

# Bezahlbare Strompreise?

Deutschland hat Zukunft

# Agenda



**1. Status Quo**

**2. Blick in die Zukunft -  
Einflussfaktoren**

**3. Blick in die Zukunft -  
Ergebnisse**

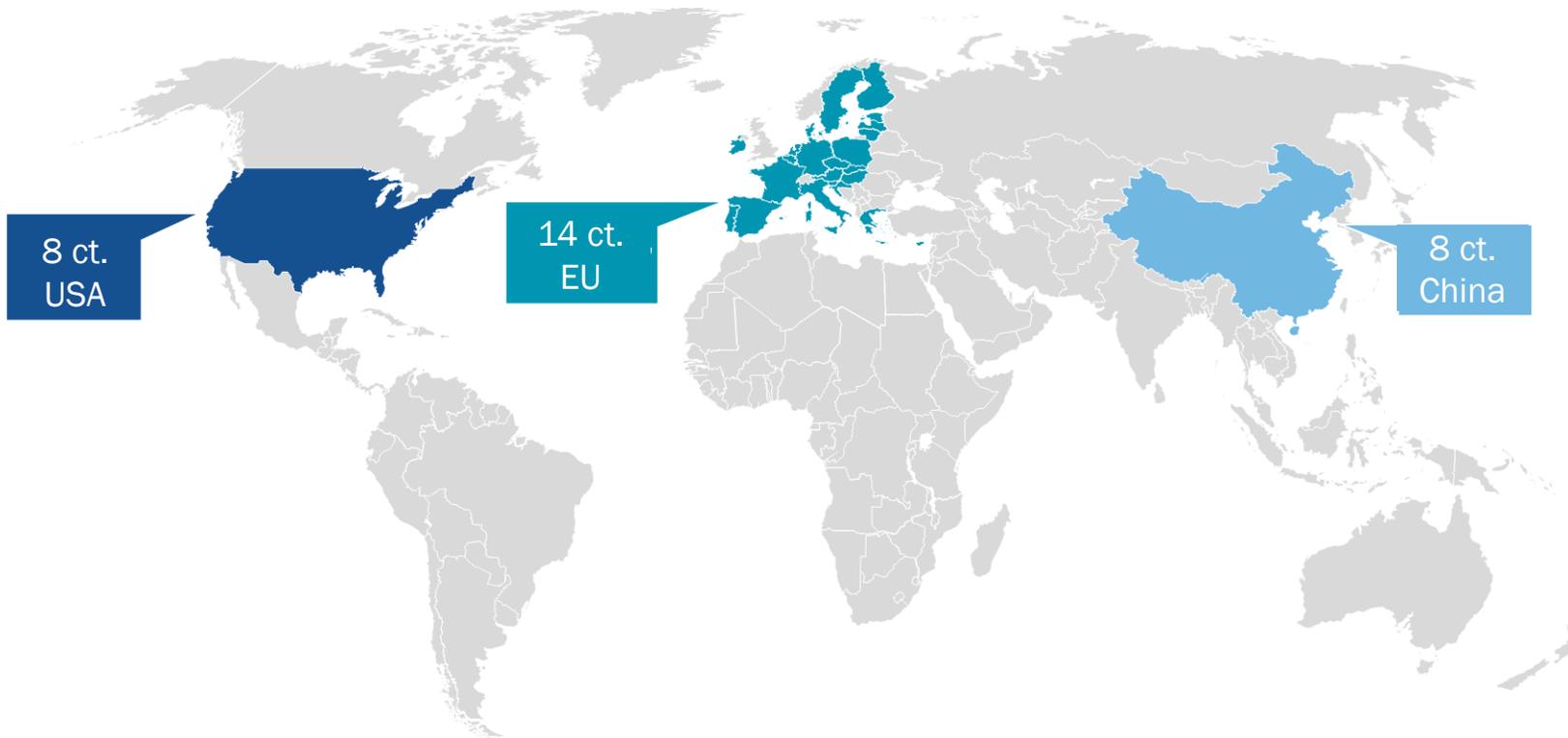


Copyright: istock - Sirintra\_Pumpsopa

# 1. Status Quo

# Energiekosten in Europa sind hoch

## Industrie-Strompreise im Durchschnitt der EU-Länder und in weiteren Ländern in Ct./kWh, 2024

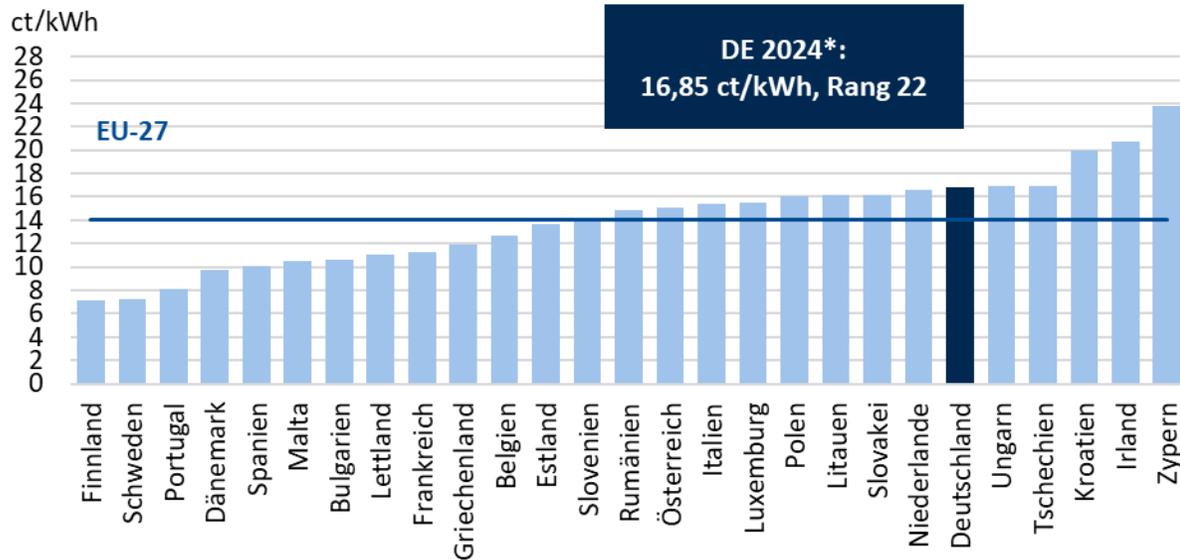


Quelle: eigene Darstellung Prognos

- Nach dem kriegsbedingt rapiden Anstieg der Strompreise 2022 hat sich die Situation auf den Märkten zwar wieder entspannt.
- Die Industriestrompreise in der EU liegen aber weiterhin deutlich höher als bei den Wettbewerbern.
- Der Unterschied liegt fast beim Faktor 2.

