

Modellgestützte Analyse von Designoptionen für den deutschen Elektrizitätsmarkt zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit bei zunehmender Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien

Lea Renz, Dr. Dogan Keles, Prof. Dr. Wolf Fichtner
13. Symposium Energieinnovation, TU Graz, 13.02.2014

INSTITUT FÜR INDUSTRIEBETRIEBSLEHRE UND INDUSTRIELLE PRODUKTION (IIP)
Lehrstuhl für Energiewirtschaft (Prof. Fichtner)



Agenda

- Hintergrund und Motivation

- Methodischer Ansatz
 - Auswahl der analysierten Strommarktdesignoptionen
 - Modellüberblick
 - Simulation eines zentralen Kapazitätsmarkts

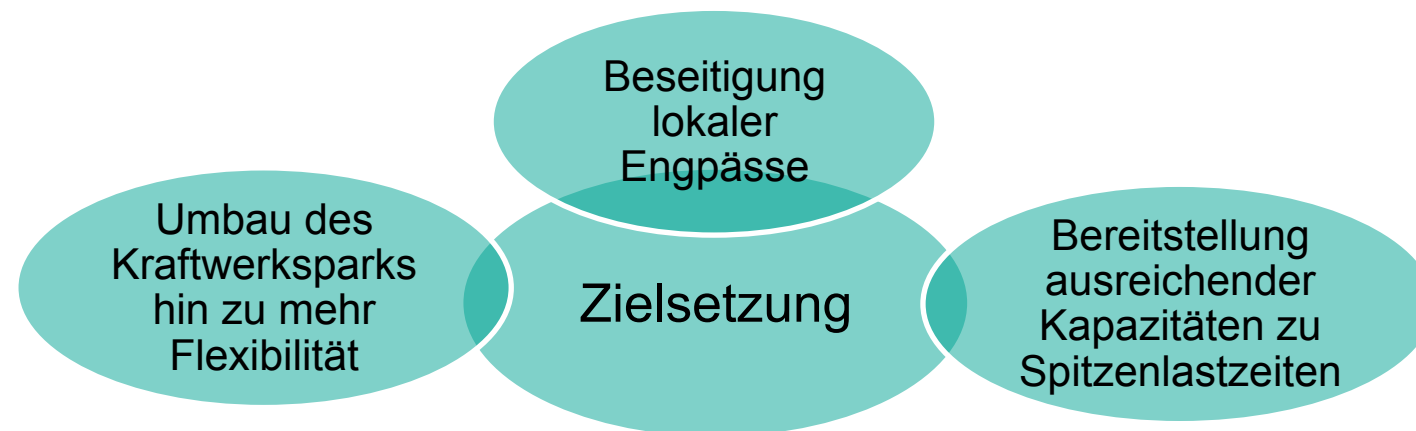
- Daten

- Ausgewählte Ergebnisse

- Schlussfolgerungen und Ausblick

Hintergrund und Motivation

- Derzeit intensive Diskussion über die zeitnahe Einführung eines Kapazitätsmechanismus in Deutschland
Grund: Sorge um Versorgungssicherheit
- Aber: bisher noch nicht zweifelsfrei widerlegt, dass der Energy-Only-Markt ausreichend Investitionsanreize setzt
- Unklarheit bezüglich der konkreten Ausgestaltung eines Kapazitätsmechanismus

