



# Energiewende auf Kurs bringen

20. März 2025

**BCG**

+



**BDI**

# Startpunkt: 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

## H<sub>2</sub>-Preis

Erwartung 2030

**3-4x**

Höhere Produktionskosten für Wasserstoff in DE im internationalen Vergleich

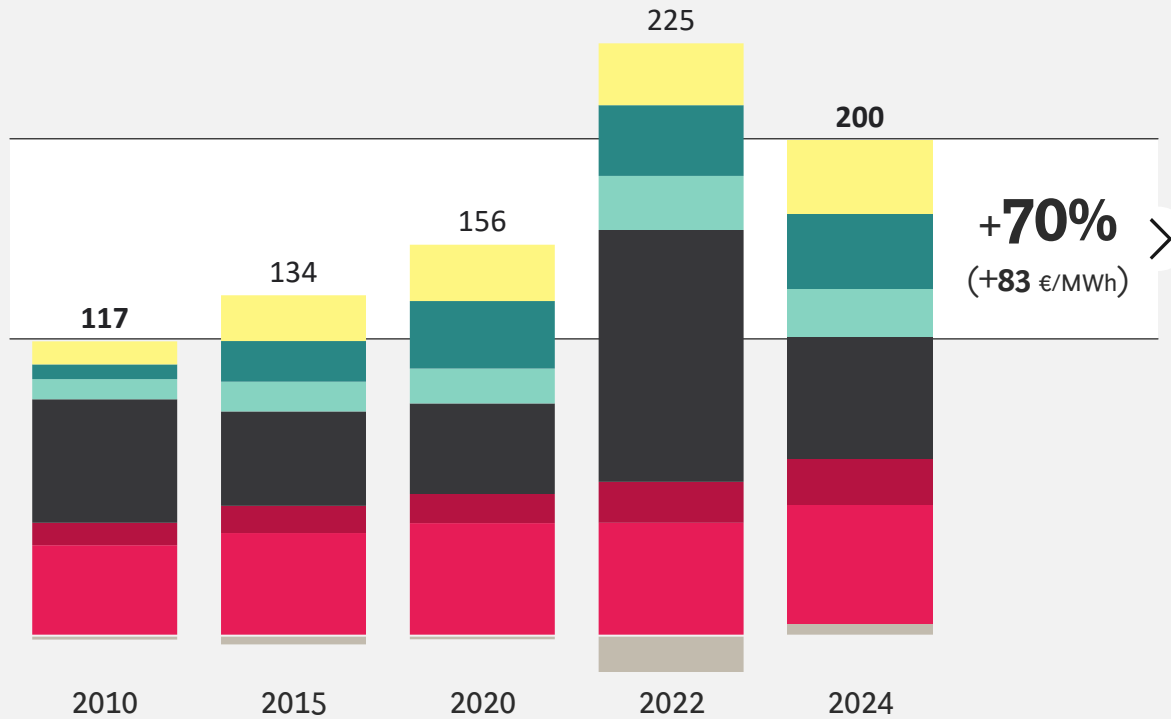


Die deutsche Energiewende war bisher nicht auf Kosteneffizienz ausgerichtet – und wird auch weiter nicht kosteneffizient geplant

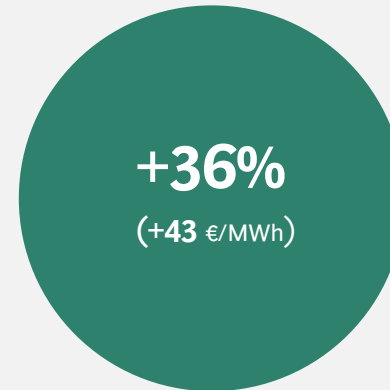
# Die Kosten des deutschen Stromsystems sind 70% höher als 2010...

## Spezifische Stromsystemkosten<sup>1</sup>

in €/MWh real 2024

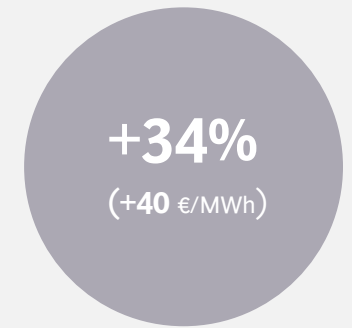


### Kosten der Energiewende



Insb. EE-Ausbau

### Kosten der Energiekrise



Insb. höhere Gaspreise und Nachfragerückgang

● 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.

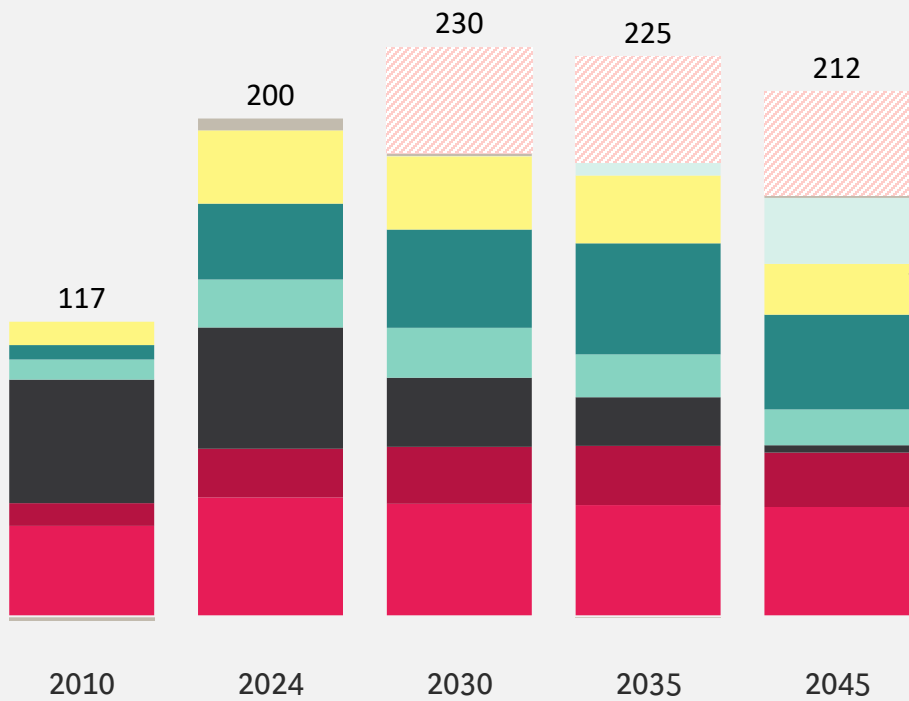
Quelle: BCG (2025) *Energiewende auf Kurs bringen*

