

Versorgungssicherheit in Deutschland und Mitteleuropa während Extremwetter-Ereignissen (VERMEER)

Der Beitrag des transnationalen Stromhandels
bei hohen Anteilen erneuerbarer Energien

Schlussbericht

BMWK – FKZ 03E11010A & 03E11010B

Im Rahmen des 7. Energieforschungsprogramm
„Innovationen für die Energiewende“,
3.14 Technologieorientierte Systemanalyse

Verbundpartner:

Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt (DLR)
Institut für Vernetzte Energiesysteme
Abteilung Energiesystemanalyse, Stuttgart

Karlsruher Institut für Technologie (KIT)
Institut für Industriebetriebslehre und Industrielle Produktion (IIP), Karlsruhe

AutorInnen:

DLR: Felix Nitsch, Yvonne Scholz, Wenxuan Hu, Kai von Krbek,
Ronald Stegen, A. Achraf El Ghazi, Ulrich Frey, Kristina Nienhaus

KIT: Rafael Finck, Viktor Slednev, Armin Ardone, Wolf Fichtner

Stuttgart und Karlsruhe, 31. Juli 2023

Gefördert durch:



aufgrund eines Beschlusses
des Deutschen Bundestages

VERMEER Schlussbericht

Gefördert vom Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz aufgrund eines Beschlusses des Deutschen Bundestages. Die Verantwortung für den Inhalt dieser Veröffentlichung liegt bei den Autorinnen und Autoren. Die Verantwortlichkeiten sind in Kapitelüberschriften den Verbundpartnern jeweils zugeordnet und mit der Abkürzung der Institutsbezeichnungen gekennzeichnet. Insoweit nicht anders gekennzeichnet, gelten für Unterkapitel die gleichen Verantwortlichkeiten wie in den Hauptkapiteln. Die nicht gekennzeichneten Kapitel wurden gemeinsam erarbeitet

Kontakt:

Felix Nitsch
Felix.Nitsch@dlr.de
Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt (DLR)
Institut für Vernetzte Energiesysteme
Abteilung Energiesystemanalyse
Curiestr. 4, 70563 Stuttgart

Dr. Armin Ardone
Armin.Ardone@kit.edu
Karlsruher Institut für Technologie (KIT)
Institut für Industriebetriebslehre und Industrielle Produktion (IIP)
Hertzstr. 16, 76131 Karlsruhe

Inhaltsverzeichnis

EXECUTIVE SUMMARY.....	10
1 EINLEITUNG.....	11
1.1 Hintergrund und Zielsetzung.....	11
1.2 Aufbau des Berichts.....	12
2 DATENGRUNDLAGE ZUR MODELLIERUNG DER KOPPLUNG EUROPÄISCHER MÄRKTE (KIT).....	14
2.1 Szenario.....	14
2.1.1 Szenariorahmen.....	14
2.1.2 Bestimmung netzknotenscharfer EE-Stromerzeugungsprofile	14
2.1.3 Regionalisierung der Stromnachfrage	17
3 ANALYSE VON EXTREMWETTEREREIGNISSEN UND KLIMAWANDELEINFLÜSSEN (DLR).....	20
3.1 Neue Ressourcenklassen und Technologien in EnDAT	20
3.1.1 Ressourcenklassen.....	20
3.1.2 Neue Technologien.....	21
3.2 Erweiterte Wetterdaten	23
3.2.1 Inputdaten	23
3.2.2 Downscaling von Windgeschwindigkeiten	24
3.2.3 Datenprozessierung mit EnDAT.....	28
3.3 Analyse und Kategorisierung von Wetterphänomenen.....	29
3.3.1 Langfristige Entwicklung der Wind- und PV-Kapazitätsfaktoren.....	29
3.3.2 Langfristige Entwicklung von Dunkelflauten	30
3.4 Synthetische Wetterjahre	31
3.4.1 Identifikation von Zeiträumen mit besonderer Herausforderung für die Stromversorgung	31
3.4.2 Zeitraum-Auswahl und Integration ins Untersuchungsjahr (KIT)	33
4 MODELLENTWICKLUNG UND -HARMONISIERUNG.....	35
4.1 Netzsimulation (KIT)	35
4.1.1 Methodik: Witterungsabhängiger Freileitungsbetrieb.....	37
4.1.2 Methodik: Dynamische NTCs.....	39
4.2 Marktsimulation (DLR).....	40
4.2.1 Simulationsmodell AMIRIS	41
4.2.2 Modellerweiterung um Marktkopplung.....	41
4.2.3 Modellkopplung ioVRMR.....	46

VERMEER Schlussbericht

5	EINFLUSS DES STROMHANDELS AUF MARKTGESCHEHEN UND VERSORGUNGSSICHERHEIT	49
5.1	Marktsituation	50
5.2	Netzsituation	56
6	DISKUSSION UND SCHLUSSFOLGERUNG.....	61
6.1	Zusammenfassung und Diskussion der Modellergebnisse	61
6.2	Ausblick	62
	LITERATURVERZEICHNIS	63

Abbildungs- und Tabellenverzeichnis

Abbildungen

Abbildung 1: Räumliche Verteilung der EE Erzeugungsanlagen.	15
Abbildung 2: Winderzeugung in GWh und durchschnittlicher Kapazitätsfaktor an den Umspannwerksknoten des Übertragungsnetzes (Extremwetterereignis rechts).....	16
Abbildung 3: PV-Erzeugung in GWh und durchschnittlicher Kapazitätsfaktor an den Umspannwerksknoten des Übertragungsnetzes (Extremwetterereignis rechts).....	16
Abbildung 4: Nachfragestruktur.....	18
Abbildung 5: Leistungskennlinien für Schwachwind-, mittlere und Starkwindturbinen, aus [18]......	22
Abbildung 6: Rotordurchmesser (historische Daten und extrapolierte Entwicklung), aus [18].	22
Abbildung 7: Leistungsdichte (historische Daten und extrapolierte Entwicklung) in kW/m ² , aus [18].	22
Abbildung 8: Klassifizierung der Rasterzellen in Europa nach Abweichung zwischen Reanalyse-Datensätzen und Messwerten. Klasse 1: Root Mean Squared Error (RMSE) < 1.5 m/s, Klasse 2: 1,5 m/s < RMSE < 3 m/s, Klasse 3: RMSE > 3 m/s, siehe auch [24].	26
Abbildung 9: Relative Bedeutung der Eingangsvariablen für die Bestimmung der Windgeschwindigkeit, siehe [24].	27
Abbildung 10: Zeitreihen von Messdaten, originalen ERA5-Daten, CosmoREA6-Daten und Downscaling- Ergebnissen an ausgewählten Stationen in den ersten 1000 Stunden der Jahre 2017 (a, b und c) und 2019 (d, e und f). (a) und (d): Station REH (Klasse 1), (b) und (e): Station HAI (Klasse 2), (c) und (f): Station DOL (Klasse3), , siehe [24].	28
Abbildung 11: Entwicklung monatlicher Kapazitätsfaktoren der Wind-, PV- und kombinierten Wind- und PV- Stromerzeugung in Europa im Distributed Energy-Szenario zwischen 1950 und 2100.	30
Abbildung 12: Entwicklung der jährlichen Dunkelflauten-Maxima im <i>Distributed Energy</i> -Szenario zwischen 1950 und 2100. Die y-Achse gibt die Intensität der jährlichen maximalen Dunkelflaute wieder, d.h. die Differenz zwischen der Wind- und PV-Stromerzeugung während der Dunkelflaute und der durchschnittlichen Wind- und PV-Stromerzeugung.	31
Abbildung 13: Netzmodell des Übertragungsnetzes für das Jahr 2035, wie es nach der Erweiterung auf die Core Capacity Calculation Region Eingang in die Untersuchungen findet.	35
Abbildung 14: Schematische Darstellung des Moduls TANGO-FBMC.....	36
Abbildung 15: Berechnung der wetterabhängigen Leitungskapazitäten und beispielhafte Leitungskapazitäten für zwei Stunden.	38
Abbildung 16: Abbildung der endogenen Simulation der Nachbarmärkte in AMIRIS welche durch den Marktkopplungsagent koordiniert wird.....	43
Abbildung 17: Auswirkungen des erhöhten Handels auf die zugeteilte Leistung, die Strompreise und die Gesamtsystemkosten für vier einzelne Märkte (Rot, Gelb, Blau und Grün).	45
Abbildung 18: Prozesskette des Workflowmanager ioVRMR.	47
Abbildung 19: Strompreise in der deutschen Marktzone im Basisjahr vom 1.7. bis 30.6. des Folgejahres.....	50

VERMEER Schlussbericht

Abbildung 20: Ausschnitt der Strompreise in der deutschen Marktzone während der Extremwetterperiode....	52
Abbildung 21: Mittlere Preisunterschiede während der Extremwetterperiode im Vergleich zum identischen Zeitraum im Basisjahr in EUR/MWh. Positive Werte bedeuten eine Preiserhöhung.	52
Abbildung 22: Vergleich der kumulierten Handelsflüsse (brutto) zwischen den simulierten Marktzone im Extremwetterzeitraum in GWh.....	53
Abbildung 23: Einsatz verschiedener Kraftwerkstechnologien, Nachfrage und Marktpreis (Market Clearing Price, MCP) in den beiden Vergleichszeiträumen. Achtung: Unterschiedliche Skalen für Preise!	54
Abbildung 24: Regionale Verortung von Redispatch- und Abregelungsmaßnahmen für das Basisjahr.	56
Abbildung 25: Gesamtmengen der Redispatch-Maßnahmen nach Kraftwerkstypen für das Basisjahr.	57
Abbildung 26: Aggregierte Redispatch-Maßnahmen im betrachteten Extremzeitraum für das Basisszenario (links) und das Extremwetterszenario (rechts).	58
Abbildung 27: Gesamtmengen der Redispatch-Maßnahmen im Extremzeitraum nach Kraftwerkstypen für das Basisszenario ("Base") und das Extremwetterszenario ("Extr").....	59
Abbildung 28: Aggregierte Redispatch-Maßnahmen im Extremzeitraum bei Variation der Austauschkapazitäten im Market Clearing. Dargestellt sind die Redispatch-Mengen im Extremwetterszenario für 100% Austauschkapazität (links), sowie eine Erhöhung auf 120% (Mitte) und auf 150% (rechts) der Kapazitäten.	59
Abbildung 29: Gesamtmengen an Redispatch-Maßnahmen im Extremzeitraum nach Kraftwerkstypen für die Variation der Austauschlimits im Market Clearing.	60

Tabellen

Tabelle 1: Windturbinen-Kenngrößen und deren Entwicklung. 23

Tabelle 2: Eigenschaften der bisher verwendeten Datensätze (COSMO-EU, MERRA) und der aktualisierten Datensätze (COSMO-REA6, ERA5)..... 24

Tabelle 3: Bewertung der Regressionsanalyse anhand statistischer Kenngrößen, siehe [24]. 27

Tabelle 4: Vergleich statistischer Kennzahlen der Cross-Dataset-Validierung mit DWD-Messstations-Daten. „Corrected“ bezeichnet die durch Downscaling behandelten Daten mit erhöhter Auflösung. Nur bei Klasse 3 kann eine deutliche Verbesserung erzielt werden, siehe [24]. 28

Tabelle 5: Jährliche Residuallast-Extrema im Untersuchungsgebiet in den Jahren 1991-2020, sortiert nach Höhe der Residuallast. 32

Tabelle 6: Auslastung der verfügbaren Übertragungskapazitäten aus und in die deutsche Marktzone. 51

Tabelle 7: Vergleich der Versorgungssituation in der deutschen Marktzone in verschiedenen Szenarien hinsichtlich Wetterjahr, Last und verfügbaren Übertragungskapazitäten..... 55

