

#Vortrag

LEAG 
Renewables

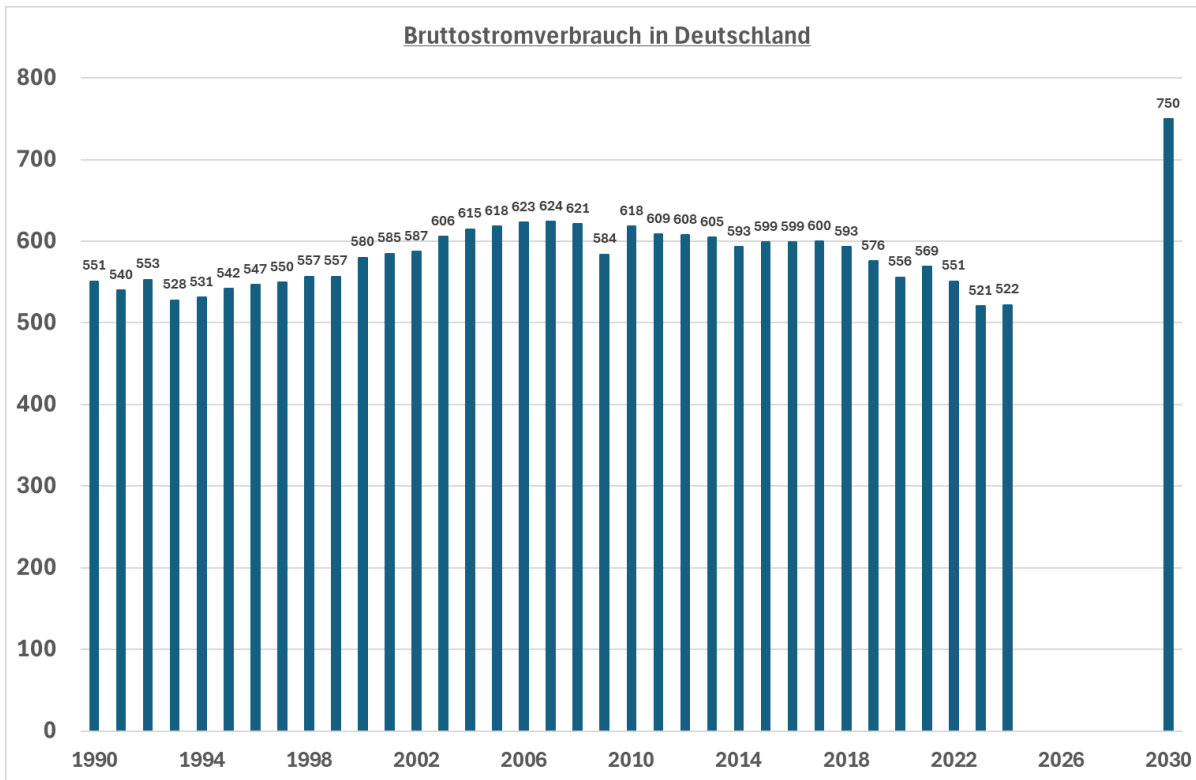
Strommarkt im Wandel

Daniel Genz | Public Affairs | LEAG

13.11.2025 | Windenergietage

Ausbau erneuerbarer Energien

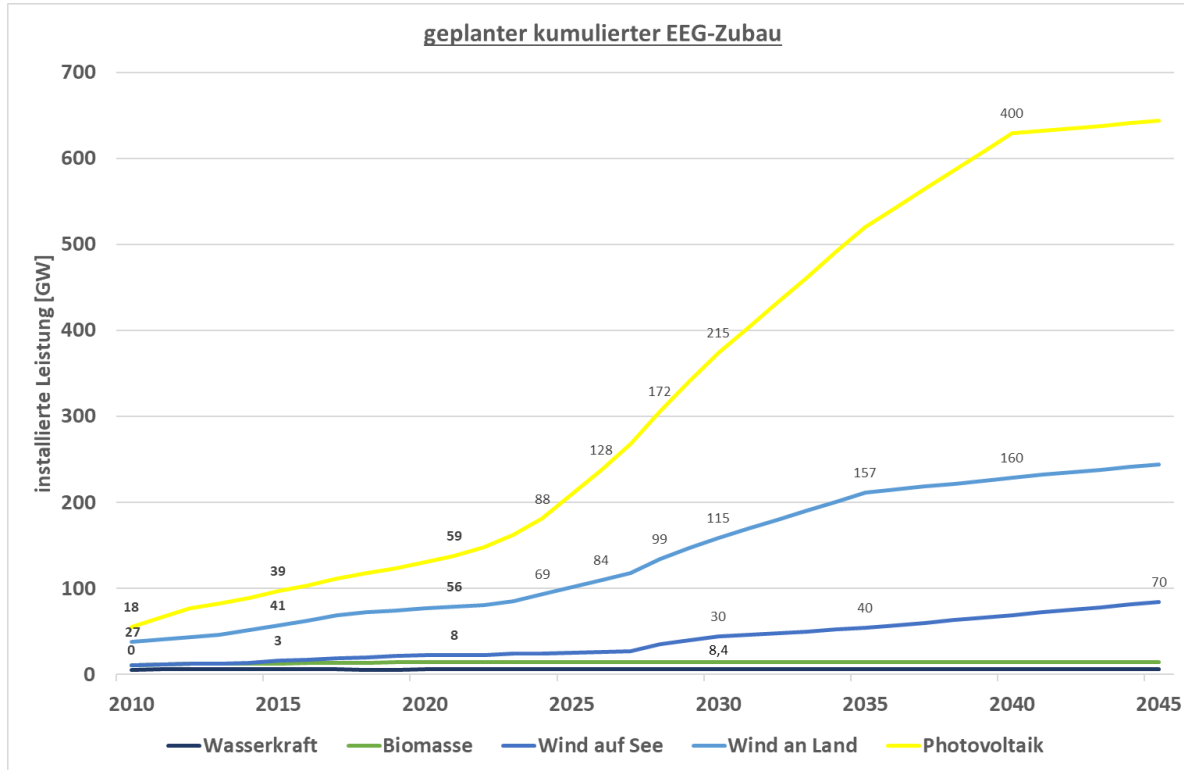
Bruttostromverbrauch in Deutschland



- sehr hohe Verbrauchsprognose wegen neuer Anwendungen
- Stromverbrauch seit 2022 aber unter dem Niveau der Wiedervereinigung

Quelle: Umweltbundesamt, destatis

EE-Ausbau bis 2040 auf über 600 GW



- Gesetzliche Zwischenziele bis 2045 im EEG und WindSeeG
- bis auf Wind auf See wäre der EEG-Ausbau 2040 bereits abgeschlossen

Quelle: Umweltbundesamt, EEG

PV-Ausbau erreicht EEG 2023-Ausbauziele

Abb. 5: Gesamtleistung solare Strahlungsenergie
Bruttogleistung in Megawatt [MW]

