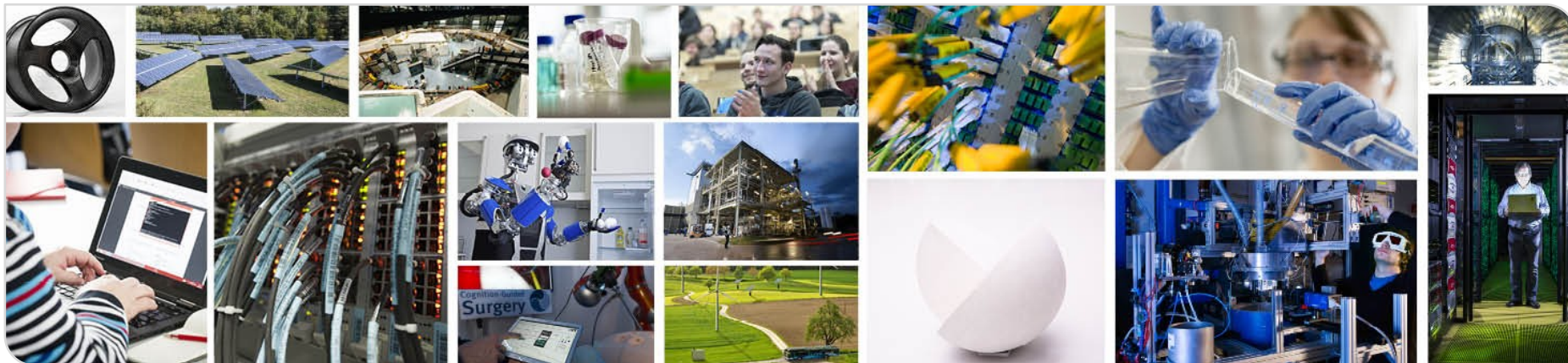


Simulation der Versorgungssicherheit während Extremwetter-Ereignissen mittels eines gekoppelten Markt- und Netzmodells

Rafael Finck, Felix Nitsch

Graz, 14.02.2024



Agenda

- Hintergrund und Motivation
- Methodik
- Untersuchungsrahmen
- Ergebnisse

Hintergrund und Motivation

- Extremwetterereignisse mit entscheidender Bedeutung für Energiesystemen mit hohem Anteil Erneuerbarer Energien (EE)
- Literatur zu Extremwetter meist mit Schwerpunkt auf Wetter (NWP/Reanalyse + vereinfachtes Energiemodell) oder Energiesimulation (historische Einspeisedaten/Entso-E + Markt-/Netzmodell)
- European Resource Adequacy Assessment (starke Berücksichtigung von Wettervarianz, aber Investitionsansatz dominiert von VOLL statt Marktinvestitionen)



Fig. 1: Windpark.

NWP: Numerical Weather Prediction
VOLL: Value of Lost Load

Bestehende Ansätze (Auszug)

Fokus Wetterphänomene

- Einfluss von Klimaprognosen auf Wärme und Kältebedarf [Yang et al. 2021]
- Vereinfachte Modellierung der Residuallast [van der Wiel et al. 2019a]
- Wahrscheinlichkeit von Extremwetter in Klimarechnungen [van der Wiel et al. 2019b]

Fokus Energiesystem

- Analyse auf Basis aggregierter Kapazitätsfaktoren (jährlich, täglich) [Brás et al. 2023, van der Most et al. 2022]
- Qualitative Analysen zur Anpassung von Kapazitätsmechanismen [Petitet et al. 2023]
- Stochastische Analysen der Historie [Figueiredo et al. 2016]

- Entweder starke Vereinfachung bei Abbildung der Wettereffekte/ resultierende Residuallast oder starke Vereinfachung des Energiemarktes
- Hier: Agentenbasiertes Strommarktmodell für detailliertes Marktgeschehen mit hochaufgelöster Datenbasis für wetterabhängige Erzeugung und Last
- Detailliertes Netzmodell zur Herleitung lastflussbasierter Marktkopplung + Netzanalyse

Methodik I – Gekoppeltes Markt- und Netzmodell

- Agentenbasiertes Marktmodell AMIRIS
- Netzmodell TANGO

- Herleitung von dynamischen NTCs zur Berücksichtigung von Flow-based market coupling (FBMC)
- Integration der Übertragungskapazitäten in AMIRIS
- Gekoppelte Strommarktsimulation
- Übergabe des Marktergebnisses an TANGO
- Netzbetriebssimulation des Übertragungsnetzes (DE)