Abkürzungsverzeichnis

ABM	Agentenbasierte Modellierung
AMIRIS	Agent-based Market model for the Investigation of Renewable and Integrated energy Systems [1]
CLC	Corine-Land Cover
CNE	Critical Network Element
CNEC	Critical Network Element under a Contingency
CSP	Konzentrierende Solarthermie
DEA	Danish Energy Agency
EE	Erneuerbare Energien
EnDAT	Energy Data Analysis Tool [2]
ERA5	Globale Atmosphärische Reanalyse
FAME	Open Framework for distributed Agent-based Modelling of Energy systems [3,4]
FLM	Freileitungsmonitoring
GHD	Gewerbe, Handel und Dienstleistung
GSK	Generation Shift Keys
HighResO	Modell zur Bestimmung netzknotenscharfer EE-Stromerzeugungsprofile
ioProc	Framework for data pre- and postprocessing [5]
LCOE	Levelized Cost of Electricity (Stromgestehungskosten)
MCP	Market Clearing Price (Markträumungspreis am Day-Ahead Markt)
NTC	Net Transfer Capacity
OTDF	Outage Transfer Distribution Factor
PTDF	Power Transfer Distribution Factor

VERMEER Schlussbericht

PV	Photovoltaik
RAM	Remaining Available Margin
TANGO	Netzmodell
TYNDP	Ten Year Network Development Plan

Executive Summary

The VERMEER project evaluates the consequences of extreme weather events for the security of supply of electricity in Germany, considering the flexibility potential of cross-border electricity trading with regard to weather-dependent transmission grid transfer capacities. For this purpose, several specialized models for defining extreme weather situations, calculating renewable energy generation timeseries, simulating cross-border trading and grid transfer capacities have been further developed and coupled. “Dunkelflauten” or dark doldrums, periods of low combined wind and solar power generation, are projected to increase in the coming century by approximately 11% to 19% according to two climate projection calculations. An in-depth analysis of historical weather patterns (applied to wind and solar generation fleet of the target year of this study – 2035) reveals this for a system as defined in the TYNDP Distributed Energy scenario. During the winter of 1996/1997, the residual load, an indicator of potential under-supply situations like cold dark doldrums, reached notably high levels over a three-month period – but also for shorter periods such as days or weeks. Analyses of the German and neighboring electricity markets show that within the assumptions based on this scenario extreme weather events such as the examined cold dark doldrums lead to shortages in the German market zone that cannot be compensated by conventional generation or cross-border trading. Trading flows to neighboring market zones are significantly altered during such events compared to a base case scenario. The simultaneous occurrence of extreme weather across Europe limits the effectiveness of increased transmission capacities in ensuring security of supply, necessitating additional reserve capacities. Regarding power grids, the analyzed extreme situation reduces the occurrence of grid bottlenecks, as they strongly correlate with wind power generation and constitute a weak wind event. However, with increased transmission capacity, the overall amount for redispatch rises; renewable energy curtailment is less affected than conventional power plants. In addition to the market-oriented assessment of security of supply, network simulations indicate that a slight amount of load shedding is necessary in all scenarios to ensure a bottleneck-free operation. The necessary load shedding does not exhibit a significant increase between the base scenario and the extreme situation, nor can it be substantially reduced by increasing transmission capacities. In summary, and contrary to expectations, the expansion of the electricity network does not offer significant additional relief during extreme weather events.

1 Einleitung

1.1 Hintergrund und Zielsetzung

Der Ausbau von Erzeugungsanlagen auf Basis erneuerbarer Energien (EE), insbesondere Onshore- und Offshore-Windkraftanlagen sowie Photovoltaikanlagen, ist maßgeblich für die Reduktion der Treibhausgasemissionen des Elektrizitätssektors, um die Stromproduktion von fossilen Kraftwerken durch EE-Anlagen zu substituieren. Mit zunehmendem Anteil fluktuierender EE in der Energieversorgung steigt jedoch auch die Abhängigkeit von den vorherrschenden Wetterverhältnissen. Extremwetterereignisse, welche aufgrund des Klimawandels in Häufigkeit und Intensität zunehmen, werden das zukünftige Stromsystem stark beeinflussen. Daher ist eine Betrachtung solch veränderter Rahmenbedingungen in der Energiesystemanalyse von großer Bedeutung. Insbesondere können (kalte) Dunkelflauten – Perioden hoher Residuallast infolge geringer Windkraft- und PV-Erzeugung (bei gleichzeitig hoher Nachfrage) – zu einem erhöhten Bedarf an Flexibilität zum Ausgleich von Stromangebot und -nachfrage führen. Diese Flexibilität kann durch verschiedene Technologien und Instrumente sichergestellt werden. Zum einen können regelbare Kraftwerke, Speicher oder die Steuerung der Nachfrageseite einen wichtigen Beitrag zur Lastdeckung leisten. Der Ausbau von Stromnetzen und die damit verbundenen Potenziale für Im- und Exporte von Strom zwischen mehreren Marktzone stellen einen weiteren wesentlichen Baustein für Flexibilität in einem von EE dominierten Elektrizitätssystem dar. Im europäischen Kontext sind dabei die grenzübergreifenden Netzkuppelstellen von großer Bedeutung. Neben den physikalischen Restriktionen der Übertragungsnetze ist der Stromhandel schließlich von marktgetriebenen Entscheidungen abhängig.

Das Projekt VERMEER beschäftigt sich vor diesem Hintergrund mit der Bewertung der Versorgungssicherheit der deutschen Stromversorgung in Extremwettersituationen und berücksichtigt dabei die Potenziale eines innereuropäischen Ausgleichs. Zentral für die Analyse ist einerseits die Abbildung des europäischen Ausbaus der EE und andererseits die Simulation des grenzübergreifenden Handels zwischen verschiedenen europäischen Marktzone unter Berücksichtigung der Übertragungspotenziale an den Kuppelstellen. Herausfordernd dabei ist die Berücksichtigung der Übertragungskapazitäten in Abhängigkeit des Wetters, wodurch große Veränderungen bei diesen möglich sein können. Ein großer Teil des Projekts VERMEER beschäftigt sich deswegen mit der Erstellung und Synthese von Szenarien, welche als wetterbezogene Stresstests interpretiert werden können. Daraus werden der Flexibilitätsbedarf und die Einschränkungen der EE-Erzeugung ermittelt. Die Analyse von umfangreichen Wetter- und Klimadaten erlaubt es gleichzeitig, zeitlich und räumlich hoch aufgelöste Wind- und Sonneneinstrahlungsprofile zu erzeugen. Da die Stromnachfrage auf die Wetterbedingungen reagiert, wird der Einfluss des Wetters auch für diese Seite behandelt. Durch eine systematische Charakterisierung von Extremwetterereignissen mit dem Energiedatenmodell EnDAT und eine darauf aufbauende Erstellung von synthetischen EE-Erzeugungszeitreihen mit dem Modell High-ResO werden diese Phänomene in energiesystemanalytischen Modellen abbildbar. Auf Basis

der Einspeise- und Lastprofile erfolgt für die identifizierten Extremwetterereignisse eine Simulation des Strommarktes- und Netzes. Die eingesetzten Modelle umfassen ein hochaufgelöstes Netzmodell, welches blockscharfe Kraftwerkseinsätze simuliert und die Situation in den Übertragungsnetzen darstellt, sowie ein gekoppeltes Marktmodell zur Analyse der Strommärkte und die Abbildung der Handelsflüsse zwischen den Marktzone. Diese enge Verschaltung der beiden Bereiche Netz und Markt erlaubt detaillierte Erkenntnisse hinsichtlich der Versorgungssicherheit und bildet gleichzeitig den regulatorischen Rahmen in Europa ab, in dem das Market Clearing an den Strombörsen stattfindet, und die Kraftwerksbetreiber ihre Anlagen nach entsprechenden Fahrplänen betreiben, während die Netzbetreiber für den sicheren Netzbetrieb auf Basis dieses Marktergebnisses verantwortlich sind, bzw. diesen Betrieb mit möglichst geringen Eingriffen in den Markt sicherstellen müssen.

Der Untersuchungsraum ist auf Europa festgelegt, welches die Simulation von großflächigen Extremwetterereignissen möglich macht. Die verwendeten Modelle umfassen dabei konsistent für die jeweils durchzuführende Analyse leicht unterschiedliche Geographien. So decken die Modelle EnDAT, TANGO und HighResO die EU27 (ohne Malta) inklusive Norwegen, der Schweiz, Großbritannien, sowie der Staaten des Westbalkans ab und stellen entsprechende Daten für nachfolgende Modelle im Workflow bereit. Für die flow-based Marktsimulation werden – analog zum aktuellen Umsetzungsrahmen – in TANGO die Länder der Core Capacity Calculation Region (CCR) [6] berücksichtigt. Für die Marktsimulation in AMIRIS sowie die sich daran anschließende Redispatch-Rechnung wird Deutschland mit seinen elektrisch-verknüpften Nachbarländer abgebildet.

Die Analysen zum grenzüberschreitenden Stromhandel unter Berücksichtigung dynamischer Übertragungskapazitäten in kritischen Wettersituationen liefern ein umfassendes Bild der erforderlichen Flexibilität für Deutschland. Dabei soll der Fokus dem geänderten Kraftwerkspark, welcher sich durch den Ausbau von EE-Anlagen und der Stilllegung konventioneller Kraftwerke ergibt, Rechnung tragen. Die zentralen Ziele von VERMEER sind:

1. Umfassende Bewertung der Charakteristika von Extremwetterereignissen auf klimatisch belastbaren Zeitskalen, einschließlich zeitlich-räumlicher und ressourcenübergreifender Korrelationen.
2. Berechnung zeitlich-räumlich sowie technologisch hoch aufgelöster Stromerzeugungspotenziale.
3. Ermittlung der potenziellen Flexibilität aufgrund des grenzüberschreitenden Handels für das deutsche Stromsystem unter Berücksichtigung dynamischer Nettotransferkapazitäten (Net Transfer Capacities, NTC) für die gekoppelten Märkte.
4. Betrachtung des innereuropäischen Handels im Falle von Wetterextremen und damit verbundenen Erzeugungsausfällen sowie mögliche Nachfragespitzen und Abschätzung der verbleibenden Lücke in der Versorgungssicherheit für Deutschland.

1.2 Aufbau des Berichts

Der vorliegende Bericht ist wie folgt aufgebaut: In Abschnitt 2 wird die Datengrundlage, welche den Analysen zugrunde liegt, beschrieben. Dabei behandelt Abschnitt 2.1 den Szenario-

rahmen, welcher auf den Untersuchungen des Ten Year Network Development Plans (TYNDP) [7] beruht. Abschnitt 3 beinhaltet die Analyse der Extremwetterereignisse. Die Abbildung neuer EE-Ressourcenklassen ist in Abschnitt 3.1 beschrieben, die Wetterdatenerweiterung wird in Abschnitt 3.2 erläutert, die Wetterphänomene in Abschnitt 3.3 kategorisiert und die Methodik der Synthese der Wetterjahre in 3.4 dargelegt. Abschnitt 4 widmet sich der Modellentwicklung der beiden eingesetzten Netz- und Marktmodelle. Ersteres ist in Abschnitt 4.1 genauer beschrieben. Das Marktmodell, der neu entwickelte Marktkopplungsalgorithmus und das Modellkopplungstool werden in Abschnitt 4.2 dargestellt. Zum Abschluss werden die Modellergebnisse aus den beiden Modellen in Abschnitt 5 präsentiert. Die Zusammenfassung und Synthese erfolgen in Abschnitt 6, welcher ebenfalls einen Ausblick auf weiteren Forschungsbedarf liefert.

2 Datengrundlage zur Modellierung der Kopplung europäischer Märkte (KIT)

2.1 Szenario

2.1.1 Szenariorahmen

Das „Distributed Energy“ Szenario des TYNDP 2022 [7] bildet die Grundlage für die Definition eines einheitlichen europäischen Szenariorahmens hinsichtlich der Entwicklung von EE und konventionellen Stromerzeugungskapazitäten, den Übertragungskapazitäten und der Zusammensetzung und Größe von Stromnachfrageprozessen. Vor dem Hintergrund einer möglichst konsistenten Modellierung von wetterabhängigen Stromerzeugungs- und Nachfrageprofilen war die große Detailtiefe des gewählten Szenariorahmens ausschlaggebend, welcher insbesondere eine konsistente sektorenscharfe Differenzierung von unterschiedlichen Verbrauchsprozessen in Europa ermöglicht. Für die Abbildung der aus Versorgungssicherheitsicht kritischen Transitionsphase einer weitreichenden, aber noch nicht vollständigen Umstellung des Energiesystems auf EE und vertieften Sektorenkopplung ist in VERMEER das Modelljahr 2035 gewählt worden. Die im TYNDP vorhandenen relevanten Größen für die Stützjahre 2030 und 2040 werden dafür linear interpoliert.