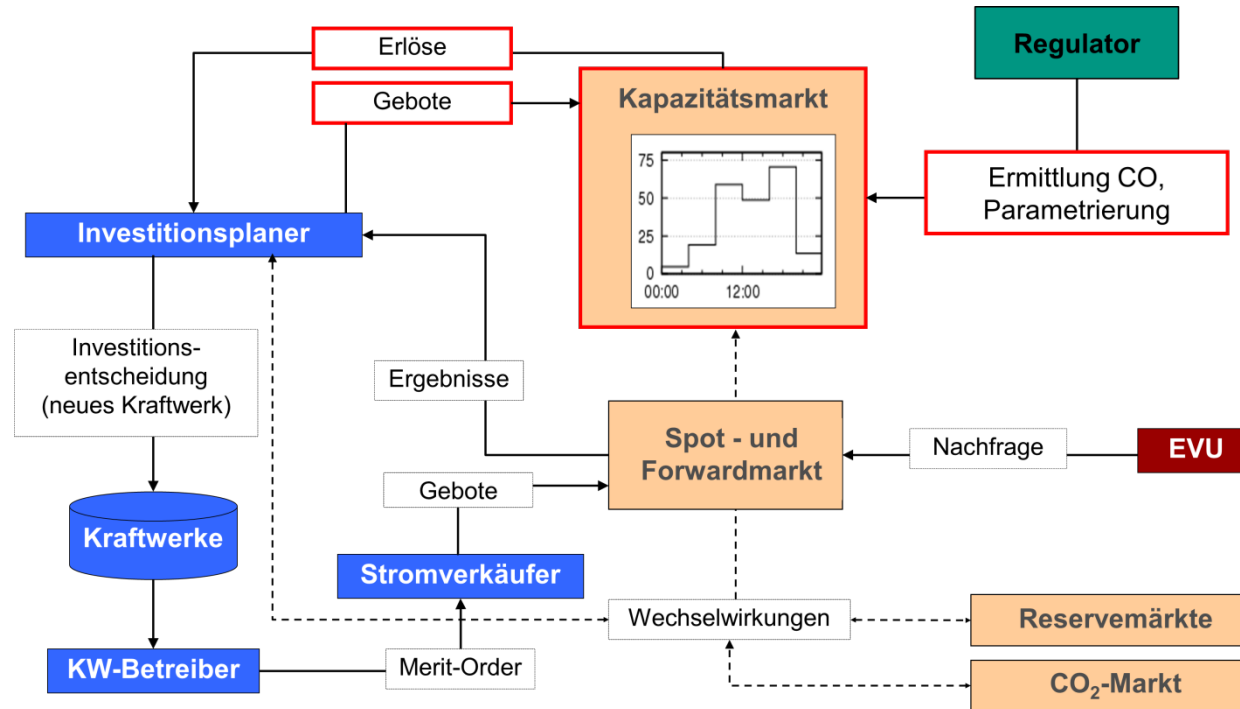


 **Analyse von Marktdesignoptionen für die Gewährleistung der Versorgungssicherheit**

Methodischer Ansatz

- Identifikation der für den deutschen Strommarkt relevanten Marktdesignoptionen
 - Referenz: Energy-Only-Markt (EOM)
 - Zentraler Kapazitätsmarkt/Kapazitätsoptionen
 - Strategische Reserve
 - Dezentraler Kapazitätsmarkt
- Implementierung des Mechanismus der Kapazitätsoptionen in das agentenbasierte Simulationsmodell PowerACE
- Untersuchungszeitraum 2010-2050, Annahme eines verstärkten Ausbaus der erneuerbaren Energien
- Umfassende Analyse des Kapazitätsmechanismus im Hinblick auf die Entwicklung von Erzeugungskapazitäten, Strompreisen und CO₂-Emissionen und Vergleich mit EOM
 - Zentrale Frage: Unterdeckung der Nachfrage möglich?

Modellüberblick PowerACE



- Vier Module: Märkte, Stromversorgung, Stromnachfrage, Regulierung
- Bildet den deutschen Strommarkt kraftwerksscharf und stündlich aufgelöst ab
- Ausgangspunkt für Investitionsentscheidungen im Modell ist die Wirtschaftlichkeitsberechnung auf Grundlage des simulierten Kraftwerkseinsatzes vorgegebener konventioneller Technologieoptionen

Simulation eines zentralen Kapazitätsmarkts

■ Schritt 1: Regulator

- Bestimmung des konventionellen Kapazitätsbedarfs ConCap:

$$ConCap\downarrow t+x = (1 + R\downarrow t+x) * (D\downarrow peak, t+x - EE\downarrow t+x - Imp\downarrow t+x)$$

- Bestimmung der von jedem EVU benötigten Leistung (Capacity Obligation CO):

$$CO\downarrow t+x = share\downarrow peak * ConCap\downarrow t+x$$

- Berechnung der Peak Energy Rent: Deckungsbeitrag einer Referenzgasturbine; wird jedes Jahr von Kapazitätserlösen abgezogen

