

# Angemessenheit der Erzeugungskapazitäten in Deutschland bei einem Kohleausstieg im Jahr 2030

Florian Zimmermann, Emil Kraft, Julius Beranek, Wolf Fichtner

13. Internationale Energiewirtschaftstagung an der TU Wien, 15.-17. Februar 2023

# Agenda

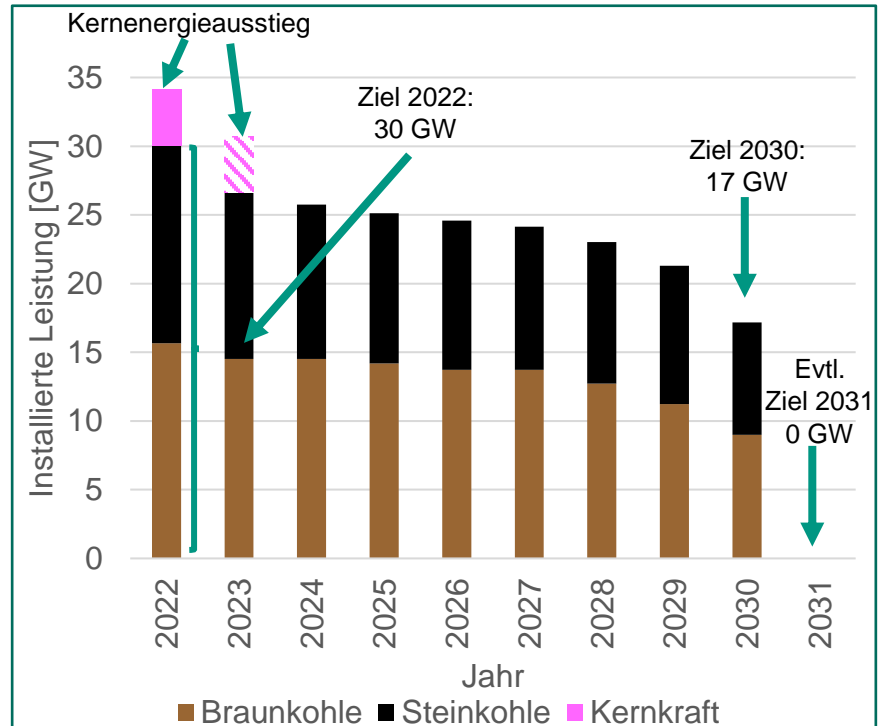
- Motivation
- Agentenbasiertes Simulationsmodell
- Szenarien
- Ergebnisse
- Zusammenfassung und Schlussfolgerungen

# Stilllegungspfad der Kern- und Kohlekraftwerke in Deutschland

## Motivation

- Plan für Kohleausstieg bis spätestens 2038 in Deutschland
- Neuer Vorschlag: Kohleausstieg 2030
- Stilllegungen erfolgen altersbedingt (Kohle-, Gas-, Öl- nach 45-50 Jahren, Kernkraftwerke nach 50 Jahren)

Ist die Angemessenheit der Stromerzeugungskapazitäten in Deutschland unter einem Kohleausstieg im Jahr 2030 gesichert oder sind Marktdesignänderungen notwendig, um ausreichend Investitionen anzureizen?



## Methodik und Forschungsdesign

# Methodik: Agentenbasierte Strommarkt-Simulation mit integrierter Ausbauplanung

## PowerACE

### Eingangsdaten

- Energieträger- und CO<sub>2</sub>-Preise
- Detaillierte Kraftwerksdaten mit wichtigen techno-ökonomischen Parametern (u.a. Wirkungsgrade,...)
- Stündliche Erneuerbare und Stromnachfrage Profile
- Handelskapazitäten zwischen den Marktgebieten
- ...

### Charakteristika

- Stündliche Simulation des gekoppelten Spotmarkts (8760h/a)
- Jährliche Investitionen mit einer iterativen Ausbauplanung
- Zeithorizont (2015 bis 2050)

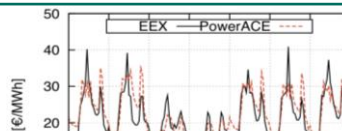
### Modellergebnisse

#### Aus der Marktsimulation

- Stromerzeugung
- Spotmarktpreise und Volumina
- ...