2.1.2 Bestimmung netzknotenscharfer EE-Stromerzeugungsprofile

Im Rahmen von VERMEER steht eine möglichst genaue Abbildung witterungsabhängiger EE Stromerzeugung im Fokus. Hierfür ist das am IIP vorhandene Modell HighResO erweitert und eingesetzt worden, um die im Szenario auf Marktzonenebene definierten EE-Kapazitäten auf die Knoten des europäischen Höchstspannungsnetzes zu regionalisieren und das stündliche Einspeiseprofil zu bestimmen.

Im ersten Schritt ist hierfür die Datenbasis des vorhandenen Anlagenbestandes sowie bereits bekannter Zubauprojekte oder ausgewiesener Zubauf Flächen auf Basis verschiedener öffentlicher (Open Street Map [8], Open Power System Data [9], Global Energy Monitor [10], Marktstammdatenregister [11]) und kommerzieller (Platts [12]) Quellen aktualisiert und mit nationalen Statistiken (Eurostat) harmonisiert worden. Sofern eine anlagenscharfe Allokation dabei nicht möglich war, ist auf Grundlage eines auf den Stromgestehungskosten (engl: Levelized Cost of Electricity, LCOE) basierenden Ansatzes und der in HighResO hinterlegten Potentialflächen eine Allokation auf einem 100 m² Raster vorgenommen worden. Insbesondere bei Wind-Offshore-Anlagen und -Projekten wurde hierfür auch die Information zum Netzanschluss nachgehalten. Die im Rahmen von VERMEER aktualisierte Datenbank des Bestands bekannter

Projekte an Photovoltaik-, konzentrierenden Solarthermie- (CSP) und Windkraftanlagen umfasst 2.304.871 Photovoltaik- und CSP-Anlagen sowie 196.636 Wind-Onshore und 27.717 Wind-Offshore Anlagen für Europa, siehe auch Abbildung 1. Hierbei ist neben der Anlagenleistung, dem Ort und dem Jahr der Inbetriebnahme auch die Anlagenspezifikation aktualisiert worden, die je nach Technologie Parameter wie die Nabenhöhe, das Turbinenmodell und die Orientierung umfasst.

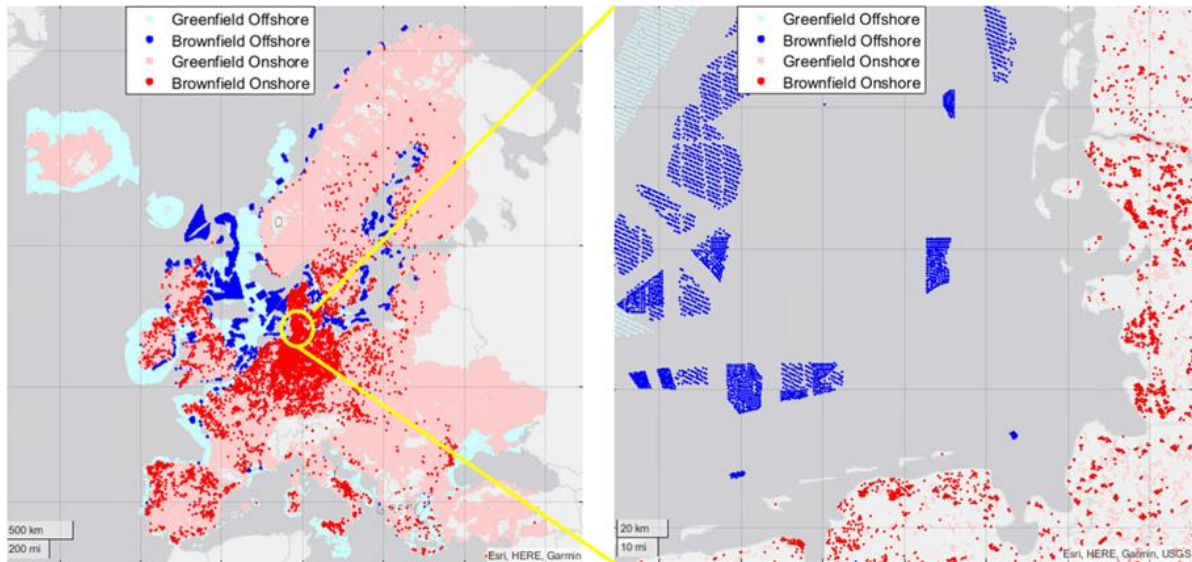


Abbildung 1: Räumliche Verteilung der EE-Erzeugungsanlagen.

Im zweiten Schritt wird das verbliebene Potential für den EE-Zubau bestimmt, indem das in HighResO ermittelte Flächenpotential um die identifizierten Bestandsanlagen reduziert wird. Das Ergebnis für Windenergie ist in Abbildung 1 dargestellt. Neben der vorher beschriebenen Verbesserung in der Abbildung von Bestandsanlagen ist in VERMEER insbesondere der Ansatz zur Ermittlung des Flächenpotentials, welches in [13,14] beschrieben ist, weiter verfeinert worden. Im Falle des Wind-Onshore und Wind-Offshore Potentials umfasst dies neben einer genaueren Berücksichtigung von Ausschlussflächen und Vorrangflächen insbesondere eine Heuristik zur Einzelanlagenplatzierung auf einem 100 m² Raster unter Berücksichtigung von Windellipsen und der jährlichen Auswahl einer optimierten Anlagenkonfiguration unter 10/16 Wind-Onshore/Offshore Turbinen auf den Nabenhöhen 120, 140, 160, 180 und 200 Metern in ganz Europa.

Für Solarenergie wurde neben Aufdach- und Freiflächen-PV auch CSP zusätzlich als Ressourcenklasse abgebildet, wobei der Ansatz zur Definition von Ausschlussflächen analog zu dem von Freiflächen-PV gewählt worden ist. Für die Bestimmung der Potentialflächen von Aufdach-PV Anlagen wurde in VERMEER der bisher auf Corine-Land Cover (CLC) Daten beruhende Ansatz dahingehend erweitert, dass eine Gebäudeklassifikation und Flächenanalyse auf Ebene einzelner Gebäudegrundrisse anhand von Open Street Map Daten unterhalb des 100 m² Rasters durchgeführt wurde. Hierbei ist das Potential neben Ein-, Zwei- und Mehrfamilienhäusern auch für Gebäude der Sektoren GHD, Industrie und Landwirtschaft sowie für Carports ermittelt worden. Für die Profilermittlung wurde der bisherige auf ANEMOS Daten beruhende Ansatz dahingehend erweitert, dass ERA5 Wetterdaten prozessiert werden können, und es wurden für die 43 historischen Wetterjahre von 1985 bis 2022 Profile für den Wind- und PV/CSP-

Anlagenbestand sowie das Potential generiert. Diese stellen eine relevante Eingangsgröße für die in Kapitel 3.4.1 beschriebene Analyse zur Ermittlung der kritischen Residuallastzustände dar.

Auf Basis der in Abschnitt 3.4 näher beschriebenen Methodik zur Erzeugung eines synthetischen Wetterjahres werden die netzknottenscharfen Profile für Wind- und PV-Erzeugung für das Basisszenario und das Extremwetterereignis (vgl. Kapitel 3) simuliert. Die Ergebnisse für den zweiwöchigen Extremzeitraum sind in Abbildung 2 für Wind-Onshore und Wind-Offshore und in Abbildung 3 für die PV-Erzeugung am jeweiligen Umspannwerk dargestellt.

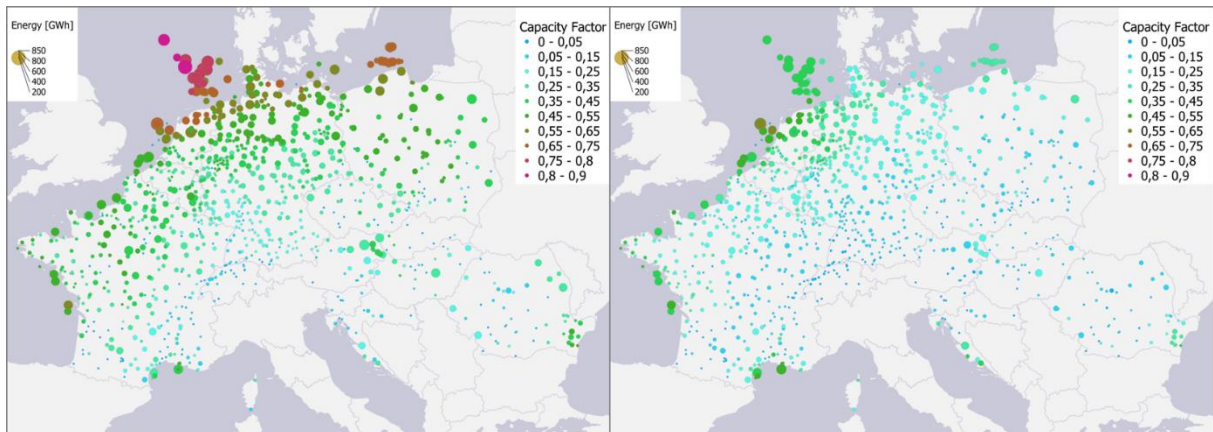


Abbildung 2: Winderzeugung in GWh und durchschnittlicher Kapazitätsfaktor an den Umspannwerksknoten des Übertragungsnetzes (Extremwetterereignis rechts).

Es zeigt sich insbesondere für die Winderzeugung ein deutlicher Unterschied, welcher am stärksten die Regionen mit normalerweise hohen Kapazitätsfaktoren an den Küsten und im Bereich Offshore betrifft. Es wird deutlich, dass trotz der Größe des Untersuchungsgebiets im gesamten Bereich die Winderzeugung sinkt und somit weniger Erzeugung im Markt zur Verfügung steht.

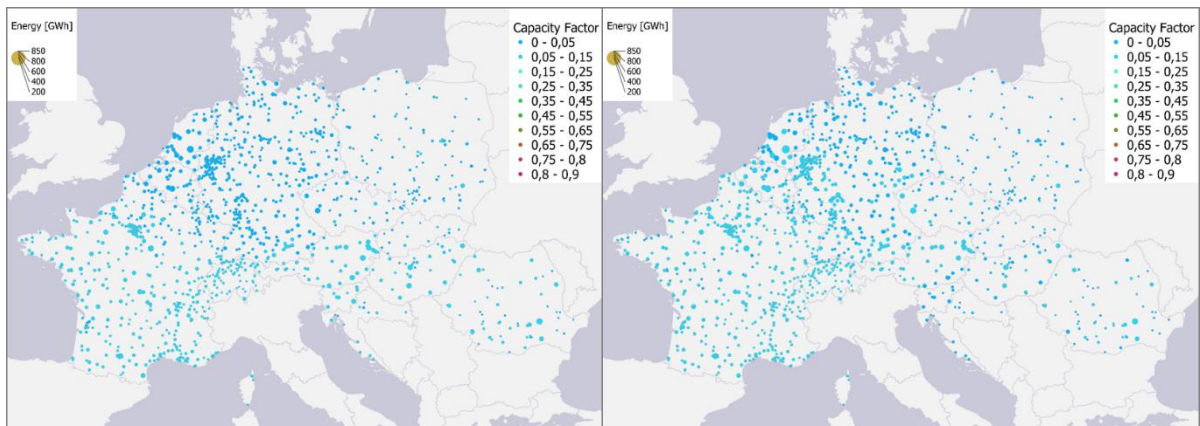


Abbildung 3: PV-Erzeugung in GWh und durchschnittlicher Kapazitätsfaktor an den Umspannwerksknoten des Übertragungsnetzes (Extremwetterereignis rechts).