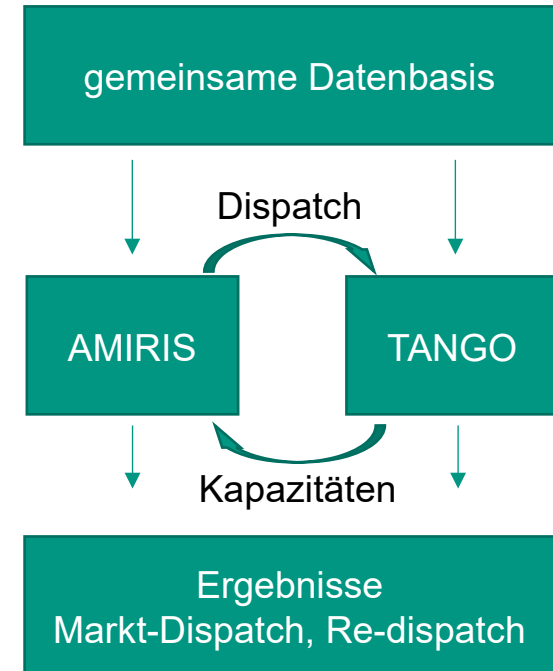


Fig. 2: Schematische Darstellung der Modellkopplung.

NTC: Net Transfer Capacity

Methodik II – Strommarktmodell AMIRIS

- **A**gent-based **M**arket model for the **I**nterpretation of **R**enewable and **I**ntegrated energy **S**ystems
- Simulation und Analyse komplexer Dynamiken von EE
- Flexible Modellparametrisierung
- Individuelle Agenten mit unterschiedlichen Strategien, Informationen und Verhaltensweisen
- NTC-Kopplung von DE und Nachbarmärkten

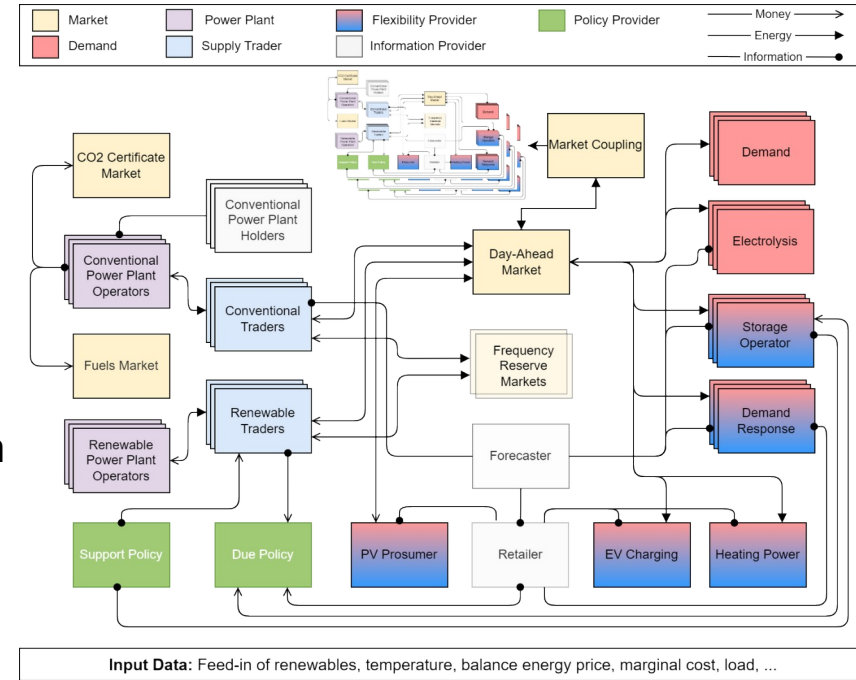


Fig. 3: Abbildung der endogenen Simulation der Nachbarmärkte in AMIRIS welche durch den Marktkopplungsagent koordiniert wird.