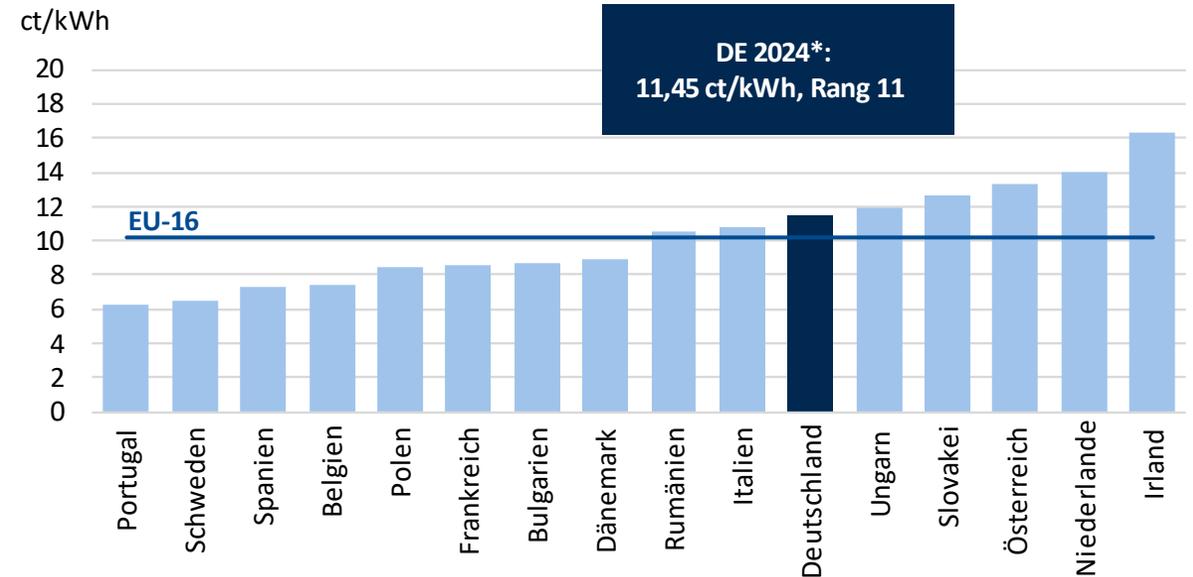
# Industriestrompreise im internationalen Vergleich

## Jahresverbrauch 20 bis 70 GWh, Jahr 2024 Position Deutschlands in der EU-27



\* 1. Halbjahr 2024

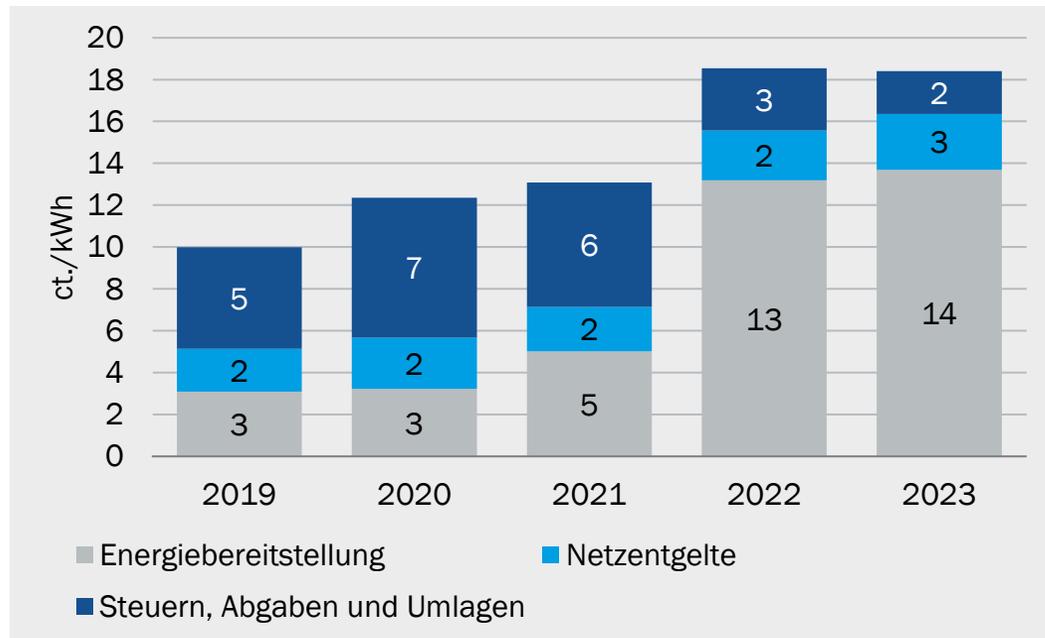
## Jahresverbrauch 150 GWh oder mehr, Jahr 2024 Position Deutschlands in der EU-16



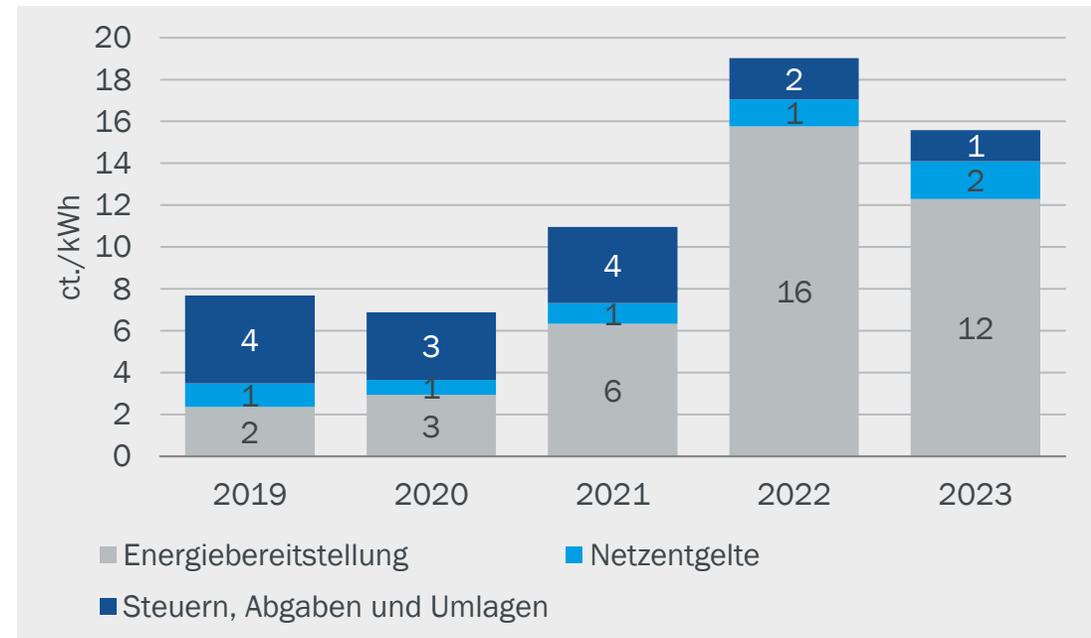
Quelle: Eurostat

# Zusammensetzung der Industriestrompreise

## Mittlerer Abnahmefall 20 bis 70 GWh



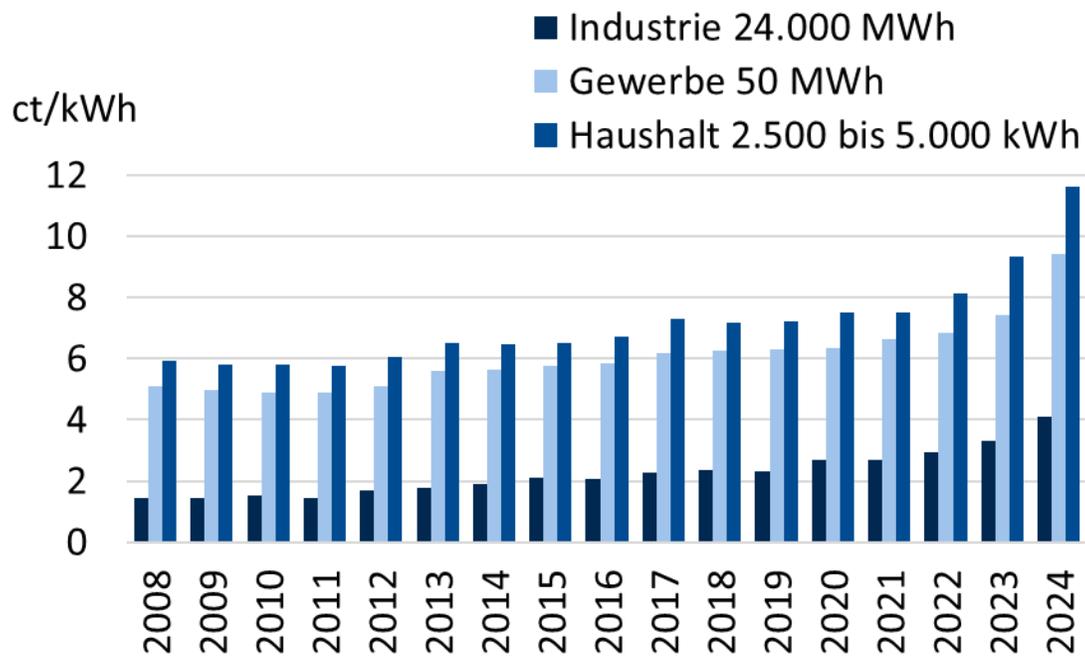
## Stromintensiver Abnahmefall > 150 GWh