Weniger deutlich ausgeprägt ist der Unterschied zwischen Basisszenario und Extremwetterfall für die PV-Erzeugung, was durch das primär durch den Sonnenverlauf bestimmte Erzeugungsprofil der PV-Anlagen zu erklären ist. Im Gegensatz zur Winderzeugung zeigt sich im Extremszenario sogar eine leicht erhöhte PV-Erzeugung, die jedoch das Defizit an

Windenergie nicht ausgleichen kann. Die Mehrerzeugung ist durch mit winterlichen Windflauten häufig einhergehenden Phänomenen insbesondere kalten Temperaturen (erhöht den Wirkungsgrad der PV-Module) und klarem Himmel zu erklären. Es zeigt sich somit, dass für die residuallastbasierte Auswahl des Extremwetters Faktoren wie Windgeschwindigkeiten und Temperatur (Einfluss auf temperatursensitive Lasten) den Einfluss der unterschiedlichen Strahlungsparameter überwiegen. Im europäischen Winter ist das PV-Produktionsprofil ohnehin nur auf ein relativ kleines Stundenfenster begrenzt und in der Regel zeitversetzt zu typischen täglichen Höchstlasten.

2.1.3 Regionalisierung der Stromnachfrage

Um einen möglichst konsistenten Datensatz von wetterabhängigen Einspeise- und Nachfrageprofilen zu gewährleisten, ist im Rahmen von VERMEER der Ansatz zur Stromnachfrageprofilbestimmung und Regionalisierung vor allem im Hinblick auf temperaturabhängige Prozesse weiterentwickelt worden. Ausgehend von der sektoralen und prozessspezifischen Elektrizitätsnachfragestruktur des TYNDP 2022 wurde auf Basis bestehender Vorarbeiten sowie externer Toolboxes, insbesondere von Hotmaps [15] und eXtremOS [16], jeder elektrische Endenergiestromnachfrageprozess regionalisiert, und falls nötig wurde das Nachfrageprofil für jedes Wetterjahr im Betrachtungshorizont (1985-2022) entsprechend angepasst. Eine temperaturspezifische Anpassung fand dabei vor allem für Wärme- und Kühlprozesse in der Raum- und Fernwärme, sowie für Wärmepumpenprozesse statt. In Abbildung 4 sind die finalen Profile, aus denen sich die Endenergiestromnachfrage zusammensetzt, rot hinterlegt.

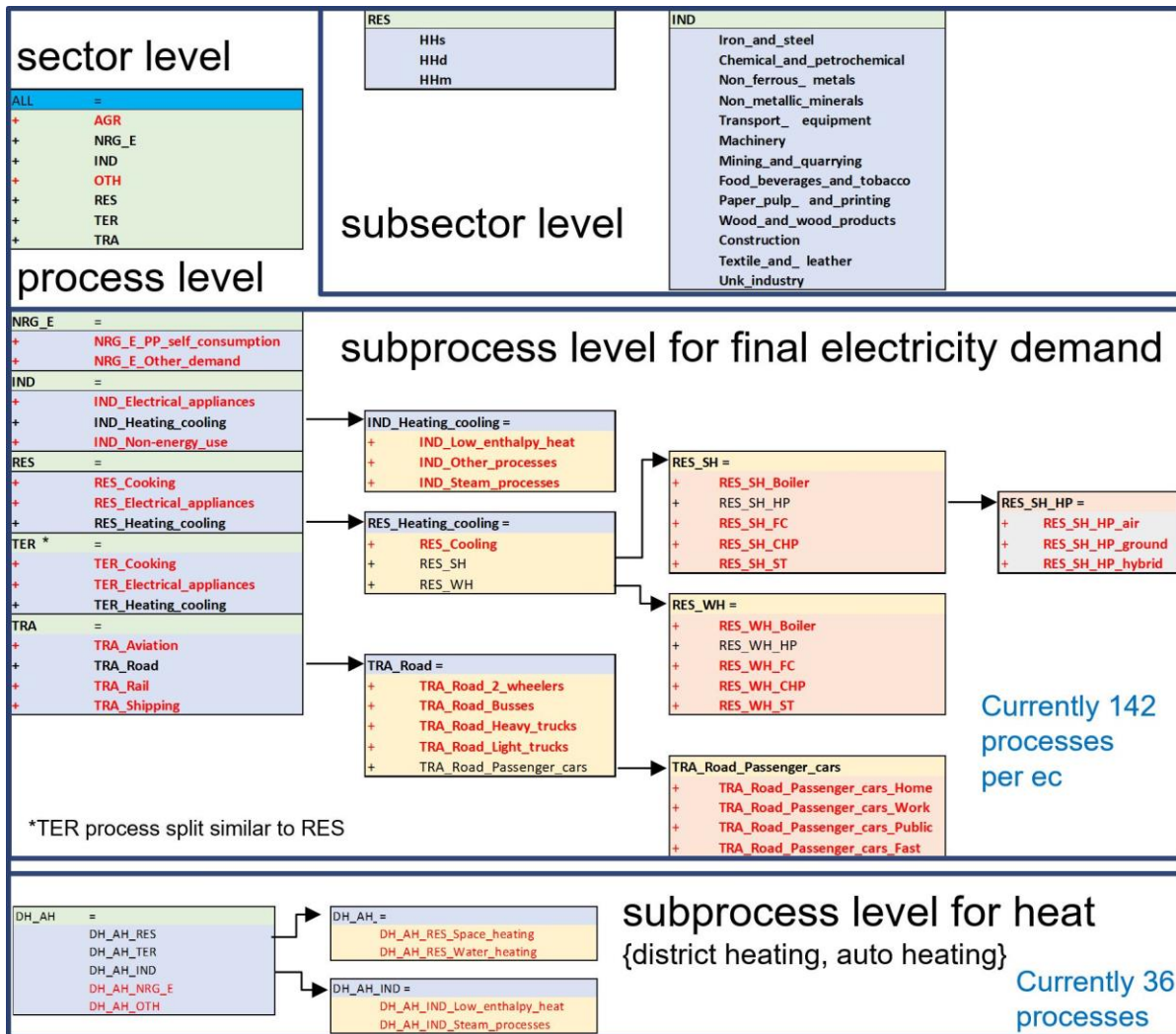


Abbildung 4: Nachfragestruktur und Aufschlüsselung in verschiedenen Sektoren.

Die Nachfragestruktur ist dabei in die Sektoren Haushalte (RES), Gewerbe, Handel, Dienstleistungen (TER), Industrie (IND), Transport (TRA), Landwirtschaft (AGR), Energie Sektor (NRG_E) und Sonstige (OTH) gegliedert. Für die Haushalts- und Industrienachfrage wird ferner eine subsektorale Untergliederung in Ein-, Zwei- und Mehrfamilienhaushalte (HHs, HHd, HHm) sowie in die verschiedenen Industriesektoren vorgenommen. Auf Prozessebene wird für die Sektoren RES & TER eine Differenzierung der Nachfrage hinsichtlich elektrischer Anwendungen sowie der Stromnachfrage für Koch-, Heiz- und Kühlzwecke vorgenommen, wobei ferner zwischen verschiedenen Prozessen zur Bereitstellung von Warmwasser (WH) sowie Raumwärme (SH) und Raumkälte (Cooling) unterschieden wird. Im Falle der Industrie wird neben der Nachfrage von elektrischen Anwendungen zwischen Niedertemperaturprozessen, Dampfprozessen sowie sonstigen Heiz- und Kühlprozessen unterschieden. Im Transportsektor findet eine Unterscheidung der Stromnachfrage nach Transportmodi (Luftfahrt, Straße, Schiene und Wasserstraße) statt, wobei der straßenbasierte Transport weiter differenziert wird. Neben der Endenergienachfrage werden ferner noch strombasierte Anwendungen zur Nachfragedeckung in Fern- und Nahwärmesystemen berücksichtigt, wobei analog zur Endenergiebereitstellung auch zwischen der Warmwasser- und raumwärmebedingten Nachfrage von Haushalten und

des Gewerbes sowie der Niedertemperatur sowie dampfprozessbedingten Nachfrage der Industrie unterschieden wird.

Abschließend werden sämtliche Nachfrageprofile sektoral aggregiert per Netzknoten aufsummiert.

3 Analyse von Extremwetterereignissen und Klimawandeleinflüssen (DLR)

Extremwetterereignisse wie z.B. tage- bis wochenlang währende Windflauten oder Bewölkung haben Auswirkungen auf die Stromerzeugung aus den EE Wind und Sonne. Mit dem Klimawandel können solche Phänomene zunehmen. Anhand des TYNDP „Distributed Energy“-Szenarios (vgl. Abschnitt 2.1.1) werden folgende Fragen untersucht: Wie können Extremwetterereignisse aus der Perspektive der Stromversorgung quantifiziert werden? Wie stark waren Extremereignisse in der Vergangenheit ausgeprägt? In welchen historischen Zeiträumen traten die Maxima jeweils auf, und wie können diese Zeiträume in weitergehende Analysen eingebunden werden? Kommt es zukünftig zu mehr Extremereignissen?

Um eine solide Datengrundlage für die Untersuchung zu schaffen, wird das DLR-Modell EnDAT (Energy Data Analysis Tool) um eine Unterteilung der Ressourcenanalyse in Klassen erweitert (Abschnitt 3.1.1). Darauf abgestimmt werden neue Technologietypen eingeführt (Abschnitt 3.1.2). Die meteorologischen Inputdaten von EnDAT werden aktualisiert (Abschnitt 3.2.1) und die Anwendung von Downscaling-Verfahren erprobt (Abschnitt 3.2.2), um Auflösung und Datenqualität weiter zu erhöhen. Die historischen Wetterdaten werden um Daten aus Klimaprojektionen ergänzt, um die zukünftige Entwicklung von Extremwetterereignissen zu analysieren.

3.1 Neue Ressourcenklassen und Technologien in EnDAT

3.1.1 Ressourcenklassen

Das am DLR entwickelte Modell EnDAT berechnet aus meteorologischen, geografischen, statistischen und technischen Inputdaten Potenziale der Stromerzeugung in Windenergie- und Photovoltaikanlagen. Da die meisten Inputdaten in einem Raster-Format vorliegen, erfolgt auch die Analyse pro Rasterzelle. Die Datenmenge wird für die anschließende Verwendung z.B. in der Szenarienanalyse oder in Energiesystemmodellen handhabbar gemacht, indem die Daten in benutzerdefinierten Regionen aggregiert werden. Summierung und Mittelung führen allerdings zu Verlusten von Informationen, welche für nachfolgende Analysen von großer Bedeutung sein können. So können z.B. gute Standorte für Windenergie von einem großen Potenzial mittlerer oder schlechter Standorte maskiert werden und für ein Energiesystemmodell daher nicht als kostengünstige Option zur Verfügung stehen. Je größer die benutzerdefinierten Regionen, desto stärker fällt dieser Effekt ins Gewicht.

Eine Möglichkeit, diesem Problem zu begegnen, ist, die Regionen deutlich kleiner zu machen. Dies ist jedoch häufig wegen des dadurch ansteigenden rechentechnischen Aufwands limitiert. Dieser Effekt wiederum müsste sich begrenzen lassen, indem selektiv die Auflösung der Ressourcengüte erhöht wird. Die benutzerdefinierten Regionen werden also beibehalten, während die Ressource in Güteklassen eingeteilt wird, so dass für nachfolgende Analysen ein Kompromiss zwischen Information und Aufwand gefunden werden kann. Eine Untersuchung dieses Vorgehens wird mit dem Energiesystemmodellierungs-Framework REMix durchgeführt. Dazu wird zunächst EnDAT erweitert, so dass auf Basis einer Karte mit langjährigen Mittelwerten der Windgeschwindigkeiten beliebige Klassen definiert werden können. Für die Untersuchung mit REMix werden fünf Klassen gewählt. Die Klassengrenzen werden definiert entsprechend der Auslegung von Windkraftanlagen nach IEC61400-1 [17]: 0-6 m/s, 6-7,5 m/s, 7,5-8,5 m/s, 8,5-10 m/s und > 10 m/s. Es zeigt sich, dass der Einsatz dieser Ressourcenklassen die Abweichung der Modellergebnisse von denen eines Referenzmodells mit sehr hoher räumlicher Auflösung um bis zu 25 % verringert bei gleichzeitiger Einsparung von Rechenzeit.

