitsproduktivität	
Steuern & Abgaben	Unternehmensteuer		Einkommensteuer	
Bürokratie	Bürokratieaufwendungen	Dauer Verfahren	Digitalisierung Verwaltung	Umsetzung Verwaltung

Standortqualität

Infrastruktur	Telekommunikation	Stromnetz: Stabilität	Stromnetz: Kapazität	Straße, Schiene, Wasserstraße
Fachkräfte	Bildungsniveau		Fachkräfteangebot	
Souveränität	Rohstoffzugang	Resiliente Lieferketten		Absatzabhängigkeiten
Innovation	Forschungsaktivität		Entwicklung Schlüsseltechnologien	
Andere Faktoren	Rechtssicherheit	Stabilität der Politik	Schutz geist. Eigentums	Finanzsystem Globaler Marktzugang

Transformationsdynamik

Dekarbonisierung	Industriedekarbonisierung	Verkehrswende	Wärmewende	Energiewende
Neue Infrastruktur	Stromnetze	H ₂ -Infrastruktur	CO ₂ -Infrastruktur	Lade- / H ₂ -Tankinfrastr.
Zugang zu (grüner) Energie	Erneuerbarer Strom	Gesicherte Leistung	LNG	Schiene Grüne Moleküle

Deutsche Energiepreise sind nicht wettbewerbsfähig

Strompreis

Bis zu **2x**

Höhere Strompreise für
industrielle Verbraucher
in DE im internationalen
Vergleich

Gaspreis

3-5x

Höhere Gaspreise für
industrielle Verbraucher
in DE im internationalen
Vergleich

H₂-Preis

Erwartung 2030

3-4x

Höhere Produktionskosten
für Wasserstoff in DE
im internationalen
Vergleich

Quelle: BCG (2025) *Energiewende auf Kurs bringen*

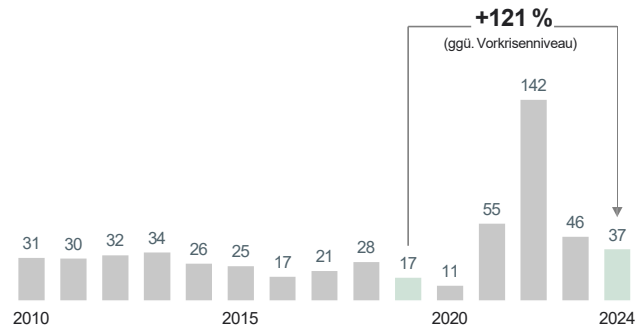
Copyright © 2024 by Boston Consulting Group. All rights reserved.

Großhandelspreise für Erdgas und Strom liegen deutlich über Vorkrisenniveau



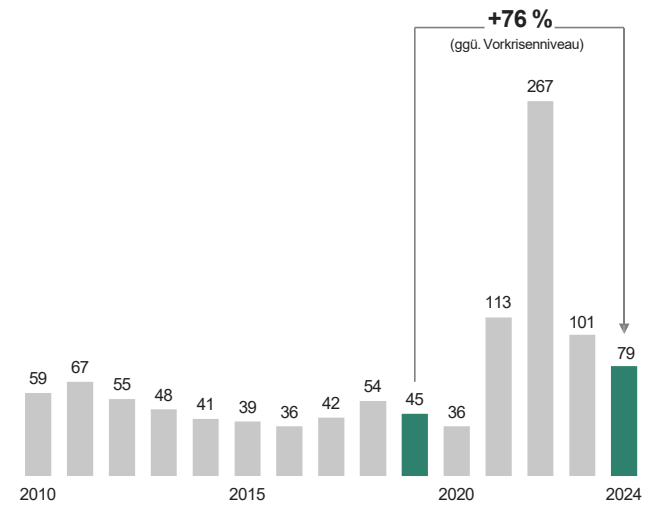
Großhandelspreise Erdgas in Deutschland

2010 – 2024 in €/MWh real 2024



Großhandelspreise Strom in Deutschland

2010 – 2024 in €/MWh real 2024

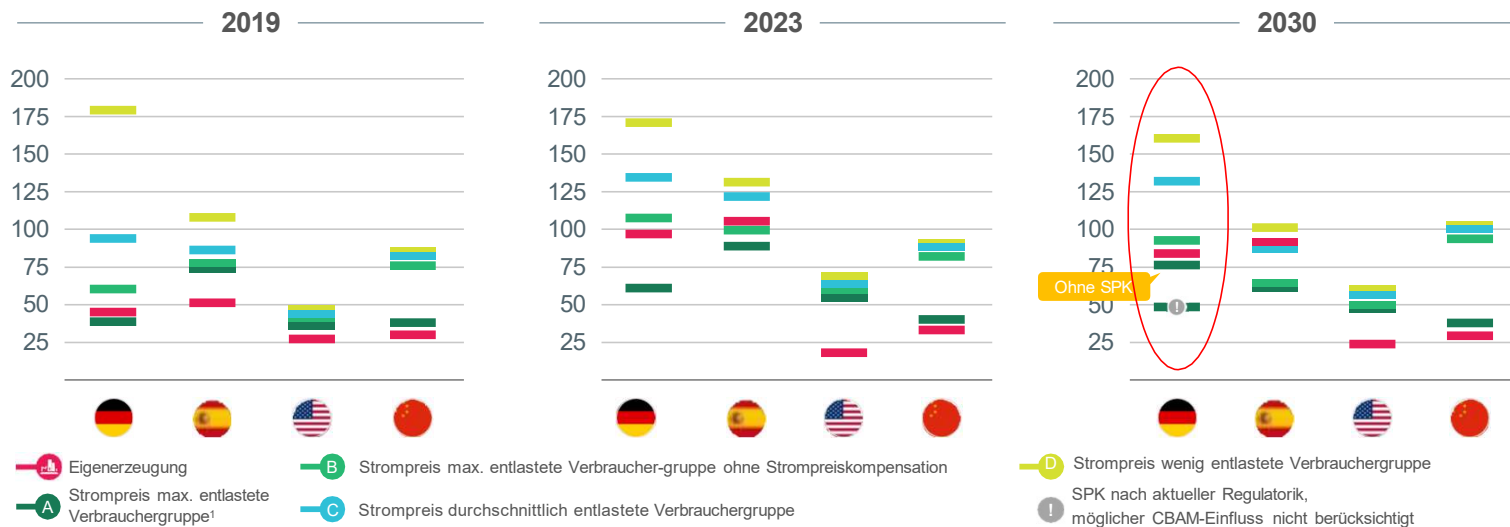


Quelle: BNetzA (2025c); LSEG (2025); BCG

Strompreise sind für die meisten Verbraucher auch 2030 nicht wettbewerbsfähig

Strompreise verschiedener industrieller Verbraucher nach Ländern 2019, 2030 & 2030

In €/MWh real 2023



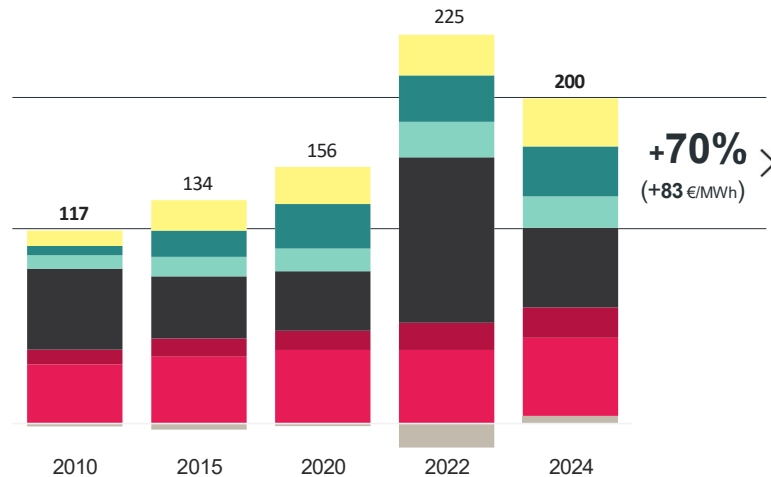
1. Informationen zu den Verbrauchertypen sind im Appendix zu finden; | Hinweis: Zu China: Innere Mongolei als Vergleichsregion für maximal entlastete Verbraucher sowie 70% Eigenerzeugung angenommen, Guangdong für weitere Verbrauchergruppen ohne Eigenerzeugung; USA: Texas als Vergleichsregion für alle Verbrauchergruppen; Unter Annahme aktueller Preissetzungsmechanismen
| Quelle: Aurora Energy Research (2023); EEX (2024); Eikon (2023); Analyse: BCG und IW



Die Kosten des deutschen Stromsystems sind 70% höher als 2010

Spezifische Stromsystemkosten¹

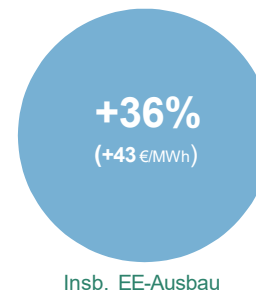
in €/MWh real 2024



■ Solar PV
 ■ Windkraft
 ■ Andere Erneuerbare
 ■ Konventionelle Erzeugung
 ■ Übertragungsnetze
 ■ Verteilnetze
 ■ Importe/Exporte

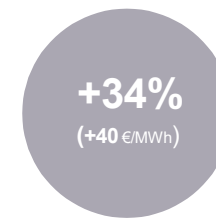
1. Als Systemkosten werden die gesamten Kosten für den Betrieb, die Stabilität und den Ausbau des Energiesystems, einschließlich Erzeugung, Netzinfrastruktur, Speicher und Flexibilitätsmaßnahmen bezeichnet. Wird in dieser Studie für Strom (Stromsystemkosten) sowie Wasserstoff und Strom (H2- und Stromsystemkosten) verwendet.
 Quelle: BCG (2025) *Energiewende auf Kurs bringen*