#### Aus dem Investitionsmodul

- Entwicklung von Kapazitäten
- Investitionsentscheidungen
- ...



Vorteil: Keine perfekte Voraussicht bei der Investitionsplanung

Source: Genoese (2010), Fraunholz (2021), Zimmermann&Keles (2023)

Chair of Energy Economics (Prof. Fichtner)

Research Group: Energy Markets and Energy Systems Analysis

Institute for Industrial Production (IIP)

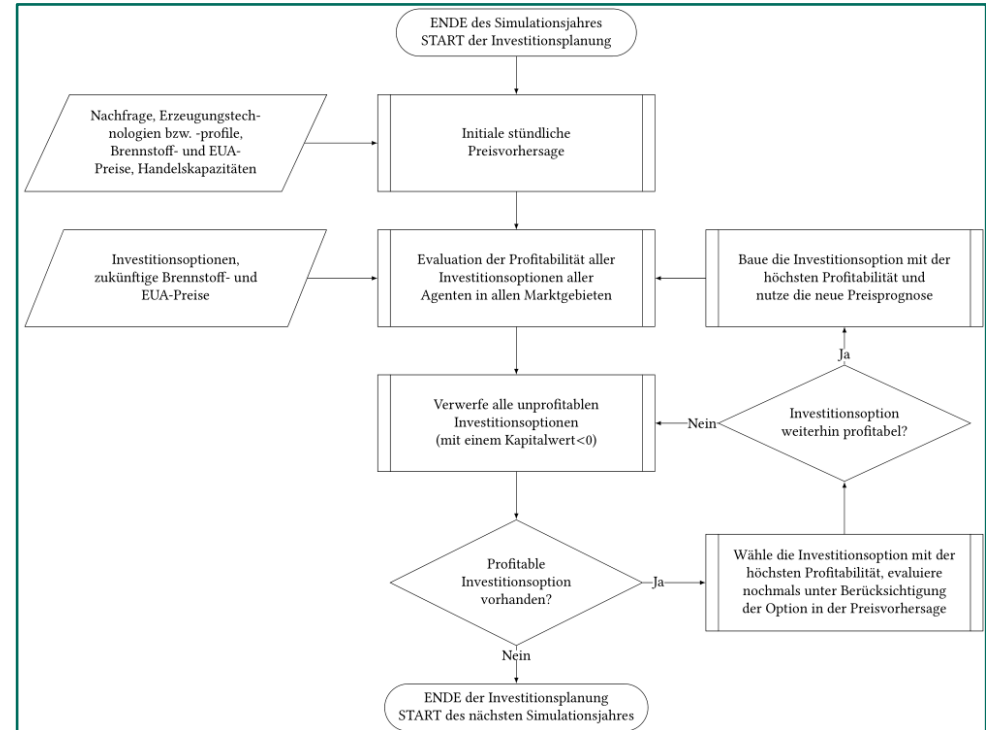
# Investitionsplanung

## Entscheidung mithilfe des Kapitalwerts

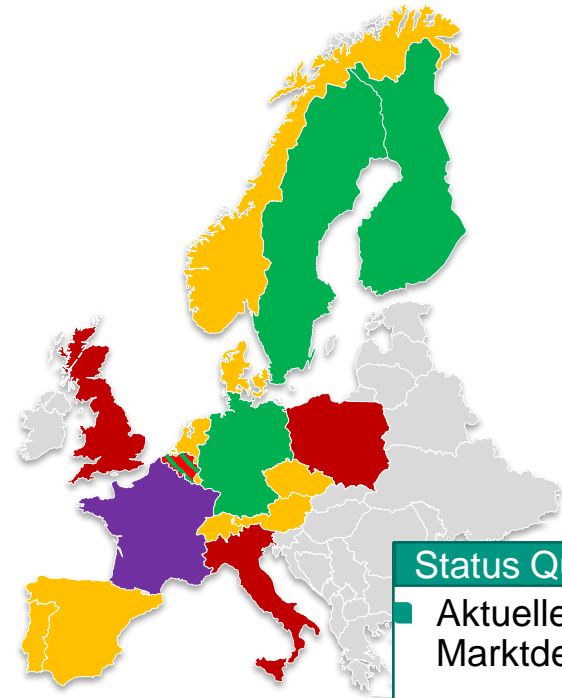
- Unter Berücksichtigung der Investition, Zinssatz, ökonomische Lebensdauer, fixen und variablen Kosten sowie einer modellendogenen Preisvorhersage für die Spotmärkte und Kapazitätsmechanismen
- Jeder Agent evaluiert für jeden Markt jede erlaubte Investitionsoption