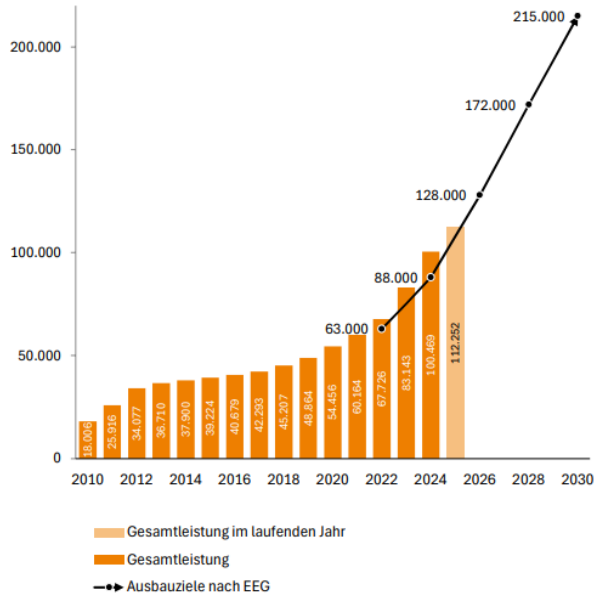
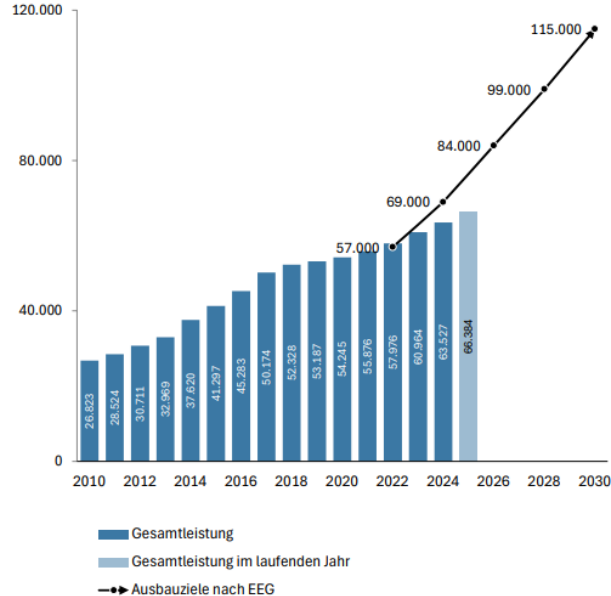


Abb. 6: Gesamtleistung Windenergie an Land
Bruttogleistung in Megawatt [MW]



- Photovoltaikausbau auf Kurs der EEG 2023-Ziele
- PV baut aber auch das Stromsystem um
- Wind an Land holt auf, rennt aber einer Ausbaulücke hinterher

Quelle: BNetzA, Sept. 2025

Wind auf See dürfte die EEG-Ziele verfehlen

Abb. 7: Gesamtleistung Windenergie auf See
Bruttoleistung in Megawatt [MW]

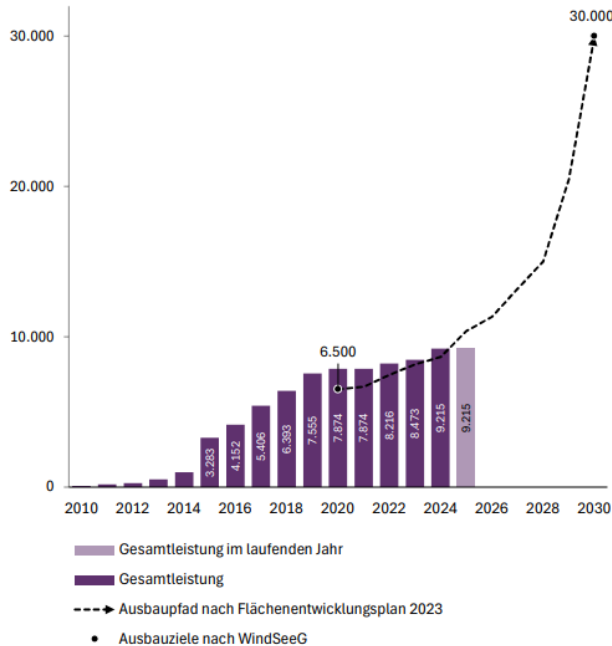
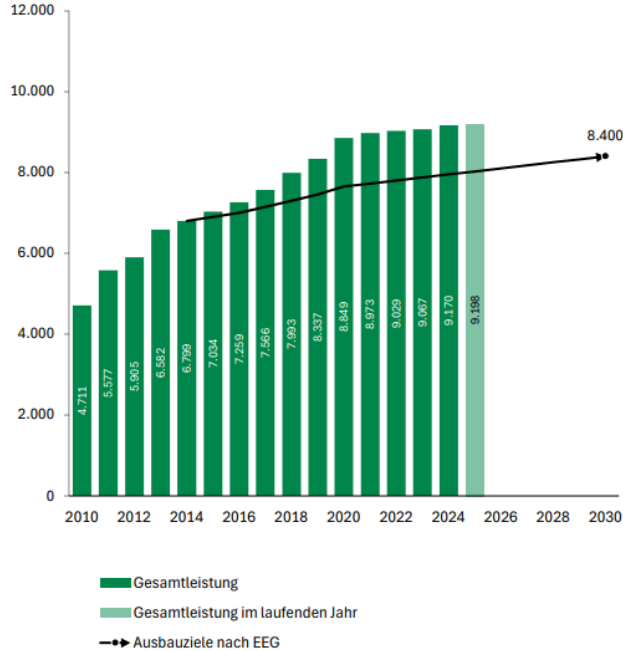


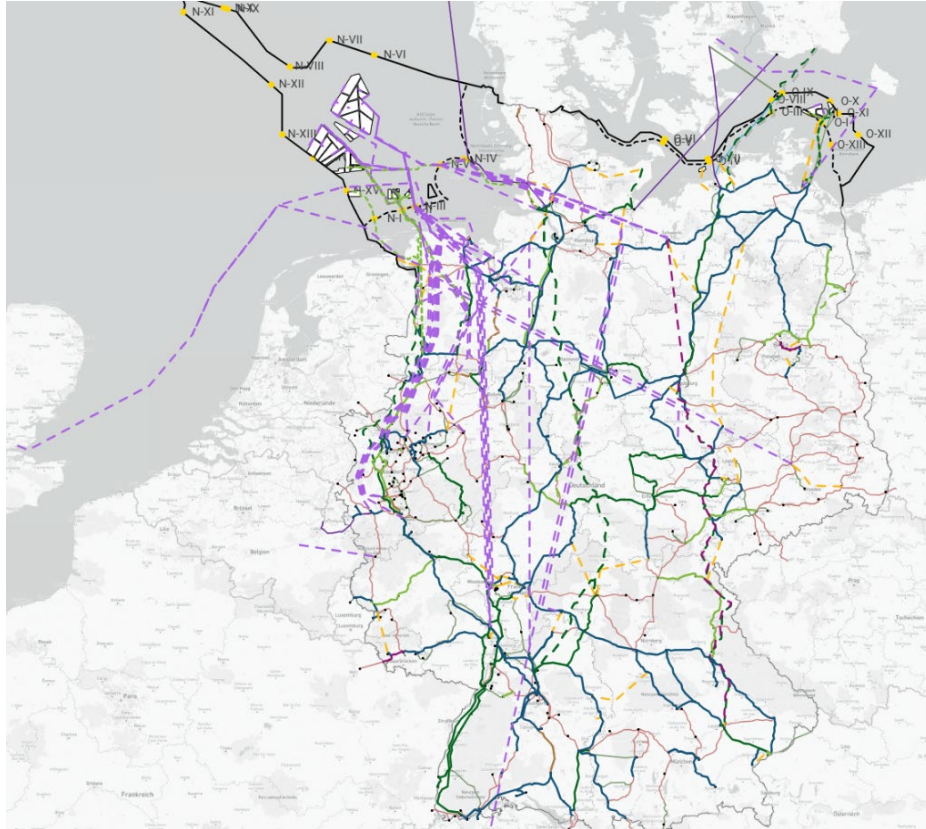
Abb. 8: Gesamtleistung Biomasse
Bruttoleistung in Megawatt [MW]



- Wind auf See nach Zuschlägen auf Kurs, aber Investitionen fraglich,
 - zudem hohe Abschattungseffekte
- Biomasse soll schrumpfen?