■ Schritt 2: EVU

- Erstellung von Angeboten für die Kapazitätsauktion

■ Schritt 3: Kapazitätsauktion

- Descending Clock Auction
- Floor- und Startpreis orientieren sich an den Cost of New Entry (CONE) einer Referenzgasturbine

Angebotserstellung des Investitionsagenten

- Drei unterschiedliche Angebotstypen
 - **OfferSelf:** bestehende Kapazität, wird zur Erfüllung der CO genutzt
→ Angebotspreis: 0 €/kW
 - **OfferExistent:** bestehende Kapazität, die nach Erfüllung der CO im Überschuss vorhanden ist → Angebotspreis: 0 €/kW
 - **OfferNew:** Neubauten,
→ beliebiger Angebotspreis innerhalb Floor- und Startpreis

■ Bestimmung des Kapazitätspreis für Neubauprojekte

$$C = -I_0 + \sum_{t=1}^n (db - c_{fix}) / (1+z)^t + (af * p_{cap}) * \sum_{t=1}^{t+x} 1 / (1+z)^t + (af * p_{prog}) * \sum_{t=1}^z 1 / (1+z)^t = 0$$

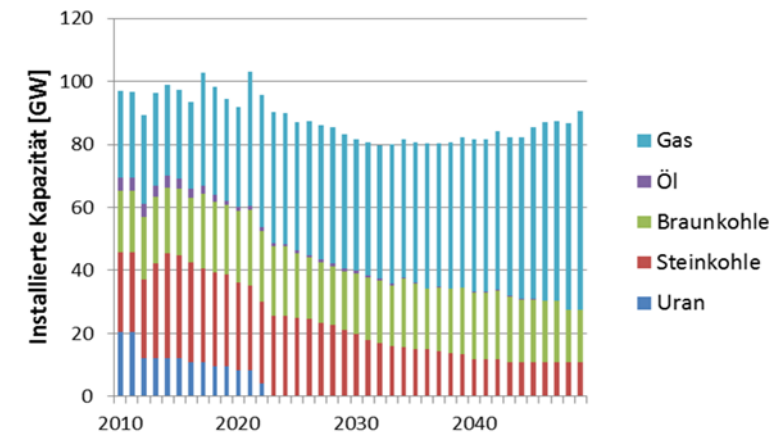
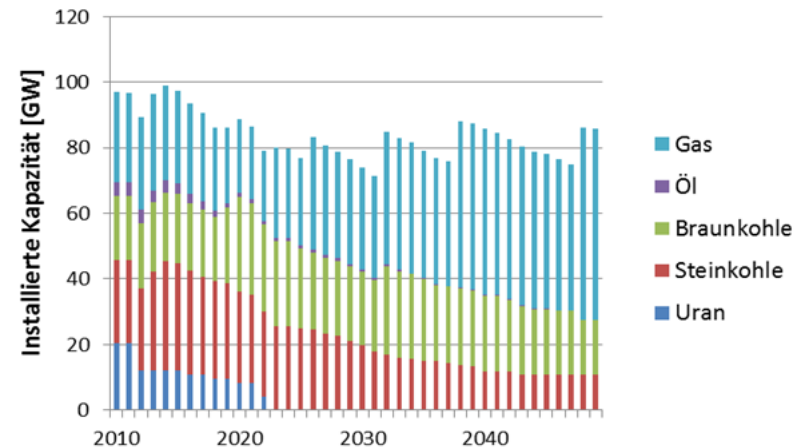