# ...und drohen ohne Umsteuerungen weiter zu steigen

Aktuelle politische Planung

## Spezifische Stromsystemkosten

in €/MWh real 2024



## Haupttreiber des Kostenanstiegs

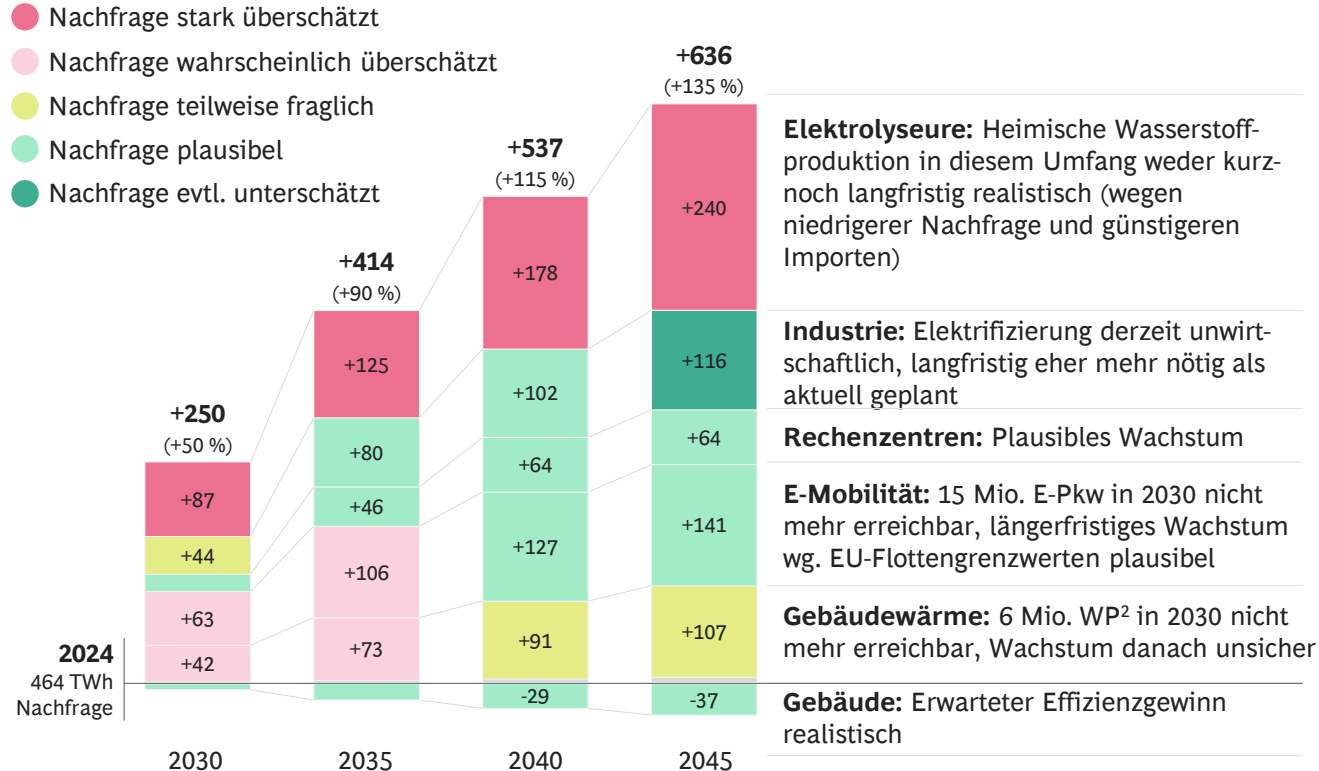
- 1 **Niedrigere Nachfrage** als geplante Auslegung des Stromsystems
- 2 **Unflexible Nachfrage**, die zu Knappheit führt
- 3 **Lieferkettenengpässe**, die Anlagen teurer machen
- 4 **Unzureichende gesicherte Leistung**, die zu Knappheit führt
- 5 **Langsamer Netzausbau**, der Redispatch verursacht
- 6 **Grüner Wasserstoff** als sehr teure Last-Mile-Technologie

⊘ Risiken durch Fehlsteuerung  
 ● H<sub>2</sub>  
 ● Solar PV  
 ● Windkraft  
 ● Andere Erneuerbare  
 ● Konventionelle Erzeugung  
 ● Übertragungsnetze  
 ● Verteilnetze  
 ● Importe/Exporte

# Aktuelle Infrastrukturplanung überschätzt zukünftige Stromnachfrage

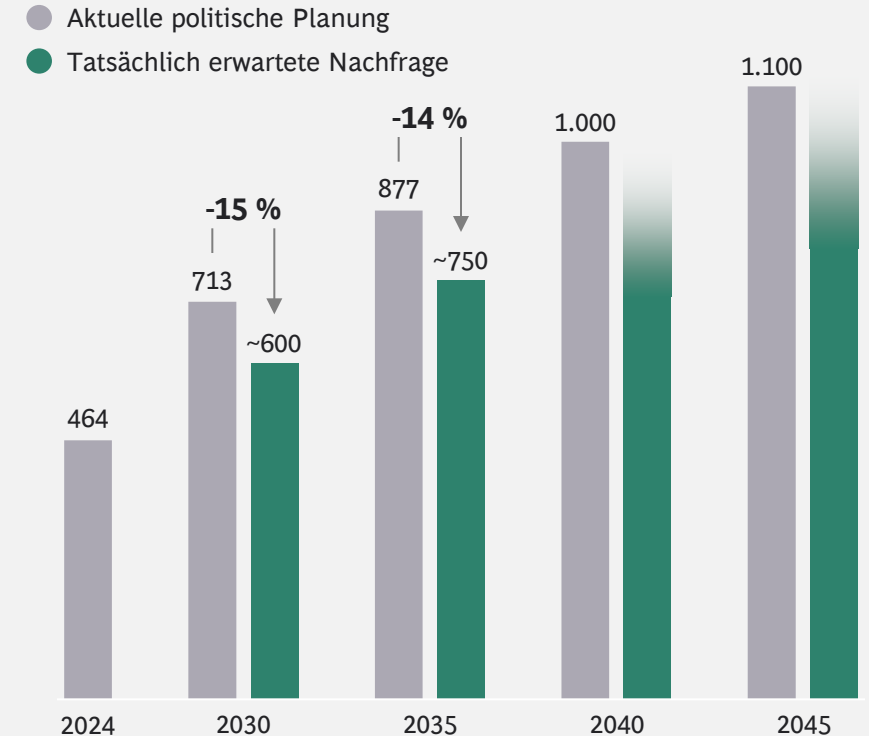
## Bewertung der Treiber zukünftiger Stromnachfrage<sup>1</sup>