Quelle: BNetzA, Sept. 2025

Netzausbaupläne im aktuellen StromNEP



- Hoher Netzausbaudruck durch Wind auf See-Ausbau
- Netzkomponenten zwei bis dreimal teurer als vor Corona
- Verteilnetze vor deutlichem Ausbau wegen Einspeisung und Verbrauch
- Sehr hoher Finanzierungsbedarf
- Kürzungen bei Wind an Land unwahrscheinlich
- Netzorientierter EE-Ausbau?!

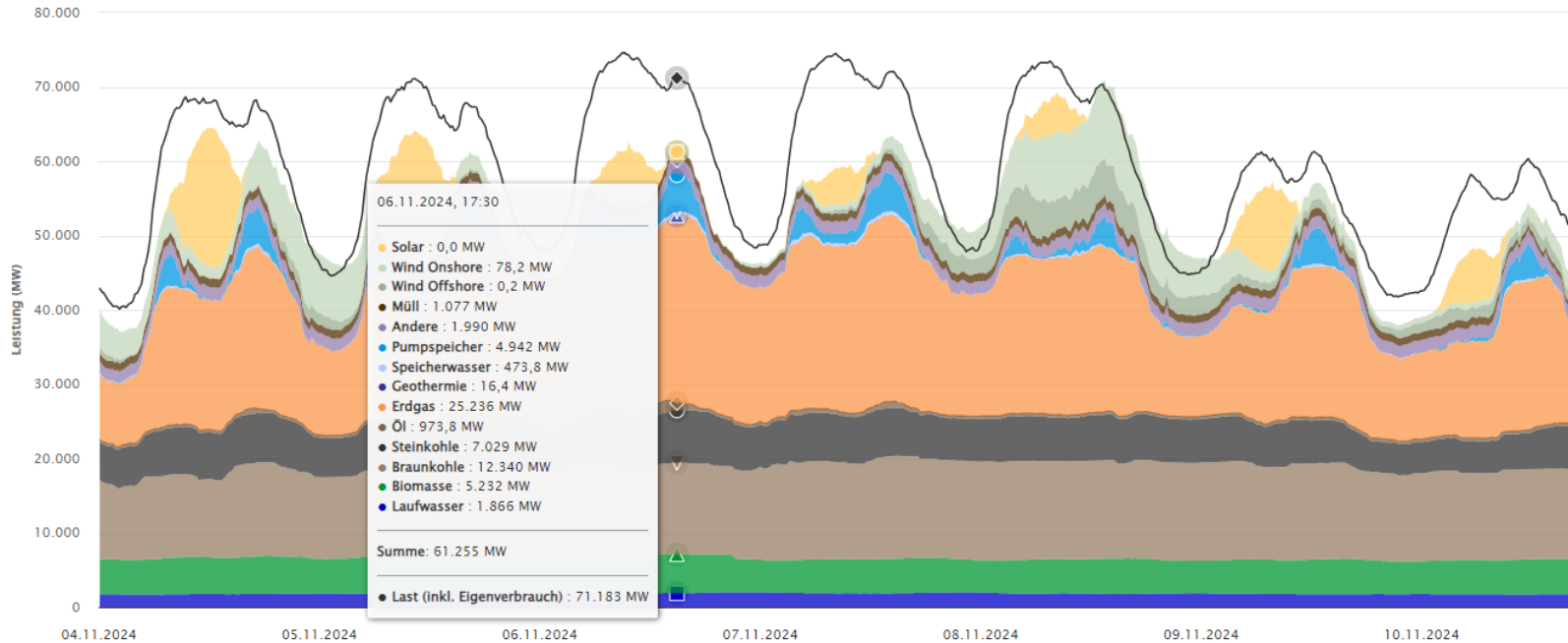
Quelle: NEP 2037/45 der 4 ÜNB

Auswirkungen auf den Strommarkt und die Förderung

Während im Herbst/Winter die EE-Stromerzeugung nicht ausreicht ...

Gesamte Nettostromerzeugung in Deutschland in Woche 45 2024

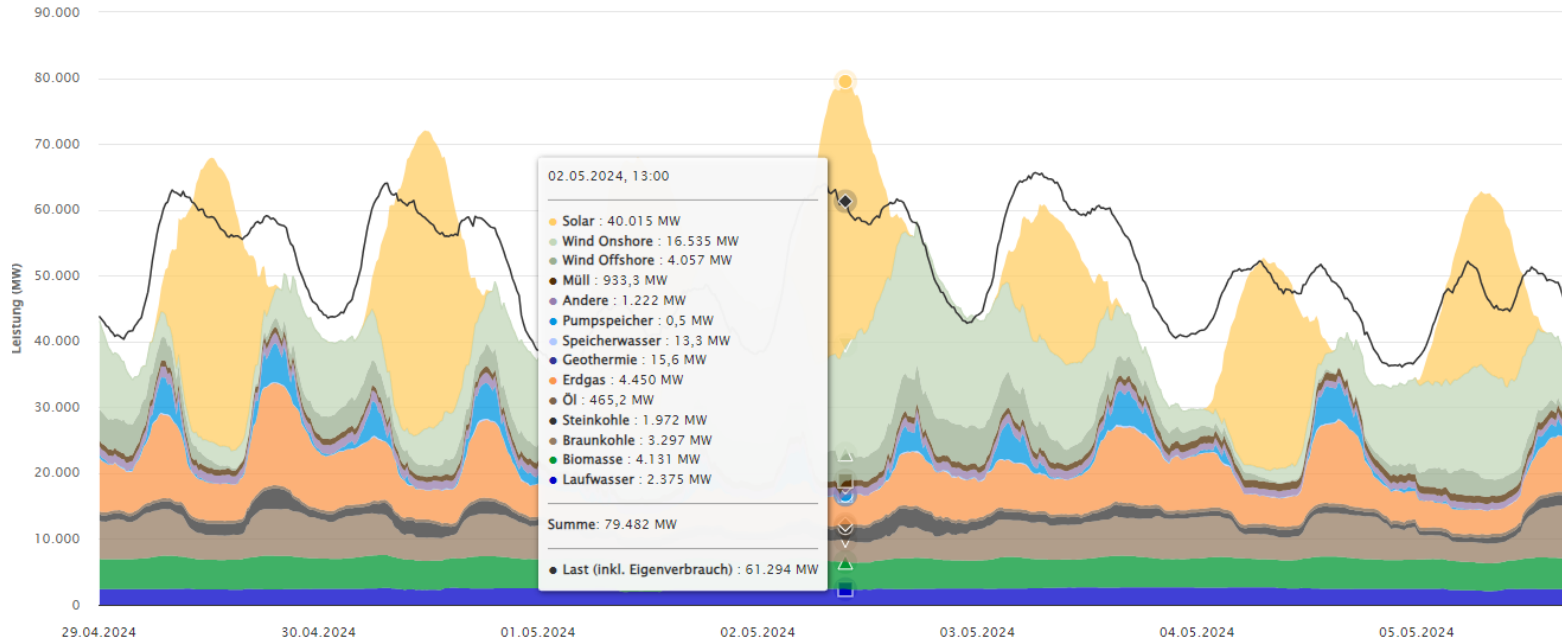
Energetisch korrigierte Werte



... verdrängt sie im Frühling/Sommer die konventionellen Kraftwerke fast vollständig.