Datengrundlage und Parametrierung

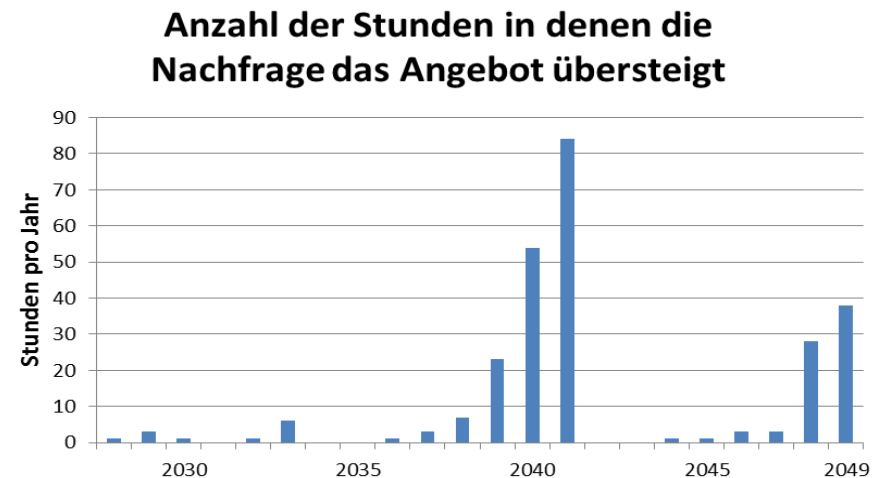
- Untersuchungszeitraum: 2010-2050
- Wesentliche Modellinputparameter
 - Kraftwerksliste der Bundesnetzagentur
 - CO₂- und Brennstoffpreise aus verschiedenen Quellen
 - Stromimporte und – exporte konstant auf Niveau von 2010
 - Annahme eines verstärkten Ausbaus der erneuerbaren Energien
 - Annahme einer steigenden Stromnachfrage
- Parametrierung des Kapazitätsmechanismus
 - Reservemarge: 8%
 - CONE: 400 €/kW
 - Floorpreis: 0,6*CONE, Startpreis: 2*CONE, Vorlaufzeit: 4 Jahre
 - Neuanlagen erhalten Kapazitätzahlungen für 10 Jahre

Ausgewählte Ergebnisse (1)

- Die Investitionstätigkeit im EOM ist stark von Zyklen geprägt
- Mit Kapazitätsmarkt wird früher und insgesamt gleichmäßiger investiert
- Mit Kapazitätsmarkt werden bis zum Jahr 2050 kumuliert ca. 15 GW mehr Erdgaskraftwerke installiert
 - verstärkte Investition in flexible Kraftwerkskapazität

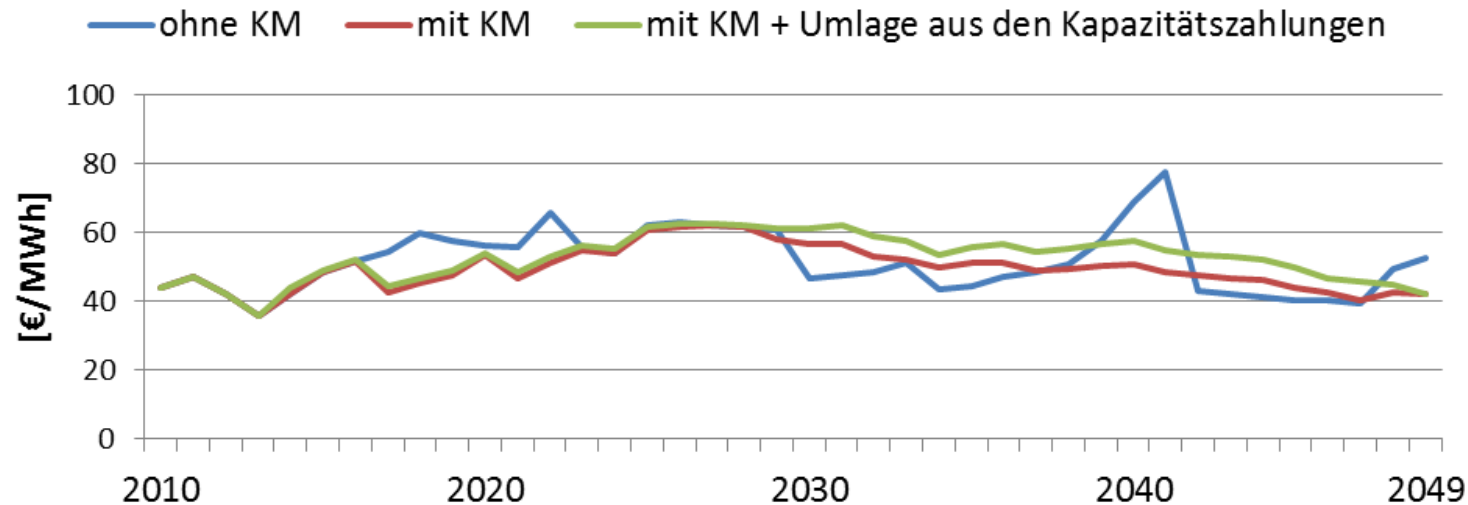


Ausgewählte Ergebnisse (2)