Eine Beschreibung der Untersuchung und der Ergebnisse ist zur Veröffentlichung in einer wissenschaftlichen Fachzeitschrift geplant [18]. Ein Preprint ist verfügbar¹.

3.1.2 Neue Technologien

Die verbesserte Ressourcenabbildung wird in VERMEER auf der technologischen Seite ergänzt, indem die bisherige Verwendung einer generischen Windenergieanlage in EnDAT durch die Möglichkeit ersetzt wird, unterschiedliche Anlagentypen zu wählen. Drei verschiedene Anlagentypen werden definiert und parametrisiert: Schwachwind-, mittlere und Starkwindturbinen. Die benötigten Kenngrößen sind Rotordurchmesser, Leistungsdichte, Nabenhöhe und Nennleistung. Darüber hinaus ist jeweils eine Leistungskennlinie erforderlich. Aus den Kenngrößen historischer Anlagen wird deren Entwicklung analysiert und eine zukünftige Entwicklung extrapoliert. Als Grundlage dienen Daten aus zwei Quellen: 1) Marktstammdatenregister [11] und 2) thewindpower.net [19]. Im Folgenden wird ein kurzer Überblick über die Ergebnisse der Analysen gegeben. Eine detaillierte Beschreibung des Vorgehens und der Ergebnisse kann wiederum aus [18] entnommen werden. Dort finden sich zudem auch Kostenanalysen und für Szenariostudien extrapolierte Kostenparameter.

Leistungskennlinien (siehe Abbildung 5) werden durch Mittelung aus Leistungskurven bestehender Windturbinen ermittelt. Der Verlauf ist bei den Schwachwind- und mittleren Windturbinen treppenstufenartig gegliedert, da sie unterschiedliche Abschaltgeschwindigkeiten haben. Die meisten Starkwindturbinen schalten erst bei 25 m/s ab, um Schäden an der Anlage zu vermeiden. Die normierten Leistungskennlinien der einzelnen Anlagentypen werden als im Verlauf der Zeit gleichbleibend angenommen. Da die Kennlinien normiert sind, können sie für unterschiedliche Nennleistungen verwendet werden.

¹ <http://ssrn.com/abstract=4171563>

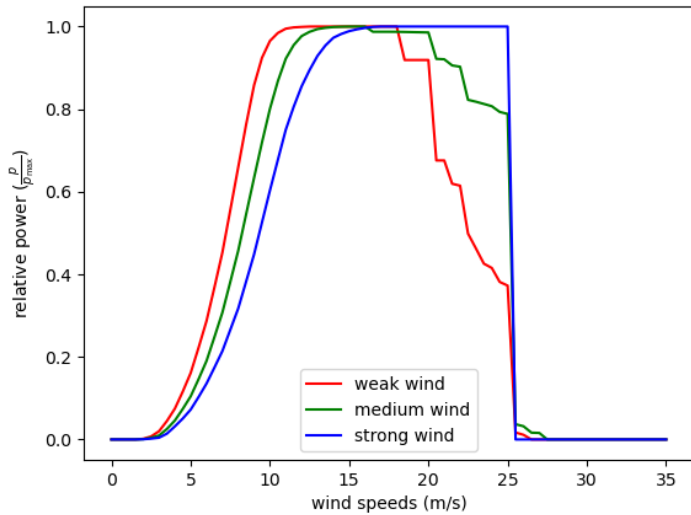


Abbildung 5: Leistungskennlinien für Schwachwind-, mittlere und Starkwindturbinen, aus [18].

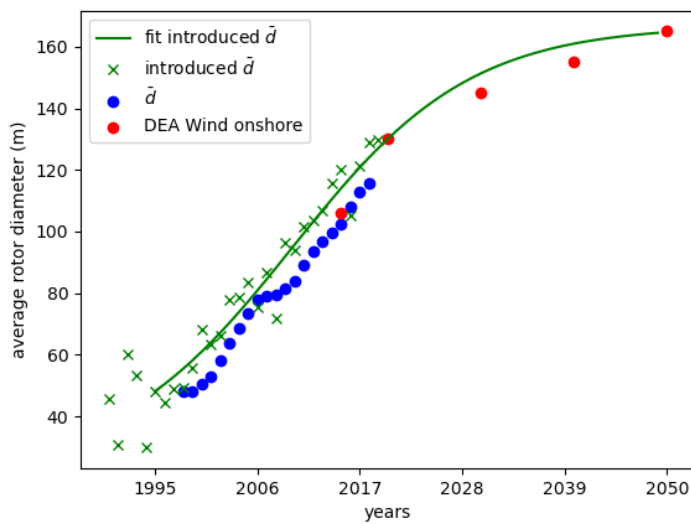


Abbildung 6: Rotordurchmesser (historische Daten und extrapolierte Entwicklung), aus [18].

d : Durchschnitt aller Anlagen

introduced d: Durchschnitt neuer Anlagen auf den Markt

DEA: Danish Energy Agency, zum Vergleich, siehe [20].

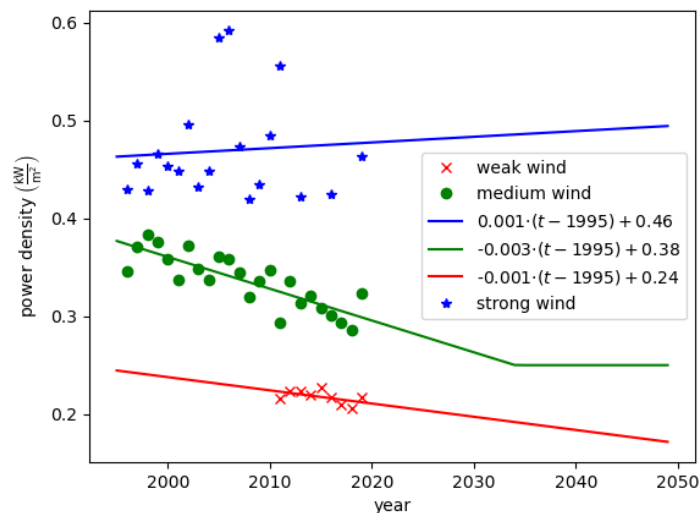


Abbildung 7: Leistungsdichte (historische Daten und extrapolierte Entwicklung) in kW/m^2 , aus [18].

Der Rotordurchmesser d (siehe Abbildung 6) wird durch Mittelung der Rotordurchmesser neu in den Markt eingeführter Turbinen gewonnen. Die zukünftige Entwicklung wird durch Extrapolation mit Hilfe von Lernkurven abgeschätzt.

Die Leistungsdichte (siehe Abbildung 7) ist die Nennleistung bezogen auf die vom Rotor überstrichene Fläche. Die historischen Daten zeigen klare Trends mit einem annähernd linearen Verlauf. Eine lineare Extrapolation jedoch würde bei Schwach- und mittleren Windturbinen langfristig zu negativen Werten der Leistungsdichte führen und auch dazu, dass die Leistungsdichte der mittleren Windturbinen unter die der Schwachwindanlagen sinken würde. Um diesen widersprüchlichen Effekt zu vermeiden, wird für mittlere Windturbinen eine Stagnation der Entwicklung festgelegt.

Tabelle 1: Windturbinen-Kenngrößen und deren Entwicklung.

	Rotor- durch- messer in m	Naben- höhe in m	Nennleistung in MW			Leistungsdichte in kW/m ²		
			Schwach- wind- turbinen	Mittlere Wind- turbinen	Stark- wind- turbinen	Schwach- wind- turbinen	Mittlere Wind- turbinen	Stark- wind- turbinen
2020	143	101	2,8	3,9	6,4	0,21	0,30	0,48
2030	151	105	3,6	4,7	8,7	0,20	0,26	0,48
2040	161	110	3,7	5,1	10,0	0,18	0,25	0,49
2050	165	112	3,6	5,3	10,6	0,17	0,25	0,49

Tabelle 1 enthält neben den Zahlenwerten von Abbildung 6 und Abbildung 7 die Nabhöhe wird aus dem Rotordurchmesser mit einer linearen Extrapolation abgeleitet. Die Nennleistung kann direkt aus Leistungsdichte und Rotordurchmesser berechnet werden.

3.2 Erweiterte Wetterdaten

3.2.1 Inputdaten

Vor Projektbeginn nutzte das DLR-Modell EnDAT meteorologische Daten vom Deutschen Wetterdienst DWD (Daten des Modells „Cosmo-EU“) und der NASA (Daten des Modells „MERRA“: Modern-Era Retrospective analysis for Research and Applications) zur Berechnung von Wind- und Solarstromerzeugungsprofilen. Die aktuelleren Datensätze Cosmo-REA6 vom DWD und ERA5 vom European Centre for Medium-Range Weather Forecasts (ECMWF) konnten im Projekt in EnDAT eingebunden werden. Zum einen bieten diese hinsichtlich Auflösung oder zeitlichem Umfang Verbesserungen (siehe Tabelle 2). Zum anderen werden auch die Wettermodelle ständig weiterentwickelt, so dass auch mit einer verbesserten Qualität der Datensätze zu rechnen ist.

Zusätzlich wurden auch Wetterdaten aus Klimaprojektionen eingebunden, die im Rahmen des „Coordinated Downscaling Experiment – European Domain“ (EURO-CORDEX) bereitgestellt werden. Diese Daten werden normalerweise mit einer zeitlichen Auflösung von drei Stunden bereitgestellt. Vom Helmholtz-Zentrum HEREON konnten wir jedoch im Rahmen eines anderen Projekts einige Datensätze mit stündlicher Auflösung erhalten². Die Eigenschaften der verwendeten Datensätze sind ebenfalls in Tabelle 2 verzeichnet. Die jeweils bezogenen Größen sind solare Einstrahlung, Windgeschwindigkeit und Temperatur.

² Coupled Model Intercomparison Project (CMIP) 5, Representative Concentration Pathway RCP 8.5, Global Climate Model MPI-ESM-LR, Regional Climate Model REMO2009, realisations r1 and r2

Tabelle 2: Eigenschaften der bisher verwendeten Datensätze (COSMO-EU, MERRA) und der aktualisierten Datensätze (COSMO-REA6, ERA5).

	Institution	Räumliche Ausdehnung	Räumliche Auflösung	Zeitlicher Umfang	Zeitliche Auflösung
Europa					
COSMO-EU	DWD	Europa	6 km x 6 km	2006 – 2015	stündlich
COSMO-REA6	DWD	Europa	6 km x 6 km	1995 – 2018	stündlich
EURO-CORDEX	HEREON	Europa	12 km x 12 km	1950 – 2100	stündlich
Global					
MERRA	NASA	Global	~ 50 km x 50 km	1979 – 2005	stündlich
ERA5	ECMWF	Global	31 km	1979 – 2020	stündlich

Bei der Einstrahlung werden diffuse und direkte Einstrahlung benötigt, um den Einfluss des Sonnenstandes berücksichtigen zu können. Bei den Daten des DWD ist ein Parameter verfügbar, der die direkte Einstrahlung abbildet. Die EURO-CORDEX-Daten und ERA5 enthalten nur die Globalstrahlung, also die Summe aus diffuser und direkter Strahlung. In diesen Fällen wurde die Direktstrahlung mit Hilfe des in pvlib [21] umgesetzten DIRINT-Modells³ abgeleitet.

Bei den Windgeschwindigkeiten wurden Daten einer Schicht in 10 m Höhe und einer Schicht in 100 m Höhe bezogen. Die Daten in 10 m Höhe werden benötigt, da für die Validierung des entwickelten Verfahrens zum räumlichen „Downscaling“ vorwiegend Daten von Messtationen in 10 m Höhe verfügbar sind. Prinzipiell sind jedoch Daten, die bereits auf einer ähnlichen Höhe wie eine zukünftige Nabenhöhe – also beispielsweise 100m – vorliegen, besser geeignet. Dies liegt daran, dass die Wettermodelle zur Berechnung der Windgeschwindigkeiten neben logarithmischem Windprofil und Bodenrauigkeit auch die variablen Parameter Luftdruck und Temperatur berücksichtigen.