Anstieg Nettostrombedarf im Vergleich zu 2024 in TWh



## Aktuelle Planung vs. erwartete Nachfrage

in TWh



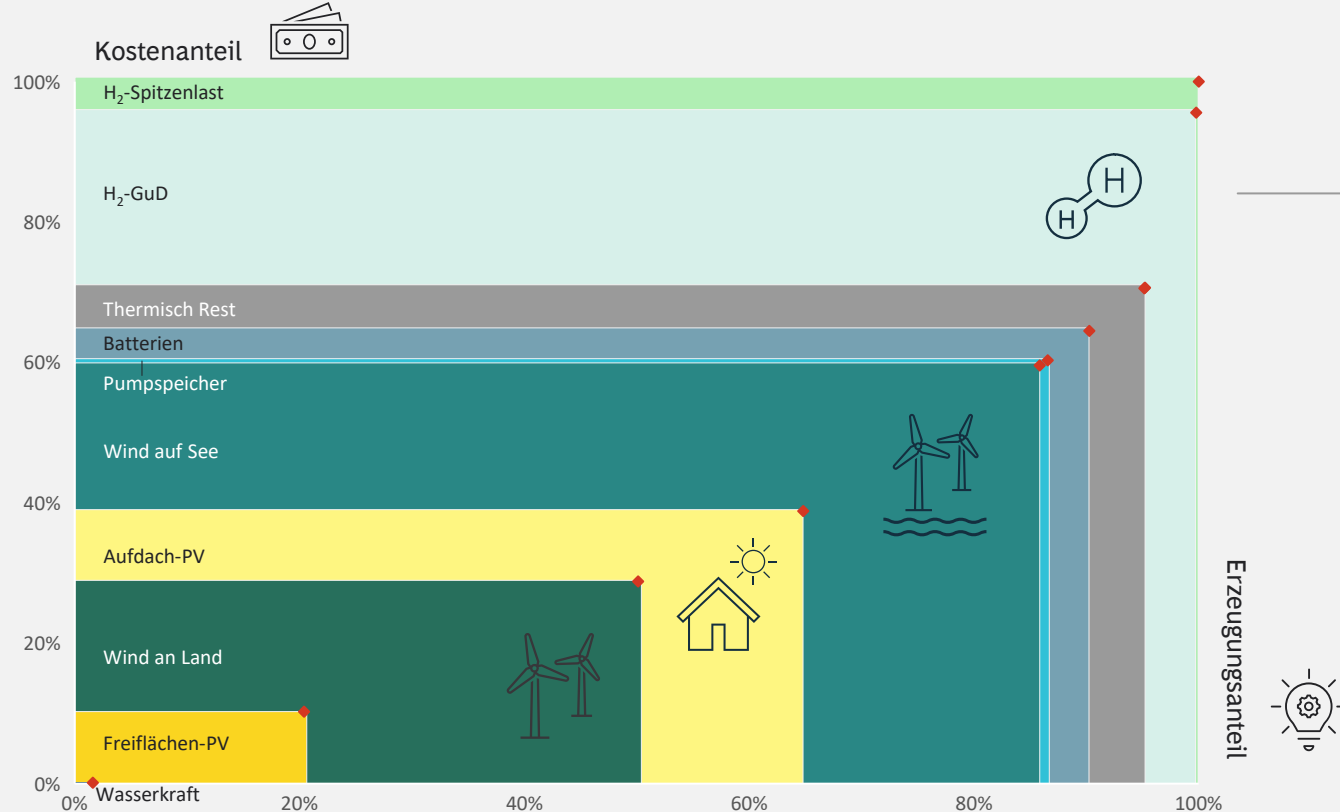
1. Gemäß BMWK-Langfristszenarien und NEP-B exklusive Netzverlusten 2. WP = Wärmepumpen  
Quelle: BCG (2025) *Energiewende auf Kurs bringen*

# Langfristig ist insbesondere H<sub>2</sub> für die „letzten 10%“ sehr teuer

## Zusammensetzung spezifischer Stromerzeugungskosten<sup>1</sup> im Jahr 2045

in % von gesamter Stromerzeugung (x-Achse) bzw. % von gesamten Stromerzeugungskosten (y-Achse)

Aktuelle politische Planung



**30%**

der Erzeugungskosten für  
**< 10 %** Stromerzeugung

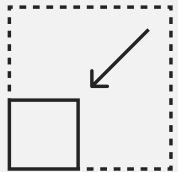
1. Exklusive Im-/Export und Lastmanagement  
 Quelle: BCG (2025) *Energiewende auf Kurs bringen*



Eine optimierte Energiewende könnte bis 2035  
**mehr als 300 Mrd. € sparen**



# 5 Maßnahmen, um das Stromsystem zu optimieren



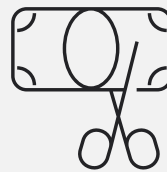
**Netz- & EE-Ausbau  
bedarfsgerecht  
verstetigen**

An Realität angepasste  
Dimensionierung des  
Stromsystems



**Unnötige  
Kosten  
vermeiden**

Priorisierung günstiger  
Erneuerbarer, keine  
Erdkabel, Verschiebung H<sub>2</sub>-  
Einsatz,...



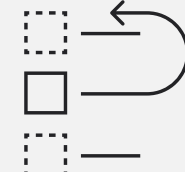
**Ausbau  
kosteneffizienter  
umsetzen**

EE-Spitzenlasten kappen,  
Zubau nach Anschluss-  
kosten optimieren,...



**Große  
Kostenrisiken  
vermeiden**

Schnellere Elektrifizierung,  
Vermeidung von  
Knappheiten & Redispatch



**Optionenraum für  
die "letzte Meile"  
öffnen**

Alternativen zu  
grünem H<sub>2</sub> für  
Backup offenhalten

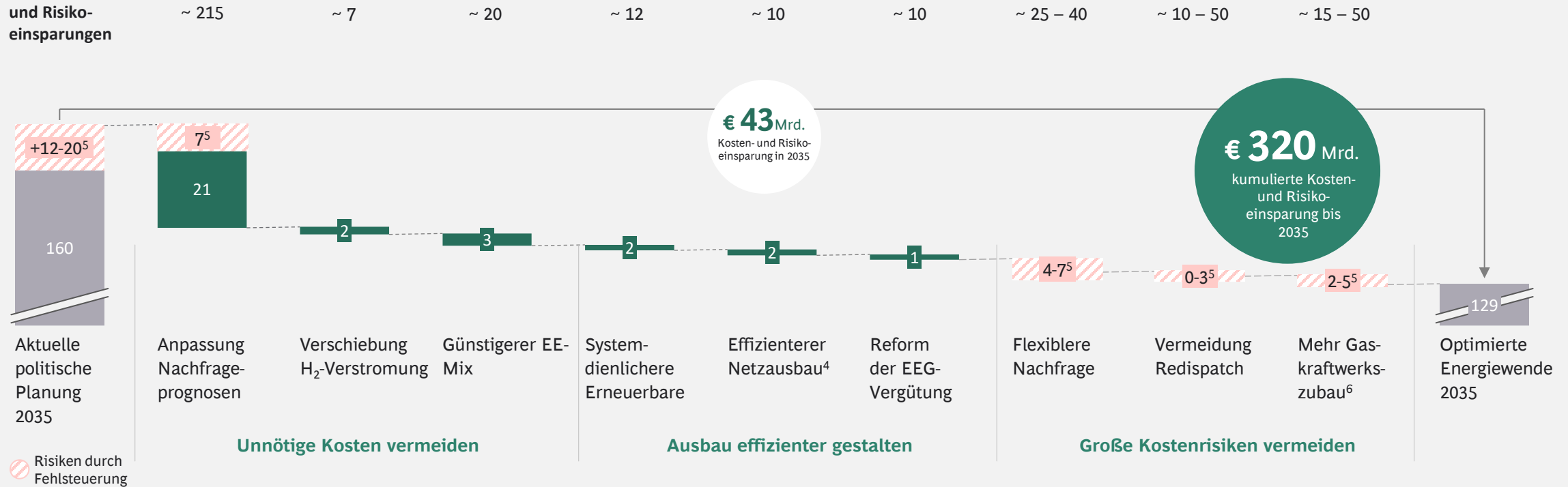
# € 320 Mrd. Kosten- & Risikoeinsparungen im Stromsystem bis 2035 möglich