Quelle: Eurostat

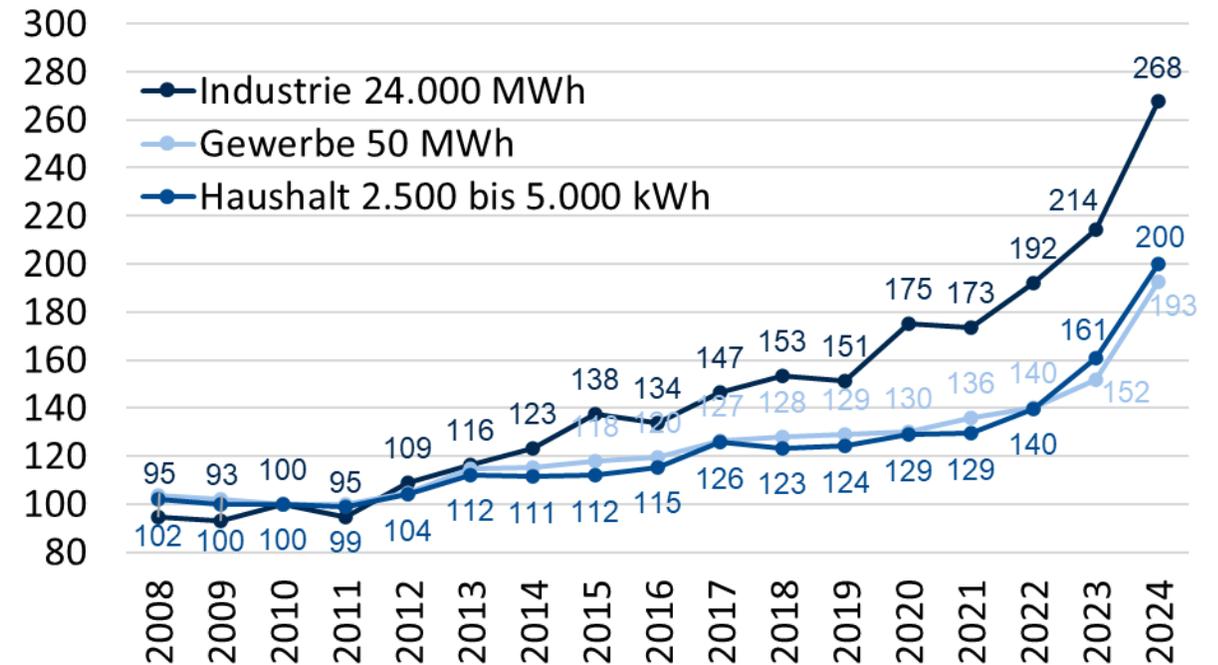
# Netzentgelte

## Entwicklung ausgewählter Abnahmefälle



Quelle: BNetzA

## Preisindizes ausgewählter Abnahmefälle



Quelle: Eigene Berechnungen der Prognos AG auf Basis BNetzA

# Zwischenfazit

- Die Industriestrompreise in Deutschland liegen über dem europäischen Durchschnitt. Die Preise liegen deutlich höher als in China und den USA.
- Die Netzentgelte stiegen in der Vergangenheit stark an. Dies ist vor allen Dingen für Betriebe ohne reduzierte Netzentgelte relevant.
- Für stromintensive Branchen stehen die Beschaffungskosten und damit die Stromgroßhandelspreise im Fokus.



©: istock – yipenge ; Prognos AG



Copyright: istock - Sirintra\_Pumpsopa

## 2. Blick in die Zukunft - Einflussfaktoren

# Definition Versorgungsszenarien Erdgas für Europa

## Oberer Preispfad

Ausfall der Europipeline, Stopp russischer Mengen

Die wichtigste Versorgungspipeline aus Norwegen fällt aus.

Es finden keine bisher verbliebenen russischen Gaslieferungen nach Europa mehr statt.

Ab 2025/2026 kann die Versorgungssicherheit aufgrund des Ausbaus der LNG-Infrastruktur wiederhergestellt werden.

**Preisbandbreite: Bis 2025 greift der EU Gaspreisdeckel von 180 €/MWh (nominal)**

**Ab 2030 setzt hochpreisiges LNG den Preis mit 35 €/MWh.**

## Mittlerer Preispfad

Deutliche Zunahme an LNG-Importen

LNG Importe nehmen auf hohem Niveau weiter zu.

Russland liefert weiter Mengen nach Europa aber auf deutlich reduziertem Niveau.

Ausbau der LNG Importinfrastrukturen sorgt für Beibehaltung der Versorgungssicherheit.

**Preisbandbreite: LNG setzt den Preis bis 2030 zwischen 50 und 22 €/MWh**

## Unterer Preispfad

Wiederaufnahme russischer Gaslieferungen (Szenario ist derzeit unrealistisch)