- Unterdeckungen der Nachfrage im EOM ab 2018 möglich
- Höhepunkt der Marktknappheit 2041 erreicht
- Mit Kapazitätsmarkt wird investiert bevor es zu größerer Marktknappheit kommt
→ Versorgungssicherheit gewährleistet, aber Aufbau von Überkapazitäten möglich

Ausgewählte Ergebnisse (3)



- Die durchschnittlichen Großhandelsstrompreise liegen im EOM überwiegend unter denjenigen mit Kapazitätsmarkt
- Allerdings steigt der durchschnittliche Großhandelspreis im EOM bei Kapazitätsknappheit in den Jahren 2017-2022 sowie 2040 und 2041 deutlich stärker an als mit Kapazitätsmarkt

Schlussfolgerungen

- Unterschiede zwischen EOM und Kapazitätsmarkt in der Entwicklung konventioneller Kraftwerkskapazität in Quantität und Qualität
- EOM kann unter der Annahme eines verstärkten Ausbaus der erneuerbaren Energien und einer steigende Stromnachfrage nicht die notwendige Versorgungssicherheit garantieren
- Kapazitätsmechanismus wird bei adäquater Parametrierung Anforderungen zur Sicherstellung der Versorgungssicherheit gerecht
→ Aber: Mit Kapazitätsmarkt Aufbau von Überkapazitäten möglich
- Außer in Jahren mit Kapazitätsknappheit liegen die durchschnittlichen Großhandelsstrompreise im EOM unterhalb denen mit Kapazitätsmarkt

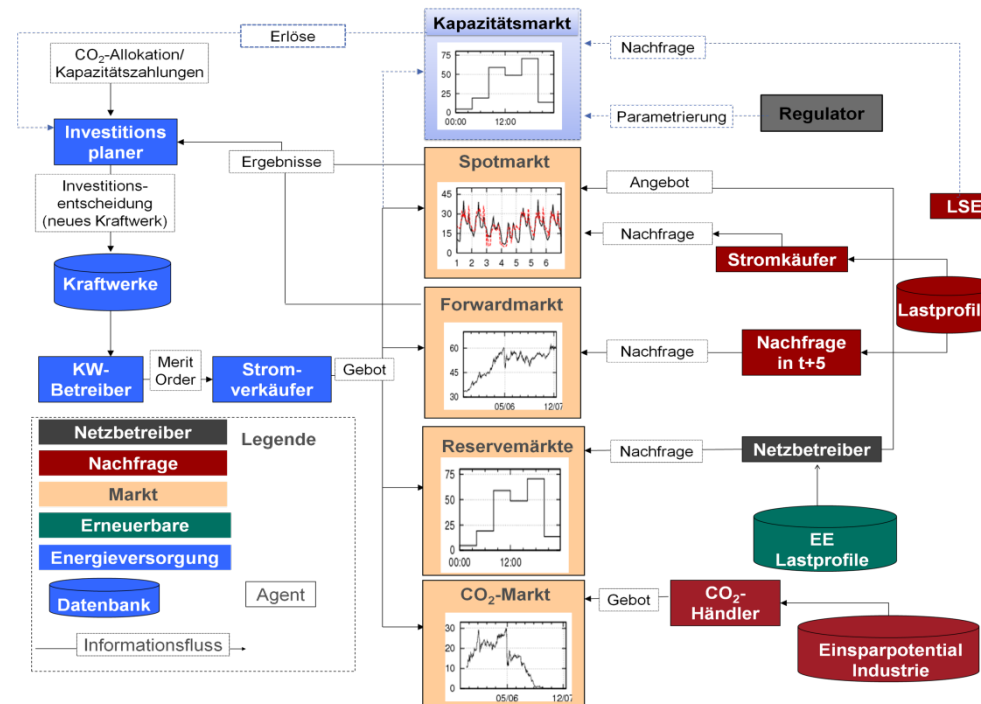
Ausblick

- Implementierung weiterer Kapazitätsmechanismen in das PowerACE-Modell
 - Berücksichtigung unterschiedlicher adäquater Parametrierungen und Simulation verschiedener Szenarien
 - Abbildung nachfrageseitiger Flexibilitäten, die ebenfalls am Kapazitätsmarkt teilnehmen, bzw. im EOM Marktversagen vermeiden können
 - Umfassender Vergleich der einzelnen Marktdesigns
- Beitrag zur Bewertung zukünftiger Designoptionen für einen deutschen Strommarkt mit hohen Anteilen an erneuerbaren Energien

VIELEN DANK...