Gesamte Nettostromerzeugung in Deutschland in Woche 18 2024

Energetisch korrigierte Werte



Negative Preise ohne EE-Förderung nehmen zu

Solarerzeugung bei negativen Preisen

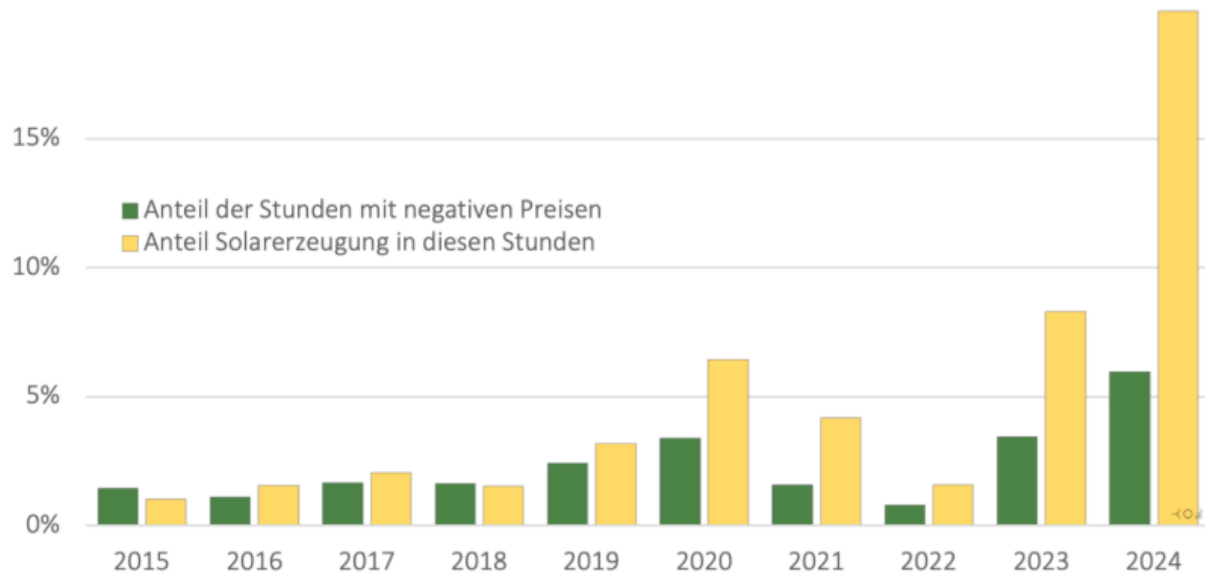


Abbildung 3: Anteil der Stunden mit negativen Preisen in der Day-Ahead Auktion und Anteil der Solarerzeugung, der auf diese Stunden entfällt.

Quelle: Neon, Sept. 2024

- Marktwerte verfallen
- Flucht in die EEG-Förderung erwartet
- PPAs nicht konkurrenzfähig
- Negative Preise treffen vor allem EE-Neuanlagen (EU-Kommissionsvorgabe)
- 1. HJ 2025 34% der PV-Stromerzeugung bei negativen Preisen (1. HJ 2024 nur 12%)

EEG-Förderoptionen ab 2027

- EU-Strommarktdesign erfordert bei Förderung neuer CO₂-freier Erzeugung eine Übererlösabschöpfung ab 2027
- Druck der GD Wettbewerb auf die Bundesregierung schon 2026 einen zweiseitigen Differenzvertrag (CfD) abzuschließen

| OPTION 1 | OPTION 2 | OPTION 3 | OPTION 4 |
|--|--|---|---|
| Produktionsabhängige Modelle | | Produktionsunabhängige Modelle | |
| Gleitende Marktprämie mit Refinanzierungsbeitrag (zweiseitiger Differenzvertrag mit Marktwertkorridor) | Produktionsabhängiger zweiseitiger Differenzvertrag ohne Marktwertkorridor | Produktionsunabhängiger zweiseitiger Differenzvertrag | Kapazitätzahlung mit produktionsunabhängigem Refinanzierungsbeitrag |

Evolutionäre statt revolutionäre EEG-Fortentwicklung

- + Financial CfD theoretisch geeignet, aber die Referenzanlage bildet die realen Bedingungen und Stromerträge nicht ab
 - + Referenzanlagen müssen die Stromerzeugung realer Anlagen sowohl in der Menge als auch zum richtigen Zeitpunkt (Strompreis) abbilden
- + die gleitende Marktprämie sollte durch einen zweiseitigen CfD ohne Marktwertkorridor ersetzt werden
 - + behutsame EU-konforme EEG-Fortentwicklung mit Blick auf finanzierende Banken
- + Ausregeln negativer Preise durch Neuanlagen allein führt zu massiven Ertragsverlust
 - + keine Vermarktung der ÜNB-EEG-Mengen zu negativen Preisen (§ 5 EEG)
 - + Wechselmöglichkeit auch für direkt vermarktete Anlagen in ungeforderte Einspeisung in Phasen negativer Preise gegen höheren anlegbaren Wert (analog § 100 Abs. 47 EEG)

CO₂-Preis als wesentlicher Treiber des Backupsystems

Globale Klimapolitik weiterhin wenig erfolgreich

- + Europas Einfluss auf das Weltklima ist begrenzt (2023: <6% der THG-Emissionen)
- + nicht der ETS ist das Problem, sondern die hohe Minderungsgeschwindigkeit im Vergleich zu den wesentlichen Wettbewerbern
- + global auf dem Weg zu +2,3 bis +2,5 Grad Erwärmung

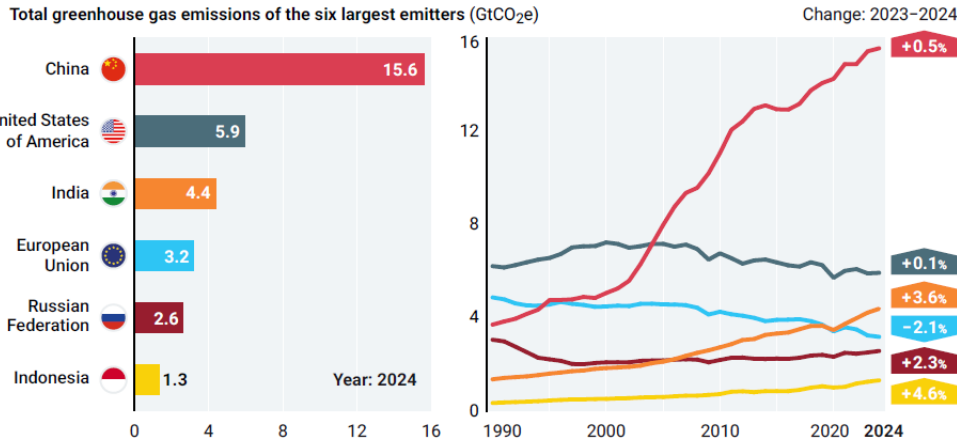
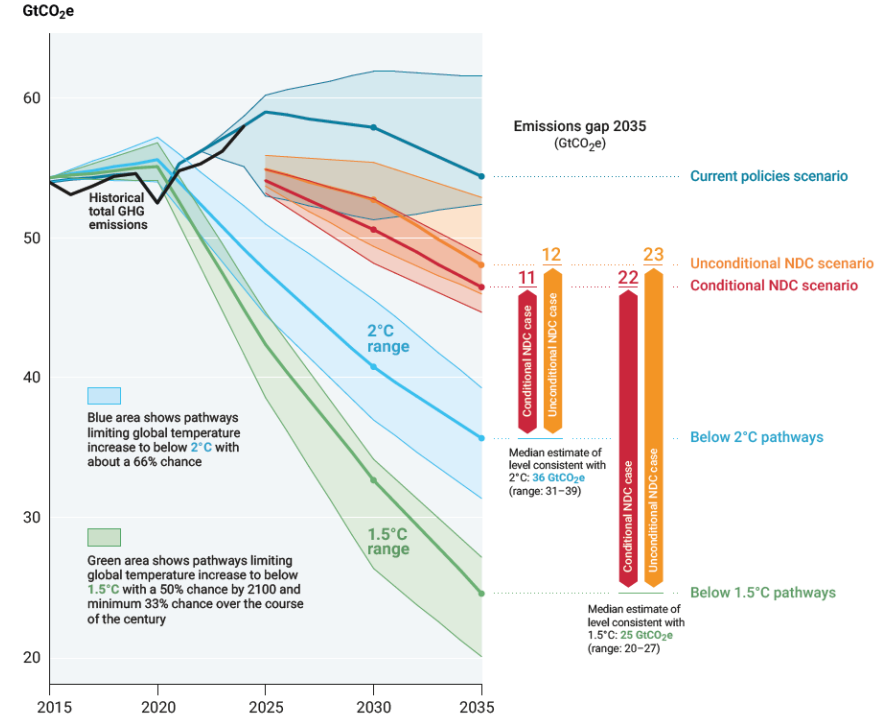