Kosten der Energiewende



Insb. EE-Ausbau

Kosten der Energiekrise



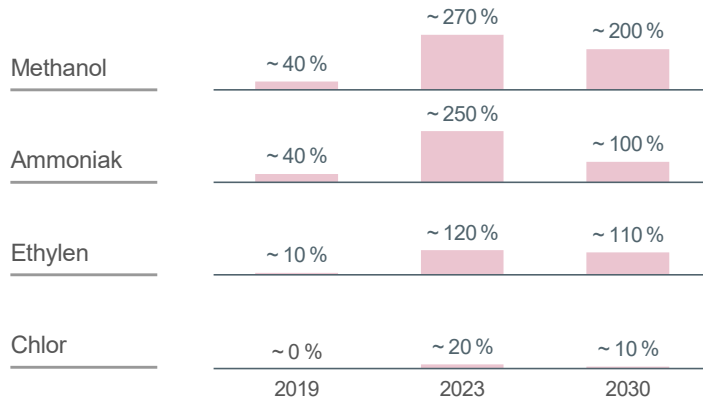
Insb. höhere Gaspreise
und Nachfragerückgang



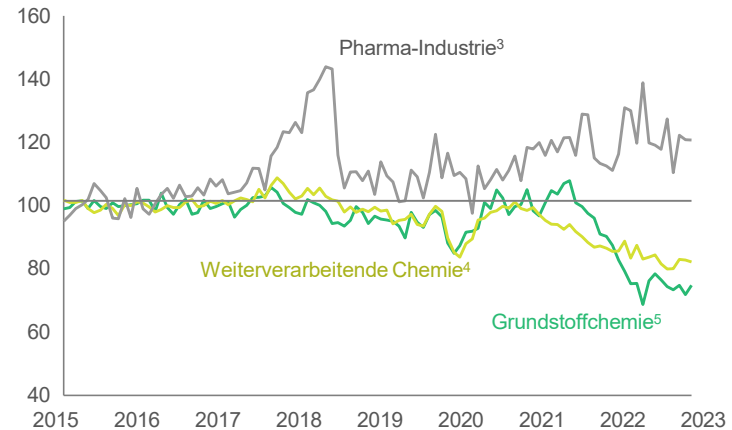
Chemische Grundstoffe haben in Deutschland einen erheblichen Kostennachteil

Abbildung 47 | Produktionskostenentwicklung und -volumen wesentlicher chemischer Grundstoffe

Deutsche Chemieproduktion heute und perspektivisch teurer
Produktionskostennachteil deutscher Produktion¹, in Mt



Produktionsrückgang in Grundstoffen & Weiterverarbeitung
Produktionsindex in der Chemie Branche, 2015 = 100

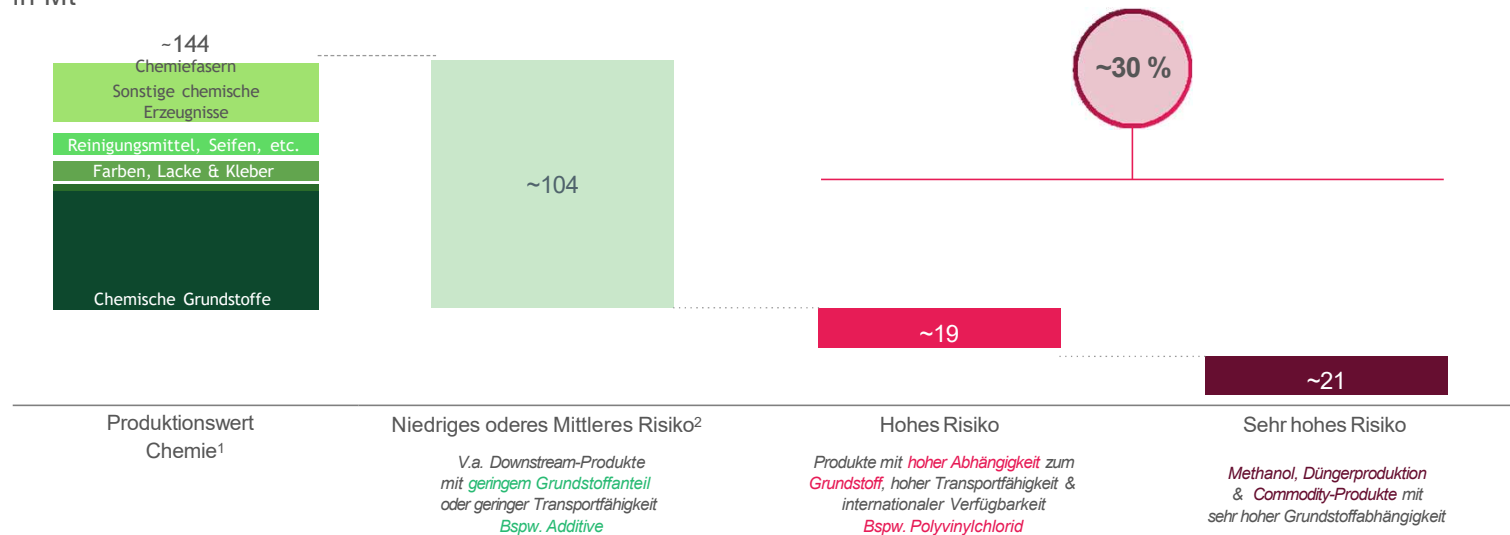


1. DE Mehrproduktionskosten basierend auf Rohstoff-, Energie- & CO₂-Kosten im Vergleich zu USA, China und Saudi-Arabien (nur in 2030); 3. Klassifikationen der Wirtschaftszweige: WZ 21;
4. WZ 20.2-20.6; 5. WZ 20.1 | Quelle: Statistisches Bundesamt (2023); Nexant (2023); Analyse: BCG und IW

Fast ein Drittel der deutschen Chemieproduktion ist gefährdet

Abbildung 48 | Produktionswert der Chemieindustrie 2022 nach Abwanderungsrisiko

Chemieproduktionswert 2022 (exkl. Pharmazeutische Produktion)
in Mt



1. WZ: 20 & 21; 2. Insbesondere Chemieprodukte in den folgenden Klassen: 20.12 Farbstoffe & Pigmente, 20.2 Schädlingsbekämpfung etc., 20.3 Anstrichmittel, Farben etc., 20.4 Seifen, Reinigungsmittel etc. direkt zugeordnet zu niedrigem Risiko | Quelle: Statistisches Bundesamt (2023); VCI (2023); Analyse: BCG und IW

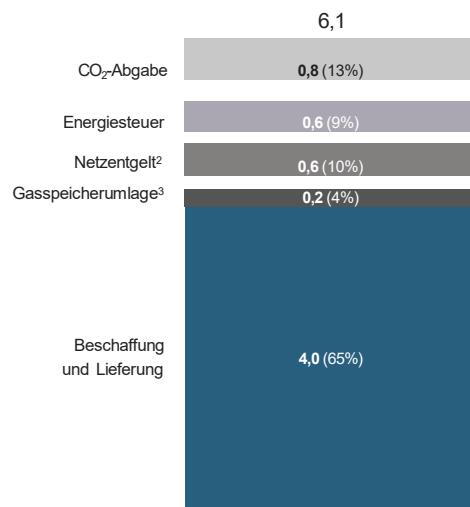
Politischer Handlungsspielraum für günstigere Erdgaspreise ist begrenzt

Abbildung 38 | Erdgaspreiszusammensetzung und Entlastungsoptionen für die Industrie



Zusammensetzung Gaspreis Industrie

2024 in ct/kWh¹



Optionen zur Entlastung der Industrie

- **Zielkonflikt: Lenkungswirkung vs. Vergünstigung** – zur Risikominimierung mind. europaweit einheitliche Ausgestaltung der CO₂-Bepreisung inkl. Carbon Leakage Schutz
- **Zielkonflikt Lenkungswirkung vs. Vergünstigung** – da Kerninstrument, um Energieeffizienz anzureizen
- **Langfristige Absicherung Netzentgelte möglich?** – um Risiko steigender Kosten bei sinkendem Verbrauch zu begrenzen
- **Befreiung von Gasspeicherumlage** wäre verursachungsgerecht, alternativ könnten flexiblere Befüllungsvorgaben Kosten senken
- **Nur begrenzt beeinflussbar** durch Absicherung der Großhandelspreise über langfristigen Bezug, z.B. europäische Energiepartnerschaften, und den Ausbau heimischer Förderung

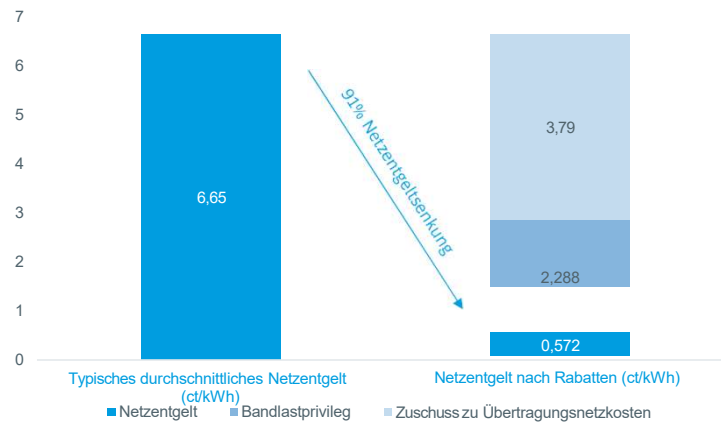


Anmerkung: Konzessionsabgabe (0,03 ct/kWh) fällt nur für ersten 5 GWh an 1. Abnahmefall 116 GWh, 250 Tage (4.000 Stunden) 2. Inkl. Messstellenbetrieb
3. Gasspeicherumlage liegt seit 2025 bei ct. 0,3/kWh | Quelle: BNetzA (2025d); BCG