$$NPV_j = -I_{0,j} + \sum_{t=1}^{n_j} \frac{p^{KM} - c_{t,j}^{fix} + \sum_{h=1}^{8760} \max\{p_{h,t,j}^{prog} - c_{h,t,j}^{var}, 0\}}{(1+i)^t}$$

- Mögliche Investition bei  $NPV > 0$



# Szenarien



## Marktdesigns

- Dezentralisierter Kapazitätsmarkt
- Zentraler Kapazitätsmarkt
- Strategische Reserve
- Energy-only Markt

## Eingangsdaten

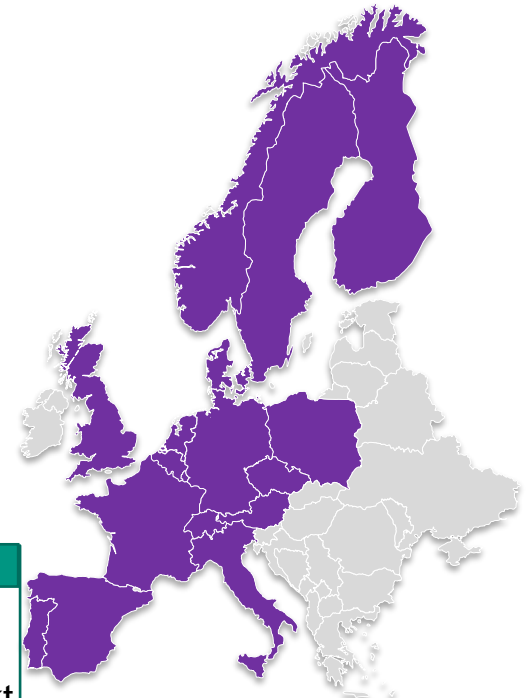
- EE Ausbau: TYNDP 2022 Distributed Energy
- Nachfrage: Steigend auf ca. 780 TWh (2050)
- CO<sub>2</sub>-Preis bis 350 EUR/tCO<sub>2</sub> in 2050
- Brennstoffpreis Futures aus Mitte 2022
- Regulatorischer Ersatz von Methan durch Wasserstoff bis 2045

