

Projektvorstellung: VERMEER

Versorgungssicherheit in Deutschland und Mitteleuropa während Extremwetter-Ereignissen

Armin Ardone², Rafael Finck², Ulrich Frey¹, Wenxuan Hu¹, Kai von Krbek¹, Kristina Nienhaus¹, Felix Nitsch^{1,2}, Yvonne Scholz¹, Viktor Slednev², Ronald Stegen¹, Madhura Yeligeti¹

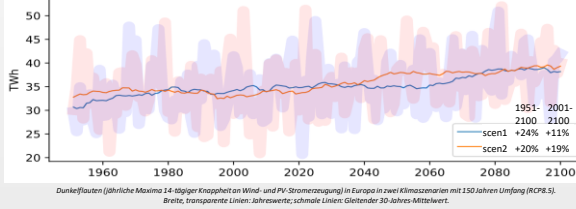
I. Ziele des Projektes

1. Bewertung von **Extremwetterereignissen** inkl. zeitlich-räumlicher und ressourcenübergreifender Korrelationen
2. Berechnung zeitlich-räumlich/technologisch hoch aufgelöster **EE-Einspeisung**
3. Ermittlung potenzieller **Flexibilitäten auf Basis des grenzüberschreitenden Handels** unter Berücksichtigung dynamischer Net Transfer Capacities (NTC)
4. Betrachtung des int. Handels während Extremwetterereignissen und Abschätzung der verbleibenden Lücke in der **Versorgungssicherheit** für Deutschland

III. Wetterdaten: Dunkelflauten im Klimawandel

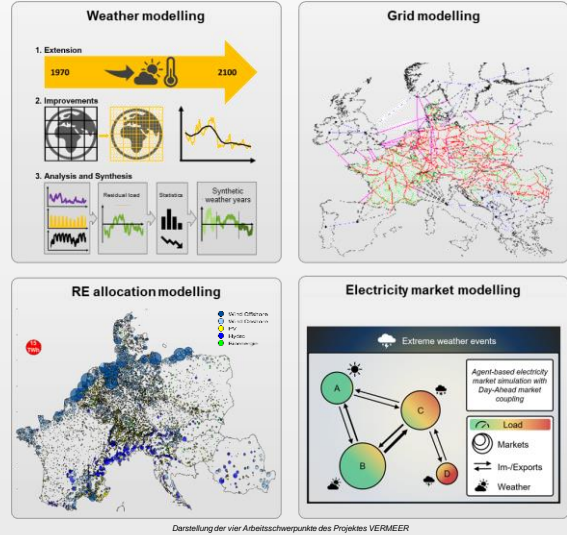
„Dunkelflaute“: unterdurchschnittliche 14-Tages-Summe der Wind- und PV-Stromerzeugung

- | | |
|---|--|
| Daten | Methode |
| - Zwei Klimaszenarien (EURO-CORDEX) | - Stromerzeugungszeitreihen mit EnDAT ¹ |
| - Europäisches Energieszenario basierend auf TYNDP Distributed Energy | - Jährliche Maxima der Dunkelflaute-Ereignisse |
| | - 30-Jahres-Mittelwerte der jährlichen Maxima |



- Nächste Schritte** - Modellierung temperaturabhängiger Lastzeitreihen
- Residuallastanalysen („kalte Dunkelflaute“)
- mehr Klimaszenarien zur besseren Abschätzung der Unsicherheiten

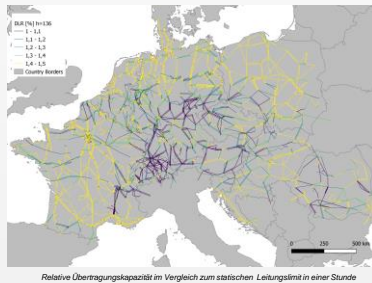
II. Modellübersicht



IV. Netze & Märkte

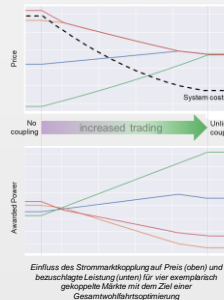
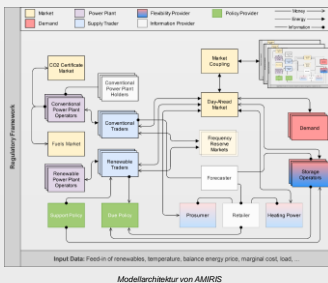
1. Abbildung des Höchstspannungstransportnetzes

- Netzmodell der CORE Region
- Ermittlung witterungsabhängiger Leitungskapazitäten
- Marktkopplungsrestriktionen für Flow-based Market Coupling
- Netzbetriebssimulation zur Ermittlung von Abregelung und Redispatch



2. Abbildung des internationalen Stromhandels

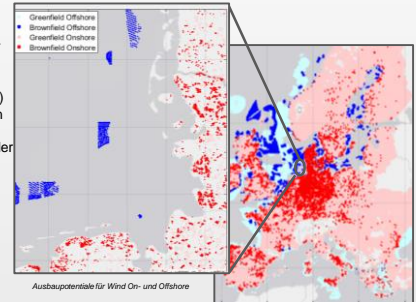
- Agentenbasiertes Strommarktmodell **AMIRIS**:
- Blockscharfe stündliche Auflösung
 - Modellierung von DE & Nachbarländern
 - Abbildung dynamischer Übertragungskapazitäten
 - Open source Modell <https://dlr-cvo.gitlab.io/essy/amiris/home/>



V. Szenario

„Distributed Energy“ des TYNDP 2022

- Hochaufgelöste EE-Ausbauplanung:**
- Einspeisesimulation für über 30 Wetterjahre
 - Optimalen Auswahl (aus 16 Turbinen auf 5 Nabenhöhen) und Allokation von einzelnen Windturbinen unter Berücksichtigung bestehender Windparks und deren Repowering



- Regional aufgelöste elektr. Nachfragepotentiale und Profile:**
- Wärmebedarf
 - Elektromobilität
 - Industrieprozesse
 - Wasserstoffbereitstellung

VI. Ausblick

- Berücksichtigung langfristiger Verfügbarkeit von Energieträgern zur Bewertung der Energiesicherheit.
- Einfluss des Klimawandels auf Kühlwasserrestriktionen von thermischen Kraftwerken und auf die Verfügbarkeit von Wasser(speicher-)kraftwerken

Referenzen

- ENTSO-E and ENTSG (2022): Ten Year Network Development Plan 2022 Scenario Report. Brussels, Belgium
- Jacob, D. et al., (2014): EURO-CORDEX: new high-resolution climate change projections for European impact research, Regional Environmental Change, 14, 563-578
- Nienhaus, N. et al. (2022): AMIRIS, Agent-based Market model for the Investigation of Renewable and Integrated energy Systems. <https://gitlab.com/dlr-cvo/essy/amiris>
- Scholz, Y. (2012): Renewable energy based electricity supply at low costs : development of the REMix model and application for Europe, Dissertation, University of Stuttgart, <http://dx.doi.org/10.18419/opus-2015>

Eingesetzte Modelle:

- EnDAT (DLR): Analyse & Synthese von Wetterdaten und Extremwetterereignissen
- HighResO (KIT): Allokation zukünftiger EE-Anlagen und Potentialrechnung
- AMIRIS (DLR): Agentenbasierte Strommarktssimulation mit internationalem Stromhandel
- TANGO (KIT): Netzmodell zur Berechnung von Net Transfer Capacities