

Grenzüberschreitende Effekte von Kapazitätsmechanismen auf das Schweizer Strommarktgebiet

Florian Zimmermann, Andreas Bublitz, Dogan Keles, Wolf Fichtner

Energieforschungsgespräche Disentis 2020

Lehrstuhl für Energiewirtschaft (Prof Fichtner)
Forschungsgruppe Energiemärkte und Energiesystemanalyse



Agenda

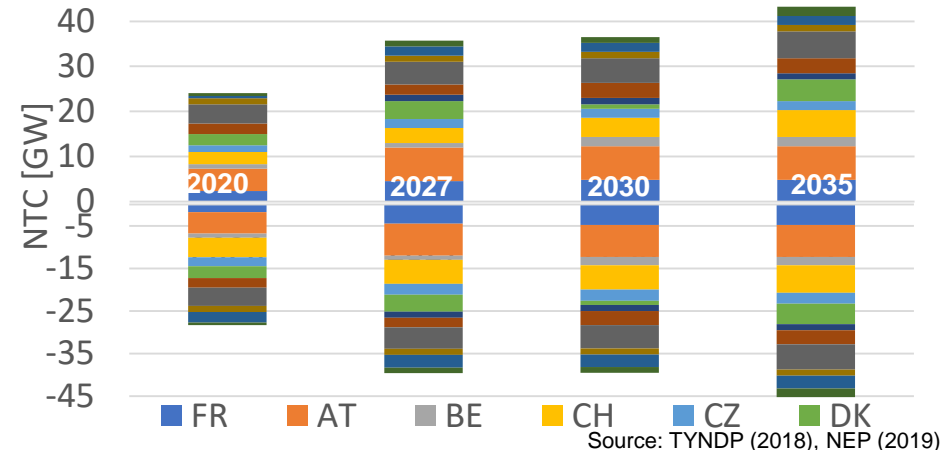
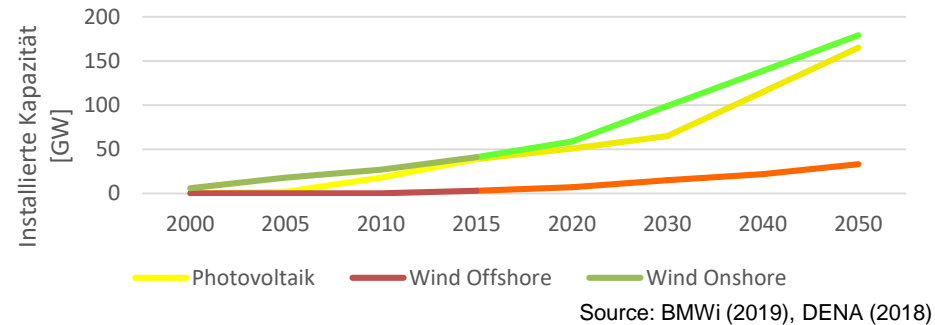
Publikation: **Zimmermann, F.; Bublitz, A.; Keles, D.; Fichtner, W. (202x). Cross-border Effects of Capacity Remuneration Mechanisms: The Swiss Case**, Eingereicht bei The Energy Journal

- Motivation
- Methodik
- Rahmenbedingungen
- Szenarien
- Ergebnisse
- Kritische Würdigung
- Zusammenfassung