## Status Quo

- Aktuelle Marktdesigns

## EU-CRM

- Einheitlicher Europaweiter Kapazitätsmarkt



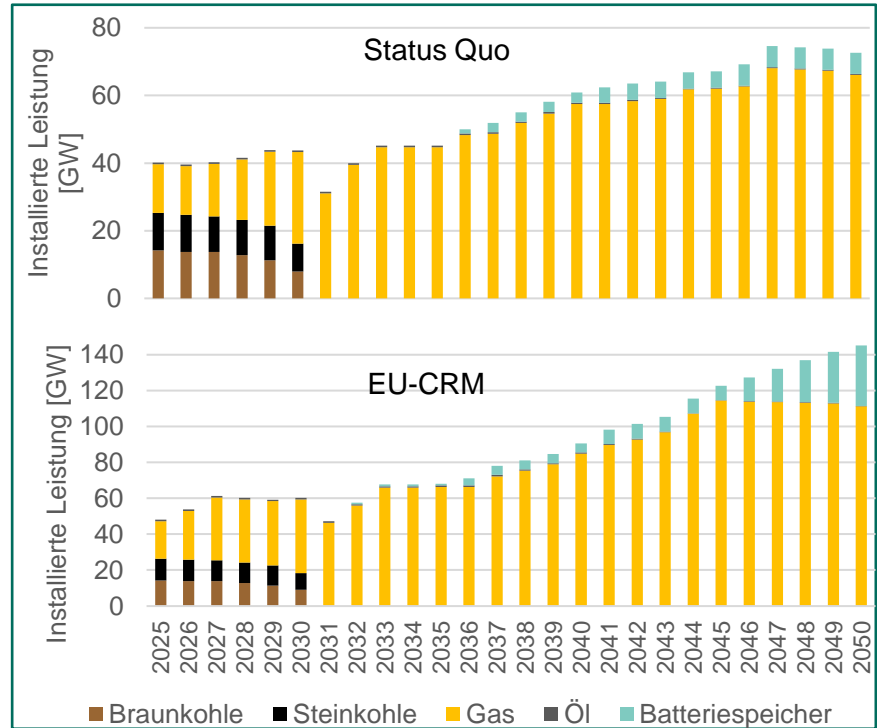
## Ergebnisse



# Kapazitätsentwicklung in Deutschland

## Ergebnisse

- Zubau der erneuerbaren Energien erfolgt über den Szenariorahmen (deshalb hier nicht dargestellt)
- Starker Kapazitätseinbruch nach 2030 durch Braun- und Steinkohleausstieg
- Investoren antizipieren nicht komplett die plötzliche Leistungsreduktion
- Mit EU-CRM werden mehr Investitionen angereizt
- Kapazität im Jahr 2050
  - Status Quo Szenario über 70 GW
  - EU-CRM (10% Reservemarge) über 140 GW

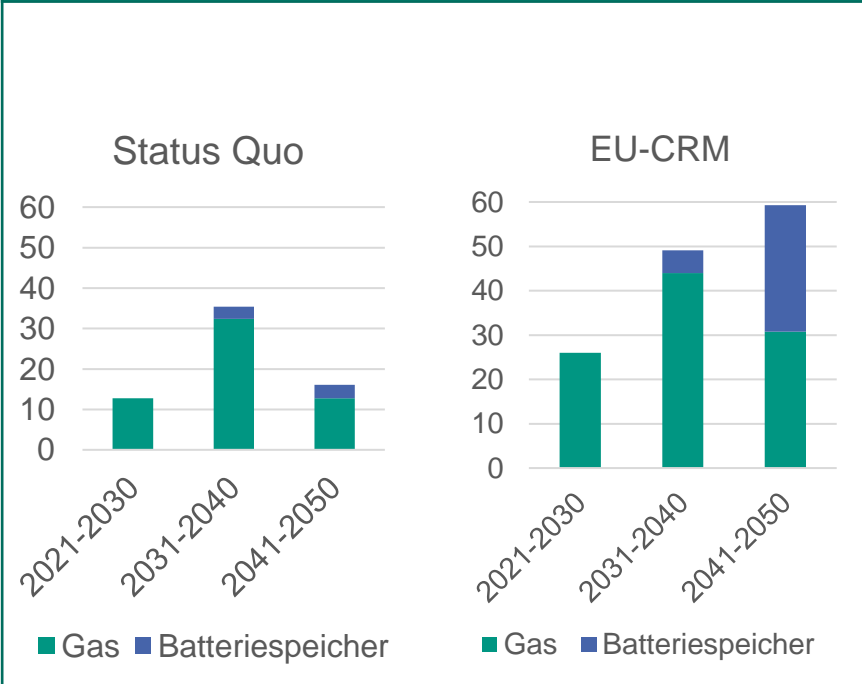


# Investitionen in Deutschland

## Zubau pro Jahrzehnt

- Konservative Investoren: Spitzenpreise in der Vorhersage werden ausgefiltert
- Mehr Investitionen im EU-CRM als im Status Quo Szenario
- EU-CRM Investiert langfristig sehr viel, aufgrund einer hohen Reservemarge
- Starker Zubau von Gaskraftwerken ab 2024 (EU-CRM) bzw. 2027 (Status Quo), sowohl GuD als auch Gasturbinen, ab 2045 vollständig dekarbonisiert
- Batteriespeicher erst ab 2032 (EU-CRM) bzw. 2036 (Status Quo)