## Jährliche Stromsystemkosten und mögliche Kostenhebel 2035

in Mrd. € real 2024

Kum. Kosten- und Risiko-  
einsparungen

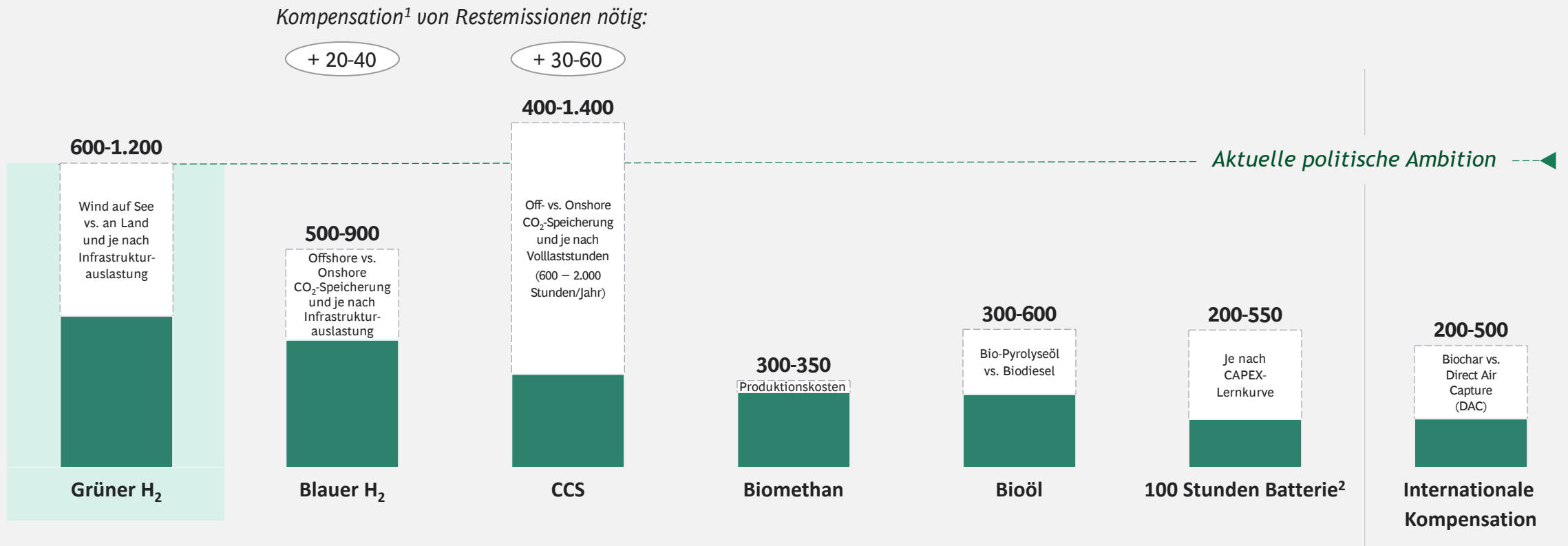


1. In Kombination mit neuen und (teilweise) bestehenden Aufdach-PV-Anlagen 2. Maximierung der jährlichen Erzeugung, aber Abregelung in Stunden mit negativen Strompreisen 3. Kumuliert Verschiebung von 10 GW Wind auf See zu Wind an Land bis 2045 4. Ausgewiesenes Einsparpotential inkludiert ausschließlich die Maßnahme Netzanschlüsse an EE-Erzeugern nicht auf 100 % Anschlussleistung zu dimensionieren, um Erzeugerprofil zu verstetigen. 5. Risiken sind nicht vollständig additiv, insb. eine geringere Nachfrage führt zu geringeren anderen Risiken, und sind deswegen als Spanne dargestellt 6. Potenziell höheres Risiko, wenn der Strom bei Preisspitzen zu höheren Preisen importiert werden muss | Quelle: BCG

# Beispiel: Grüner H<sub>2</sub> teuerste Alternative – Festlegung noch nicht nötig



**CO<sub>2</sub>-Vermeidungskosten verschiedener Technologien zur Dekarbonisierung von Backup-Stromerzeugung im Jahr 2040 (vs. Erdgas)**  
in €/t CO<sub>2</sub> real 2024



1. Kostenrange durch Internationale Kompensation 2. 100h Batterie alleine nicht ausreichend für 2-wöchige Dunkelflaute

Anmerkung: Berechnung notwendiger gesicherter Leistung basierend auf der Annahme von 400 - 600 Stunden p. a. Volllast in Dunkelflauten | Quelle: BCG (2025) *Energiewende auf Kurs bringen*

# Eine optimierte Energiewende ermöglicht aber „machbarere“ Investitionen

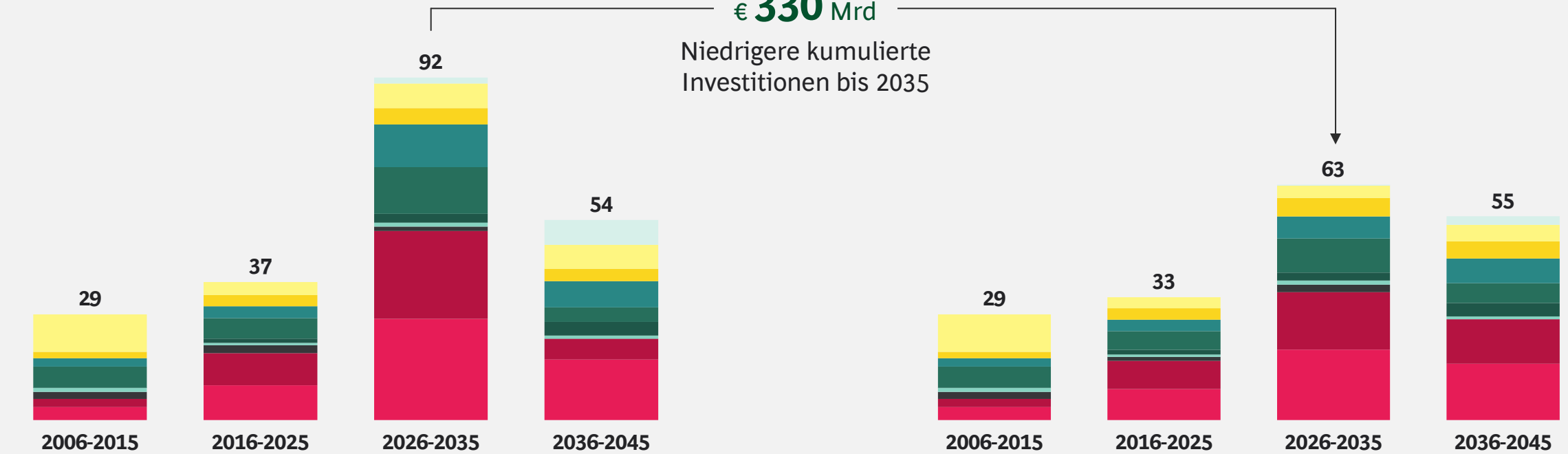
## Investitionen in das Stromsystem: Aktuelle politische Planung

in Mrd. € real 2024, durchschnitt jährlich

## Optimiertes Szenario

€ **330** Mrd

Niedrigere kumulierte Investitionen bis 2035



- Übertragungsnetze
- Verteilnetze
- H<sub>2</sub>-Kraftwerke
- Aufdach-PV
- Freiflächen-PV
- Wind auf See
- Wind an Land
- Speicher und Laststeuerung
- Biobrennstoffe und Müll
- Wasserkraft
- Konventionelle Erzeugung