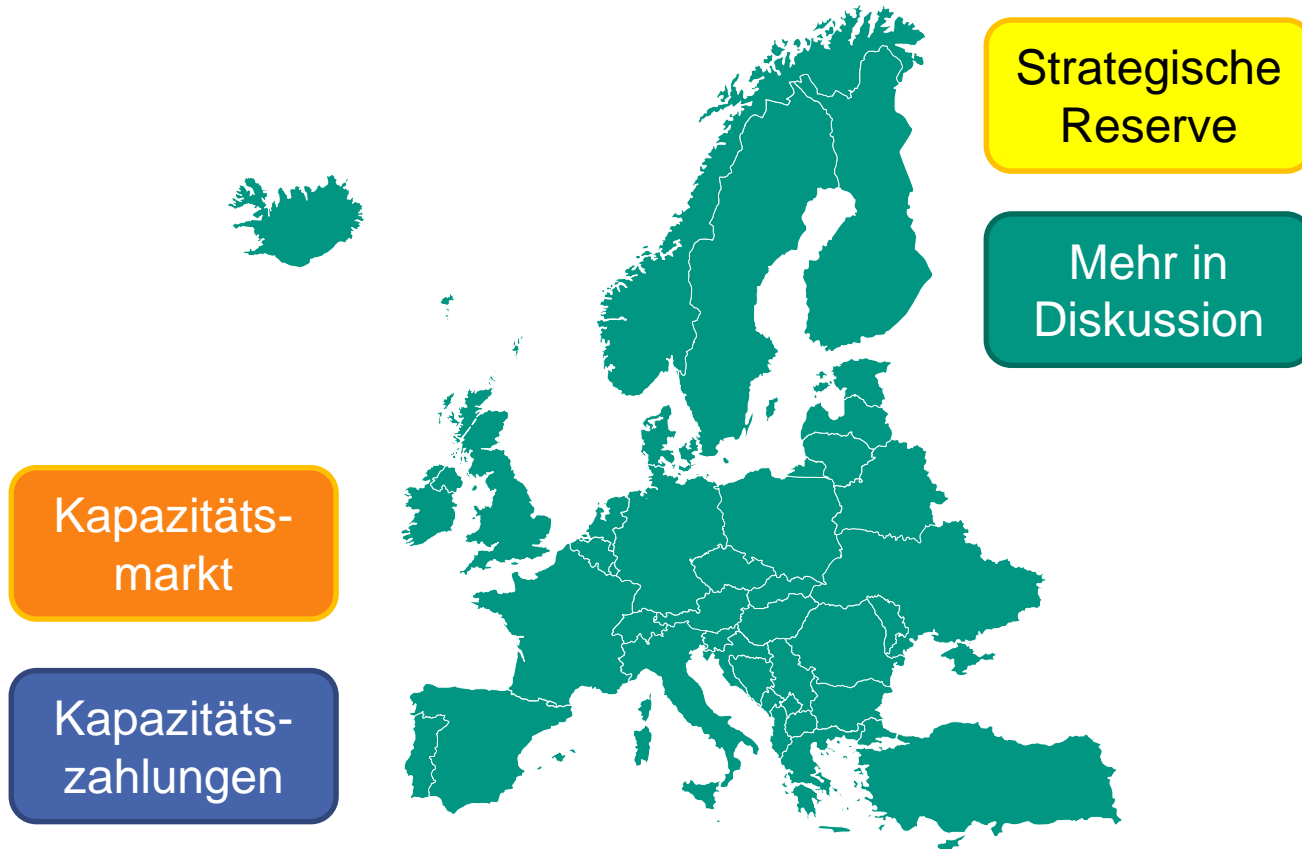
MOTIVATION

Motivation

- Investitionen in erneuerbare Energien wie Wind und Photovoltaik (generieren volatile, nicht gänzlich vorhersagbare Elektrizität)
- Stark vernetzte und gekoppelte Elektrizitätsmärkte zusammen mit asymmetrischen Marktgebieten in Zentraleuropa
- Divergierende Marktdesigns
- Versorgung von Elektrizität muss gesichert sein, auch in Knappheitssituationen



Kapazitätsmechanismen in Europa



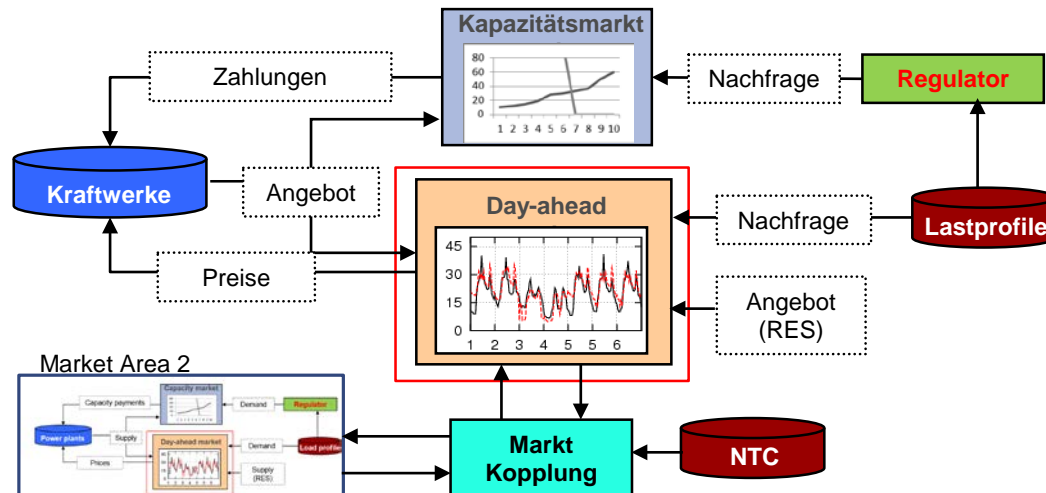
Source:
Bublitz et al. 2018

METHODIK

Marktsimulation mit integrierter Ausbauplanung

Strommarktsimulation mithilfe eines Bottom-up Modells (PowerACE)

- Elektrizitätsmärkte
- Endogene Investitionen in flexible Kraftwerke
- Strommarktkopplung
- Kapazitätsmechanismen



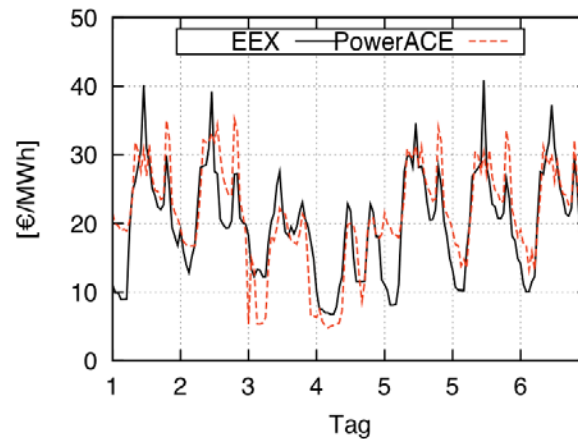
Marktsimulation mit integrierter Ausbauplanung

Eingangsdaten

- Energieträger- und CO₂-Preise
- Investitionsoptionen in flexible Kraftwerke
- Detaillierte Kraftwerksdaten mit wichtigen techno-ökonomischen Parametern (u.a. Wirkungsgrade, Verfügbarkeiten, Emissionsfaktoren)
- Stündliche Einspeisepprofile für erneuerbare Energien
- Stündliche Stromnachfrageprofile
- Handelskapazitäten (NTC) der Marktgebiete



Strommarkt-simulation



- Stündliche Simulation Day-Ahead-Markt (8760h/a)
- Jährliche Investitionsplanung
- Zeithorizont (bis 2050)