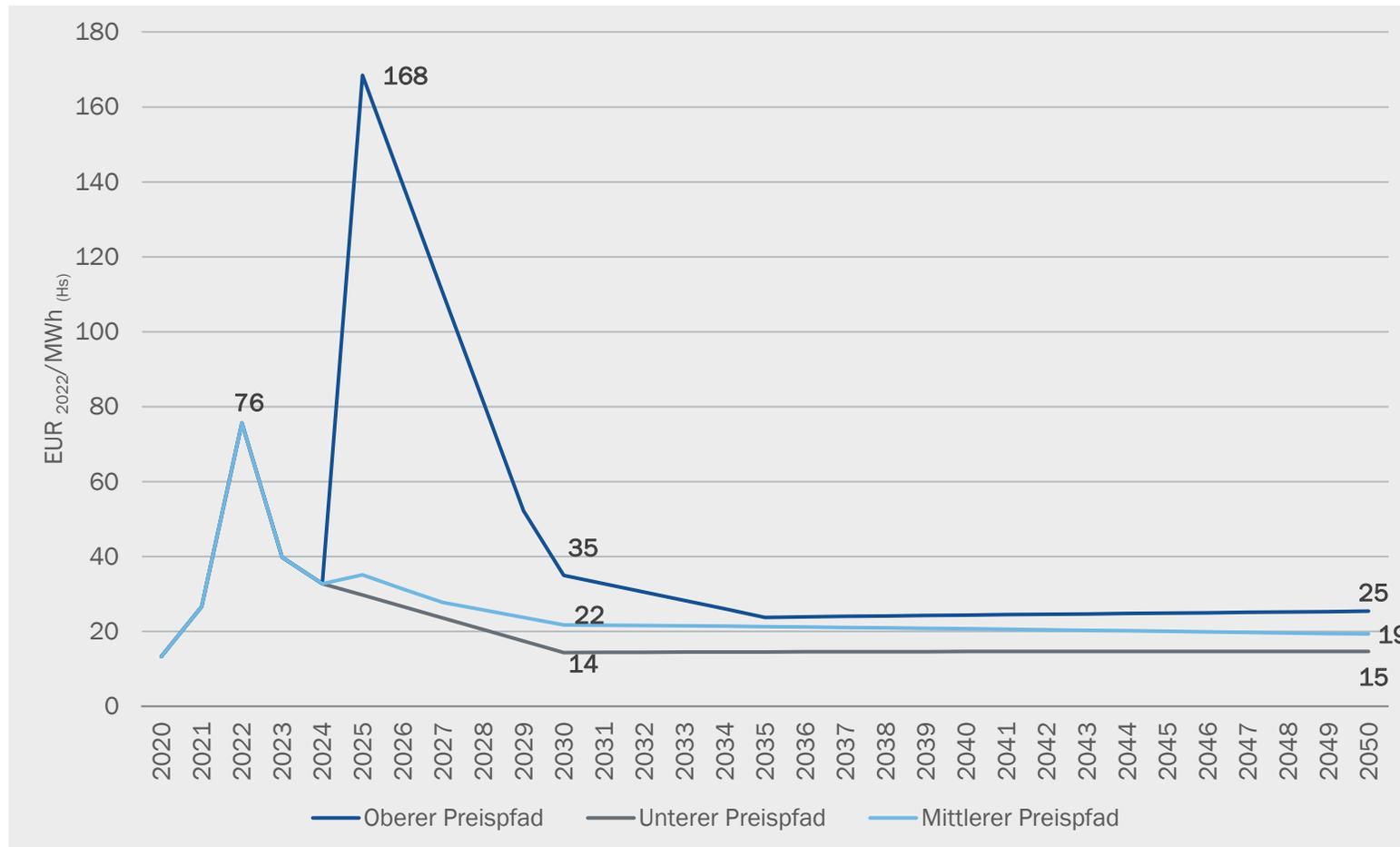
Rückkehr zum Vorkrisenniveau mit hohen Anteilen an russischem Pipelinegas

Der unbeschädigte Nord Stream Strang sowie die aktuell ungenutzte Jamal Pipeline werden wieder voll ausgelastet. Auch der Transport über weitere Pipelines mit aktuell stark reduzierten Liefermengen wie Transgas findet wieder wie vor der Krise statt.

Preis wird durch die Mengen aus Russland bestimmt.

**Preisbandbreite: ab 2024 30-14 EUR/MWh**

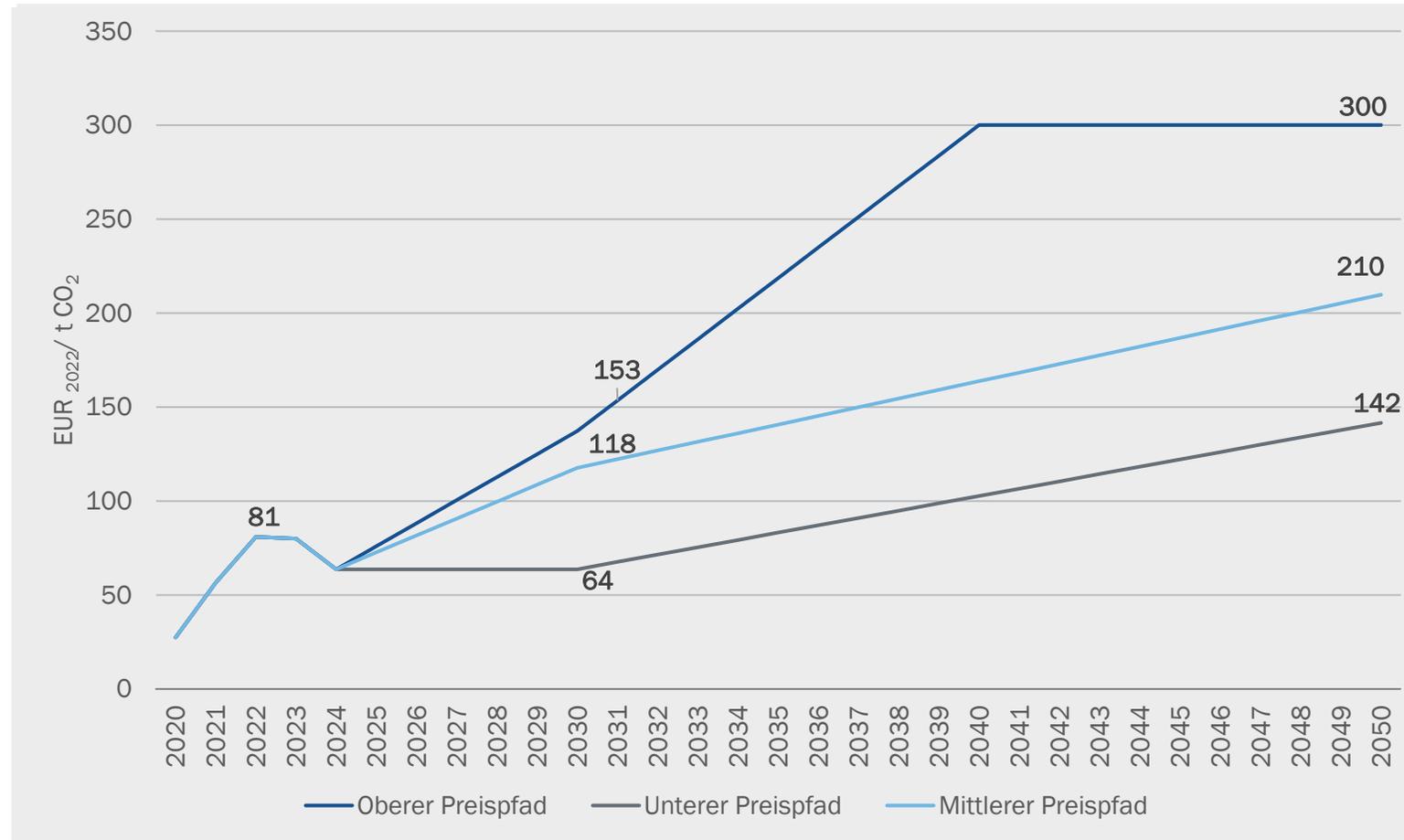
# Rohstoffe – Bandbreite der Erdgaspreise in Europa



- **Oberer Preispfad:** Bis 2025 wird ein neues Rekordpreisniveau erreicht. Der EU-Gaspreisdeckel kommt zum Tragen und bildet den Durchschnittspreis (168 €/MWh real entsprechen 180 €/ MWh nominal). Bis 2030 geht der Preis auf 35 €/MWh entsprechend dem oberen Preis für LNG zurück. Langfristig wird eine Entwicklung nach Stated Policies WEO 2023 angenommen.
- **Mittlerer Preispfad:** Nach hohem Preisniveau im Jahr 2022 geht der Preis bis 2030 auf 22 €/MWh zurück. Dies entspricht der langfristigen Preisentwicklung nach WEO 2023 im Announced Pledges Szenario.
- **Unterer Preispfad:** Nach hohem Preisniveau im Jahr 2022 sinkt der Preis auf das Niveau des Net Zero Emissions Szenario WEO 2023 und erreicht damit Vorkrisenniveau von 2020.