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

# Spezifische Stromsystemkosten könnten sogar wieder sinken

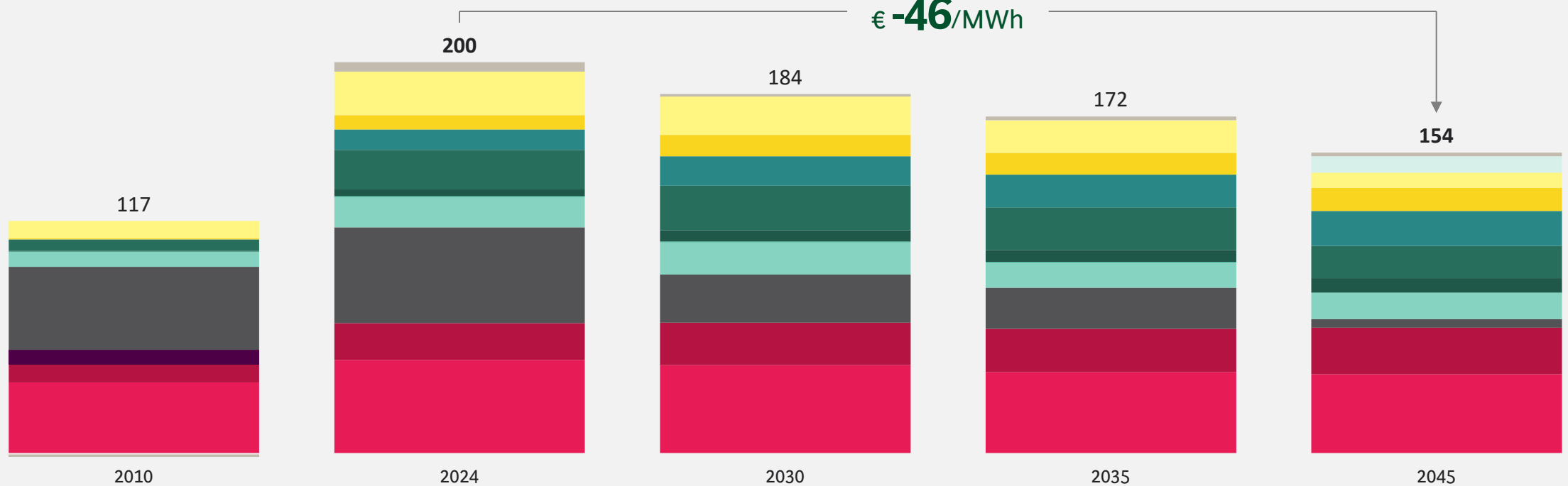


## Stromsystemkosten (spezifisch)

in €/MWh real 2024

Optimiertes Szenario

€ -46/MWh



- H<sub>2</sub>-Kraftwerke
- Aufdach-PV
- Freiflächen-PV
- Wind auf See
- Wind an Land
- Speicher und Laststeuerung
- Wasserkraft
- Biobrennstoffe und Müll
- Konventionelle Erzeugung
- Kernenergie
- Übertragungsnetze
- Verteilernetze
- Importe/Exporte

Bemerkung: Übertragungsnetze inkl. Redispatch-Kosten  
 Quelle: BCG (2025) *Energiewende auf Kurs bringen*

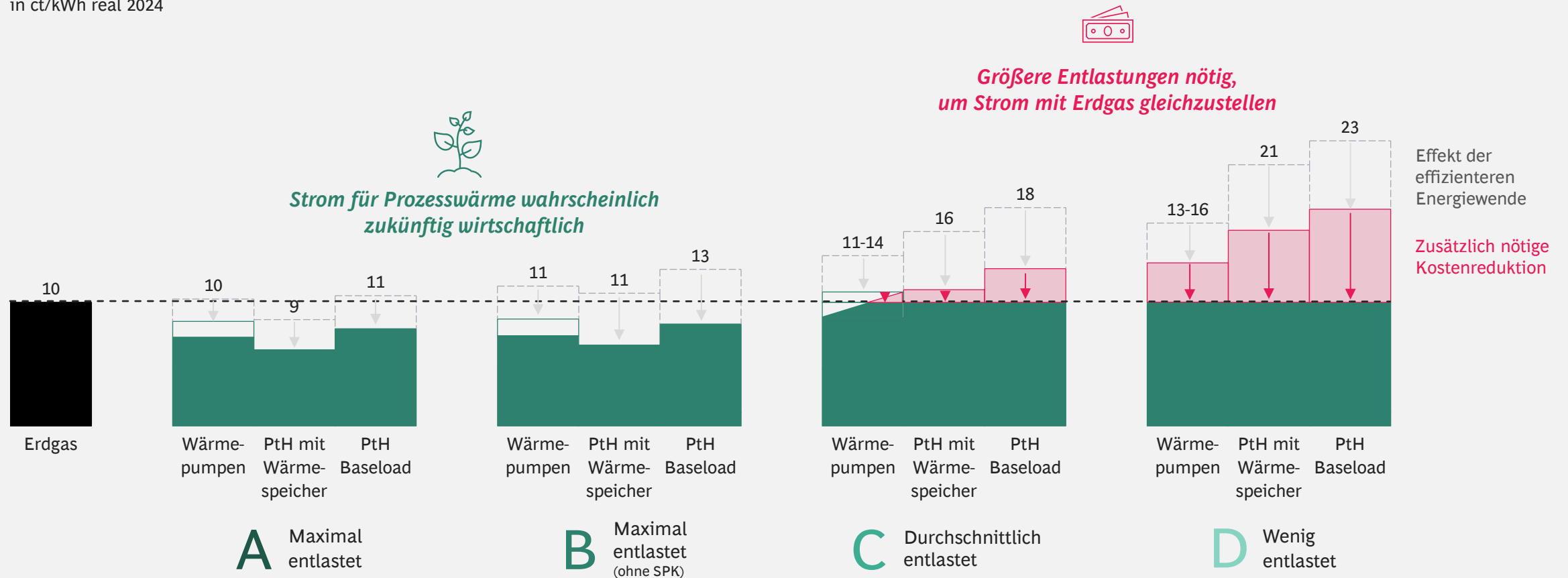
# Außerdem sollte industrielle Elektrifizierung wirtschaftlicher werden

Beispielhafte Verbrauchergruppen

Optimiertes Szenario

## Kosten für Prozesswärme in der Industrie in 2035

in ct/kWh real 2024



Anmerkung: Wärmepumpen bis ~200 °C einsetzbar  
Quelle: BCG (2025) *Energiewende auf Kurs bringen*

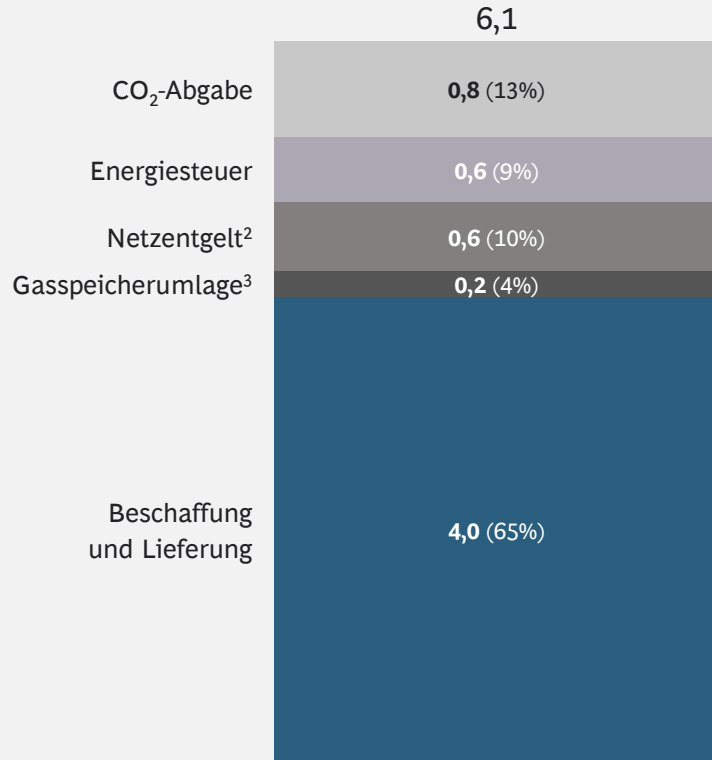
A photograph of an industrial facility at night, featuring a large, curved structure with a staircase and various pipes and railings. The scene is illuminated by artificial lights, creating a dark, industrial atmosphere. A semi-transparent dark blue horizontal band is overlaid across the middle of the image, containing white text.