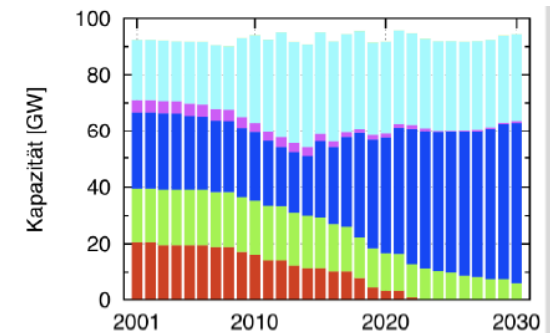
Modellergebnisse

Aus der Marktsimulation

- Stromerzeugung
- Emissionen
- Spotmarktpreise und Volumina
- grenzüberschreitendes Handelsvolumen

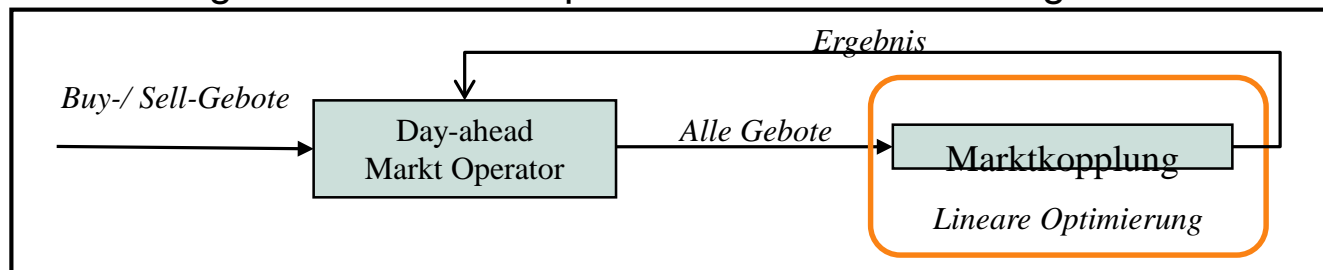
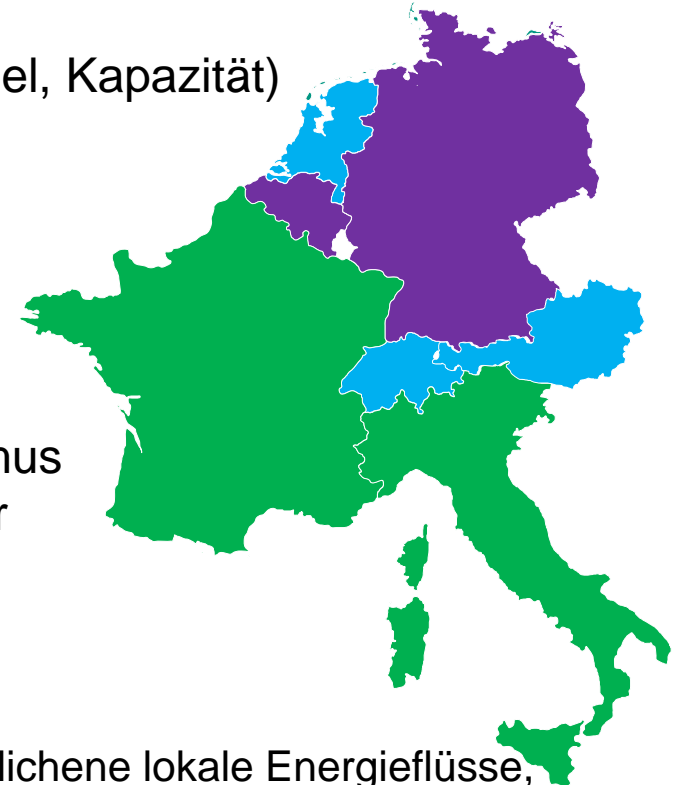
Aus dem Investitionsmodul

- Entwicklung von Kapazitäten
- Investitionsentscheidungen und Kraftwerksstilllegungen
- Ex-Post Analysen



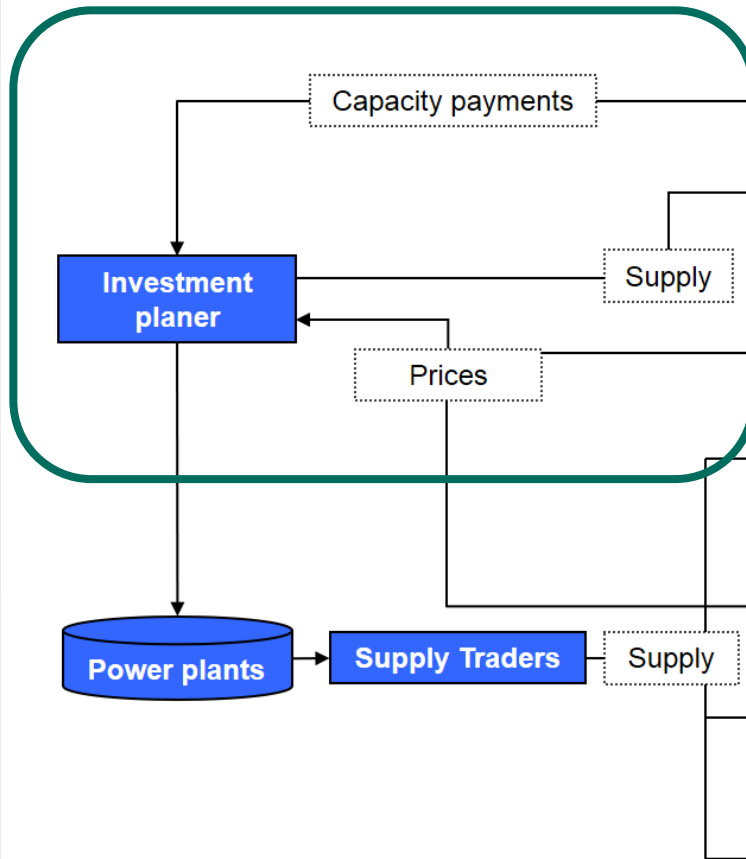
Modellierung des Elektrizitätsmarktdesings und Simulation der Großhandelsmarktkopplung