Quellen: BAFA – Energiedaten (2022); Energate – Marktdaten (2024); eigene Annahmen Prognos, WEO (2023) – World Energy Outlook 2023 der Internationalen Energie Agentur

# Rohstoffe – EU-ETS-Preisfad

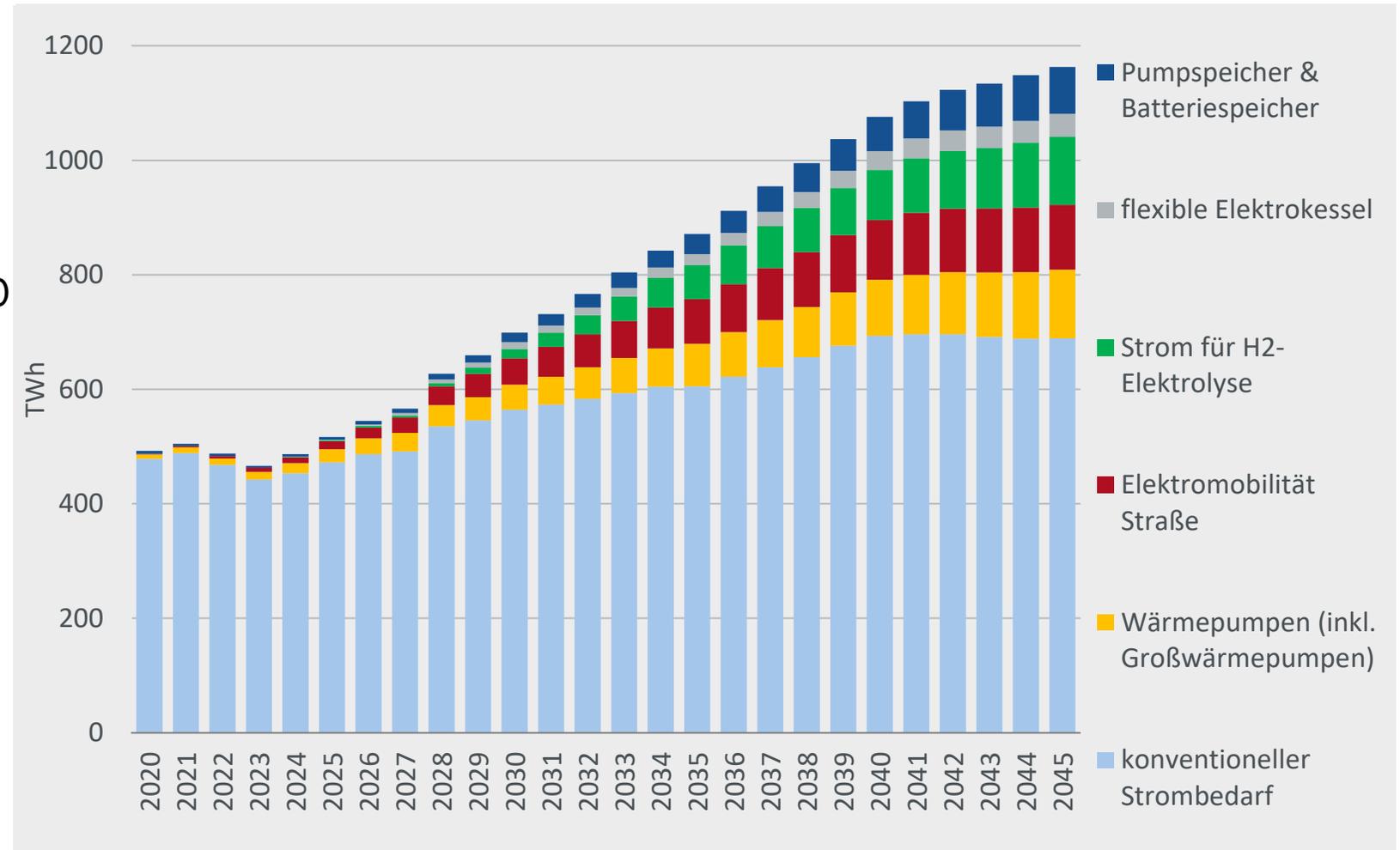


- Es wird von steigenden CO<sub>2</sub>-Preisen ausgegangen da eine jährliche Reduzierung der Zertifikatsmengen bis zur Erlangung der Klimaziele angenommen wird.
- Der Obere Preisfad orientiert sich bis 2030 am NZE-Szenario des World Energy Outlook 2023. Bis 2040 steigt der Preis auf 300 Euro pro Tonne an und orientiert sich damit am hohen Preisniveau aus Energiegesamtsystemstudien.
- Der Mittlere Preisfad am Announced-Pledges-Szenario und der Untere Preisfad sind am Stated-Policies-Szenario des World Energy Outlooks 2023 angelehnt.

Quelle: EEX- EU futures; WEO (2023) – World Energy Outlook 2023 der Internationalen Energie Agentur); FhG ISI et.al. Langfristszenarien