Erdgas bleibt einer der wichtigsten Energieträger der Industrie – und ist teilweise sogar eine „Brücke“

# Begrenzter Handlungsspielraum für günstigeres Erdgas



## Zusammensetzung Gaspreis Industrie 2024 in ct/kWh<sup>1</sup>



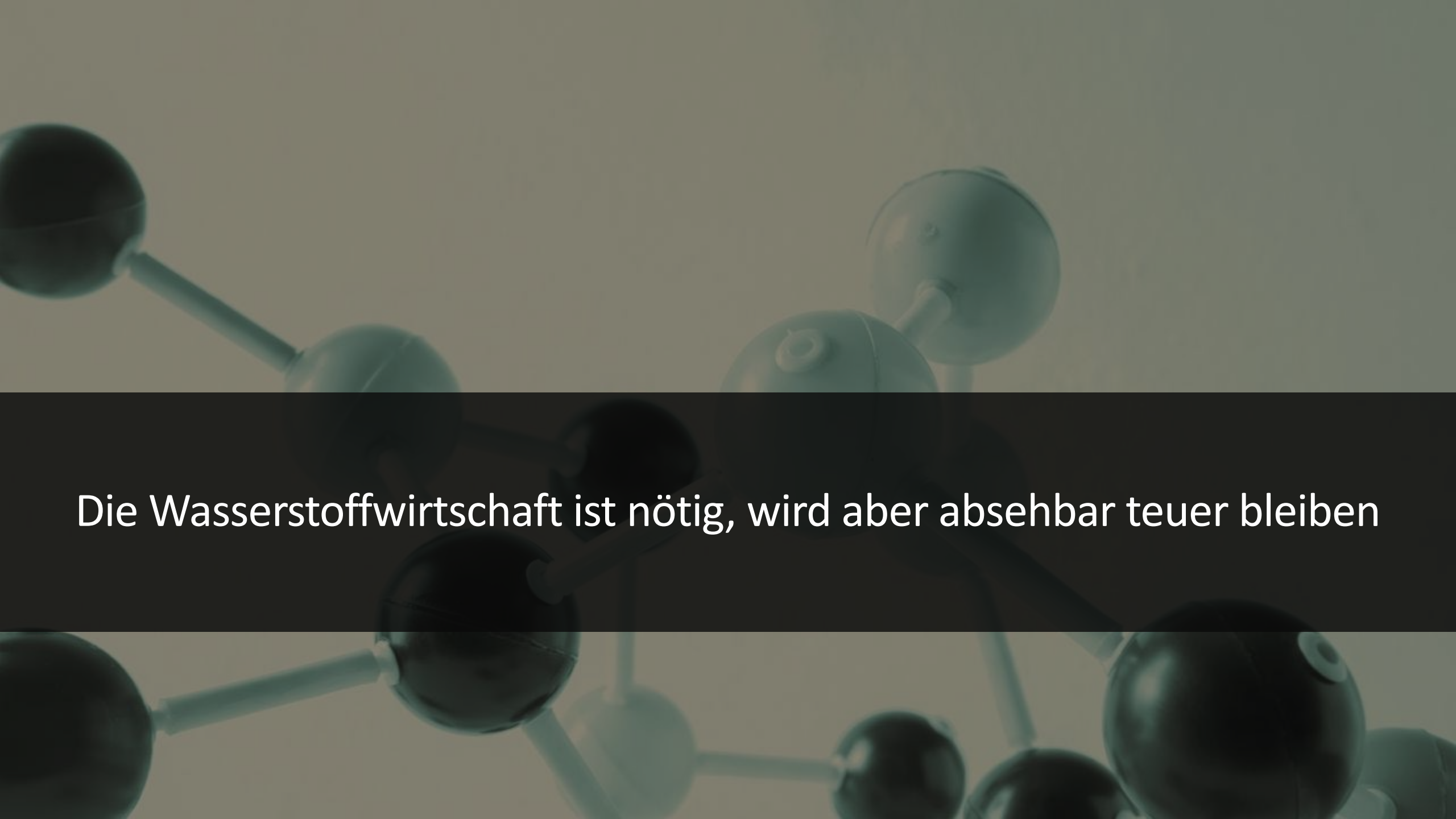
## Optionen zur Entlastung der Industrie

- **Zielkonflikt: Lenkungswirkung vs. Vergünstigung** – zur Risikominimierung mind. europaweit einheitliche Ausgestaltung der CO<sub>2</sub>-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







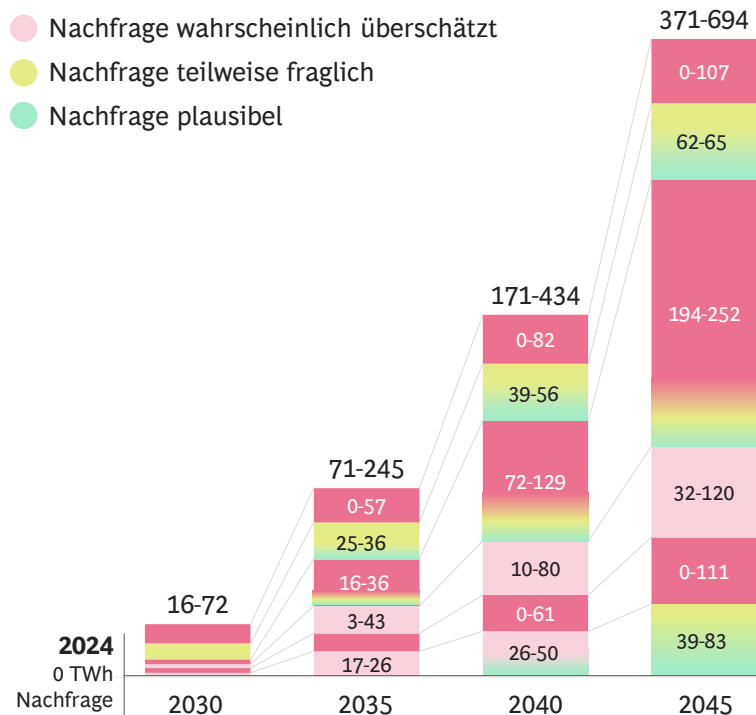
Die Wasserstoffwirtschaft ist nötig, wird aber absehbar teuer bleiben

# Politische Nachfrageszenarien für Wasserstoff scheinen zu optimistisch

## Wie aktuell sind die politischen Nachfrageszenarien für Wasserstoff? →

Wasserstoffnachfrage gem. BMWK Langfristszenarien<sup>1</sup> und Bewertung der Treiber, in TWh H<sub>2</sub>

- Nachfrage stark überschätzt
- Nachfrage wahrscheinlich überschätzt
- Nachfrage teilweise fraglich
- Nachfrage plausibel