- Modellierte Elektrizitätsmarktdesigns (Großhandel, Kapazität)
 - Strategische Reserve
 - Kapazitätsmarkt
 - Energy-only Markt (EOM)
- Nachfrage/Angebots- Gebote auf den lokalen Märkten
- Implementierung eines Marktkopplungsalgorithmus (Annahme: Implizierte Strommarktkopplung aller modellierten Großhandelsstrommärkten)
- Formulierung als lineares Optimierungsproblem
 - Zielfunktion: Maximierung der Wohlfahrt
 - Nebenbedingungen: Nachfragedeckung, ausgeglichene lokale Energieflüsse, begrenzte Handelskapazitäten zwischen Marktgebieten



Ringler (2017)

Investitionsmodul



- **Investitionsplaner**
 - Für jedes Marktgebiet
- **Informationen**
 - CO₂- und Brennstoffpreise, sonstige variable Kosten, Zins
 - Investitionsoptionen
- **Vorgehen**
 - Großhandelspreisvorhersage für jedes Marktgebiet (unter Berücksichtigung der Handelskapazitäten)
 - Net present value (NPV) Berechnung für jede Investitionsoption in jedem Marktgebiet
 - Investitionsentscheidung in Option mit höchstem NPV über alle Marktgebiete
 - Neue Kraftwerke gehen mit einer Verzögerung von 3-5 Jahren in den Markt

RAHMENBEDINGUNGEN

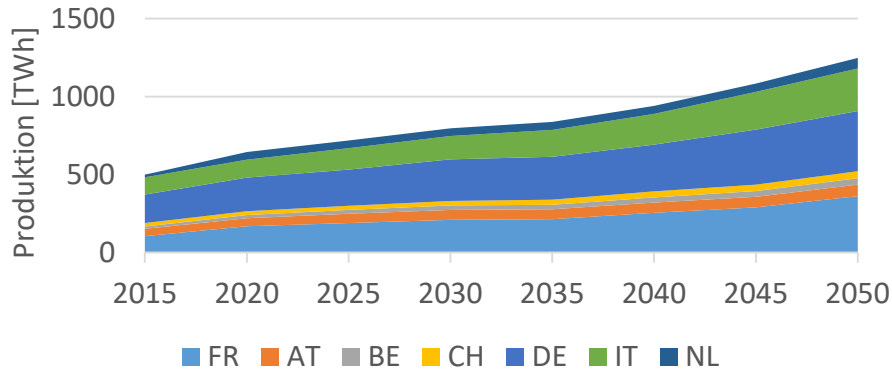
Eingangsdaten

Input data type	Resolution	EU-countries	Switzerland
Flexible Kraftwerke	Blockscharf mit techno-ökonomischen Parametern	u.a. S&P Global Platts 2016 und zusätzlich mit eigenen Annahmen	
Nachfrage und erneuerbare Einspeisung	Stündlich, aggregiert für jedes Marktgebiet	European Commission 2016, ENTSO-E 2018b	Prognos AG 2012, ENTSO-E 2018b, Swissgrid 2015
Brennstoff- und CO ₂ -Preise	Jährlich	European Commission 2016	
Investitionsoptionen		Schröder et al. 2013	
Handelskapazitäten	Jährlich	NEP 2019/TYNDP 2018	

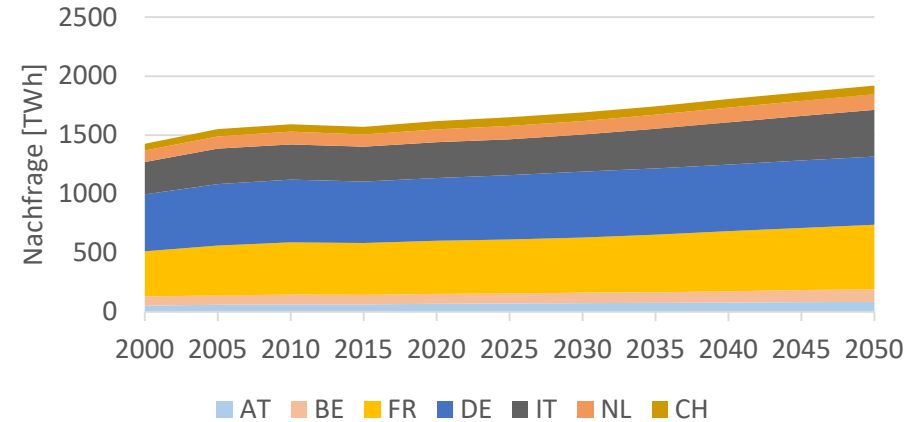
- Schröder et al. (2013): Current and Prospective Costs of Electricity Generation until 2050
- European Commission 2016: EU Reference Scenario 2016
- TYNDP: Ten Year Network Development Plan
- Prognos: Die Energieperspektiven für die Schweiz bis 2050, NEP, Variante C&E
- NEP: Netzentwicklungsplan (Deutschland)