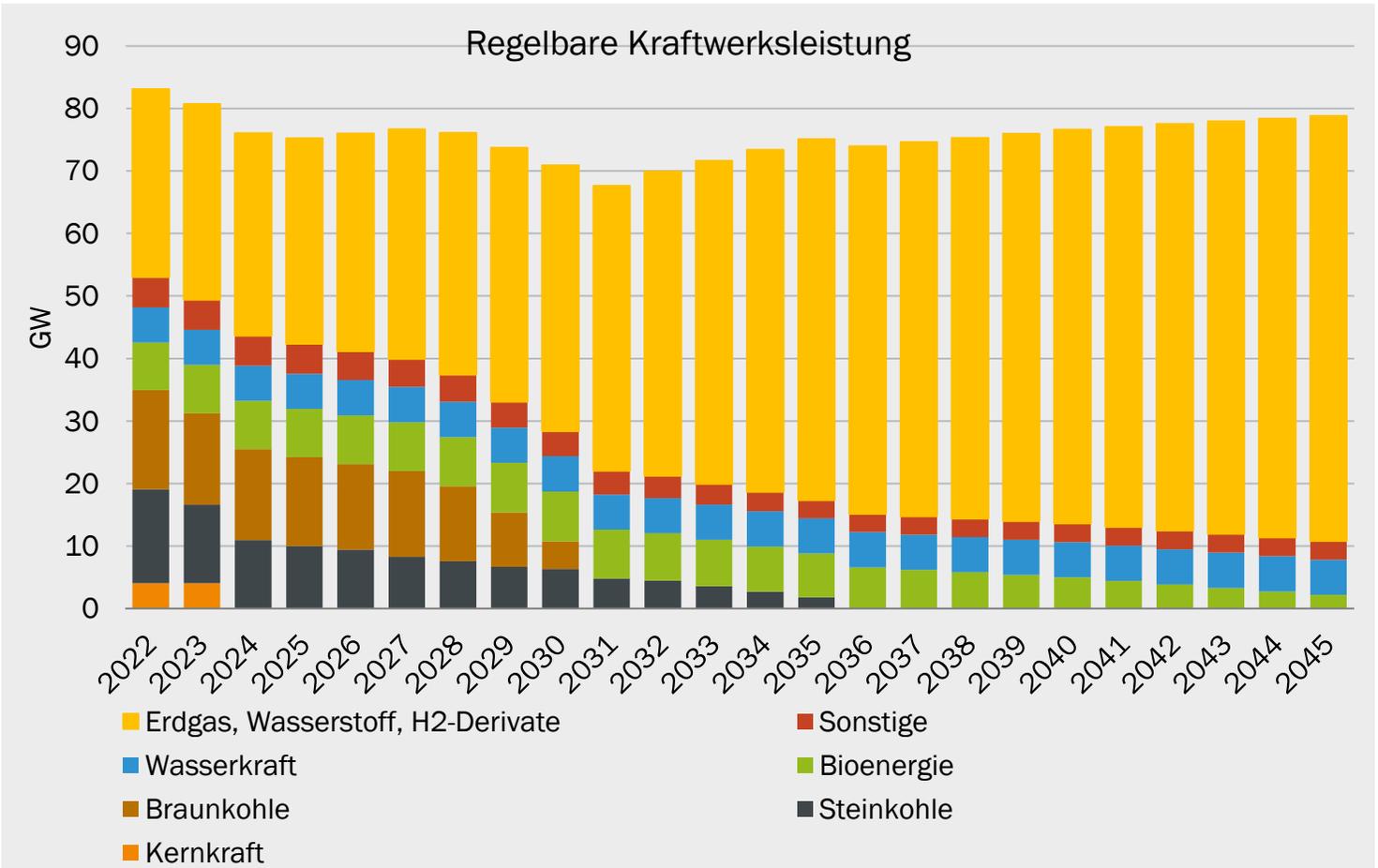
# Annahmen – Stromverbrauch

- Aktuell ist ein Rückgang des Stromverbrauchs beobachtbar.
- Der Stromverbrauch nimmt ab Mitte der 20er Jahre deutlich zu.
- Treiber für den Anstieg bis 2030 sind:
  - Elektromobilität (13 Mio. batterieelektrische Fahrzeuge)
  - Wärmepumpen (5,8 Mio. Stück)
  - Wasserstoffproduktion & Power-to-Heat (29 TWh p.a.)



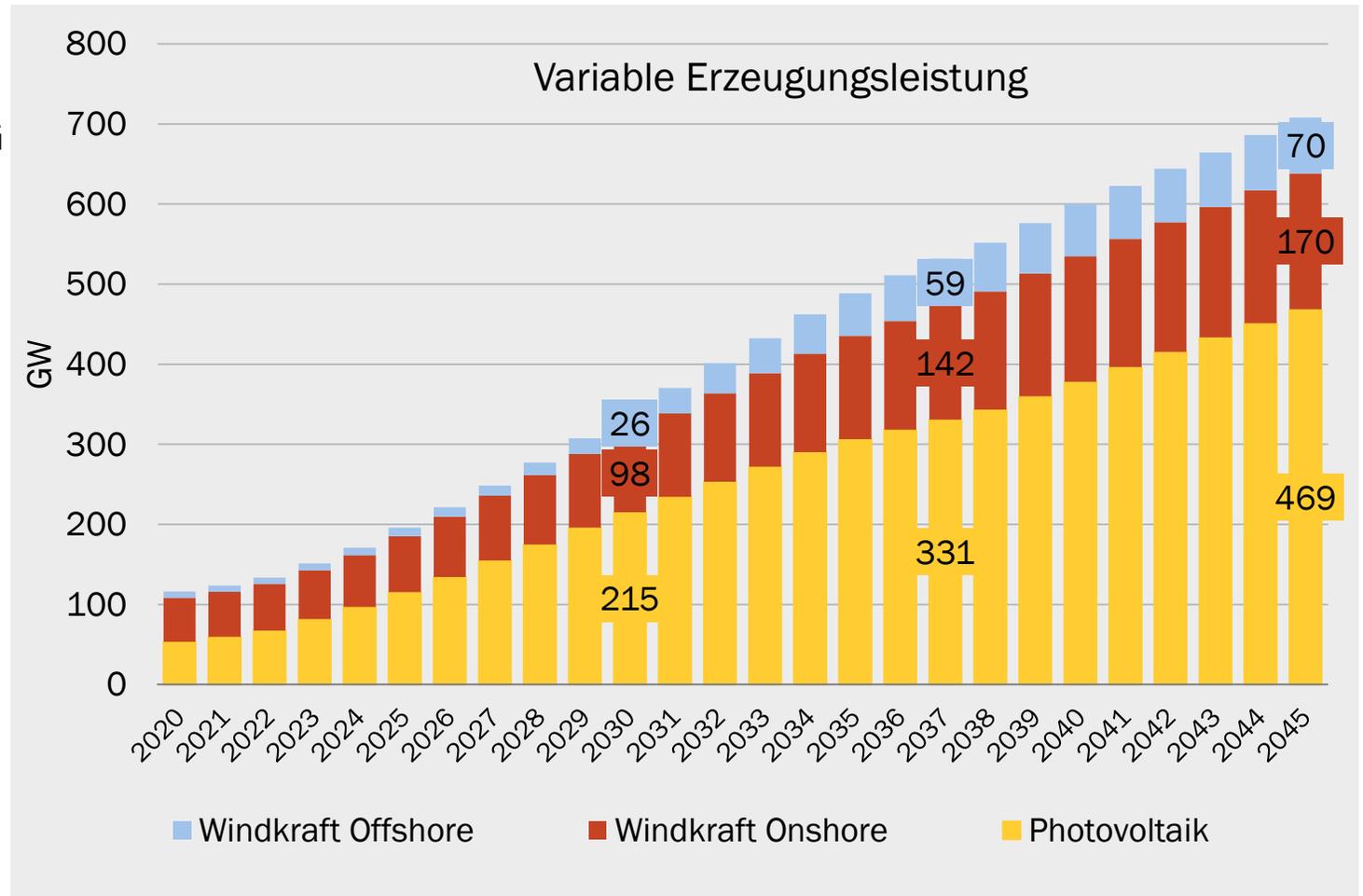
# Annahmen – Installierte Leistung

- Bis Ende 2030 wird der weitere Bau von rund 13 GW Gaskapazitäten (netto) angenommen. Ab 2030 erfolgt die Verstromung von Wasserstoff.
- **Annahme:** Die variablen Kosten dieser Kraftwerke orientieren sich weiter an fossil betriebenen Erdgaskraftwerken (Erdgaspreis plus CO2 Zertifikate). Die Differenzkosten zum Wasserstoff werden über staatliche Mechanismen ausgeglichen, da sonst mit signifikanten Strompreisanstiegen und/oder Verwerfungen auf den Strommärkten zu rechnen wäre.
- Die letzten Braunkohlekraftwerke werden Ende 2030 außer Betrieb genommen. Der vollständige Kohleausstieg erfolgt Ende 2035.



# Annahmen – Installierte Leistung

- Der Ausbau erneuerbarer Energien verläuft sehr dynamisch, erreicht aber bei Windenergie nicht die Ziele des EEG 2023
- Von folgenden mittleren Ausbau wird ausgegangen:
  - PV: über 20 GW ab 2025
  - Wind Onshore: 6 GW ab 2025
  - Wind Offshore: 6 GW ab 2030
- Bis 2040 wird ein Ausbau auf rund die fünffache Menge der aktuellen installierten variablen Leistung angenommen, wobei rund 2/3 davon auf PV-Kapazitäten entfallen.