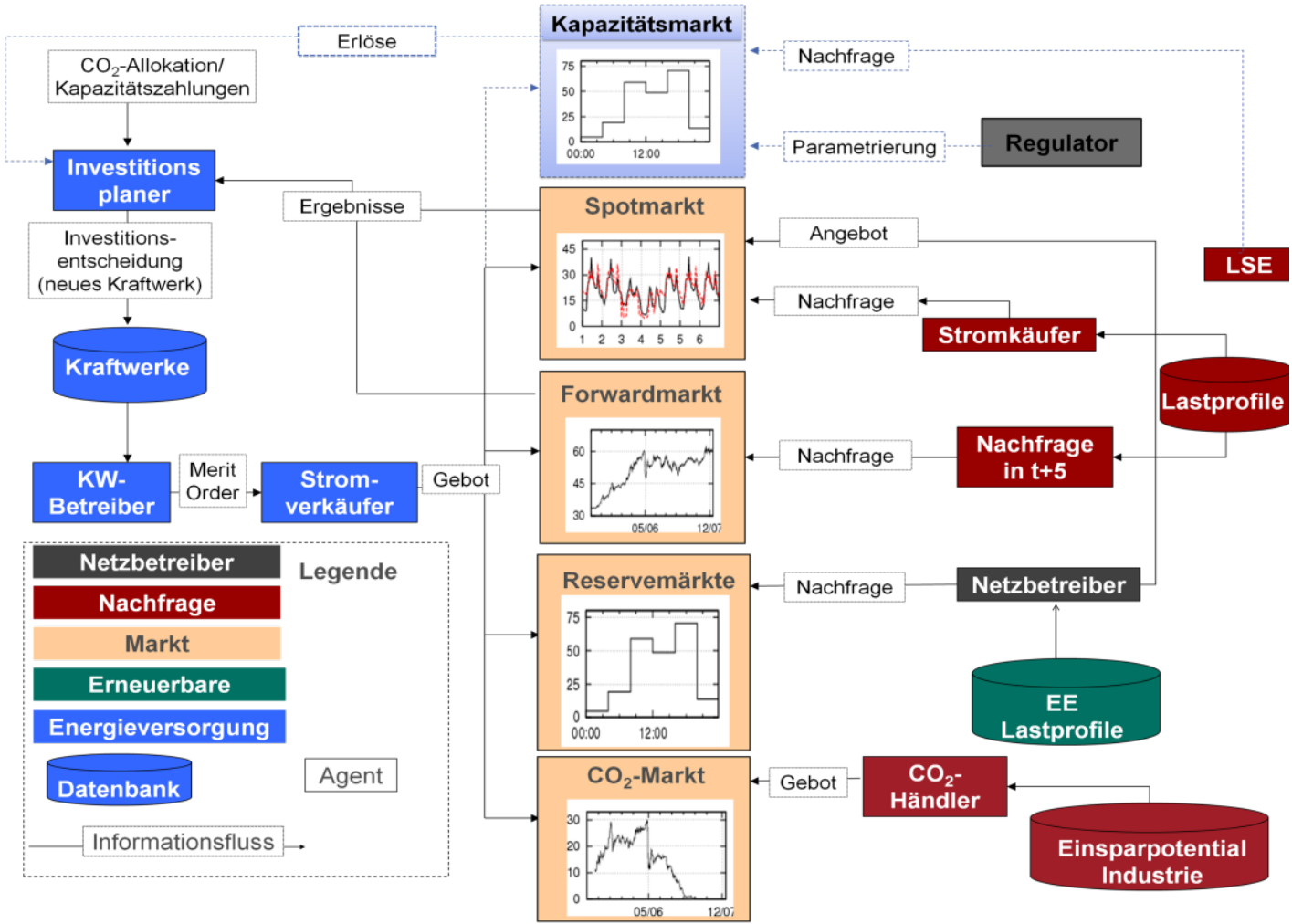
Backup

PowerACE - Modellbeschreibung (1)