Bei der Temperatur wird die bodennahe Temperatur (in 2 m Höhe) gewählt, da der Parameter zur Berücksichtigung der Temperaturabhängigkeit des Wirkungsgrades von PV-Anlagen verwendet wird.

3.2.2 Downscaling von Windgeschwindigkeiten

Um die Anwendungsgebiete der Reanalyse-Daten zu erweitern, wird im Projekt ein Verfahren entwickelt und angewandt, welches die Auflösung der Windgeschwindigkeitsdaten erhöht. Dies ermöglicht es, auch kleinskalige Untersuchungen durchzuführen. Ziel im Rahmen des Projektes VERMEER war es ursprünglich, die räumliche Auflösung von Wind- und Solarstrahlung zu erhöhen. Parallel war geplant, im ebenfalls vom BMWK geförderten Projekt „Sesame Seed“ (FKZ: 03E11021B) die zeitliche Auflösung beider Ressourcendaten zu verbessern, um die von weiteren Projektbeteiligten entwickelten Speichermodelle besser prüfen und anwenden zu

³ „pvlib.irradiance.dirint“ nach [22].

können. Im Verlauf von VERMEER und Sesame Seed wurde jedoch offensichtlich, dass es Zusammenhänge zwischen räumlicher und zeitlicher Auflösung gibt, die gemeinsam betrachtet werden müssen, und dass die Bearbeitung daher nach Energieträgern und nicht nach Raum/Zeit-Kategorie aufgeteilt werden sollte. Daher wird im Folgenden der Fokus auf die Windgeschwindigkeiten und ein Verfahren zum „Downscaling“ (Erhöhung der Auflösung durch Einbindung zusätzlicher Informationen) gelegt, während die Erhöhung der Auflösung der Solarstrahlung im Sesame Seed-Endbericht beschrieben wird. Die Methodik, die hier gekürzt wiedergegeben wird, wurde als Poster bei der EGU-Konferenz (European Geosciences Union) im Jahr 2021 vorgestellt [23]. Ein Artikel mit einer ausführlichen Beschreibung wurde in der wissenschaftlichen Fachzeitschrift „Environmental Research Letters“ veröffentlicht [24].

Das größte Potenzial für Verbesserung besteht bei den ERA5-Windgeschwindigkeiten. Mit einer räumlichen Auflösung von 31 km x 31 km werden kleinskalige Effekte, die durch Geländeformen entstehen, stark gemittelt, so dass lokale höhere Potenziale nicht sichtbar sind. Zwar stellt Cosmo-REA6 höher aufgelöste Daten bereit, jedoch hat das Modell Probleme bei der Berechnung von Turbulenzen an der bodennahen Grenzschicht, was die Abbildung der Tagesverläufe insbesondere in ebenen Gebieten verzerrt [25]. Zudem ist der zeitliche Umfang mit den Jahren 1995-2018 kleiner als der von ERA5. Ferner haben laut [25] ERA5-Daten verglichen mit Cosmo-REA6 und weiteren Reanalyse- oder abgeleiteten Datensätzen die höchste Korrelation mit Messdaten, abgesehen von Vergleichen in bergigen Gebieten, in denen die Geländeformen den Wind stark beeinflussen.

Zur Erhöhung der räumlichen Auflösung von Wetterdaten existieren dynamische und statische Downscaling-Verfahren. Dynamische Verfahren verwenden gering aufgelöste Wetterdaten als Input in hochauflösende Wettermodelle, welche daraus hoch aufgelöste Daten in einem kleinen Gebiet erzeugen. Die individuellen Variablen sind dabei sowohl räumlich und zeitlich als auch im Verhältnis zueinander konsistent. Die Verfahren sind jedoch rechentechnisch sehr aufwändig und nur für kleine Gebiete anwendbar. Statistische Verfahren sind für gewöhnlich rechentechnisch etwas einfacher umzusetzen. Sie analysieren Korrelationen zwischen höher aufgelösten Parametern und den aufzulösenden Größen, um das Verhältnis großräumig zu übertragen.

In VERMEER wird ein maschinelles Lernverfahren entwickelt, um die räumliche Auflösung von Windgeschwindigkeitsdaten aus der ERA5-Reanalyse für ganz Europa auf etwa 1 km x 1 km zu verbessern. Dieser statistische Downscaling-Ansatz berücksichtigt topografische Bedingungen und untersucht die Beziehung zwischen großräumigen und lokalen Windgeschwindigkeitszeitreihen und Metriken. Verwendet werden Beobachtungsdaten von Wetterstationen des Schweizer Wetterdienstes MeteoSwiss und des Deutschen Wetterdienstes DWD. Die MeteoSwiss-Daten umfassen stündliche Windgeschwindigkeitsmessungen von über 150 Wetterstationen in der Schweiz. Davon werden wegen unvollständiger Daten 34 Wetterstationen ausgeschlossen. Von den verbleibenden 116 Wetterstationen werden Daten für die Jahre 2017, 2018 und 2019 verwendet für das Training, Testen und die Validierung des maschinellen Lernmodells.

Die DWD-Daten stammen von über 500 Wetterstationen in Deutschland und werden für das Jahr 2018 verwendet. Sie dienen im Gegensatz zu den Meteo-Swiss-Daten nicht zum Training

und Testen des Lernalgorithmus, sondern ausschließlich zur Cross-Dataset-Validierung. Die durch Downscaling zu behandelnden Reanalyse-Datensätze stammen von ERA5 und Cosmo-REA6. Zur Erfassung des topographischen Einflusses werden fünf Metriken berechnet: Höhe, Neigung, Ausrichtung, Topographic Position Index (TPI) und Topographic Diversity Index (TDI). Der TPI misst die Höhe einer Rasterzelle relativ zu ihrer Umgebung. Er wird gebildet, indem die mittlere Höhe aller Rasterzellen in einem definierten Radius von ihrer eigenen Höhe abgezogen wird. Wir berechnen für jede Rasterzelle zwei TPI-Werte (5 km und 75 km Radius), um sowohl die klein- als auch die großräumige Umgebung zu bewerten. Der TDI ist eine Größe, die wir neu einführen, um die topographische Diversität eines Gebiets zu bewerten. Er ist das Verhältnis der Bandbreite der Höhe der Rasterzellen in einem definierten Radius zur mittleren Höhe dieser Rasterzellen. Als Radius verwenden wir hier 11 km. Alle genannten Metriken werden von einem digitalen Höhenmodell (DEM) abgeleitet.

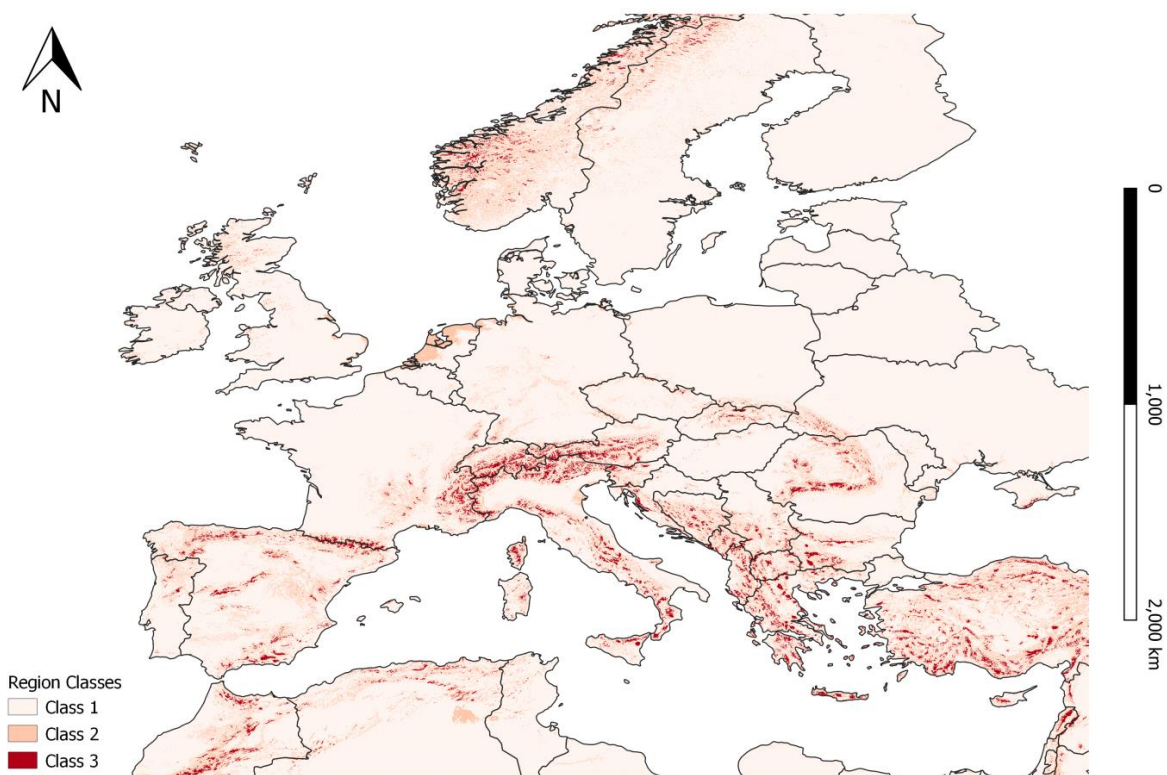


Abbildung 8: Klassifizierung der Rasterzellen in Europa nach Abweichung zwischen Reanalyse-Datensätzen und Messwerten. Klasse 1: Root Mean Squared Error (RMSE) < 1.5 m/s, Klasse 2: $1,5$ m/s $< \text{RMSE} < 3$ m/s, Klasse 3: $\text{RMSE} > 3$ m/s, siehe auch [24].

Vor dem Regressionsprozess wird die Studienregion mit Hilfe eines Random-Forest-Algorithmus anhand von topographischen Metriken in Klassen eingeteilt. Die ERA5-Daten zeigen abhängig vom Standort-Typ unterschiedliche Abweichungen von den Beobachtungsdaten, am stärksten ausgeprägt in bergigen Gebieten und tiefen Tälern. In Abbildung 8 wird eine Übersicht über die erzeugten Gebietsklassen in Europa gezeigt. Die Bedeutung jeder Eingangsvariable wird ermittelt und verglichen (siehe Abbildung 9). Dabei zeigt sich, dass der TPI-Wert im Radius von 75 km den größten Einfluss auf die lokale Windgeschwindigkeit hat, gefolgt von der Höhe, dem TPI-Wert im Radius von 5 km, TDI, Neigung und Ausrichtung.

Anschließend erfolgt eine Regression der Windgeschwindigkeits-Zeitreihen für jede Klasse anhand der Meteo-Swiss-Daten für das Jahr 2018. Dabei werden großflächige ERA5-Daten (Windgeschwindigkeit, Windrichtung und Gravity Wave Dissipation (GWD)) sowie die lokalen topographischen Metriken (75km und 5km TPI) als Vorhersagevariablen verwendet. Der Regressionsprozess wird mittels eXtreme Gradient Boosting (XGBoost) durchgeführt.

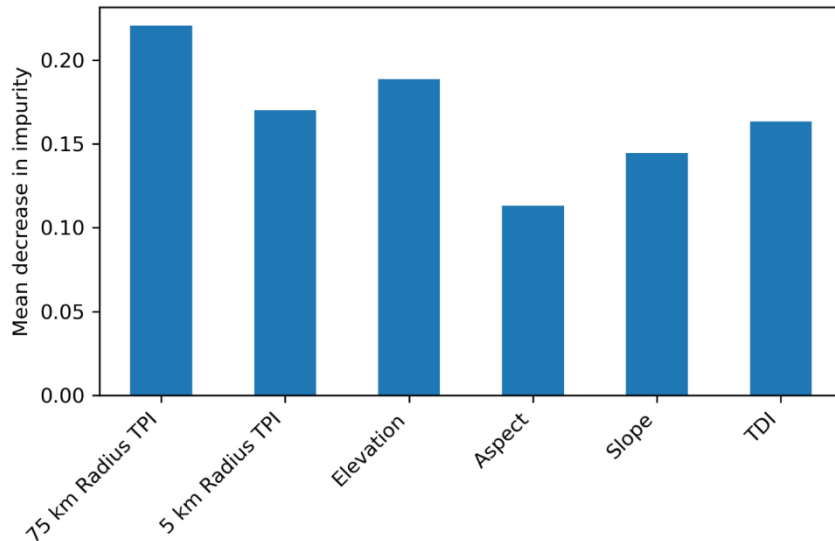


Abbildung 9: Relative Bedeutung der Eingangsvariablen für die Bestimmung der Windgeschwindigkeit, siehe [24].