Eingangsdaten

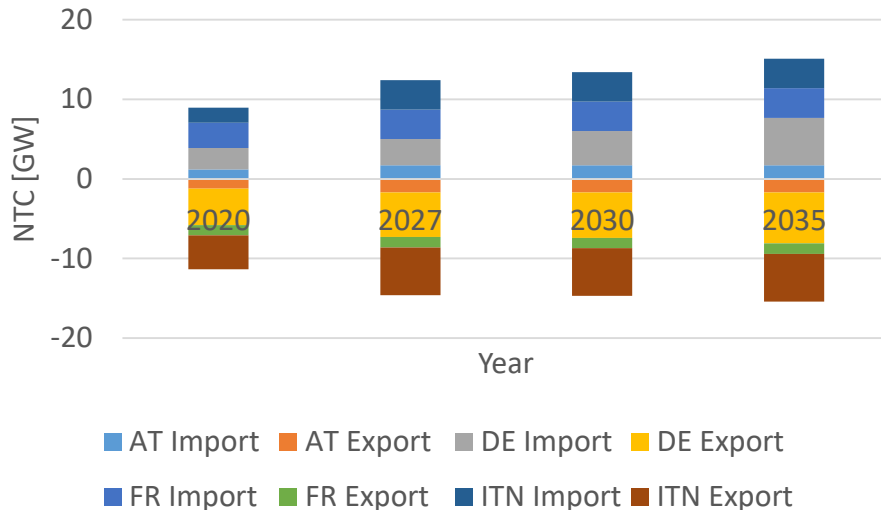
Erneuerbare Produktion ohne Saisonale- und Pumpspeicher



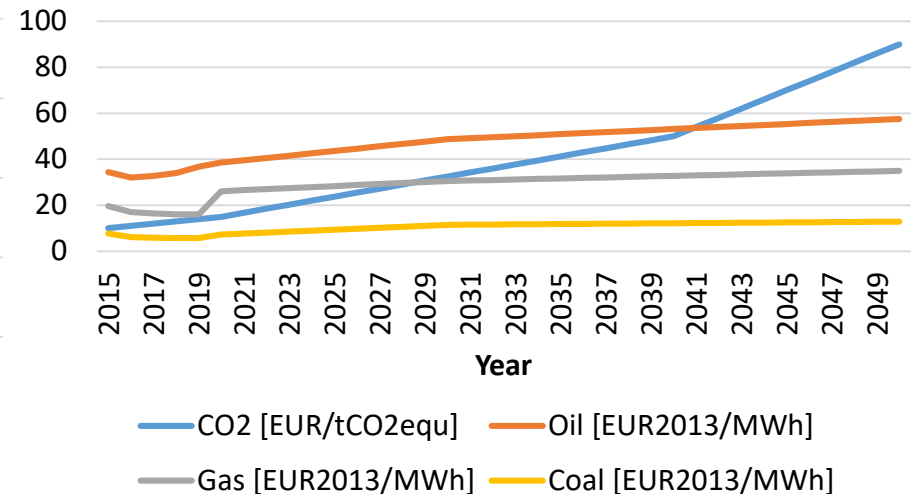
Elektrizitätsnachfrage



Handelskapazitäten mit der Schweiz



Brennstoff- und Emissionspreise



Untersuchte Szenarien

Market Areas	CRM Policies-Szenario (mit Kapazitäts- mechanismen)	EOM (Energy-only Markt)
CH	EOM	EOM
DE	SR	EOM
FR	FCRM	EOM
IT	CCRM	EOM
BE	SR	EOM
NL	EOM	EOM
AT	EOM	EOM