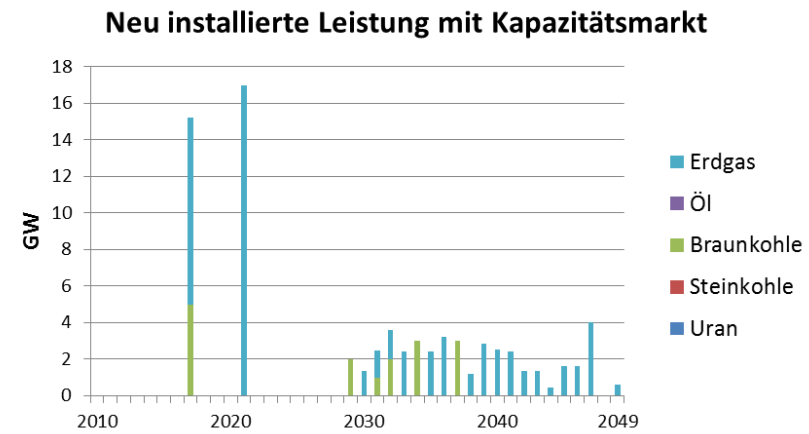
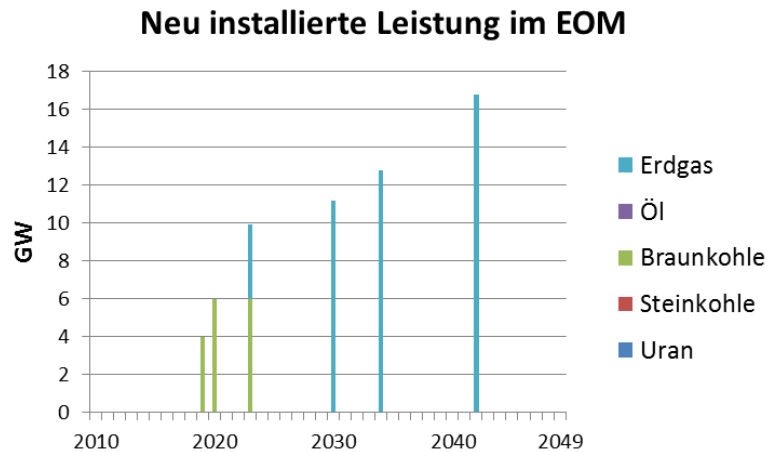


- Vier Module: Märkte, Stromversorgung, Stromnachfrage, Regulierung
- Bildet den deutschen Strommarkt kraftwerksscharf ab
- Wesentliche Inputparameter: Stromnachfrage, CO₂- und Brennstoffpreise, Stromimporte und – exporte, Ausbau der erneuerbaren Energien

PowerACE - Modellbeschreibung (1)



Ergebnisse



- Mit Kapazitätsmarkt wird deutlich gleichmäßiger investiert als im EOM und bevor es zu einer größeren Marktknappheit kommt
- Anreiz für Investitionstätigkeiten im EOM ist der starke Anstieg des durchschnittlichen Spotmarktpreises in Jahren mit Kapazitätsknappheit

Simulation eines zentralen Kapazitätsmarkts

Schritt 1: Regulator

- Bestimmung des konventionellen Kapazitätsbedarfs ConCap:

$$ConCap \downarrow t+x = (1 + R \downarrow t+x) * (D \downarrow peak, t+x - EE \downarrow t+x - Imp \downarrow t+x)$$

- Bestimmung der von jedem EVU benötigten Leistung (Capacity Obligation CO):

$$CO \downarrow t+x = share_{peak} * ConCap \downarrow t+x$$

- Berechnung der Peak Energy Rent: Deckungsbeitrag einer Referenzgasturbine; wird jedes Jahr von Kapazitätserlösen abgezogen

Schritt 2: EVU

Erstellung von Angeboten für die Kapazitätsauktion

Schritt 3: Kapazitätsauktion

- Descending Clock Auction
- Start- und Floorpreis orientierten sich an Cost of New Entry (CONE) einer Referenzgasturbine