Zur Bewertung werden die statistischen Kennzahlen RMSE (Root Mean Squared Error), PCC (Pearson Coefficient of Correlation), das R^2 (Bestimmtheitsmaß) und KSD (Kolmogorov-Smirnov-D) gebildet. Die Ergebnisse sind in Tabelle 3 aufgeführt. Es zeigt sich, dass die Regression zu Verbesserungen in allen Klassen führt. Die Verbesserungen sind signifikant, insbesondere in den Stationen der Klasse 3.

Tabelle 3: Bewertung der Regressionsanalyse anhand statistischer Kenngrößen, siehe [24].

Class	RMSE (m/s)		PCC		R^2		KSD	
	training	testing	training	testing	training	testing	training	testing
Class1	0.85	0.85	0.76	0.76	0.58	0.58	0.23	0.23
Class2	1.33	1.35	0.72	0.72	0.52	0.52	0.30	0.30
Class3	2.08	2.12	0.82	0.81	0.67	0.66	0.19	0.19

Um die Übertragbarkeit des Verfahrens zu prüfen, werden zwei Cross-Dataset-Validierungen durchgeführt. Die zeitliche Übertragbarkeit wird anhand von MeteoSwiss-Daten für die Jahre 2017 und 2019 geprüft. Wie beim Training und Testing des Modells zeigen sich in allen Klassen Verbesserungen, insbesondere aber in Klasse 3. Abbildung 10 illustriert dies anhand eines Vergleichs ausgewählter Zeitreihen der verschiedenen Klassen.

Die räumliche Übertragbarkeit wird anhand von Messdaten von DWD-Wetterstationen in Deutschland geprüft. Wie Tabelle 4 zeigt, ist auch bei den DWD-Wetterstationen eine Verbesserung festzustellen, allerdings ausschließlich in Klasse 3. Wegen der großen erzeugten Datenmengen ist es daher empfehlenswert, die Regression nur für Regionen der Klasse 3 (komplexe topographische Bedingungen) anzuwenden und in Zukunft weitere Prädiktoren zu testen, um die Genauigkeit in Regionen der Klasse 1 und 2 zu verbessern.

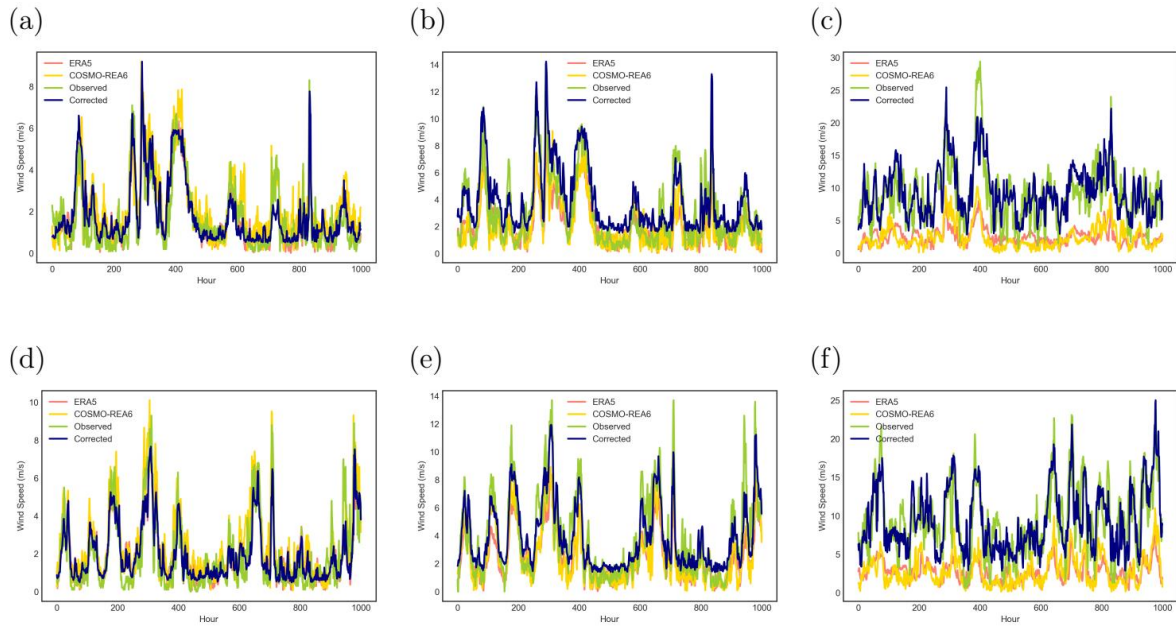


Abbildung 10: Zeitreihen von Messdaten, originalen ERA5-Daten, CosmoREA6-Daten und Downscaling-Ergebnissen an ausgewählten Stationen in den ersten 1000 Stunden der Jahre 2017 (a, b und c) und 2019 (d, e und f). (a) und (d): Station REH (Klasse 1), (b) und (e): Station HAI (Klasse 2), (c) und (f): Station DOL (Klasse3), , siehe [24].

Class	Statistic metrics	ERA5	COSMO-REA6	Corrected
Class1	RMSE (m/s)	1.40	1.24	1.90
	PCC	0.79	0.80	0.78
	R ²	0.62	0.64	0.61
	KSD	0.14	0.05	0.34
Class2	RMSE (m/s)	1.96	1.71	2.08
	PCC	0.73	0.79	0.74
	R ²	0.53	0.62	0.55
	KSD	0.10	0.06	0.19
Class3	RMSE (m/s)	5.07	4.84	2.77
	PCC	0.69	0.71	0.76
	R ²	0.48	0.50	0.58
	KSD	0.62	0.47	0.21

Tabelle 4: Vergleich statistischer Kennzahlen der Cross-Dataset-Validierung mit DWD-Messtations-Daten. „Corrected“ bezeichnet die durch Downscaling behandelten Daten mit erhöhter Auflösung. Nur bei Klasse 3 kann eine deutliche Verbesserung erzielt werden, siehe [24].

3.2.3 Datenprozessierung mit EnDAT

EnDAT dient der Berechnung von Zeitreihen der Stromerzeugung in Wind- und Solarenergieanlagen. Dabei werden folgende Schritte ausgeführt:

- a) Flächenanalyse und Anwendung von Ausschluss- und Flächenkonkurrenzkriterien,
- b) Anwendung eines Kraftwerksmodells zur Berechnung
 - a. installierbarer Kapazitäten und
 - b. Zeitreihen der Stromerzeugung auf Basis stündlicher Wetterdaten,
- c) Räumliche Aggregation der Zeitreihen zu regionalen Stromerzeugungsprofilen.

Als Wetterdatenbasis werden in Abstimmung mit dem Projektbeteiligten KIT die in Abschnitt 3.2.1 beschriebenen ERA5 Reanalysen und die Datensätze aus EURO-CORDEX verwendet.

Eine genaue Beschreibung der Funktionsweise von EnDAT findet sich in [2]. Das Modell befindet sich derzeit im Prozess der Open Source-Veröffentlichung.

3.3 Analyse und Kategorisierung von Wetterphänomenen

Als Wetterphänomene aus Sicht eines auf hohen Anteilen EE-Energieträger basierenden Energiesystems betrachten wir kurz- und langfristige Entwicklungen: Zum einen kann es sich um langfristige klimawandelbedingte Entwicklungen des Wetters handeln, die zu einer Veränderung der Kapazitätsfaktoren von Windenergie- und Photovoltaikanlagen im Laufe von Jahren oder Jahrzehnten führen können. Zum anderen kann es sich um kurzfristige Extremereignisse von einigen Tagen bis Wochen Dauer handeln, bei denen die Stromerzeugung aus Wind- und/oder Solarenergieanlagen stark eingeschränkt ist, so dass Speicher geleert und umfangreiche Flexibilitätsoptionen herangezogen werden müssen. Für diese sogenannten Dunkelflauten gibt es keine allgemeingültige Definition der drei Kriterien „Intensität“, „Dauer“ und „Häufigkeit“. Häufig wird eine Intensität festgelegt in Form eines Kapazitätsfaktors, der unterschritten wird, und anschließend untersucht, wie häufig solche Ereignisse auftreten oder wie lange sie dauern (siehe z.B. [26]).

3.3.1 Langfristige Entwicklung der Wind- und PV-Kapazitätsfaktoren

Mit EnDAT werden auf Basis von Wetterdaten aus den EURO-CORDEX-Klimaprojektionen Stromerzeugungsdaten für die 150-jährigen Periode von 1950 bis 2100 berechnet. Dabei wurden für jede Region im Untersuchungsgebiet die im *Distributed Energy*-Szenario des TYNDP (vgl. Abschnitt 2.1.1) angenommenen installierten Kapazitäten von Windenergie- und Photovoltaikanlagen angenommen. Um zu bewerten, ob klimawandelbedingt langfristige Änderungen der Kapazitätsfaktoren auftreten, werden für die drei 50-Jahres-Perioden (1950-2000, 2000-2050 und 2050-2100) Mittelwerte der monatlichen Kapazitätsfaktoren von Windenergie- und Photovoltaikanlagen und der kombinierten Stromerzeugung gebildet. Abbildung 11 zeigt die Ergebnisse für das gesamte Untersuchungsgebiet in den beiden Realisationen r1 und r2 des lokalen Klimamodells REMO2009 [27]. Bei einer Realisation handelt es sich um eine geringfügige Variation der Ausgangsparameter eines Klimamodells, wodurch Unsicherheiten in der Klimaentwicklung abgebildet werden sollen.

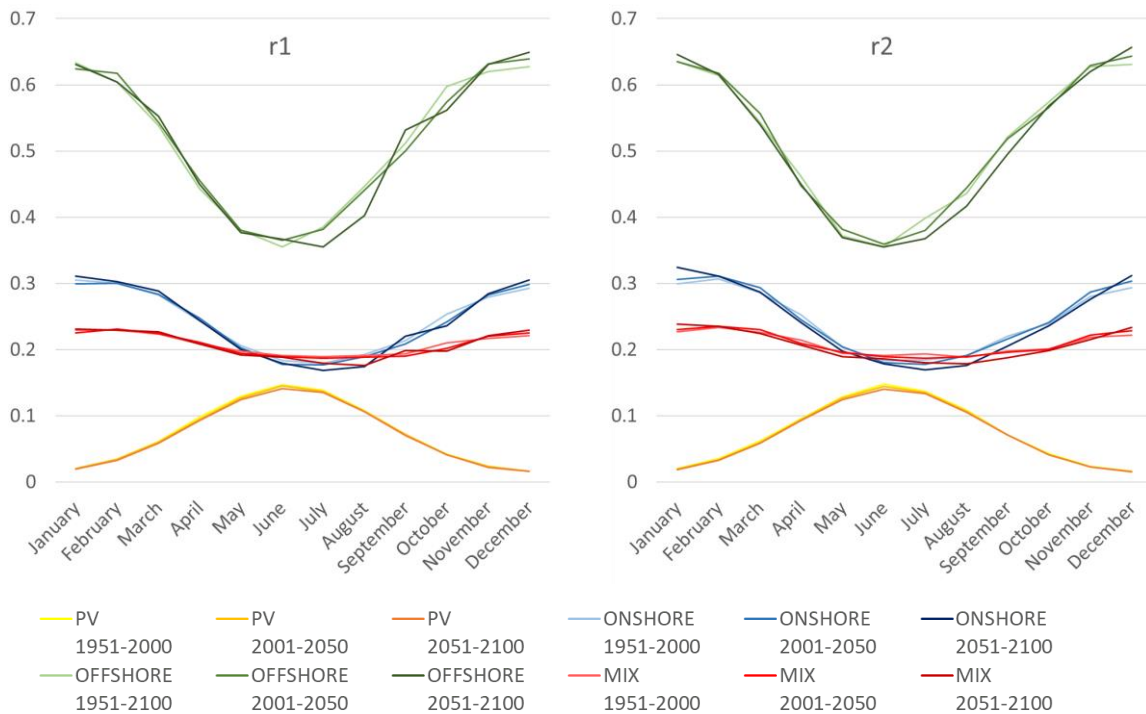


Abbildung 11: Entwicklung monatlicher Kapazitätsfaktoren der Wind-, PV- und kombinierten Wind- und PV-Stromerzeugung in Europa im Distributed Energy-Szenario zwischen 1950 und 2100.