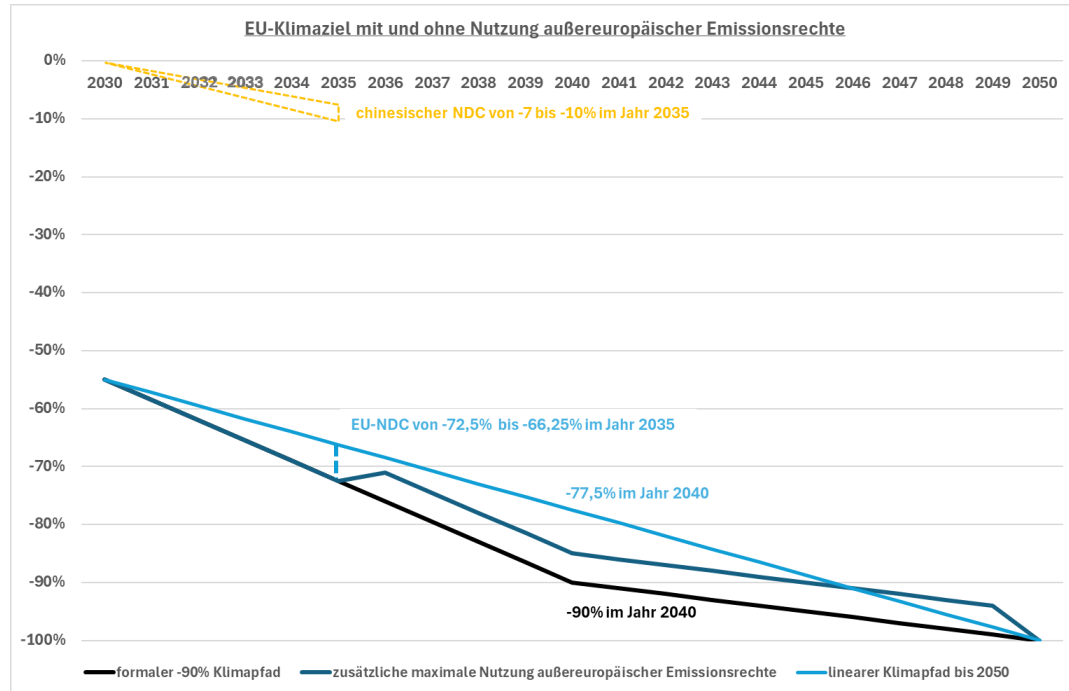
Figure ES.5 Global GHG emissions under different scenarios and the emissions gap in 2030 and 2035



Quelle: UNEP; Emissions Gas Report 2025

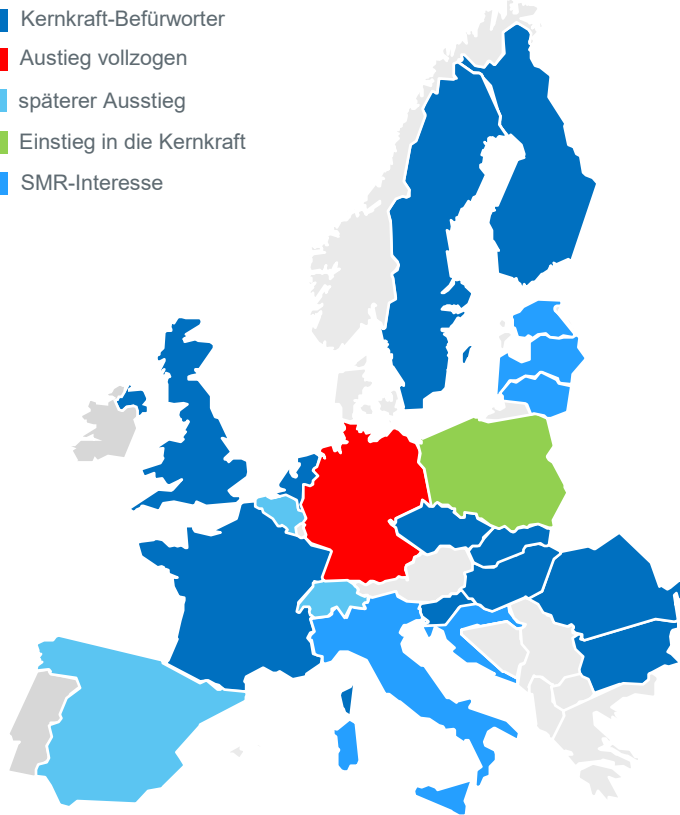
EU-Klimazielsvorschlag 2040 kaum entschärft

- + Begründungen zum KOM-Vorschlag (D -88% erfordert EU -90% wg. Chancengleichheit, China übernimmt Führungsrolle) fragwürdig
- + Damit liefe der ETS 1 auf Null im Jahr 2039, der ETS 2 im Jahr 2042
- + Gefahr der Deindustrialisierung Deutschlands und Europas ist real
- + Außerordentlicher Umweltministerrat beschloss am 4.11. das -90%-Ziel für 2040 vor der COP 30 in Belem (BRA)
- + Einige Entlastungen und Überprüfungen beschlossen, die von der EU-Kommission aber auch umgesetzt werden müssen



Emissionshandel treibt die Kernkraft in Europa

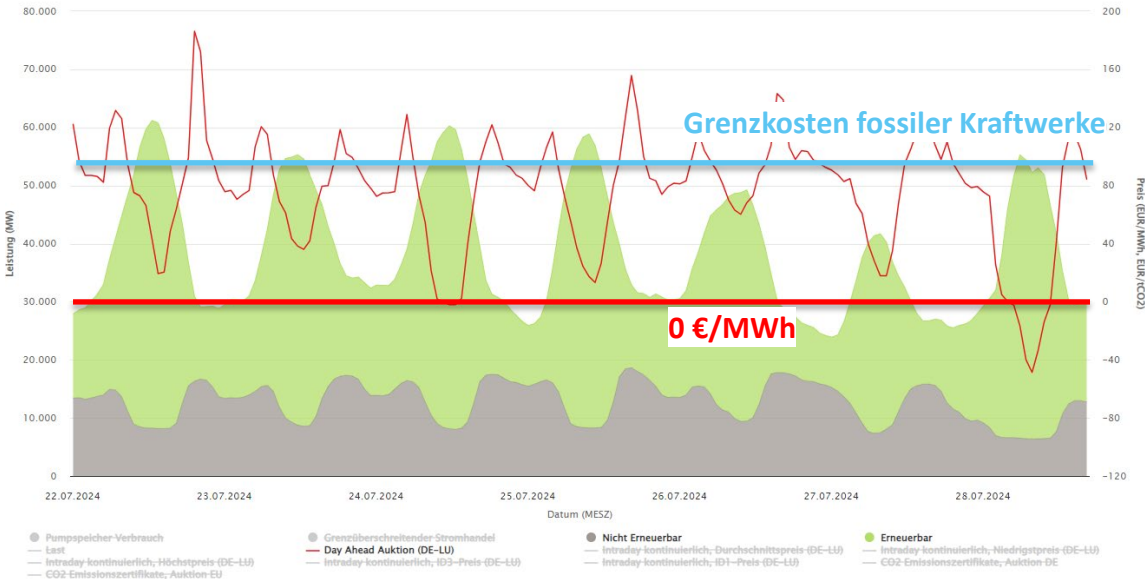
- Kernkraft-Befürworter
- Ausstieg vollzogen
- späterer Ausstieg
- Einstieg in die Kernkraft
- SMR-Interesse