Netzentgeltentlastungen 1/2

Energieintensives Unternehmen auf Übertragungsebene (Höchstspannung)



Zuschuss zu Übertragungsnetzkosten:

- € 6,5 Milliarden im Jahr 2026
- Führen auf Übertragungsebene etwa zu Halbierung der Kosten / Netzentgelte

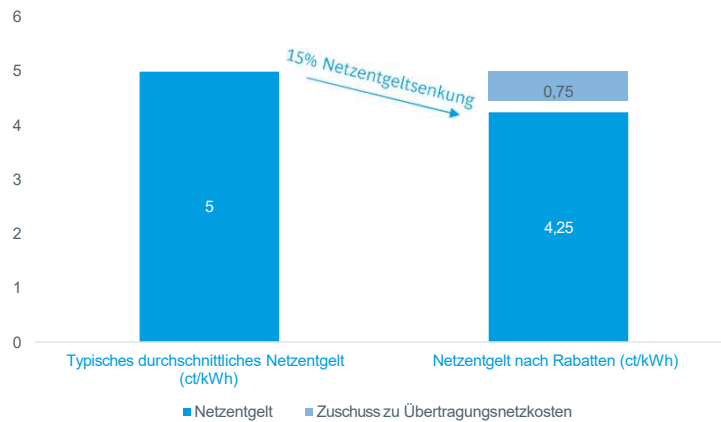
Bandlastprivileg:

- Basiert auf §19 (2) StromNEV „Individuelles Netzentgelt“
- Stromverbrauch > 10 GW & mindestens 7.000 Benutzungsstunden im Jahr
- Netzentgelt darf in diesem Fall auf nicht weniger als 20% des veröffentlichten Netzentgeltes gesenkt werden

→ Netzentgeltsenkung um ~ 91%

Netzentgeltentlastungen 2/2

Energieintensives Unternehmen auf Mittelspannungsebene

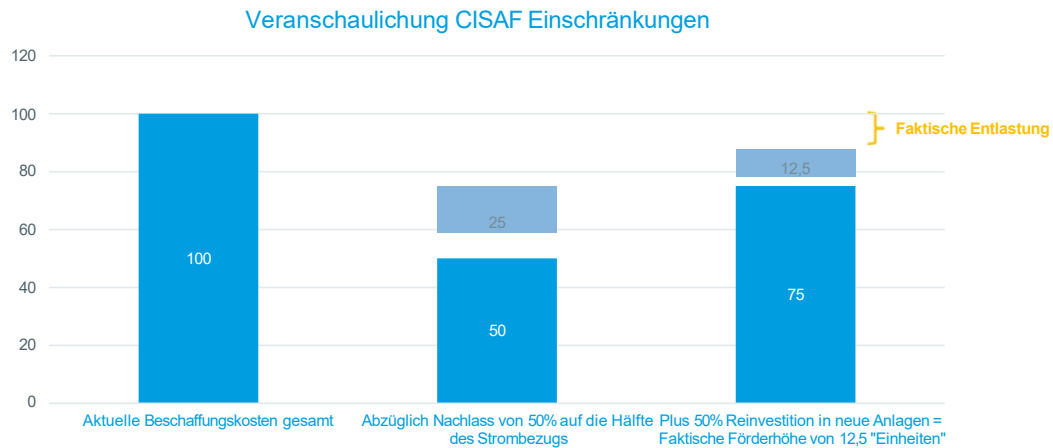


Zuschuss zu Übertragungsnetzkosten:

- Führt auf niedrigeren Spannungsebenen durch Kostenwälzung („Briefmarke“) zu deutlich geringeren Senkungseffekten als in der Höchstspannung
- Typisches Netzentgelt von 5 ct/kWh basierend auf BDI-Studie

→ **Netzentgeltsenkung auf Mittelspannungsebene um ~ 15%**

Industriestrompreis



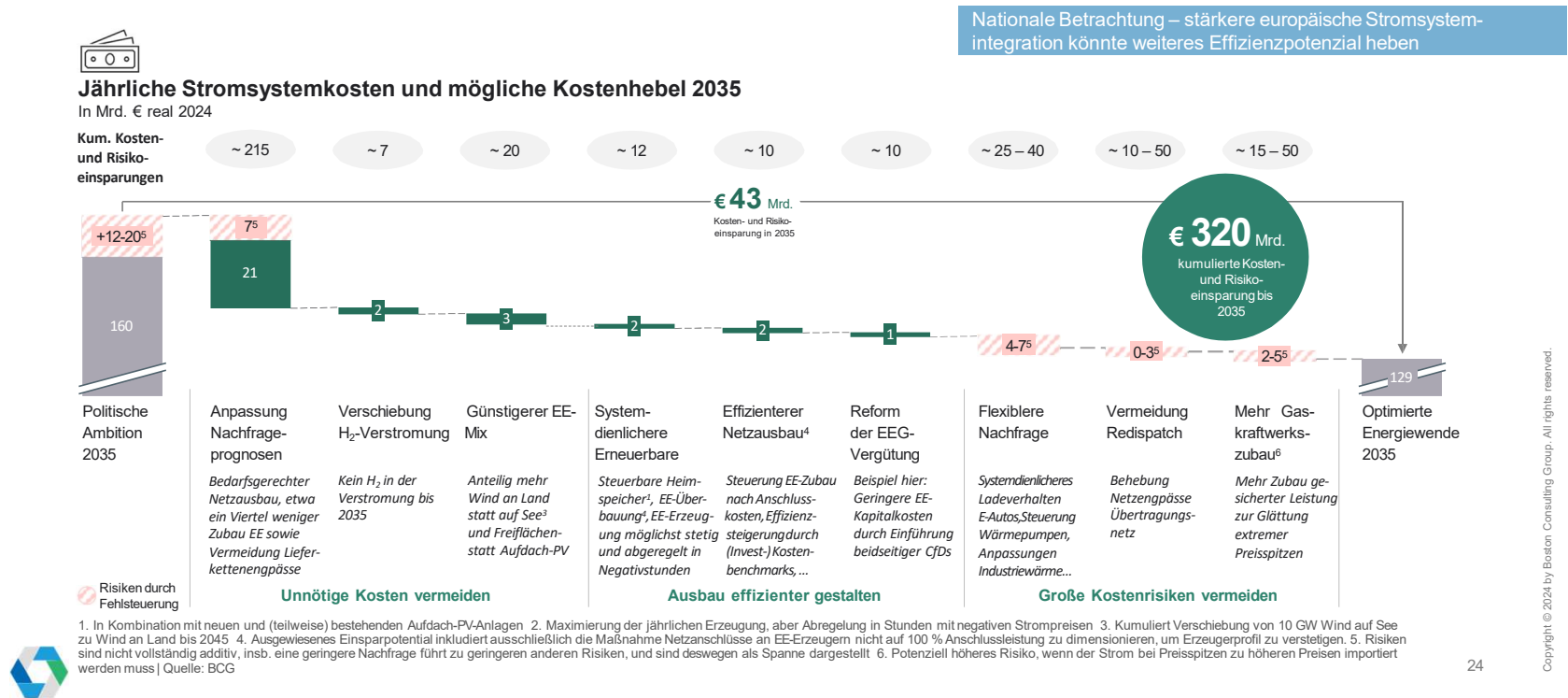
Grundlegende Bedingung:

Branche auf Teilliste 1
des Anhangs I des
KUEBLL

- Schematische Darstellung eines beispielhaften Unternehmens mit 100€ Stromkosten gesamt
- Darauf gibt es einen Nachlass von 50% auf 50% des Strombezugs = 25€
- Und 50% der 25€ = 12,50€ müssen reinvestiert werden
- **Die tatsächlich direkt zur Verfügung stehende Förderhöhe ist damit nur mehr bei 12,50€**

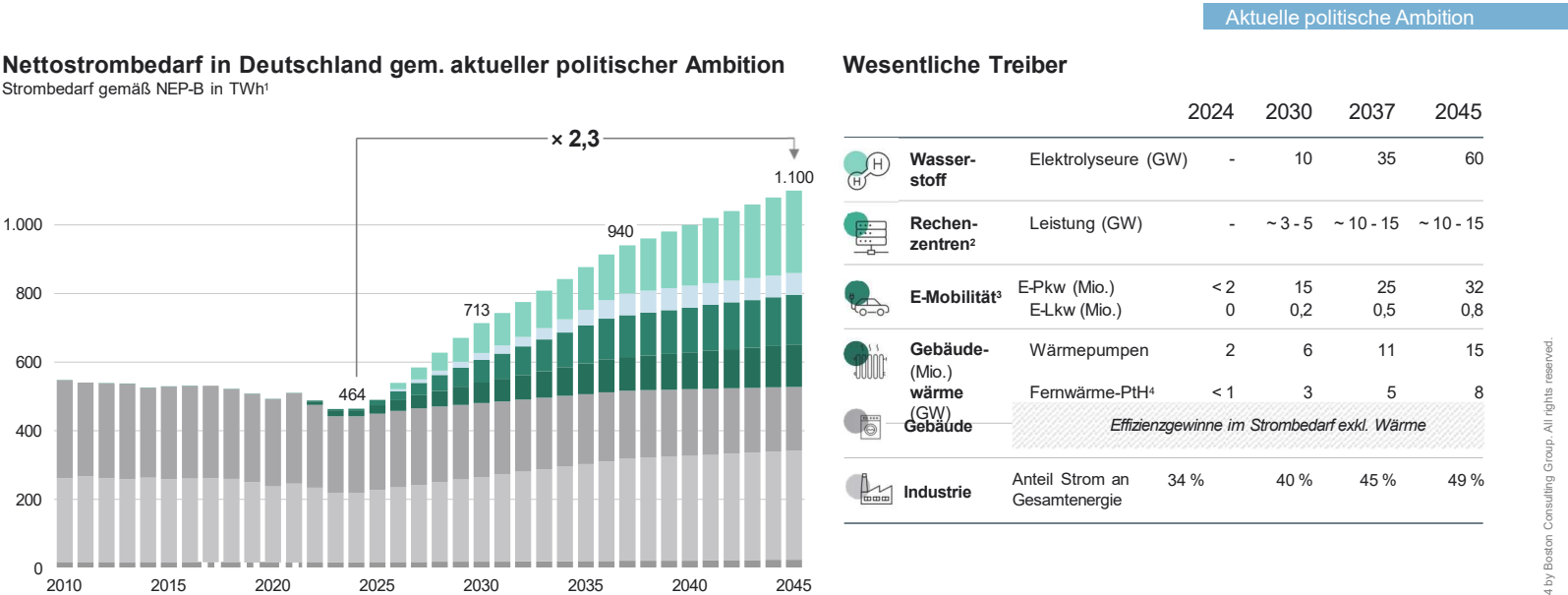
€ 320 Mrd. Kosten- & Risikoeinsparungen im Stromsystem bis 2035 möglich