**Gebäude:** H<sub>2</sub> nicht wettbewerbsfähig

**Stahl:** Start des H<sub>2</sub>-Hochlauf wahrscheinlich verzögert, vollständige Umstellung tlw. unsicher

**Chemie:** H<sub>2</sub>-Bedarf in Raffinerien im geplanten Umfang wahrscheinlich, Produktion von Cracker-Vorprodukten in Deutschland ökonomisch unrealistisch, langfristige Produktion von Ammoniak und Methanol in DE teilweise unsicher

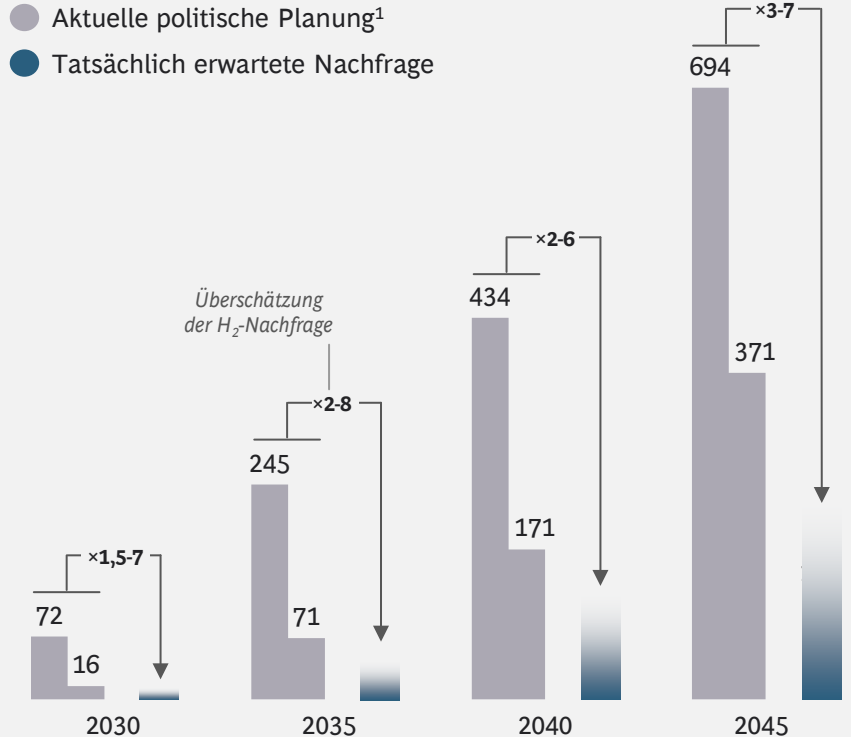
**Sonstige Industrie:** Elektrifizierung i. d. R. wettbewerbsfähiger als Wasserstoff

**Verkehr:** Zukünftige Nutzung von H<sub>2</sub> im Straßenverkehr noch sehr unklar

**Verstromung:** Günstigere Alternativen existieren mindestens für einen Großteil der Nachfrage

## Aktuelle politische Planung vs. erwartete Nachfrage in TWh H<sub>2</sub>

- Aktuelle politische Planung<sup>1</sup>
- Tatsächlich erwartete Nachfrage

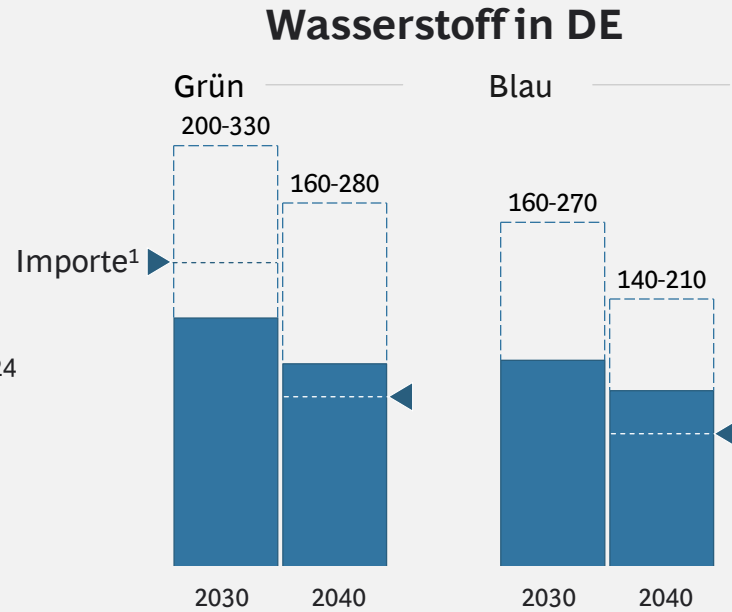


1. Gemäß KO.NEP und BMWK-Langfristszenarien T45-H<sub>2</sub> und T45-Strom  
Quelle: BCG (2025) *Energiewende auf Kurs bringen*

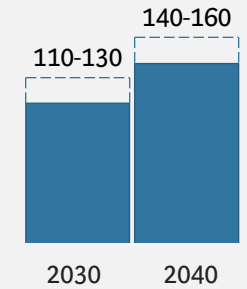
# Günstigere Alternativen zu grünem Wasserstoff sollten maximiert werden



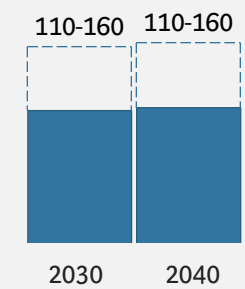
**Kosten**  
in €/MWh real 2024



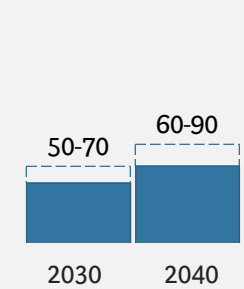
### Biomethan



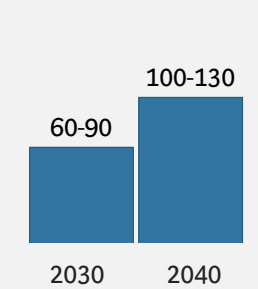
### Bioöl



### Biomasse



Zum Vergleich:  
**Erdgas**



**Emissionen**  
in kg CO<sub>2</sub>e/MWh

Technologie	2030 Emissionen (kg CO <sub>2</sub> e/MWh)	2040 Emissionen (kg CO <sub>2</sub> e/MWh)
Wasserstoff (Grün)	~ 0	~ 0
Wasserstoff (Blau)	30 – 60	30 – 60
Biomethan	~ 0	~ 0
Bioöl	~ 0	~ 0
Biomasse	~ 0	~ 0
Erdgas	~ 200	~ 200



**Versorgungssicherheit**


Technologie	2030 Versorgungssicherheit	2040 Versorgungssicherheit
Wasserstoff (Grün)	Hoch	Hoch
Wasserstoff (Blau)	Mittel	Mittel
Biomethan	Hoch	Hoch
Bioöl	Hoch	Hoch
Biomasse	Hoch	Hoch
Erdgas	Mittel	Mittel



**Jährliches Potenzial<sup>6</sup>**

Technologie	2030 Potenzial (TWh)	2040 Potenzial (TWh)
Wasserstoff (Grün)	Unklar	Unklar
Wasserstoff (Blau)	Unklar	Unklar
Biomethan	~ 80 TWh	~ 80 TWh
Bioöl	~ 40 TWh	~ 40 TWh
Biomasse	~ 180 TWh	~ 180 TWh
Erdgas	> 1.400 TWh	> 1.400 TWh