- Weiterbetrieb und Wiedereinstieg in die Kernkraft als CO₂-freie Stromerzeugung
- Strombinnenmarkt sichert Deutschland ab
- deutsche Backupkapazitäten am Ende der europäischen merit order

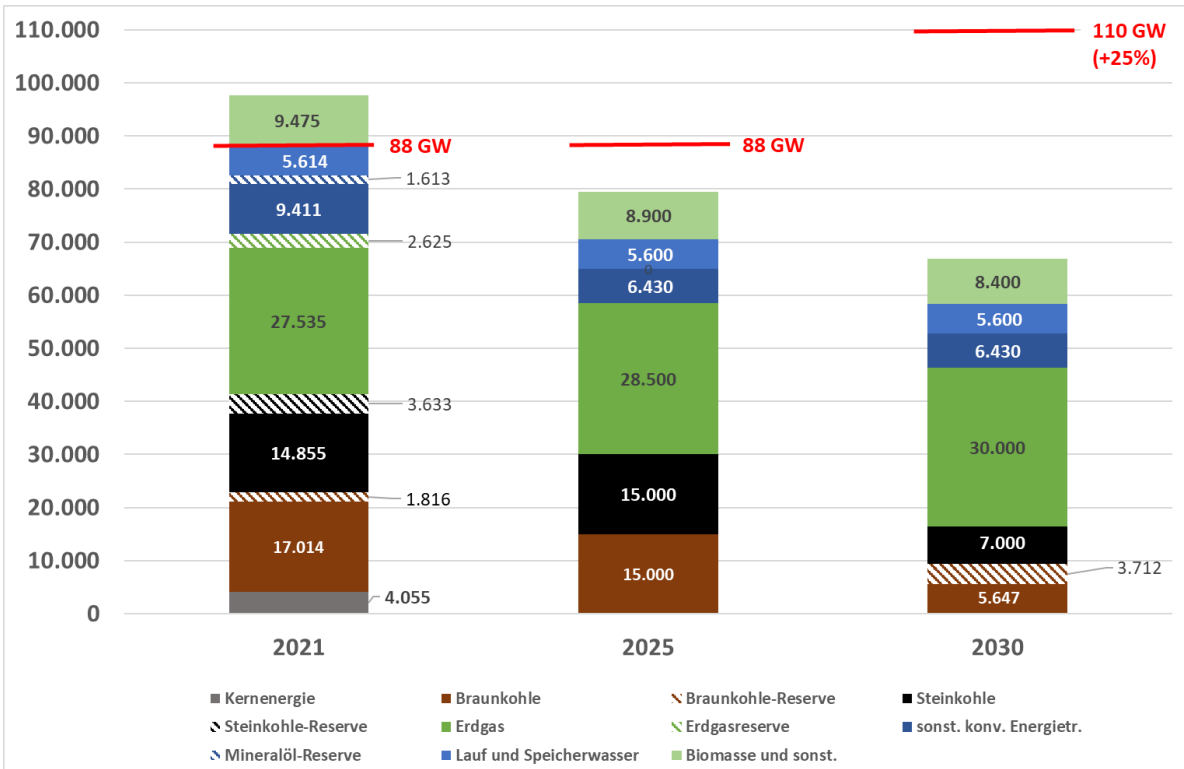
Fossile Kraftwerke werden verdrängt

Stromproduktion und Börsenstrompreise in Deutschland in Woche 30 2024



- Flexible stromgeführte Fahrweise wird im EE dominierten Stromsystem immer wichtiger
- An Wochenenden sind Strompreise häufig negativ
- Im Sommer v.a. aufgrund PV kostendeckender Betrieb schwierig

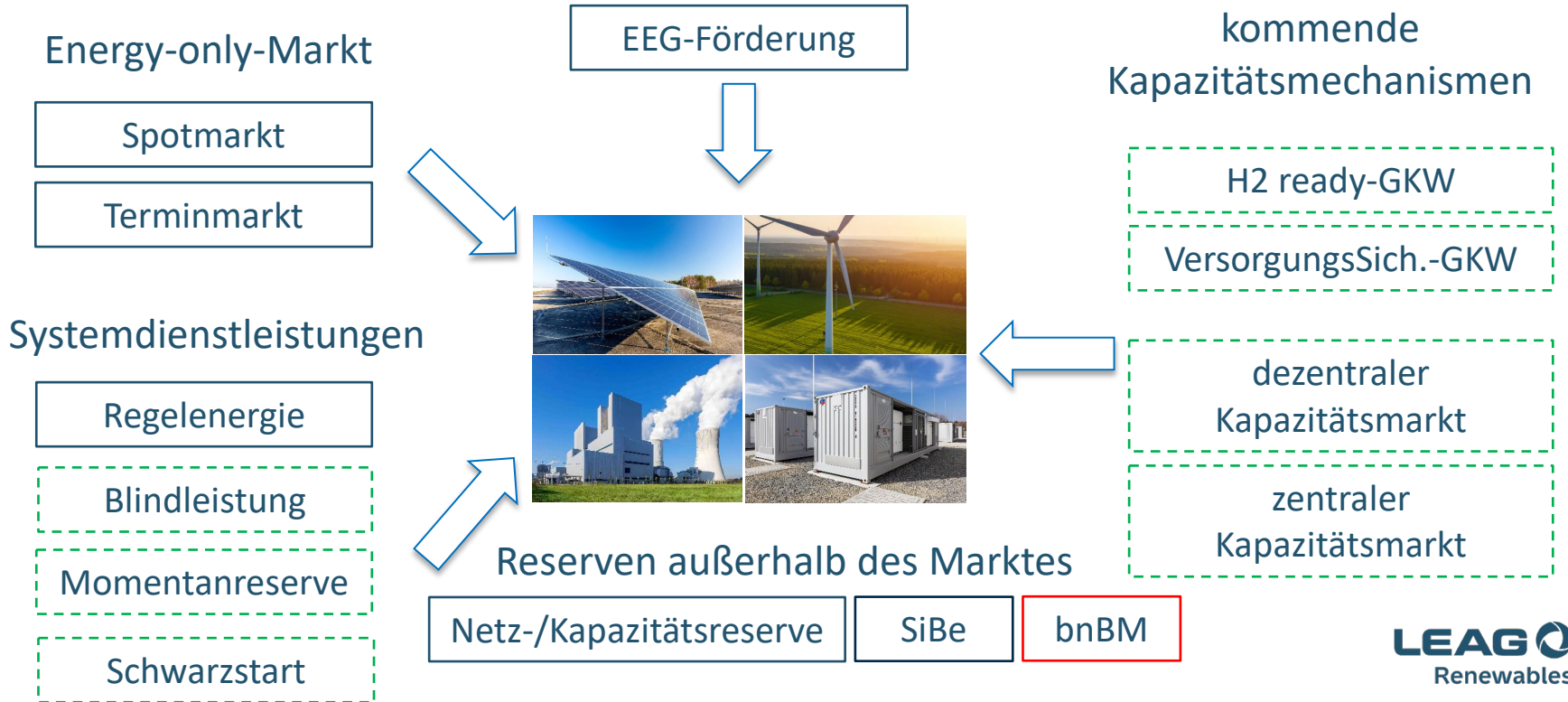
Rückgang der fossilen Kapazitäten nicht nur in Deutschland