Abbildung 21 | Stromsystemkosten und mögliche Kosten- und Risikoeinsparungen im Stromsystem im Jahr 2035



Die Politik plant eine massive Elektrifizierung des deutschen Energiesystems

Abbildung 4 | Treiber des Nettostrombedarfs in Deutschland gemäß aktueller politischer Ambition



1. Netzentwicklungsplan Szenario B (NEP-B) spiegelt die politische Ambition am akkuratesten wider, Zwischenjahre extrapoliert auf Basis BMWK-Langfristszenarien, Strombedarf exklusive Netzwerkverlusten dargestellt
2. Nur neu zu errichtende Rechenzentren ab heute (analog zu Darstellung in NEP-B) interpoliert zwischen 2030 und 2037 3. E-Mobilität exkludiert Schienenverkehr 4. Großwärmepumpen und Elektrokessel
Quelle: BMWK (2024b); NEP (2024); BCG



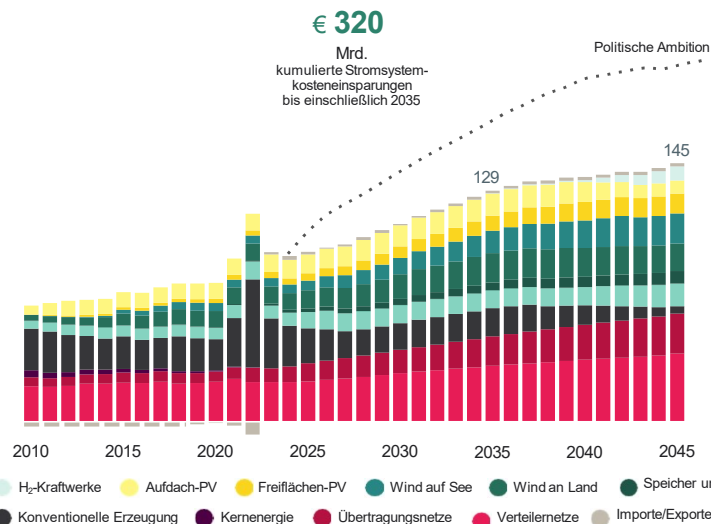
Eine optimierte Energiewende könnte Stromsystemkosten um ~ € 40 /MWh senken

Abbildung 25 | Entwicklung der Stromsystemkosten im optimierten Szenario



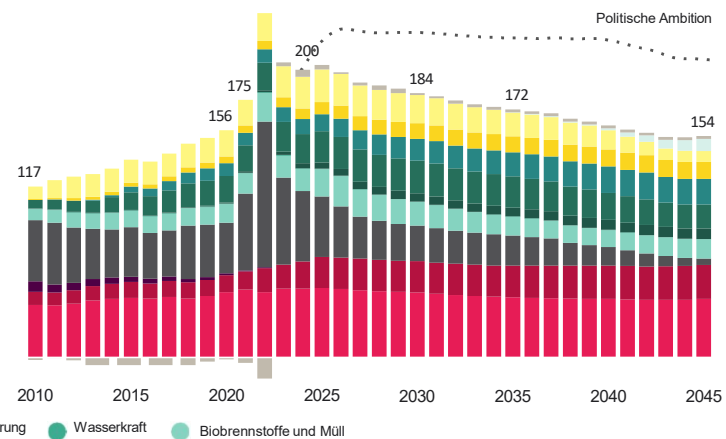
Stromsystemkosten (absolut)

In Mrd. € real 2024



Stromsystemkosten (spezifisch)

In €/MWh real 2024



Bemerkung: Übertragungsnetze inkl. Redispatch-Kosten
Quelle: BMWK (2024c); NEP (2024); 50Hertz & Amprion & Tennet & Transnet BW (2023); BCG

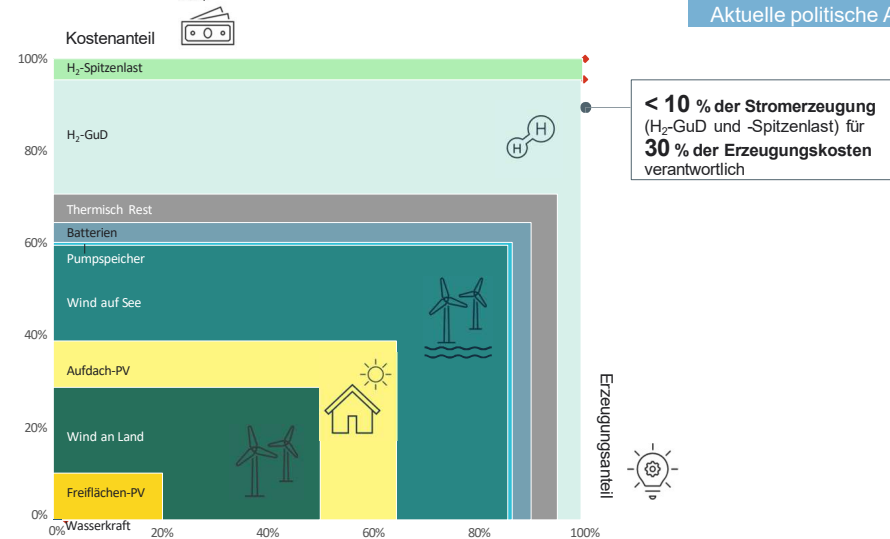
HERAUSFORDERUNG III

Langfristig ist vor allem die Dekarbonisierung der "letzten 10 %" mit grünem Wasserstoff sehr teuer

Abbildung 13 | Zusammensetzung spezifischer Stromerzeugungskosten im Jahr 2045

Zusammensetzung spezifischer Stromerzeugungskosten¹

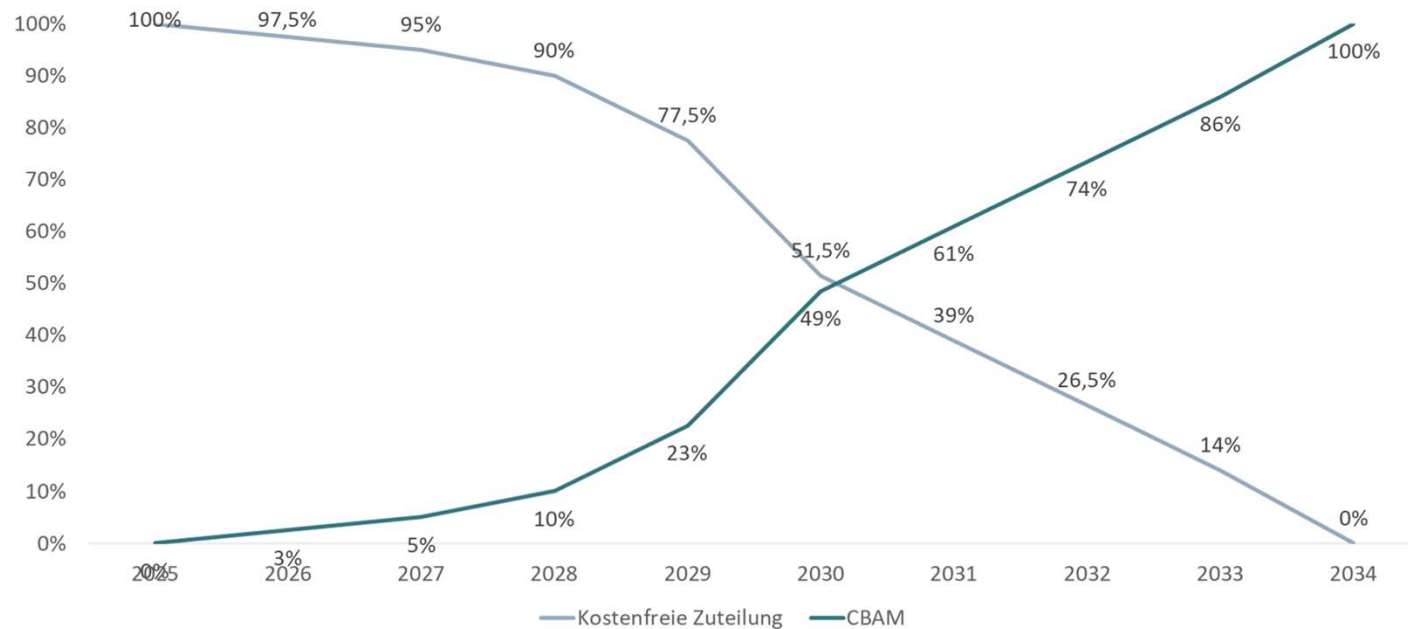
2045 in €/MWh real 2024



1. Exklusive Im-/Export und Lastmanagement; Anmerkungen: Spitzenlast-Kraftwerke für Abdeckung kurzfristiger Nachfragespitzen; GuD als Gas- und Dampfkraftwerk – weniger flexibel, aber mit höherem Wirkungsgrad als Spitzenlast.
Quelle: BMWK (2024c); BCG