Methodik III – Netzmodell TANGO

- **Transmission grid operation toolbox**
- Übertragungsnetzmodell der Core Capacity Calculation Region (CCR)
- Berechnung von Übertragungskapazitäten nach FBMC
 - ... unter Berücksichtigung von (n-1)
 - ... inklusive Mindestkapazitäten nach Clean Energy Package
- Netzbetriebssimulation auf Basis von Marktergebnis
 - ... des deutschen Übertragungsnetzes
 - ... zur Quantifizierung des Bedarfs an Einspeisemanagement und Re-dispatch

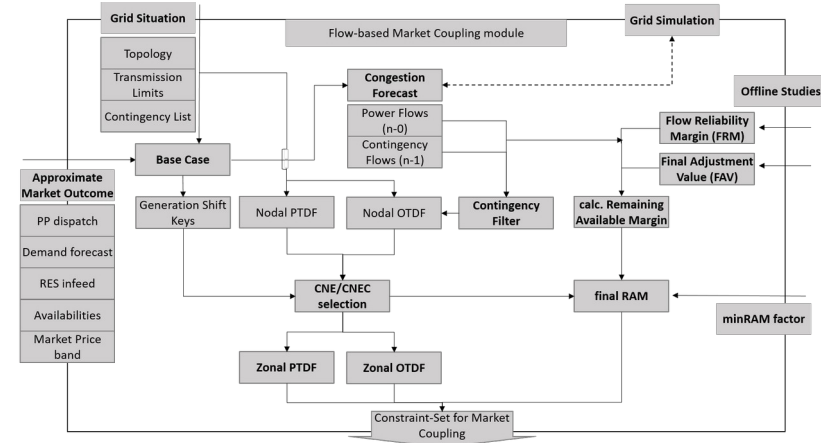


Fig. 4: Schematische Darstellung des FBMC Moduls im TANGO Modell.

FBMC: Flow-based market coupling

Methodik IV – Dynamische NTCs

- FBMC Nebenbedingungen lassen sich nicht direkt in äquivalente bidirektionale Limits (NTCs) überführen
- Ansatz: Austauschflüsse der FBMC Simulation bilden Limits für bidirektionalen Austausch
- FBMC liefert Nettopositionen der Gebotszonen
- Diese werden mittels quadratischer Optimierung unter minimaler Abweichung vom FB Ergebnis auf bi-direktionale Flüsse verteilt und bilden die Grenzen des Austauschs in der Marktsimulation
- Ansatz nur valide, wenn Datenbasis (KWs, etc.) weitgehend identisch (-> Harmonisierung zwischen den Modellen notwendig)

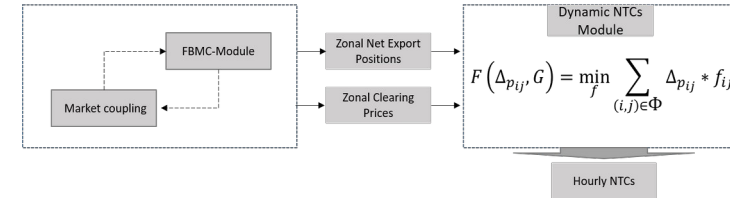
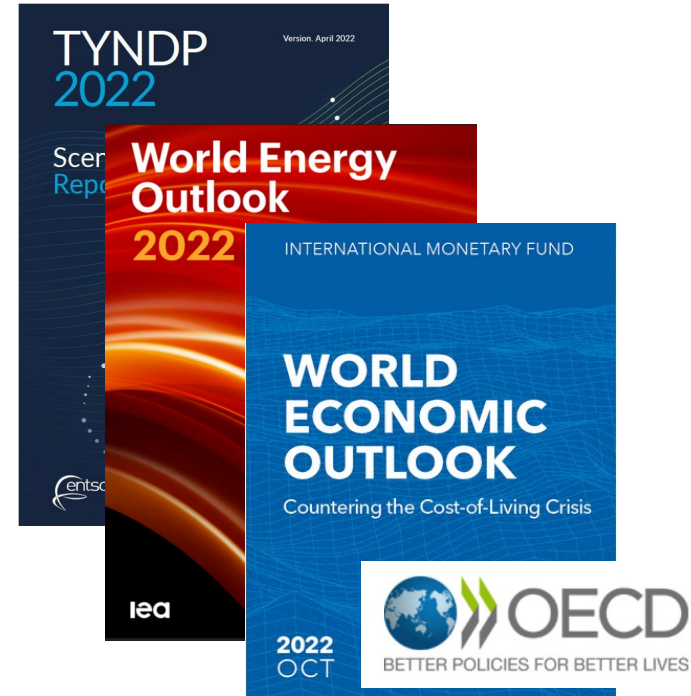


Fig. 5: Schematische Darstellung des Berechnungsmoduls für die dynamischen NTCs.