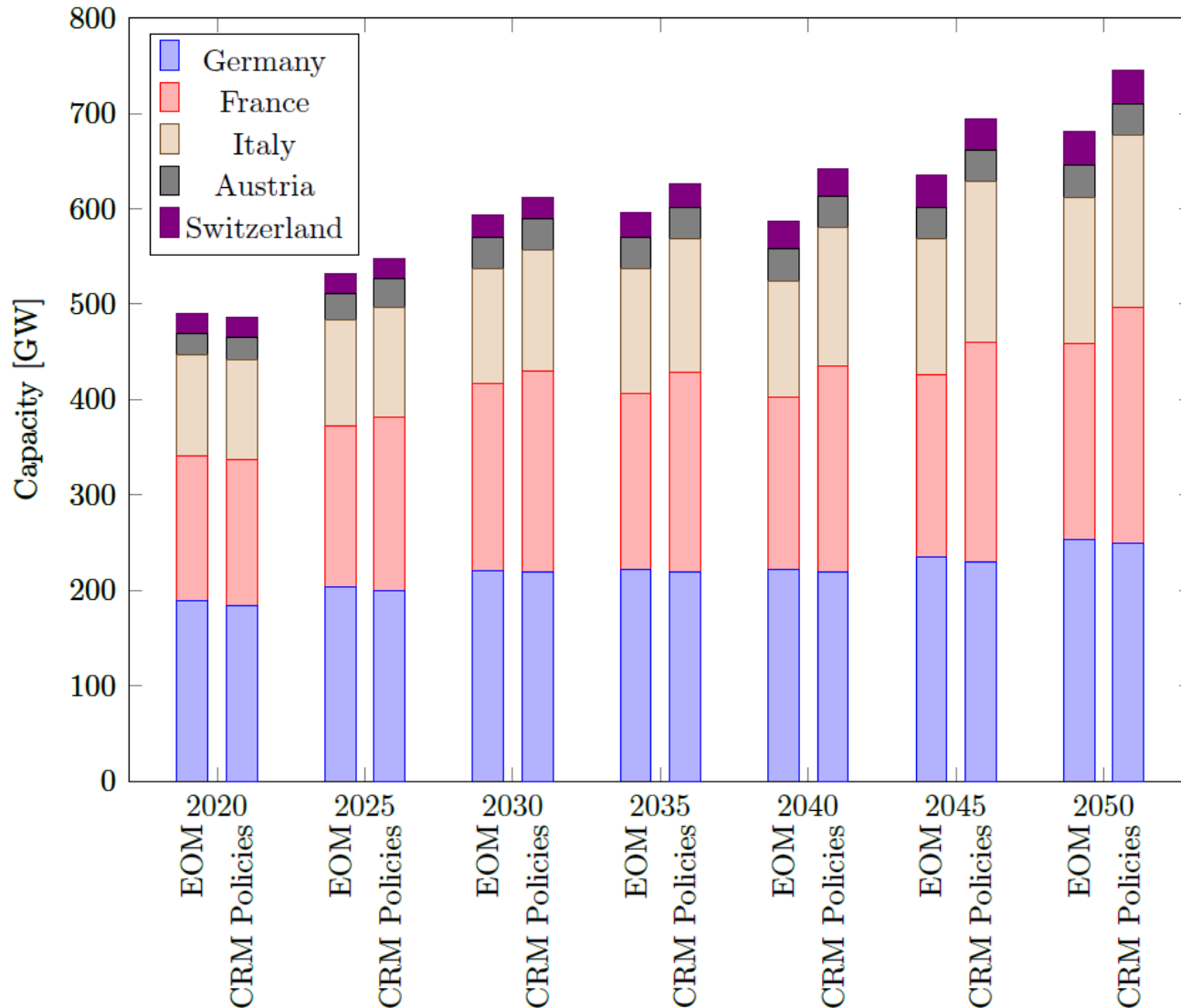
Fokus

CRM Policies-Szenario basiert auf den aktuellen Vorschlägen und Entscheidungen hinsichtlich Kapazitätsmechanismen in den Ländern

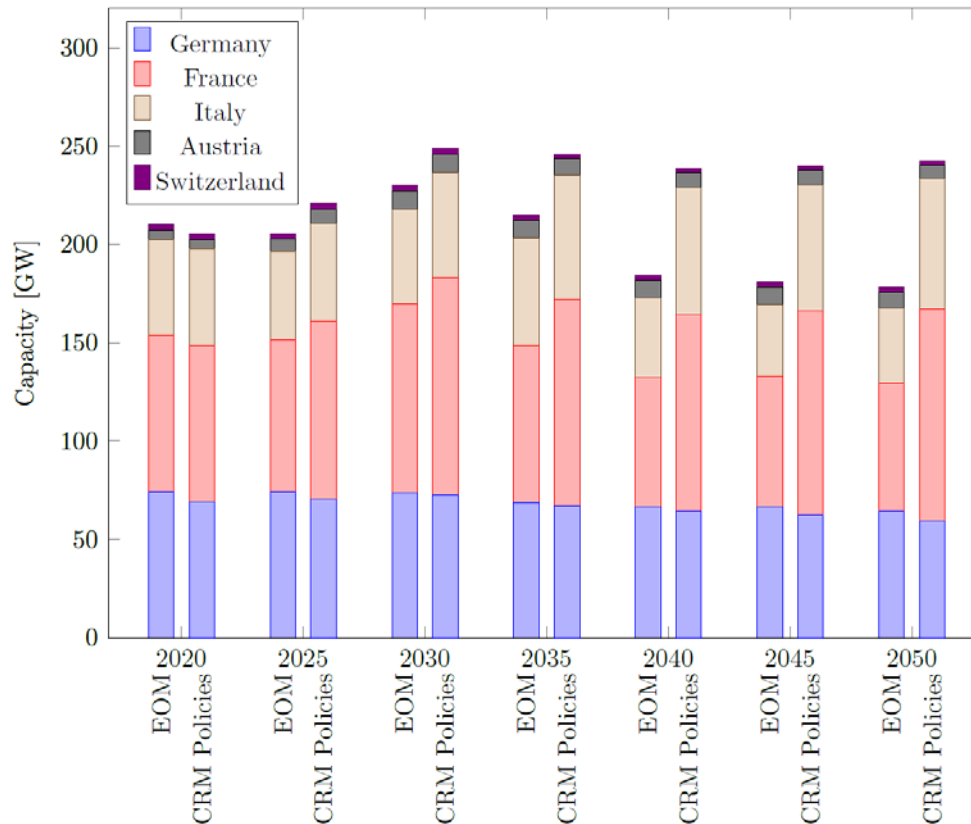
EOM = Energy-only Markt, SR = Strategische Reserve, FCRM = Französischer Kapazitätsmarkt, CCRM = Zentraler Kapazitätsmarkt