On top: Zuteilung Phase-out / CBAM Phase-in bis 2034

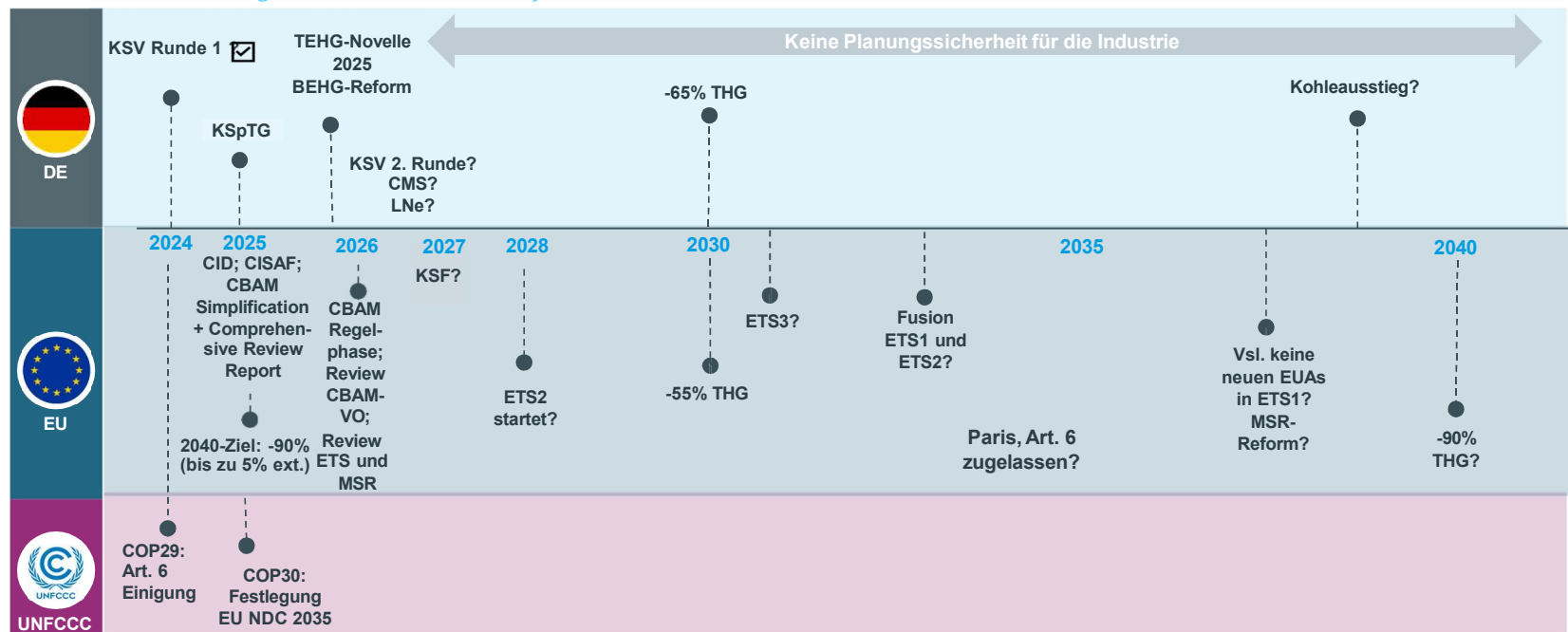


Quelle: EU-Kommission

EU CO2-Preisregime der Zukunft - sehr viele Fragezeichen

29

Regulatorischer Rahmen auf deutscher, EU- und internationaler Ebene bis 2040



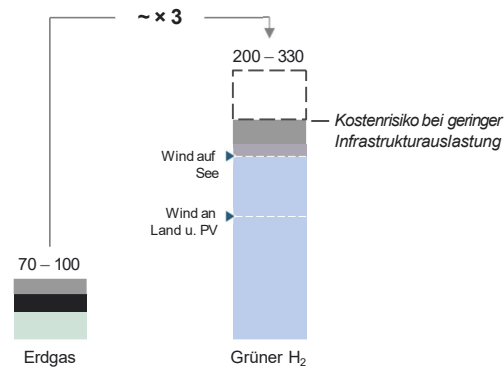
Wasserstoff ist auf absehbare Zeit unwirtschaftlich – und in DE teurer als anderswo

Abbildung 19 | Erdgas- und Wasserstoffkosten im internationalen Vergleich im Jahr 2030



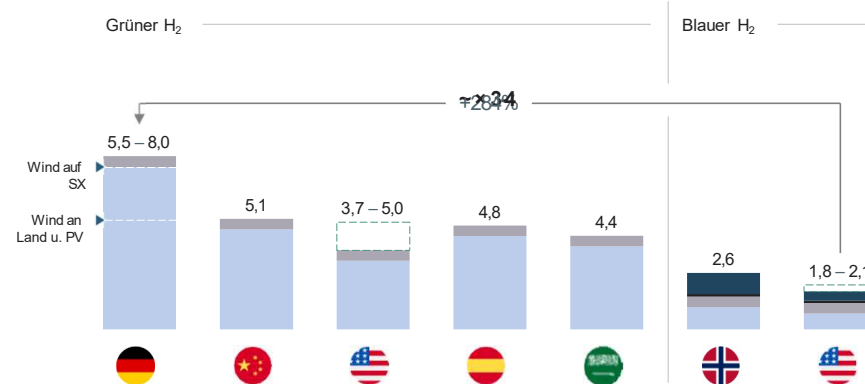
Kosten von Erdgas vs. H₂ im Vergleich (2030)

In €/MWh real 2024



Produktionskosten von CO₂-armem H₂ in verschiedenen Ländern (2030)¹

In €/kg real 2024



● Erdgas-Importe ● Inländische Distribution ● IRA-Förderung² ● CCS ● CO₂ ● Kompressionskosten ● H₂-Produktionskosten (Elektrolyse/Erdgas ATR) ● Je nach Auslastung der Infrastruktur ● Verbrauchsregion

1. Lediglich Betrachtung von Produktionskosten des H₂ im internationalen Vergleich – Infrastrukturumlagen könnten Wettbewerbsnachteil weiter verschärfen
2. IRA-Förderung \$ 1,5/kg H₂ bei grünem und \$ 0,375/kg H₂ bei blauem H₂ (Tax-Credit halbiert, da eine Projektlaufzeit von 20 Jahren angenommen wird)

Quelle: S&P Global (2022); BCG

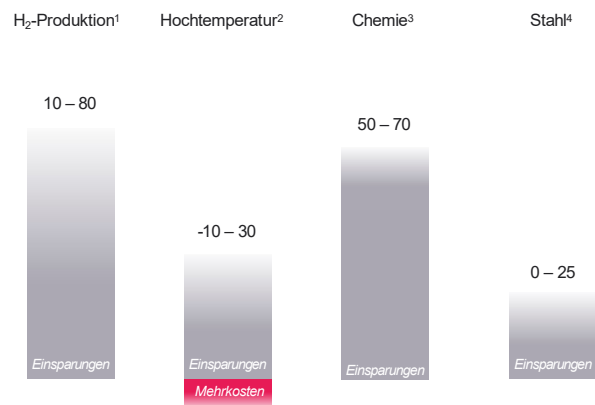


CCS könnte in vielen Anwendungen Dekarbonisierungskosten einsparen

Abbildung 33 | Kosteneinsparungen durch CCS im Vergleich mit grünem Wasserstoff in 2040

Kosteneinsparung 2040 gegenüber Einsatz von grünem H₂

In % der Produktionskosten



1. Blaue H₂-Produktion gegenüber grüner Produktion in Deutschland 2. Einsatz von CCS in Erdgasanwendungen gegenüber elektrischen Crackern (bspw. für Raffinerien und Chemie) 3. Nutzung von CCS in der Ammoniak- und Methanolproduktion gegenüber Produktion von grünen Molekülen 4. Möglichkeit der Nutzung von CCS für NG-DRI-EAF gegenüber dem Einsatz von grünem H₂-DRI-EAF
Quelle: Aurora (2024); BCG & IW & BDI (2024); BCG





Der Umbau des Energiesystems muss sich **6** zentralen Herausforderungen stellen

Abbildung 8 | Übersicht über die 6 zentralen Herausforderungen für den Umbau des Energiesystems

HERAUSFORDERUNG I



Die Kosten des deutschen Stromsystems haben sich seit 2010 fast verdoppelt – und drohen ohne Umsteuerungen weiter zu steigen.

HERAUSFORDERUNG II



Die größten kurzfristigen Kostenrisiken entstehen durch eine mangelnde Koordination der Energiewende – vor allem einen zu schnell geplanten Ausbau der Infrastruktur.

HERAUSFORDERUNG III



Langfristig ist vor allem die Dekarbonisierung der "letzten 10 %" mit grünem Wasserstoff sehr teuer.

HERAUSFORDERUNG IV



Die meisten Industrieunternehmen haben heute dennoch vor allem ein Gaspreisproblem.

HERAUSFORDERUNG V



Durch stärkere Elektrifizierung bekommt die Industrie allerdings zukünftig ein Strompreisproblem, da Strom in vielen Anwendungen teurer als fossile Brennstoffe ist.

HERAUSFORDERUNG VI



Grüner Wasserstoff ist auf absehbare Zeit unwirtschaftlich – und in Deutschland teurer als anderswo.