Untersuchungsrahmen I - Szenario

- Szenario „Distributed Energy“ des Ten-Year Network Development Plans 2022 von Entso-E
- Szenario Jahr 2035
- Kraftwerkskapazitäten, EE-Ausbau, Nachfrage (-Flexibilität)
- Brennstoffpreise / CO₂-Preise aus IEA World Energy Outlook 2022
- OECD Long-term Baseline Assumptions No. 109, IMF World Economic Outlook 2022



Untersuchungsrahmen II - Extremwetter

- Regional hochaufgelöste Ausbauplanung (LCOE getrieben) für solar PV, Wind an Land und Wind auf See.
- Einspeiseprofile basierend auf ERA5 Reanalysedaten und zahlreichend expliziten Turbinen Kennlinien
- Temperatureinfluss der (elektrifizierten) Wärmenachfrage (P2H)
- Extremzeitraum basierend auf Residuallastanalyse
- 2-wöchiger Zeitraum hoher Residuallast durch Schwachwindphase zum Jahreswechsel 1996/1997

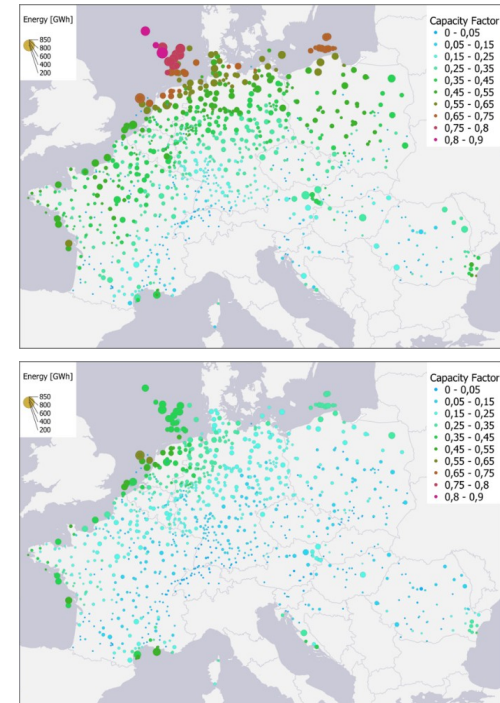


Fig. 6: Winderzeugung in GWh und durchschnittlicher Kapazitätsfaktor an den Netzknoten im Basisfall (oben) und Extremwetterereignis (unten).

Ergebnisse I - Marktsimulation

- Simulation gekoppelter Märkte mit dynamischen NTCs
- Geringe Windeinspeisung deutlich sichtbar
- Verstärkter Einsatz von Gaskraftwerken (CCGT & OCGT)
- Veränderter Einsatz der Flexibilitäten (Batterien, Nachfrageflexibilität) sichtbar in der Lastkurve (blau)
- Szenario KW-Kapazitäten und Flexibilität nicht ausreichend zur Lastdeckung in allen Stunden

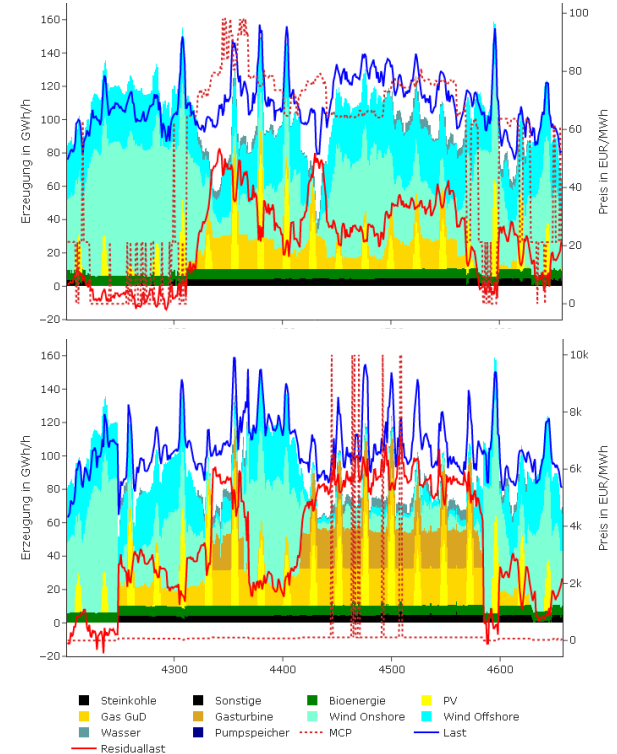


Fig. 7: Einsatz d. Kraftwerkstechnologien, Nachfrage und Marktpreise in den beiden Vergleichszeiträumen.