ERGEBNISSE

Gesamte installierte Kapazität je Land

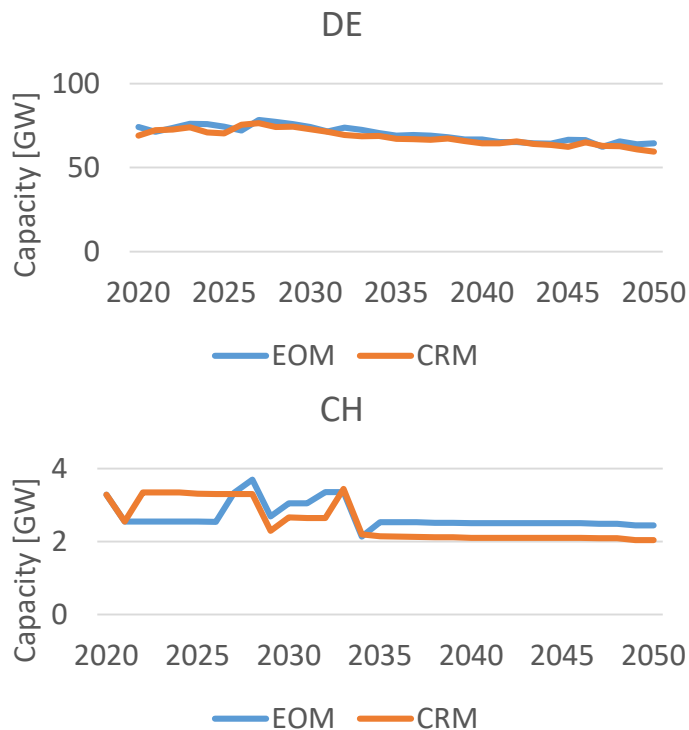


Installierte flexible Kraftwerkskapazität



- Annahme: Atomkraftwerke werden nach 50 Jahren Laufzeit stillgelegt
- 10 GW mehr Kapazität im Durchschnitt in Frankreich im CRM Policies Szenario
- In Deutschland und der Schweiz nur kleine Unterschiede zwischen den Szenarien (etwas weniger im CRM Policies Szenario)