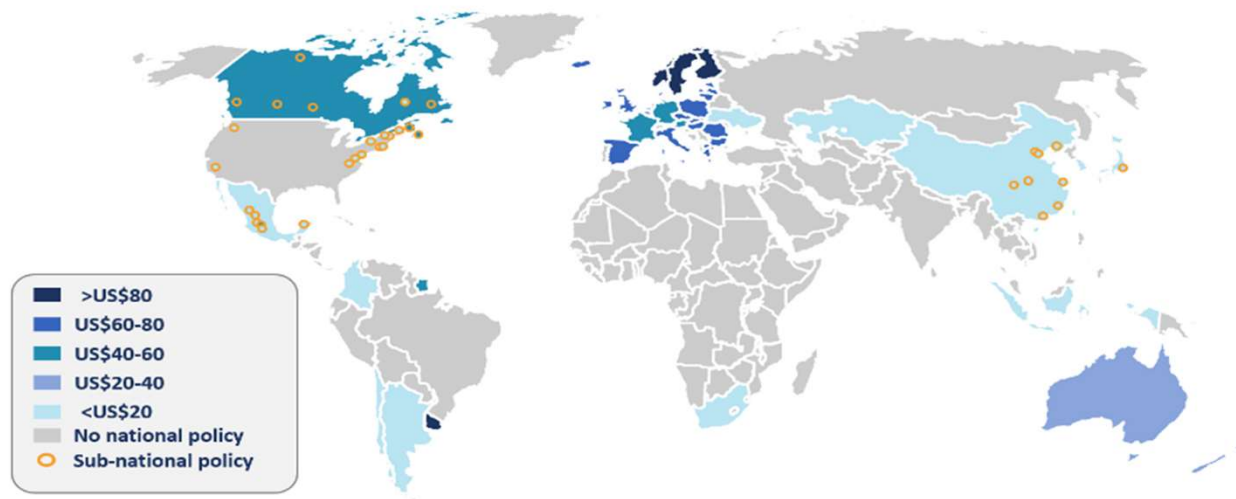


Quelle: BCG

CO2-Bepreisung – global kein Level Playing Field

34

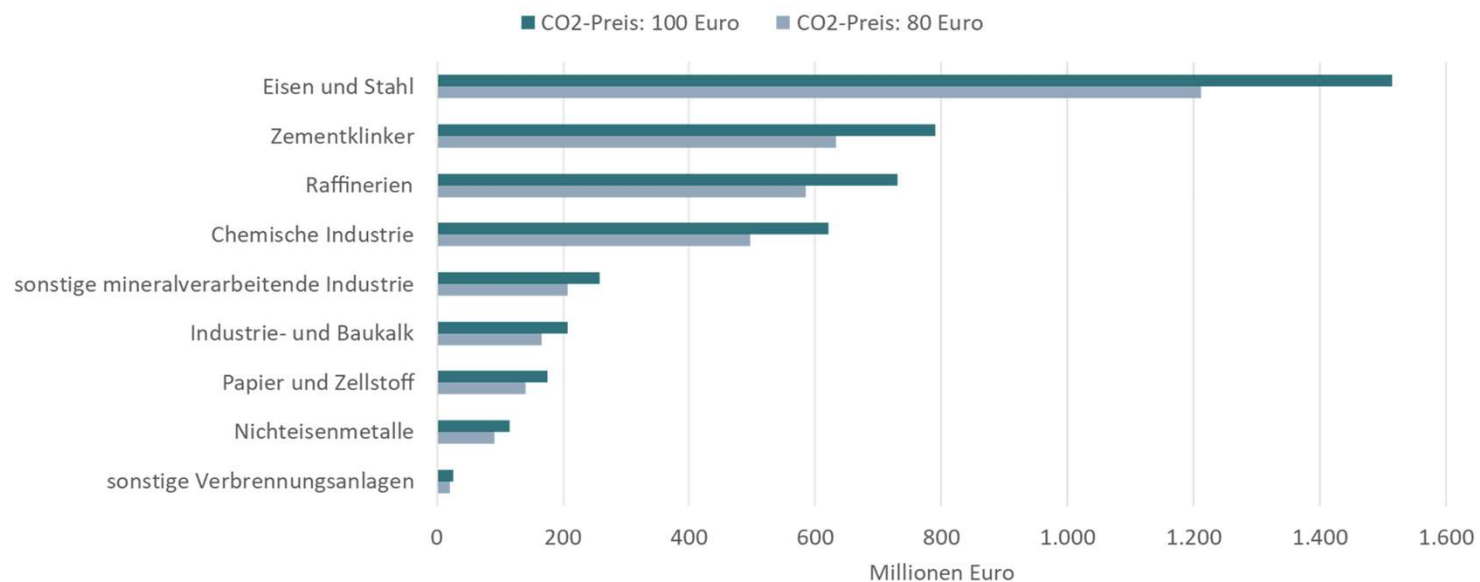
Figure 30 | Global carbon prices, 2024



Source: World Bank Group (2024)

Mehrkosten durch Wegfall der kostenlosen Zuteilung in 2030

Annahmen: Unveränderte Emissionsmengen und CO₂-Preis von 80 Euro bzw. 100 Euro

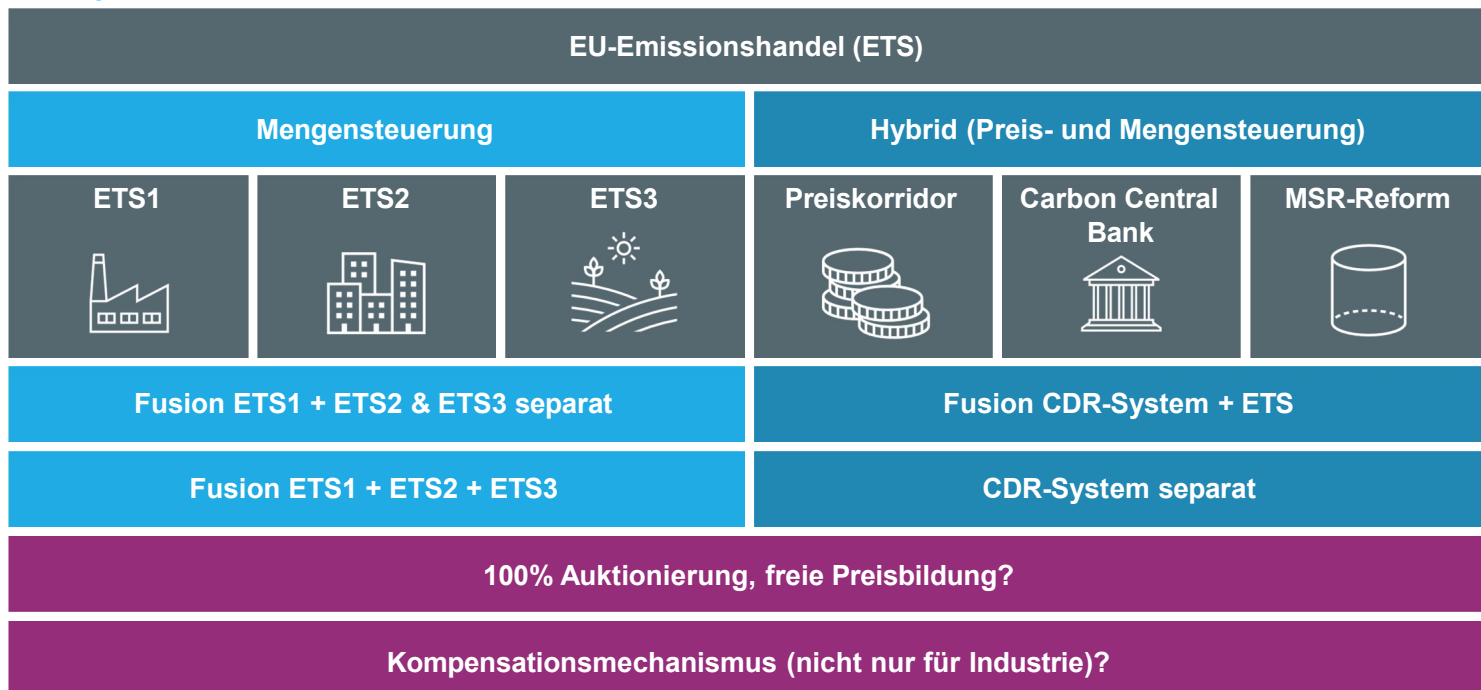


Quelle: DEhSt; Institut der deutschen Wirtschaft

EU ETS, ETS_e weiter das Instrument der Wahl?