## Zubau in GW



# Loss of Load Expectation (LOLE) und Energy not Served (ENS)

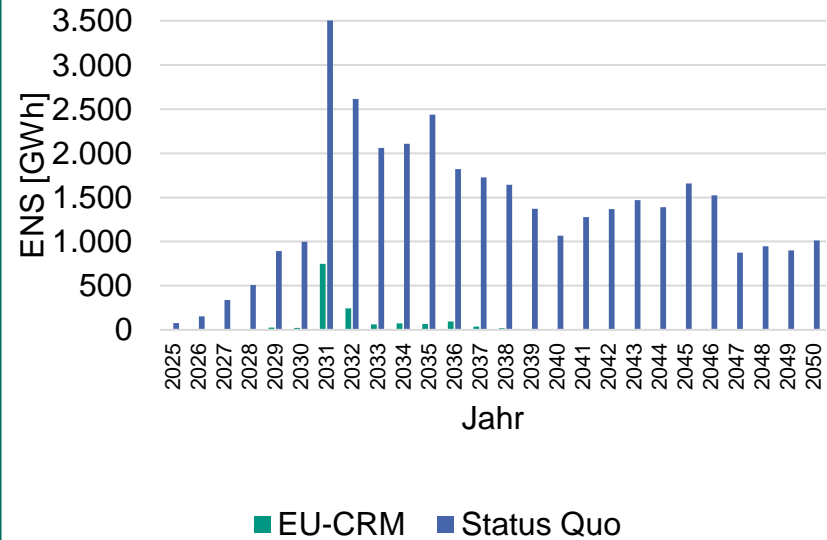
## LOLE

- Anzahl an Stunden mit Nachfrageunterdeckung pro Jahr
- Ab 2025 LOLE (in beiden Szenarien), Im EU-CRM sind das 7-8 Stunden (Reliability Standard in Deutschland 2,77 Stunden LOLE)
- Besonders in den Jahren 2031 bis 2040 hohe LOLE
- Bis 2030 über 26 GW Gaszubau scheint nicht ausreichend, Mittel- bis langfristig (bis 2040) hohe Investitionen notwendig

## ENS

- Menge der ungedeckten Nachfrage pro Jahr
- EU-CRM Szenario bis 2030 geringe Mengen
- Erneuerbare Energien (aus dem Szenario) und disponible Kapazität werden nicht schnell genug zugebaut
- Status Quo: Gewisse Anzahl Stunden mit Nachfrageunterdeckung scheint für den Markt wirtschaftlicher zu sein als der Zubau weiterer Erzeugungskapazität

Nach Import, Einsatz strategischer Reserve (2 GW in Deutschland) und Lastabwurf (2 % der Spitzenlast)



## Schlussfolgerungen und Ausblick

# Kritische Würdigung

## Daten

- Große Unsicherheiten durch die Eingangsszenarien und durch den Ukrainekrieg
- Methan phase-out sehr unsicher
- Lediglich ein Wetterjahr berücksichtigt (2017)
- Hohe Reservemarge beim EU-CRM Szenario
- Administrative Hürden bei den Marktdesignänderungen bzw. beim Kraftwerkzubau vernachlässigt

## Modellierung

- Elektrolyseure als einzige Flexibilitätsoption
- NTC basierte Marktkopplung über alle implementierten Märkte
- Deterministische Untersuchung
- Zuverlässigkeit hängt nicht nur von den Erzeugungskapazitäten ab

# Zusammenfassung, Schlussfolgerungen und Ausblick

## Untersuchung

- Garantiert das aktuelle Marktdesign in Deutschland für eine ausreichende Angemessenheit der Erzeugung unter einem Kohleausstieg 2030?
- Anwendung eines agentenbasierten Strommarkt-Simulationsmodells
- Zwei Szenarien: Status Quo und EU-CRM

## Ausblick

- Unsicherheiten berücksichtigen
- Weitere Flexibilitätsoptionen integrieren
- Kapazität der strategischen Reserve für 2030ff ermitteln