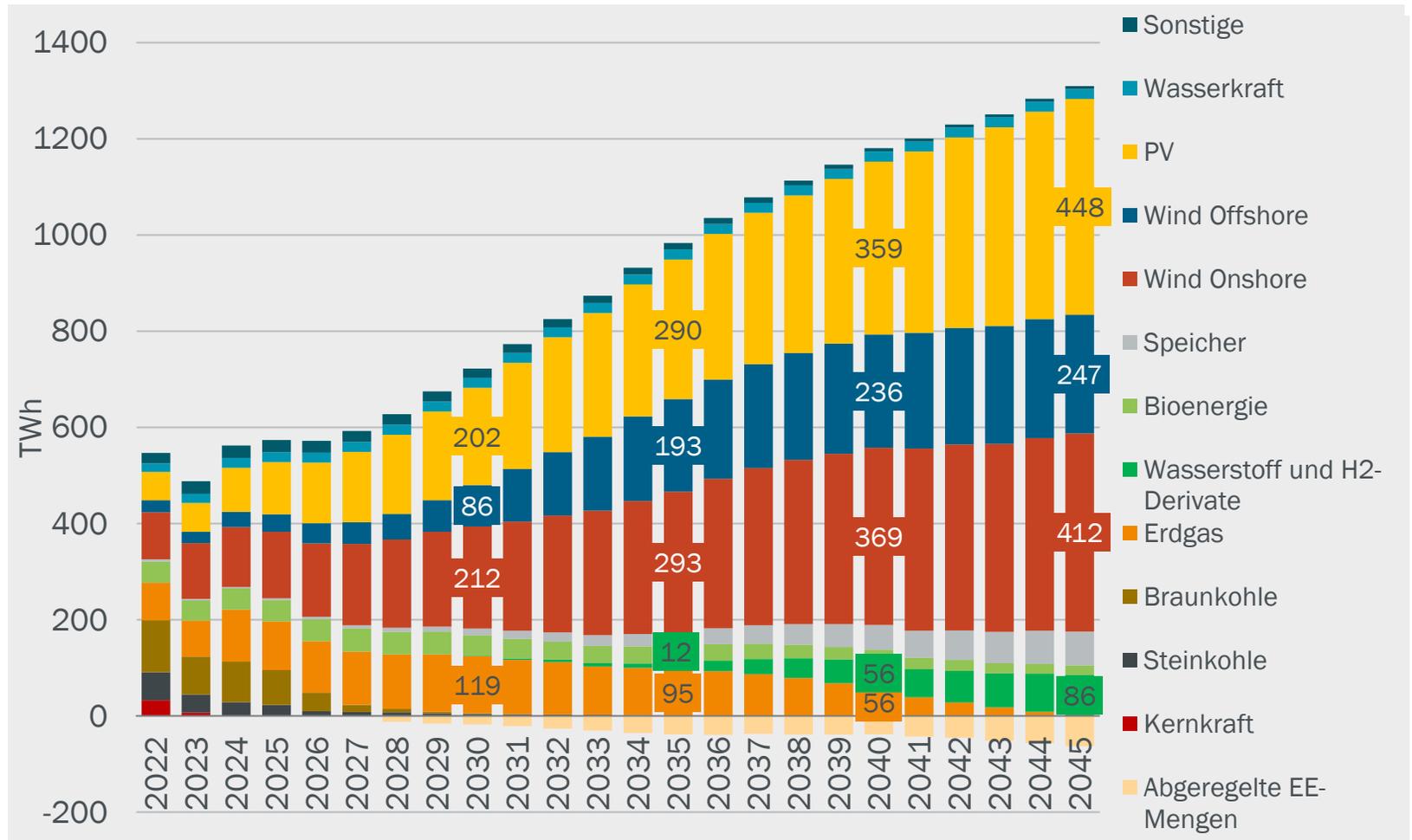


Copyright: istock - Sirintra\_Pumpsopa

### **3. Blick in die Zukunft - Ergebnisse**

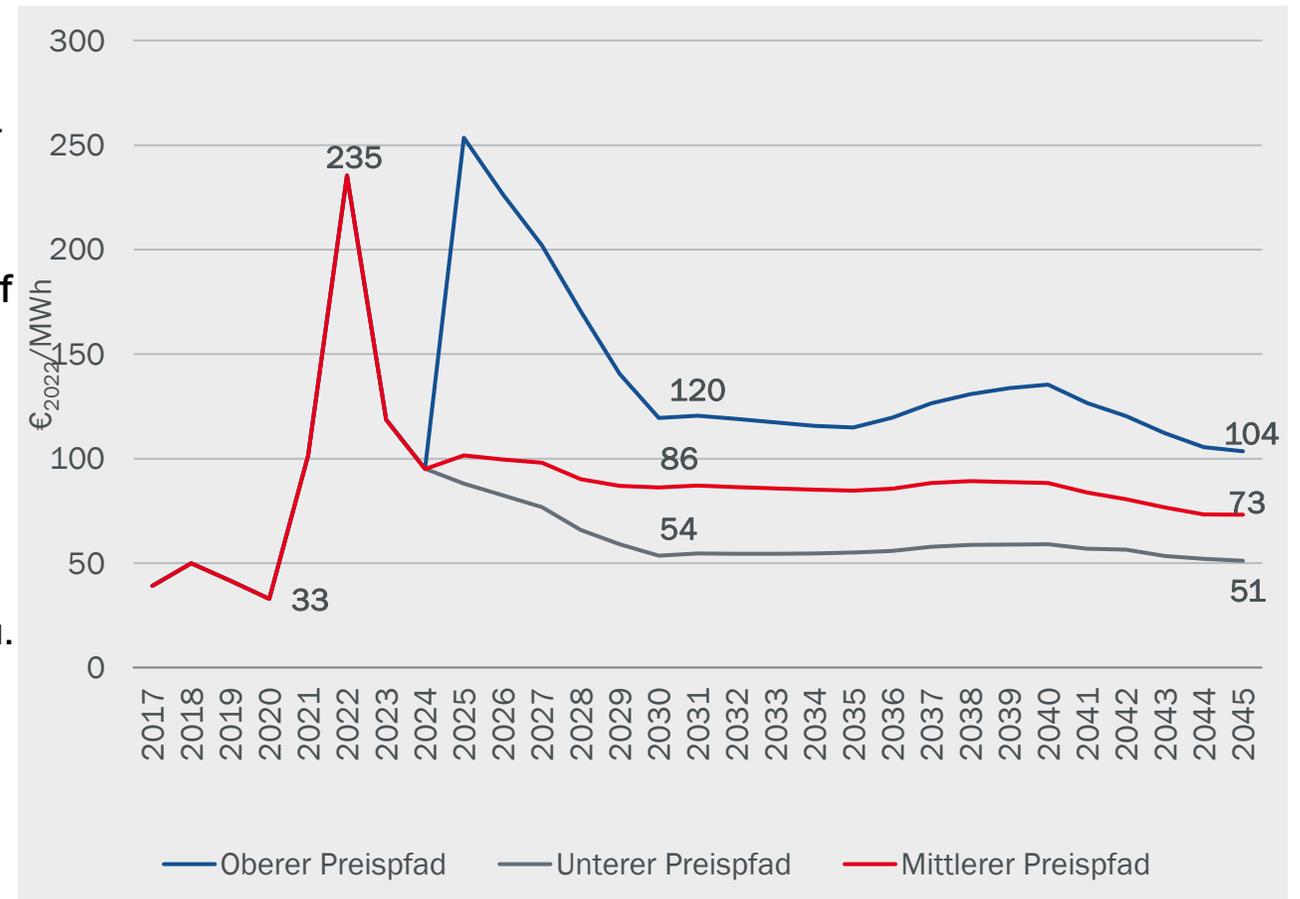
# Ergebnisse – Stromerzeugung (netto)

- Erneuerbare Energien stellen die dominierende Erzeugungstechnologie dar und machen 2030 bereits rund 81 % der Nettostromerzeugung aus.
- Der marktgetriebene Kohleausstieg erfolgt im Jahr 2035. Die Braunkohleverstromung endet bereits 2030, ebenfalls aufgrund von mangelnder Wirtschaftlichkeit der Kraftwerke.
- Annahme: Nach 2030 erfolgt eine zunehmende Verstromung von Wasserstoff, die sich aufgrund staatlicher Instrumente nicht im Strompreis niederschlagen.