36

Optionenraum des Emissionshandels



Verschiedene Emissionshandelssysteme zielen auf die differenzierte Bepreisung in unterschiedlichen Sektoren ab

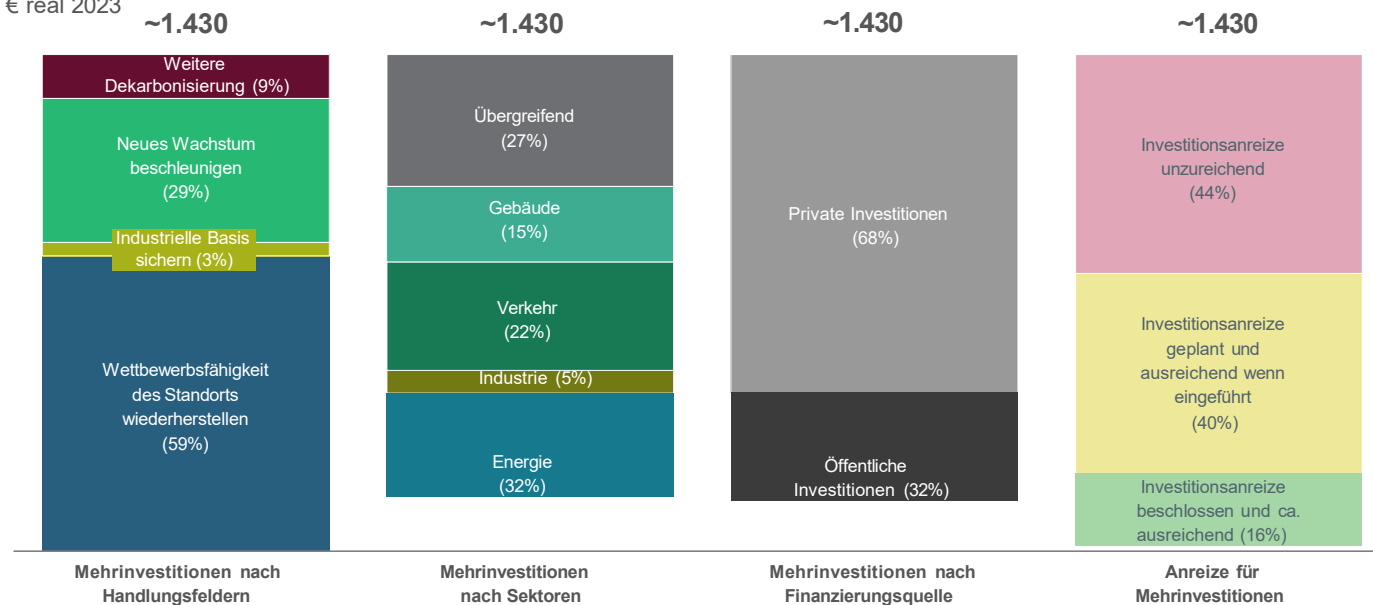
ETS1, ETS2, ETS3?

 ETS1	 ETS2	 ETS3
<ul style="list-style-type: none">▪ Start: 2005 (Phase I), aktuell bis 2030 verankert (Phase IV)▪ Ziel: Emissionsminderung um 62% gegenüber 2005 in den Sektoren Energie, Industrie, Luft- und Seeverkehr▪ LRF bei 4.3% (4.4% in 2028), kein Preiskorridor vorgesehen▪ Auktionierung bei 57% (15% im Luftverkehr)	<ul style="list-style-type: none">▪ Start: 2027 => 2028▪ Ziel: Emissionsminderung um 42% gegenüber 2005 in den Sektoren Gebäude, Verkehr und Industrieanlagen außerhalb des ETS1▪ LRF bei ca. 5%, kein Preiskorridor vorgesehen▪ Auktionierung bei 100%, Frontloading von 30%▪ Kommission bewertet bis 31.10.2031, ob eine Kopplung des EU-ETS1 und EU-ETS2 möglich ist, welche aber nicht bis 2030 (Ende Phase IV EU-ETS1) vorgesehen ist	<ul style="list-style-type: none">▪ Start: unbekannt, womöglich nicht vor 2030▪ Ziel: Emissionsminderung in den landwirtschaftlichen Sektoren▪ Kommission prüft mögliche Maßnahmen zur Implementierung eines möglichen ETS3 inkl. der tatsächlichen Ausgestaltung, welche vermutlich vor 2030 abgeschlossen sein wird.

Transformation kostet uns alle: Zwei Drittel der Investitionen aus privater Hand

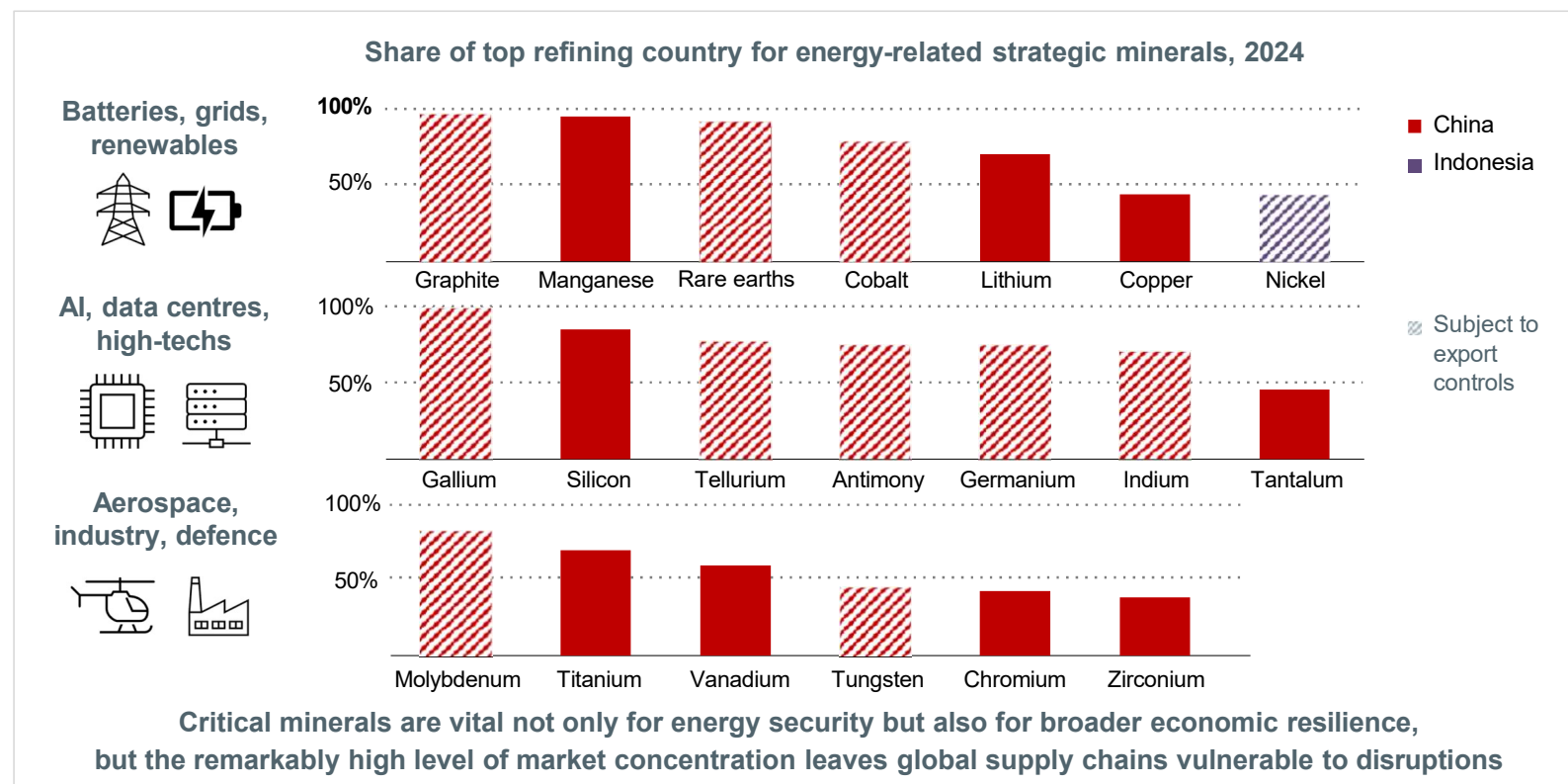
Kumulierte Mehrinvestitionen bis 2024-2030 nach Finanzierungsquelle und politischen Anreizen

in Mrd. € real 2023



Quelle: Analyse: BCG und IW

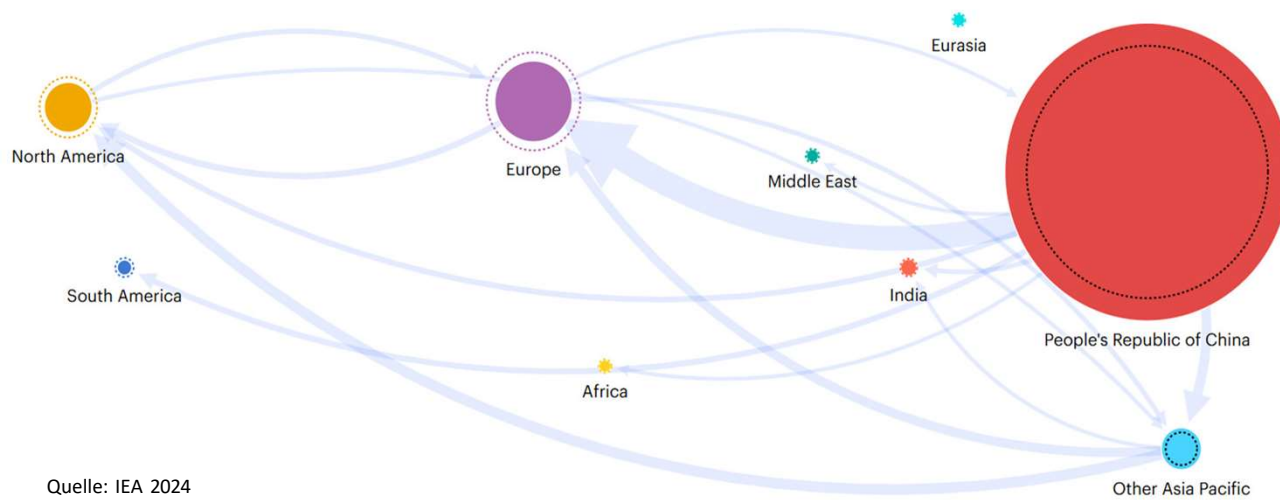
Critical minerals: high concentration raises supply risks



Resilienz – wie industriepolitisch richtig fassen?