Installierte flexible Kraftwerkskapazität

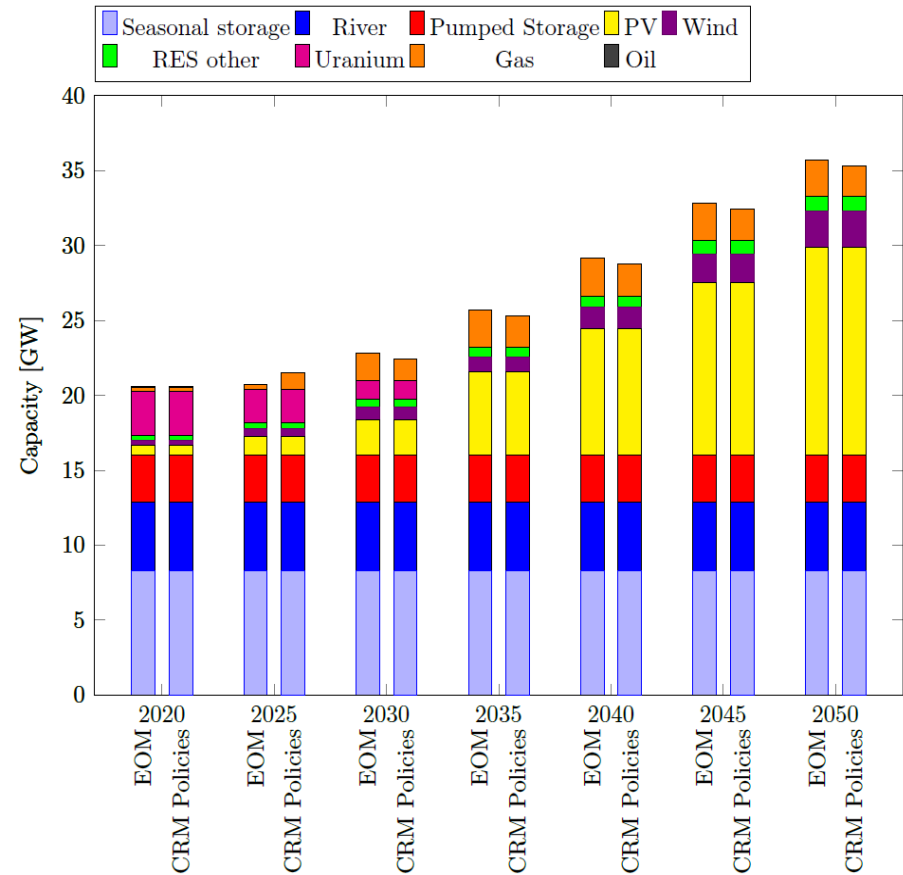


■ Mit Kapazitätsmechanismen

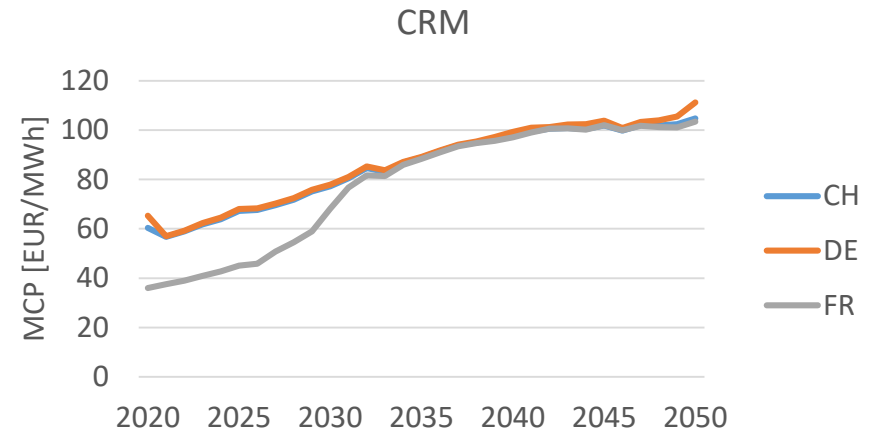
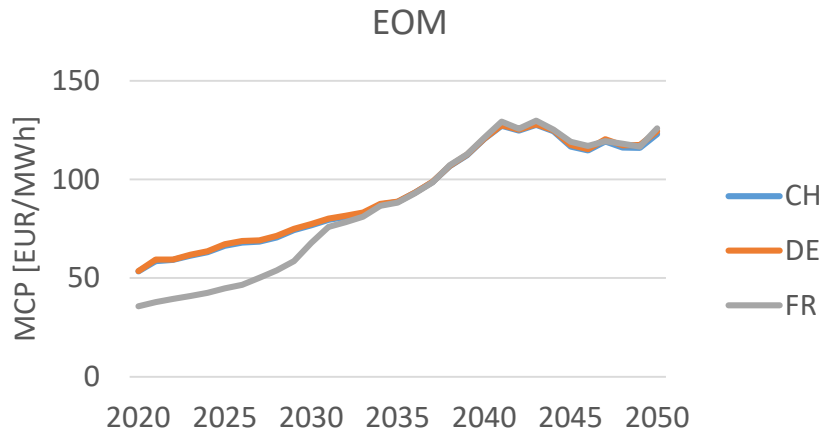
- Französischer Kapazitätsmarkt erhöht die installierte flexible Kraftwerkskapazität deutlich
- Durchschnittlich weniger Kapazität in Deutschland
- Weniger Investitionen in der Schweiz nach 2035 im Vergleich zum EOM Szenario

Installierte Kapazität in der Schweiz

- Mehr Investitionen in der Schweiz im EOM Szenario, weil in den Nachbarländern weniger investiert wird und somit die Preise ansteigen und Investitionen angereizt werden
- Vor allem wird in Gas- und Dampfturbinenkraftwerke investiert (keine Investitionen in Speicher berücksichtigt)



Elektrizitätsgroßhandelspreise



- Steigende Großhandelsstrompreise aufgrund von steigenden CO₂-und Brennstoffpreisen
- Ähnliche Preisentwicklung in allen Marktgebieten aufgrund von steigenden Handelskapazitäten (Ausnahme: Frankreich bis 2035)
- Preise im CRM Policies Szenario sind deutlich geringer als im EOM Szenario (insbesondere nach 2035), da Knappheitspreise ausbleiben
- EOM: Preisspitzen nach 2035 weil 50 GW Atomkraft nach 2026 innerhalb von 15 Jahren stillgelegt werden
- CRM Policies: Preissteigerungen in Deutschland aufgrund der Kapazitäten für die Kapazitätsreserve und Sicherheitsbereitschaft, die nicht weiter am Großhandelsmarkt teilnehmen dürfen

Generation Adequacy

2020-2050	CH	DE	FR
EOM scenario			
DSM usage [h]	846	988	982
No market clearing [h]	0	492	541
CRM Policies Scenario			
DSM usage [h]	14	165	0
No market clearing [h]	0	42	0

Schweizer Wasserkraftwerke unterstützen eine erfolgreiche Markträumung

In der aktuellen Ausgestaltung des Kapazitätsmechanismus in Frankreich erhöht sich somit auch die Generation Adequacy in den Nachbarländern

Kritische Würdigung

- Szenarien recht alt
- Große Unsicherheiten bis zum Jahr 2050
- Teilweise Interpolation von Inputdaten bei den Szenarien notwendig
- Keine Berücksichtigung des Netzes über die Handelskapazitäten hinaus
- Keine Berücksichtigung von Speicherinvestitionen (z.B. Batteriespeicher)
- Vereinfachte Abbildung der Wasserkraft

ZUSAMMENFASSUNG

Zusammenfassung

- Es gibt Effekte durch der Einführung der Kapazitätsmechanismen in Frankreich und in Deutschland in die angebundenen Marktgebiete
- Steigende Brennstoff- und CO₂-Preise führen zu höheren Marktpreisen und damit zu höheren Einnahmen z.B. bei den Wasserkraftwerken
- Marktgebiete, die in direkter Nachbarschaft zu einem Kapazitätsmechanismus stehen können von der höheren installierten Kapazität in den benachbarten Marktgebieten profitieren in Form von geringeren lokalen Kraftwerksinvestitionen, geringeren Preisen und höherer Generation Adequacy
- Der Kapazitätsmarkt in Frankreich führt dort zu höheren Investitionen und reduziert oder verzögert Investitionen in angrenzenden Ländern

Zusammenfassung

- Investitionen erfolgen im Modell in Gas- und Dampfturbinenkraftwerke
- Für die Schweiz ist das Marktdesign der Nachbarmärkte hinsichtlich der Generation Adequacy weitestgehend irrelevant aufgrund der hohen Wasserkraftkapazität
- Allerdings bleibt die Schweiz hinsichtlich der Preise stark abhängig von den Nachbarländern
- Unter diesen Voraussetzungen ist keine Einführung eines Kapazitätsmechanismus in der Schweiz notwendig

Vielen Dank für die Aufmerksamkeit!

- Florian Zimmermann
Lehrstuhl für Energiewirtschaft
Institut für Industriebetriebslehre und Industrielle Produktion (IIP)
Karlsruher Institut für Technologie (KIT)
Hertzstraße 16
76187 Karlsruhe
Deutschland
Florian.Zimmermann@kit.edu
Telefon +49 721 608-44580

Unterstützt durch das
Bundesamt für Energie (BFE) im
Förderprogramm Energie-
Wirtschaft-Gesellschaft (EWG),
Contract number SI/501308-01