## Ergebnisse

- **Disponible Kapazität und Speicher**
  - Kohleausstieg sorgt für schnelle Reduktion disponibler Erzeugungsleistung
  - Keine Investitionen in Batteriespeicher bis 2032
  - Mit EU-CRM früherer und höherer Zubau
- **Angemessenheit der Erzeugungskapazitäten**
  - Insbesondere 2031 sowohl im EOM als auch im EU-CRM nicht gewährleistet
  - Kein rechtzeitiger Zubau von disponibler Kapazität
  - 26 GW Investitionen in Gaskraftwerke bis 2030 offenbar nicht ausreichend für Angemessenheit
- **Handlungsempfehlung**
  - Einführung eines Kapazitätsmechanismus vorteilhaft für die Angemessenheit in Deutschland durch höhere Investitionsanreize
  - Überführung der Stillzulegenden Kohlekapazitäten in eine strategische Reserve

**Vielen Dank für die Aufmerksamkeit**  
florian.zimmermann@kit.edu



# Quellen

- Europäische Kommission (2019): Identification of appropriate generation and system adequacy standards for the internal electricity market: Final report



# Backup



# Assumptions

- RES bids with 0 EUR/MWh in the Market

# Modellierung des französischen Kapazitätsmarkts

- Marktpreis und Volumen durch Einheitspreisauktion (einmal im Simulationsjahr)
  - Anbieter: Kraftwerksbetreiber bieten auf Basis der Differenzkosten Zertifikate an
  - Nachfrager: Versorger bzw. prognostizierte Spitzenlast im entsprechenden Jahr zuzüglich einer Sicherheitsmarge (2 GW)
  - Beschaffung zwei Jahre im Voraus
  - Bei Überkapazitäten: Zertifikate können auf 0 Euro/MW fallen

## ■ Differenzkosten

- Kosten, die nicht durch die Marktaktivität gedeckt werden können, aber notwendig für einen langfristigen ökonomischen Betrieb sind

$$c_{j,t}^{diff} = \max\{0, I_{j,t}^{an} + c_{j,t}^{fix} - CF_{j,t}^{Exp}\} \text{ mit } I_j^{an} = \text{Investitionen}_j \cdot \frac{(1+i)^{n \cdot i}}{(1+i)^{n-1}}$$

$c^{diff}$  = Differenzkosten,  $c^{fix}$  = fixe Kosten,  $CF^{Exp}$  = erwartete Cashflows,  $j$  =

Kraftwerk,  $I^{an}$  = annuitätische Investition,  $t$  = Jahr,  $n$  = Nutzungsdauer in Jahren,  $i$  =

# Input data

Eingangsdaten	Quellen
Blockscharfe Kraftwerksdaten <span style="float: right;">disponible</span>	Basierend auf [23] und eigenen Annahmen, z. B hinsichtlich des Kohleausstiegs
Jährliche Brennstoffpreisentwicklung	Tabelle 3
Jährliche CO <sub>2</sub> Preisentwicklung	Linearer Anstieg vom arithmetischen Mittelwert im Jahr 2021 von 53,71 EUR/tCO <sub>2</sub> bis auf 350 EUR/tCO <sub>2</sub> im Jahr 2050
Investmentoptionen	[24]
Handelskapazität	[25, 26] Distributed Energy Szenario
Stündliche EE-Einspeisezeitreihe	[25, 26] Distributed Energy Szenario, in Deutschland die Erzeugungsmenge auf 80 % der Nachfrage skaliert
Stündliche Stromnachfrage	[27] bzw. Abbildung 4
Jährliche Wasserstoffnachfrage	[27–29]
Elektrolyseurkapazitäten	[25], Distributed Energy Szenario sowie eigene Annahmen und [11]

# Brennstoffpreisentwicklung

Brennstoff preise [EUR/ MWh <sub>th</sub> ]	2022	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Steinkohle	31,23	19,43	5,82	5,75	5,68	5,62	5,55
Öl	51,75	38,46	27,55	26,89	26,23	25,57	24,91
Erdgas	114,50	40,16	52,88	80,36	96,43	100,29	76,69
Wasserstoff	207,09	193,2	169,9	146,74	123,89	100,29	76,69

Brennstoffpreisentwicklung in EUR/MWh<sub>th</sub> anhand von [30], bis 2030 Futurespreise für Brennstoffe von Juni 2022; Wasserstoff anhand von [34], ab 2030 25 %ige regulatorische Wasserstoffbeimischung zum Erdgas bis 2045 auf 100 %

# Entwicklung der Stromnachfrage in Deutschland [27, 28]