Ergebnisse II - Engpassmanagement

- Simulation des Engpassmanagements im dt. Stromübertragungsnetz für den gleichen Zeitraum
- Deutscher Nord-Süd-Engpass klar ersichtlich (neg. Re-dispatch und Einspeisemanagement im Norden, pos. Re-dispatch im Süden)
- Während des Extremereignisses weniger Re-dispatch notwendig durch
 - weniger Winderzeugung (Schwachwind)
 - ohnehin erhöhte Gaserzeugung durch KWs im Süden

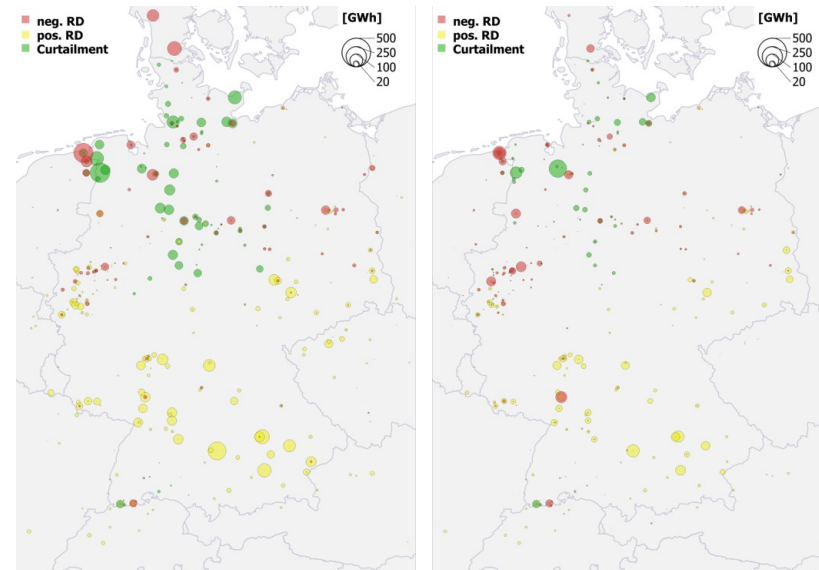


Fig. 8: Aggregierte Re-dispatch-Maßnahmen im betrachteten Extremzeitraum für das Basisszenario (links) und das Extremwetzerszenario (rechts).

Zusammenfassung

- Harmonisierung der Eingangsdaten und Kopplung eines agentenbasierten Marktmodells mit einem Netzmodell
- Integration von FBMC und wetterabhängigen Übertragungskapazitäten
- Modellkette genutzt zur Analyse exemplarischen Extremwetterereignis
- Im Marktmodell kommt es zu Stunden mit Lastunterdeckung trotz vorhandener Last(-Flexibilität)
- Im Netzbetrieb führt die geringere Windeinspeisung zu einer Reduktion an Engpässen und entsprechen weniger Re-dispatch und EE-Abregelung
- Ausblick: Einfluss des Stromhandels als weitere Flexibilität – Kann durch erhöhte Übertragungskapazitäten die Knappheit vermieden werden?

Vielen Dank für die Aufmerksamkeit!

Kontakt:

Rafael Finck, M.Sc.

rafael.finck@kit.edu

+49 721 608-44468

www.kit.edu

Literatur

- [Yang et al. 2021] Climate change and energy performance of European residential building stocks – A comprehensive impact assessment using climate big data from the coordinated regional climate downscaling experiment, *Applied Energy* 298, 2021.
- [van der Wiel et al. 2019a] Meteorological conditions leading to extreme low variable renewable energy production and extreme high energy shortfall, *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 111, 2019.
- [van der Wiel et al. 2019b] The influence of weather regimes on European renewable energy production and demand, *Environmental Research Letters* 14, 2019.
- [Brás et al. 2023] How much extreme weather events have affected European power generation in the past three decades?, *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 183, 2023.
- [van der Most et al. 2022] Extreme events in the European renewable power system: Validation of a modeling framework to estimate renewable electricity production and demand from meteorological data, *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 170, 2022.
- [Petitet et al. 2023] Making Electricity Capacity Markets Resilient to Extreme Weather Events, *Economics of Energy and Environmental Politics* 12, 2023.
- [Figueiredo et al. 2016] Weather and market specificities in the regional transmission of renewable energy price effects. *Energy* 114. 2016.