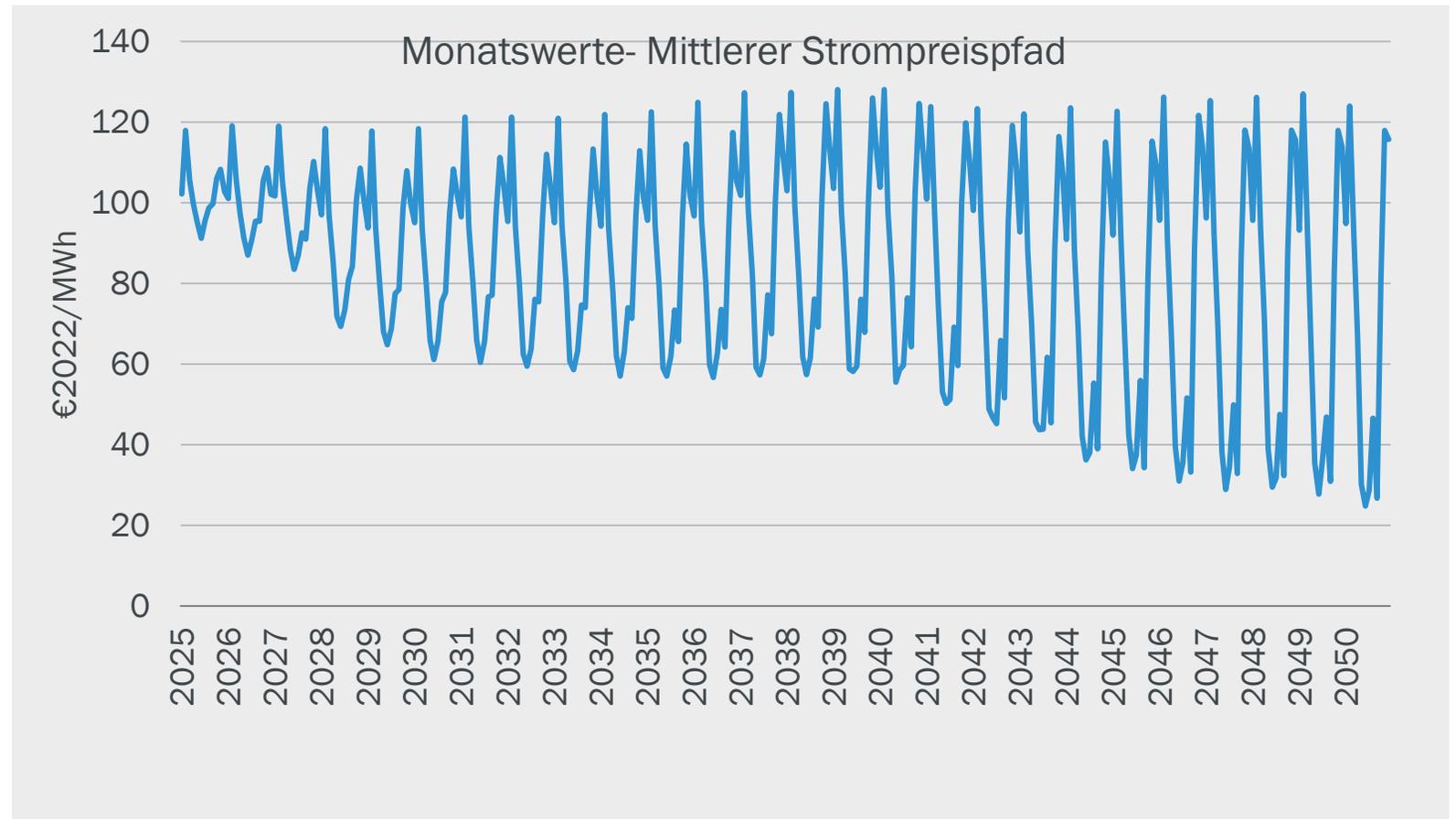
# Ergebnisse Großhandelsstrompreise

- Bis Mitte der zwanziger Jahre ist die Entwicklung der Strompreise mit einem hohen Maß an Unsicherheit behaftet, wie die Unterschiede zwischen dem oberen, mittleren und unteren Strompreis zeigen. Der Grund dafür ist die große Bandbreite möglicher Gaspreisentwicklungen.
- Im mittleren Strompreispfad fallen die Preise bis 2030 auf 86 €/MWh und sinken bis 2045 weiter auf etwa 73 €/MWh.
- Der obere Strompreispfad steigt aufgrund der hohen Gaspreise bis 2024 auf über 250 €/MWh und sinkt dann bis 2030 deutlich auf etwa 120 €/MWh.
- Der untere Strompreispfad sinkt bis 2030 auf rund 54 €/MWh und verbleibt bis 2045 in etwa auf diesem Niveau.
- Hinweis: Die hier dargestellten Preise sind in konstanter Preisbasis des Jahres 2022 angegeben. Bei einer Darstellung in nominalen Preisen erhöht sich das Preisniveau längerfristig und liegt 2030 bei 103 €/MWh und 2045 bei 116 €/MWh.



# Ergebnisse Großhandelsstrompreise – Zunahme der Volatilität

- Die Schwankung der monatlichen Strompreise nimmt über die Zeit zu. Die Gründe hierfür liegen im starken Ausbau der Photovoltaik, wodurch eine Zunahme der Saisonalität stattfindet. Die Preise im Sommer sinken hierdurch stärker als jene in den Wintermonaten.
- Diese Zunahme der Volatilität gilt bereits bei ausschließlicher Betrachtung des mittleren Energiepreispfades. Durch schwankende Gaspreise könnte die Volatilität noch stärker zunehmen.



# Zusammenfassung

- Die Großhandelsstrompreise liegen in den nächsten Jahren deutlich höher als noch 2019/2020 und verbleiben mittel und langfristig auf höherem Niveau.
- Die Gründe für das langfristig höhere Strompreisniveau liegen an strukturell höheren Gaspreisen und ansteigenden Preisen für Emissionshandelszertifikate.
- Der Zubau erneuerbarer Energien wirkt sich dämpfend auf die Strompreise aus.
- Flexible Stromverbraucher können von der zunehmenden Volatilität am Strommarkt profitieren.



©: istock – yipenge ; Prognos AG



**Danke für die Aufmerksamkeit!**

# Impressum/Disclaimer

## Kontakt

Prognos AG  
St. Alban-Vorstadt 24  
4052 Basel  
Schweiz

Telefon: +41 61 327 33 27

E-Mail: [info@prognos.com](mailto:info@prognos.com)

[www.prognos.com](http://www.prognos.com)

[twitter.com/prognos\\_ag](https://twitter.com/prognos_ag)

Alle Inhalte dieses Werkes, insbesondere Texte, Abbildungen und Grafiken, sind urheberrechtlich geschützt. Das Urheberrecht liegt, soweit nicht ausdrücklich anders gekennzeichnet, bei der Prognos AG. Jede Art der Vervielfältigung, Verbreitung, öffentlichen Zugänglichmachung oder andere Nutzung bedarf der ausdrücklichen, schriftlichen Zustimmung der Prognos AG.

Fotos der Mitarbeitenden, soweit nicht anders gekennzeichnet, von: Prognos AG/Annette Koroll Fotos

**Stand:** 12. Dezember 2024

## **Wir geben Orientierung.**

Prognos AG – Europäisches Zentrum  
für Wirtschaftsforschung und  
Strategieberatung