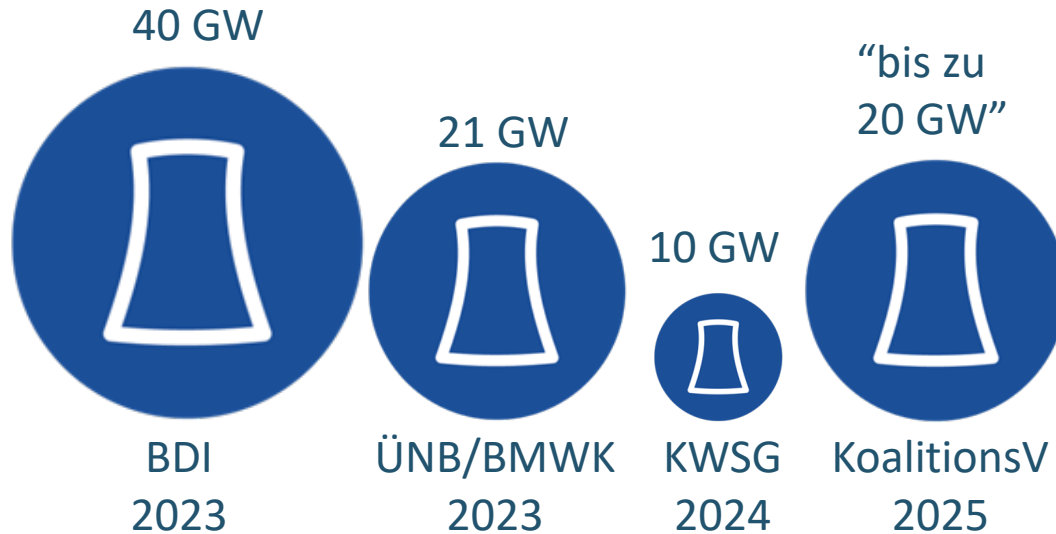
- Kein marktgetriebener Zubau in Europa ohne Kapazitätsmechanismen oder andere Subventionen
- Alle Investoren warten auf politische Vorgaben für die Förderung von Backupkapazitäten

Quelle: BDEW, eigene Annahmen

Einnahmemöglichkeiten am Markt für Kraftwerke und EE am Beispiel Deutschlands

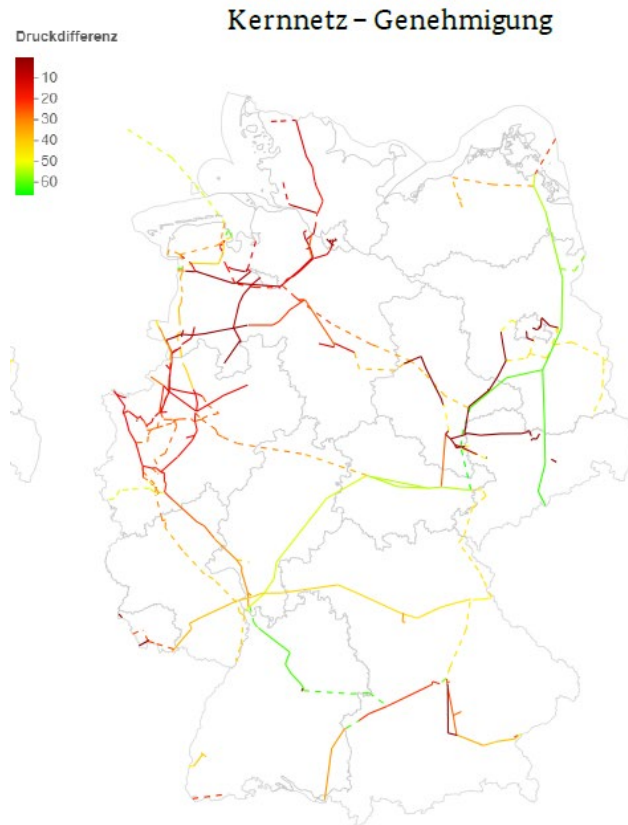


Notwendiger Kraftwerkszubau deutlich über 20 GW



- Die Bedarfserwartungen an neue Kraftwerke gehen stark auseinander.
- Versorgungssicherheitsbericht 2022 mit 21 GW marktlichen Zubau bis 2030
- Nach CISAF reicht ein Nachweis im ERAA
- Komplexe und vom BMWK häufig geänderte KWSG-Regulierung blieb unvollendet

genehmigtes Wasserstoffkernnetz kaum ausgelastet



- H2-Kernnetz mit 19 Mrd. € ggü. dem Stromnetz recht kostengünstig, aber hohes H2-Hochlaufnetzentgelt (3x) wegen Amortisationskonto
- wegen restriktiver RNFBO-Bestimmungen jedoch kaum Wasserstoffangebot
- LEAG-Standorte in der Lausitz durch die sogenannte „Lausitzbanane“ erschlossen
 - aber ohne Vorhabenträger

Auch Deutschland benötigt einen Kapazitätsmarkt

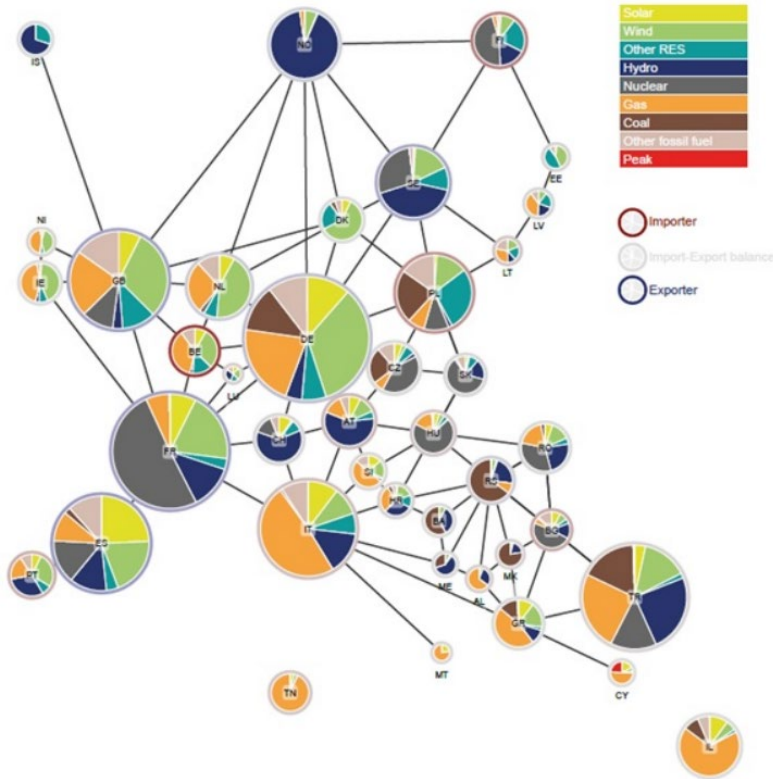
- zentraler Kapazitätsmarkt
- dezentraler Kapazitätsmarkt
- strategische Reserve
- Kapazitätzahlungen



- Kapazitätsmechanismen sind in den größten EU-Mitgliedstaaten bereits etabliert.
- Am weitesten verbreitet sind „zentrale“ Kapazitätsmärkte, auch Spanien geht dazu über.
- Zentrale Kapazitätsmärkte sind von der EU-KOM anerkannt und können auch in Deutschland schnell eingeführt werden.
- Gutachter für 23 Monate vom BMWV gesucht