1. Bei niedrigeren Infrastrukturkosten von ~1 €/kg H<sub>2</sub>  
Quelle: BCG (2025) *Energiewende auf Kurs bringen*

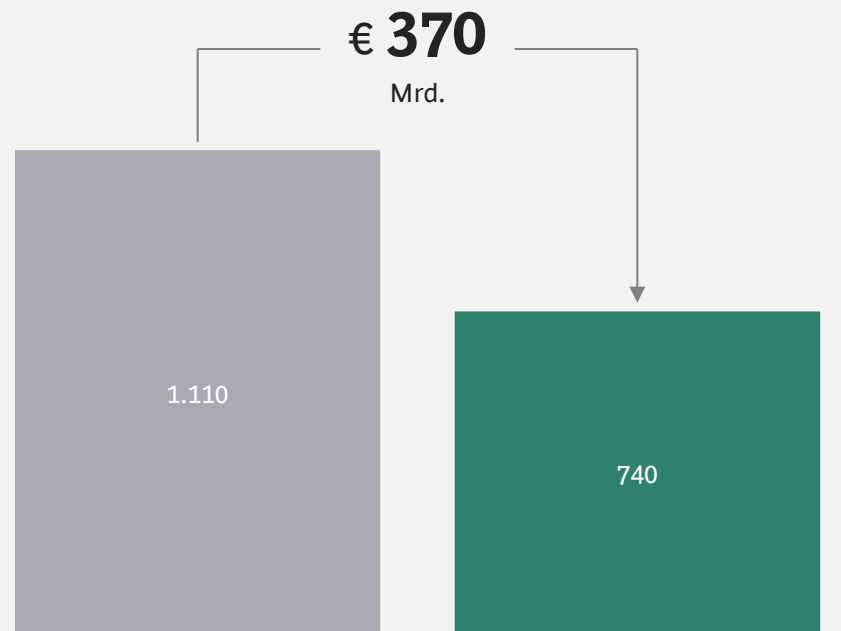


Deutschland braucht ein energiewirtschaftliches  
Sofortprogramm

# Erhebliche Einsparpotenziale durch optimierte Energiewende realisierbar

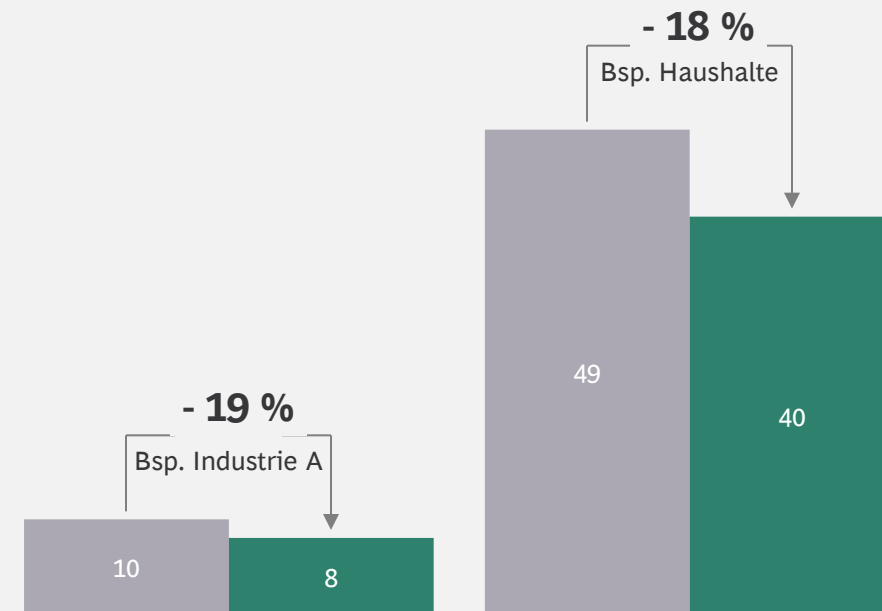
## Investitionen

kumuliert bis 2035, in Mrd. € real 2024



## Strompreise

2035, in ct/kWh real 2024



● Aktuelle politische Planung ● Optimiertes Szenario

# 20 politische Hebel für eine bezahlbare Energiewende

## Strom

(Infrastruktur-)planung an die Realität anpassen

**01** EE & Netzausbau realistisch beschleunigen **02** H<sub>2</sub>-Ambition an echten Kosten kalibrieren

Große Kostenrisiken vermeiden

**04** Elektrifizierung weiter beschleunigen

**05** Gesicherte Leistung zubauen

**06** Flexible Nachfrage anreizen

**07** Redispatch begrenzen

Stromwende kosteneffizienter machen

**08** Stromnetze kosteneffizienter ausbauen

**09** Günstigere Erneuerbare priorisieren

**10** Erneuerbare systemdienlicher machen

**11** Optionen für "letzte Meile" offen halten

**16** Energiewende europäischer denken

Verbliebene Betroffenheiten und Mehrkosten adressieren

**17** Entlastungen Strom erhalten & ergänzen **18** Industrielle Elektrifizierung fördern

**20** Bekenntnis zur Energiewende stärken, Investitionssicherheit schaffen

## Moleküle

**03** H<sub>2</sub>-Kernnetz bedarfsgerecht planen

Kosten der Molekülwende senken

**12** H<sub>2</sub>-Bezug diversifizieren

**13** Verfügbarkeit biogener Energieträger sichern

**14** CCUS ermöglichen, CO<sub>2</sub>-Netz aufbauen

**15** Unnötige Belastungen für Erdgas vermeiden

**19** Kostenlücke Industriedekarbonisierung schließen

# Disclaimer

The services and materials provided by Boston Consulting Group (BCG) are subject to BCG's Standard Terms (a copy of which is available upon request) or such other agreement as may have been previously executed by BCG. BCG does not provide legal, accounting, or tax advice. The Client is responsible for obtaining independent advice concerning these matters. This advice may affect the guidance given by BCG. Further, BCG has made no undertaking to update these materials after the date hereof, notwithstanding that such information may become outdated or inaccurate.

The materials contained in this presentation are designed for the sole use by the board of directors or senior management of the Client and solely for the limited purposes described in the presentation. The materials shall not be copied or given to any person or entity other than the Client ("Third Party") without the prior written consent of BCG. These materials serve only as the focus for discussion; they are incomplete without the accompanying oral commentary and may not be relied on as a stand-alone document. Further, Third Parties may not, and it is unreasonable for any Third Party to, rely on these materials for any purpose whatsoever. To the fullest extent permitted by law (and except to the extent otherwise agreed in a signed writing by BCG), BCG shall have no liability whatsoever to any Third Party, and any Third Party hereby waives any rights and claims it may have at any time against BCG with regard to the services, this presentation, or other materials, including the accuracy or completeness thereof. Receipt and review of this document shall be deemed agreement with and consideration for the foregoing.

BCG does not provide fairness opinions or valuations of market transactions, and these materials should not be relied on or construed as such. Further, the financial evaluations, projected market and financial information, and conclusions contained in these materials are based upon standard valuation methodologies, are not definitive forecasts, and are not guaranteed by BCG. BCG has used public and/or confidential data and assumptions provided to BCG by the Client. BCG has not independently verified the data and assumptions used in these analyses. Changes in the underlying data or operating assumptions will clearly impact the analyses and conclusions.