40

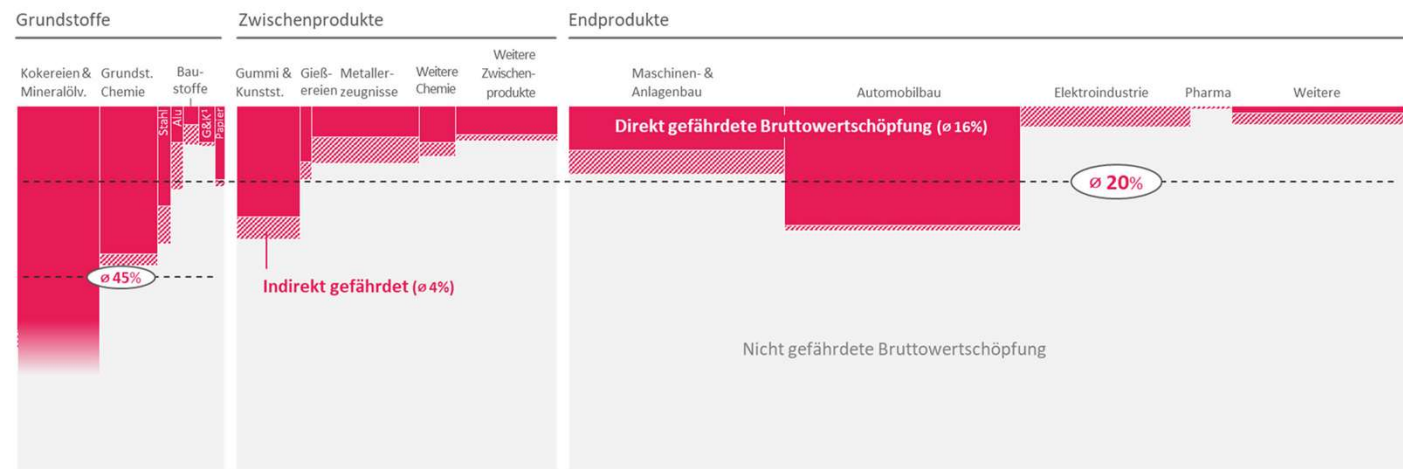
China's Dominance in Clean Energy Technologies



Rund 20% der deutschen Industriewertschöpfung stehen stark unter Druck

Gefährdete Wertschöpfung der deutschen Industrie (Grundstoffe, Zwischen-, Endprodukte)

Bruttowertschöpfung der Industrie in Deutschland (für 2019, Breite der Balken) und Gefährdung (rote Einfärbung)



Der aktuelle Plan erfordert bis 2035 eine Verdopplung jährlicher Investitionen

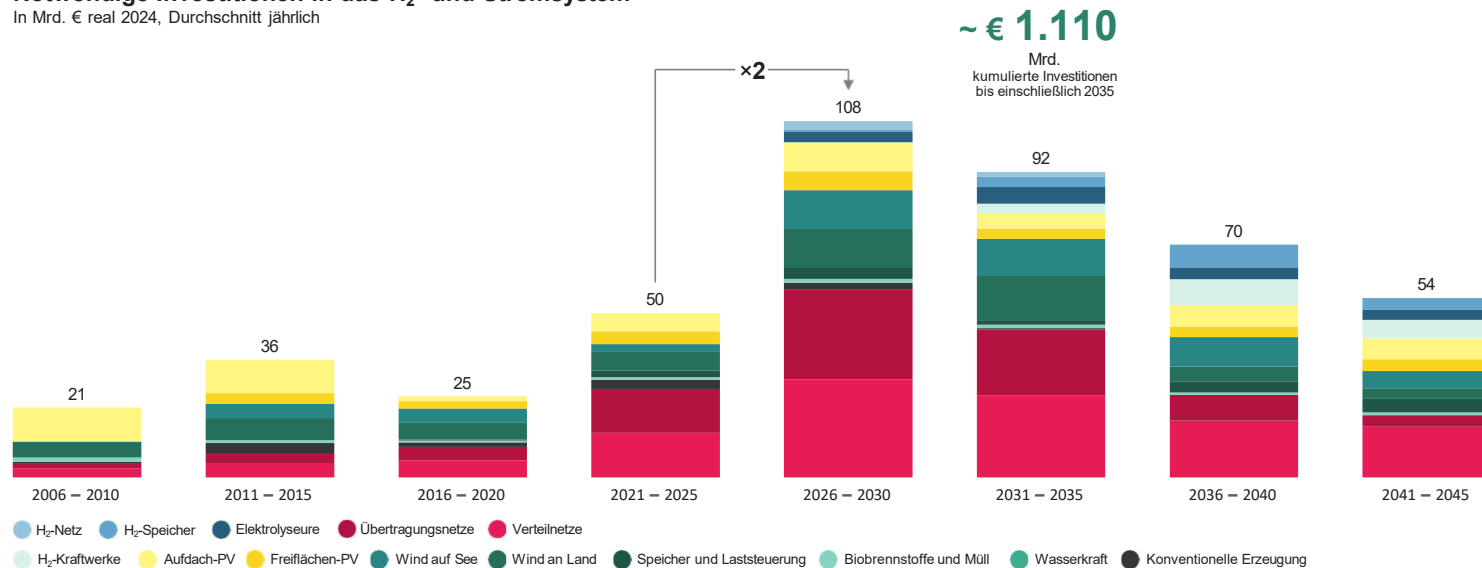
Abbildung 7 | Notwendige Investitionen in das H₂- und Stromsystem bis 2045 gemäß der aktuellen politischen Ambition



Notwendige Investitionen in das H₂- und Stromsystem

In Mrd. € real 2024, Durchschnitt jährlich

Aktuelle politische Ambition



Quelle: BMWK (2024c); NEP (2024); KO.NEP (2024); BCG

Copyright © 2024 by Boston Consulting Group. All rights reserved.

Eine optimierte Energiewende benötigt geringere und spätere Investitionen

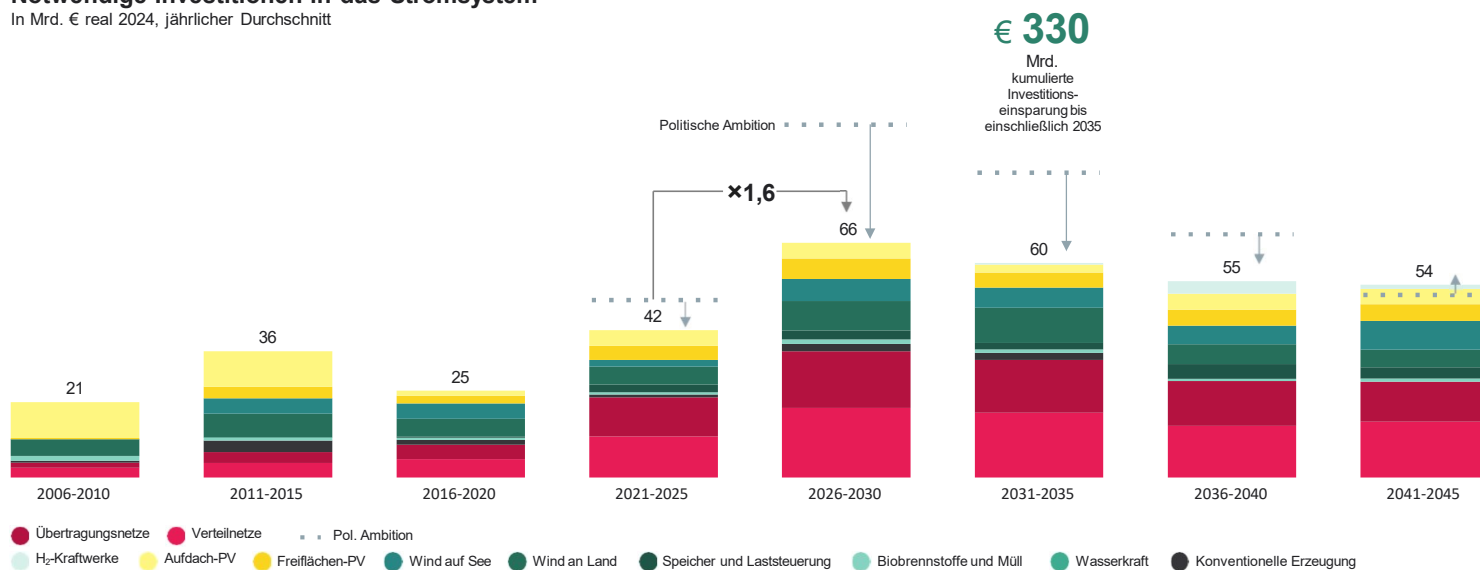
Abbildung 24 | Notwendige Investitionen in das Stromsystem bis 2045 im optimierten Szenario



Notwendige Investitionen in das Stromsystem

In Mrd. € real 2024, jährlicher Durchschnitt

Optimiertes Szenario



Quelle: BMWK (2024c); NEP (2024); KO.NEP (2024); BCG

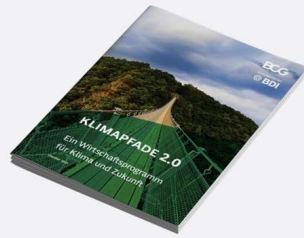
Dedizierter Fokus auf Energiewende in aktueller Studie

Klimapfade 1.0



Technische Maßnahmen zur Erreichung der Klimaziele

Klimapfade 2.0



Politische Instrumente zur Erreichung der Klimaziele

Transformationspfade



Hebel zur Stärkung des Industriestandortes

JETZT

Energiewende auf Kurs bringen



Maßnahmen für eine bezahlbare Energiewende

Vielen Dank

Jetzt dem BDI auf Social Media folgen!





Supported by

BLOMSTEIN



M A A G R E E N

Diskussion

Standortbestimmung 2030 – die Zukunft der energieintensiven Industrie

Christiane Nelles | Bundesverband Glasindustrie e.V.

Dr. Julia Metz | Agora Industrie

Dr. Carsten Rolle | BDI

Moderation **Annette Selter**

Bundesverband der Deutschen Industrie e.V.

16. Deutscher Energiesteuertag



Supported by

BLOMSTEIN



M A A GREEN

Come together

Beginn des Konferenztages am 19. Dezember um 9 Uhr

16. Deutscher Energiesteuertag