Speicher als (teilweises) Backup der Energiewende

Wasserkraft “erspart” Speicher



- Reservoir-Wasserkraft arbeitet wie ein Speicher
- Wasserkraftnutzung aber begrenzt, in D. keine relevanten Neubauten
- „Anzapfen“ der Wasserkraftflexibilität in Europa schwierig
- 400 TWh aus neuem chinesischem Staudammprojekt (5x) in Tibet

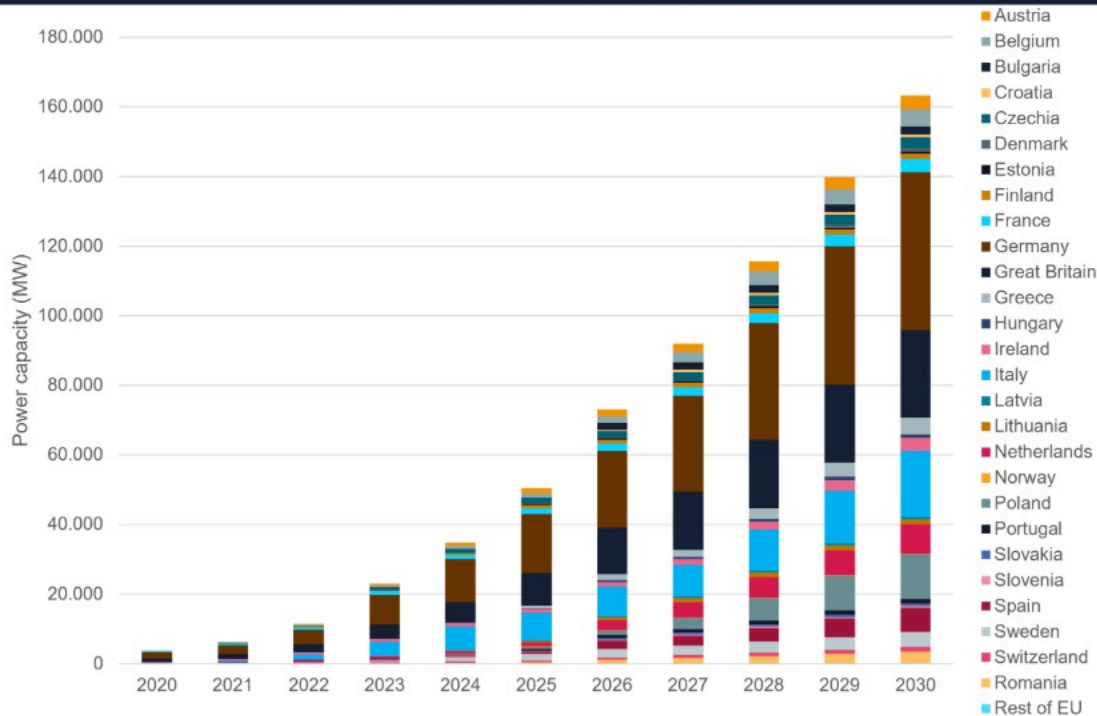
Figure 3: European future generation mix in 2030

Daniel Genz | Strommarkt im Wandel

Quelle: NAPSNet Special Reports, Okt. 2020

Batterien bringen kurzfristige Kapazität

Cumulative power capacity



- Starkes Wachstum bis 2030 erwartet
- „behind the meter“ (Heimspeicher, co-located renewables oder Industrie), aber auch „in front of the meter“ (marktliche Großspeicher, aber auch Netzbooster)

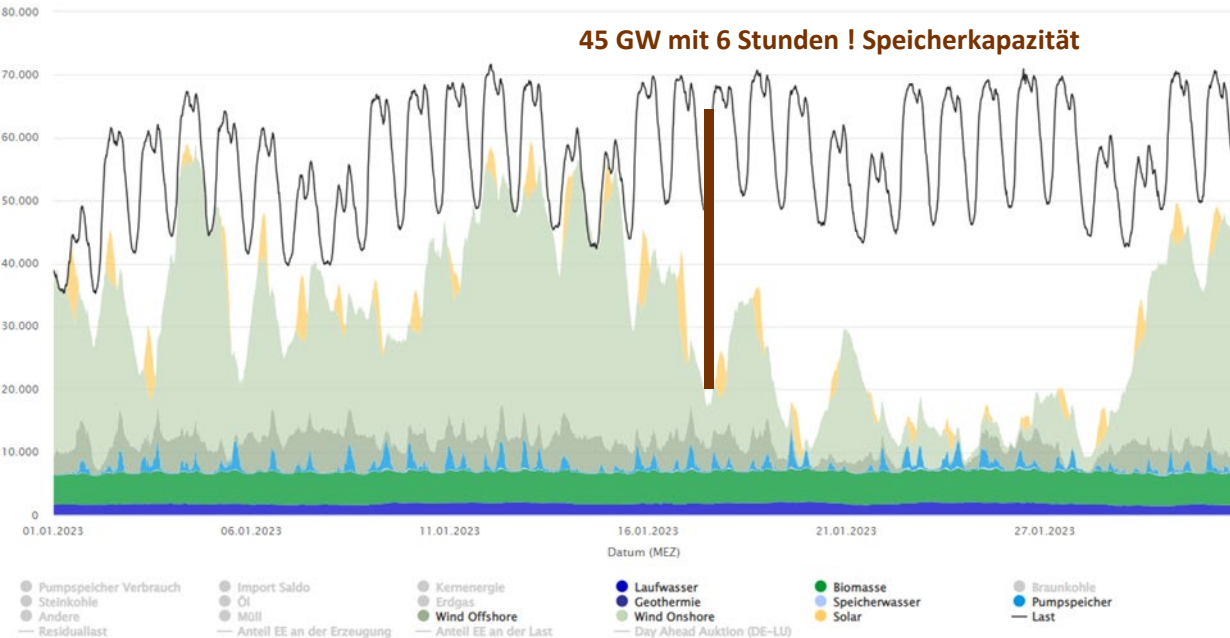
Quelle: Ease, LCPDelta, März 2025

Boom der Netzzugänge für Großspeicher

- + mind. 250 GW Netzanbindungsanfragen an die 4 ÜNB
- + KraftNAV-Verfahren bei Großspeicher über 100 MW wegen Windhundprinzip und fester Fristen ungeeignet
 - + Ablösung erfordert alternatives Netzanschlussverfahren
- + **Allgemeine Netzentgelt-Systematik** mit vielfältigen Änderungsvorschlägen bei Speichern
 - + Einspeisenentgelte, BKZ, Auslaufen der Speicherbefreiung nach § 118 Abs. 6 EnWG
 - + AgNeS überlagert von der Industrienetzentgeltdiskussion, Einspeiseentgelte, Kostenwälzung...
 - + Klarheit erst Ende 2026

Batteriespeicher helfen bei einer Dunkelflaute kaum

Öffentliche Nettostromerzeugung in Deutschland im Januar 2023
Energetisch korrigierte Werte



- Batteriespeicher dienen dem untertägigen Lastausgleich
- Batteriespeicher haben geringe Speicherkapazitäten und müssen in Dunkelflauten auch nachgeladen werden
- sie können dann nur Preis-
spitzen vergleichmäßigen
- Selbst großzügiger
Speicherausbau hilft bei
Dunkelflauten nur begrenzt

Quelle: energy charts, Fraunhofer isi



Vielen Dank für Eure Aufmerksamkeit!

Daniel Genz

LEAG Renewables GmbH
Leagplatz 1
03050 Cottbus

www.leag.de
renewables@leag.de
linkedin.com/company/leag/