Es zeigt sich, dass in den meisten Monaten keine starke Veränderung der Kapazitätsfaktoren zu erwarten ist. In den Monaten Juli und August sind Windenergieanlagen in der zweiten Hälfte des 21sten Jahrhunderts etwas geringer ausgelastet als zuvor und im September ist die Auslastung dafür leicht erhöht. Gut sichtbar wird in der Abbildung der ausgleichende Effekt, den die Kombination der Energieträger Wind und Sonnenstrahlung in Europa bei entsprechendem Netzausbau haben kann. Das ausgeprägte Winterhoch der Windenergie wird durch die PV-Stromerzeugung im Sommer annähernd kompensiert, so dass der Mix nur noch ein leichtes Hoch im Winter aufweist.

3.3.2 Langfristige Entwicklung von Dunkelflauten

Die Untersuchung kurzfristiger Wetterphänomene konzentriert sich auf die Entwicklung von Dunkelflauten. Auch hier handelt es sich nicht um einen feststehenden Begriff. Darunter wird im Allgemeinen eine Phase unterdurchschnittlicher kombinierter Wind- und PV-Stromerzeugung verstanden. Wie lang eine solche Phase dauert und wie stark unterdurchschnittlich die Stromerzeugung dabei ist, ist je nach Untersuchungszweck definiert. Hier definieren wir eine Dunkelflaute als einen 14-Tages-Zeitraum, in dem eine unterdurchschnittliche Wind- und PV-Stromerzeugung vorliegt. Ihre Intensität wird gemessen als Differenz zwischen der tatsächlichen und der im gesamten untersuchten Zeitraum durchschnittlichen Stromerzeugung. Eine solche Differenz zwischen Werten einer Größe und ihrem langfristigen Mittelwert wird in der Meteorologie als Anomalie bezeichnet.

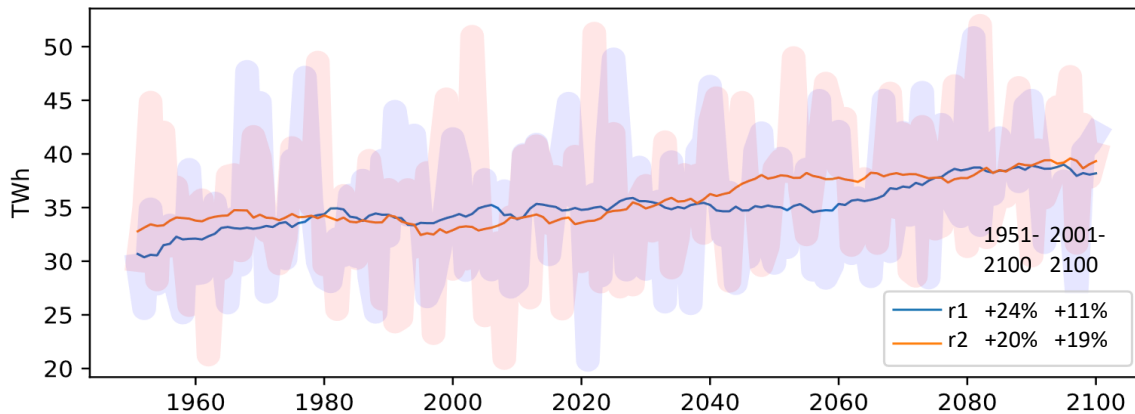


Abbildung 12: Entwicklung der jährlichen Dunkelflauten-Maxima im *Distributed Energy*-Szenario zwischen 1950 und 2100. Die y-Achse gibt die Intensität der jährlichen maximalen Dunkelflaute wieder, d.h. die Differenz zwischen der Wind- und PV-Stromerzeugung während der Dunkelflaute und der durchschnittlichen Wind- und PV-Stromerzeugung.

Um den Trend während der untersuchten 150 Jahre sichtbar zu machen, zeigt Abbildung 12 neben jährlichen 14-Tages-Dunkelflauten-Maxima auch deren gleitenden 30-Jahres-Durchschnitt, wiederum für beide REMO2009-Realisationen r1 und r2. In beiden Fällen steigt die Dunkelflauten-Intensität an, und zwar um 24% (20%) zwischen 1950 und 2100. Allein im 21sten Jahrhundert beträgt der Anstieg 11% (19%). Ein Anstieg ist also gleichermaßen zu erkennen, jedoch variieren seine absolute Höhe und sein Verlauf zwischen den Realisationen teils deutlich. Zukünftig sollte daher nach Möglichkeit ein größeres Ensemble an Klimaprojektionen genutzt werden, um die Unsicherheiten besser einschätzen zu können.

Die hier vorgestellten Ergebnisse wurden als Poster bei der EGU 2022 präsentiert [28].

3.4 Synthetische Wetterjahre

3.4.1 Identifikation von Zeiträumen mit besonderer Herausforderung für die Stromversorgung

Mit Energiesystemmodellen können aufgrund Ihrer Komplexität und des damit verbundenen rechentechnischen Aufwands häufig nur ein oder wenige Wetterjahre betrachtet werden. Dadurch sind jedoch die Ergebnisse mit Unsicherheiten hinsichtlich der Variabilität des Wetters zwischen den Jahren behaftet. Diese zu minimieren wäre durch die Betrachtung einer Vielzahl von Wetterjahren möglich, was jedoch wegen des rechentechnischen Aufwands häufig nicht umsetzbar ist. Um diesem Problem zu begegnen, wird im Projekt VERMEER eine Vorauswahl extremer Wetterereignisse durchgeführt.

VERMEER Schlussbericht

Tabelle 5: Jährliche Residuallast-Extrema im Untersuchungsgebiet in den Jahren 1991-2020, sortiert nach Höhe der Residuallast.

	1 Tag		7 Tage		14 Tage		21 Tage		28 Tage		90 Tage		180 Tage		365 Tage	
	Startdatum	Res.-Last in GW	Startdatum	Res.-Last in GW	Startdatum	Res.-Last in GW	Startdatum	Res.-Last in GW	Startdatum	Res.-Last in GW	Startdatum	Res.-Last in GW	Startdatum	Res.-Last in GW	Startdatum	Res.-Last in GW
1	10.01.1997	382	05.01.1997	348	11.12.2007	291	24.01.2012	259	31.12.1996	250	17.11.2005	195	19.09.2005	146	19.05.1995	109
2	20.01.2016	369	14.01.2001	312	29.12.1996	278	14.11.1998	258	02.01.1997	249	10.11.1996	189	10.10.1995	144	22.02.2016	109
3	03.01.2011	364	12.12.2007	302	31.01.2012	274	01.01.1997	255	14.11.1998	248	28.11.2008	186	23.08.2016	144	23.03.2005	106
4	24.01.2000	363	19.01.2017	294	01.01.1997	273	31.12.1996	254	22.11.1995	236	07.11.1995	185	15.09.2008	141	29.01.1996	105
5	24.01.2017	362	04.02.2012	289	04.01.2002	269	22.11.1995	246	09.01.2006	232	29.11.2009	175	09.09.2002	137	24.03.2002	104
6	07.01.2002	359	05.01.2002	287	17.11.1998	265	24.11.2004	242	17.01.2012	230	15.11.2010	171	22.09.2010	130	04.04.2008	103
7	25.11.1998	357	06.12.1996	287	15.01.2017	263	24.01.1991	240	24.01.1991	227	22.11.2016	170	12.08.1996	129	05.04.2010	100
8	16.01.2001	355	30.01.2006	286	29.11.1995	262	16.01.2006	239	05.01.2017	222	01.01.2006	169	09.10.2012	129	09.12.2009	99
9	02.02.1996	351	27.01.1991	285	05.02.2003	258	05.01.2013	237	31.12.2005	217	24.11.2002	163	18.09.2009	126	31.12.2015	97
10	22.01.2015	350	22.11.1993	283	28.12.2008	257	15.01.2017	233	02.01.2010	214	16.11.1998	157	23.08.2014	124	19.10.2012	97
11	13.12.2004	350	10.02.2003	282	23.01.2006	257	27.12.2008	230	31.12.2009	214	30.11.2012	154	15.09.2003	123	12.06.2003	97
12	04.12.2014	346	26.11.2020	281	16.11.1993	255	11.12.2007	227	25.11.2001	212	15.11.1991	150	16.09.2017	115	26.03.2014	96
13	24.01.1992	344	16.01.2016	280	08.01.2001	254	05.02.2003	227	19.11.2004	211	08.11.2018	149	01.11.1998	115	02.02.2018	96
14	26.11.1993	343	19.01.2015	280	05.01.2013	254	02.12.2001	223	05.02.2003	209	22.10.2001	148	26.08.1991	113	15.01.2001	94
15	02.12.1995	343	04.01.2009	279	18.01.2011	252	05.01.2010	222	31.12.2016	205	29.09.2007	145	06.09.1993	111	16.09.2017	93
16	13.02.2012	335	19.01.2019	279	24.01.1991	250	17.11.2014	220	14.12.2008	205	17.11.2014	144	23.07.2001	110	31.10.1998	93
17	27.01.2009	335	27.11.1995	278	30.11.2004	248	03.02.2018	218	24.11.2002	200	04.01.2013	144	26.08.2007	110	18.12.2000	91
18	11.02.2003	333	19.11.1998	278	20.01.1992	248	13.01.1992	218	02.11.1993	199	17.12.2000	141	28.09.2004	109	26.01.1991	91
19	03.02.2006	331	08.12.2004	276	08.12.2009	247	31.12.2005	213	10.12.2007	198	01.01.2011	139	02.01.2006	108	01.01.2006	91
20	16.12.2008	331	11.01.2013	271	13.01.2010	230	13.01.2011	211	12.11.2014	197	28.11.2017	139	28.08.2018	107	25.10.2004	90
21	24.01.2019	330	21.01.1992	270	18.01.2019	229	01.12.2009	210	02.02.2018	196	04.11.2003	135	12.10.2011	106	31.12.2013	90
22	14.12.2007	326	17.02.2018	269	12.01.2016	222	25.11.2020	209	10.01.1992	195	11.11.1997	134	12.08.1997	106	01.01.1997	89
23	27.11.2020	322	26.01.2011	268	25.11.2014	218	05.02.1994	208	01.01.2013	195	01.01.2004	126	11.09.2000	106	04.12.1992	89
24	08.02.1994	320	30.12.2008	256	26.11.2020	217	02.12.2002	208	03.01.2011	191	08.12.1992	124	17.09.1992	104	01.10.2007	88
25	14.12.2018	319	20.01.2010	255	31.12.2005	215	12.11.1993	205	23.11.2020	189	24.10.1993	121	28.09.2015	99	03.03.1993	86
26	28.01.2005	317	08.02.1999	247	06.02.2018	213	17.01.2019	200	03.02.1994	188	02.11.1999	117	02.08.1999	98	27.01.1999	86
27	08.02.2010	315	30.11.2014	246	06.02.1994	207	30.11.2016	198	18.01.2015	185	28.12.2015	113	29.06.1994	96	26.12.2011	84
28	15.02.2013	314	16.02.1994	245	17.01.2015	201	17.01.2015	193	04.01.2019	183	28.10.2019	112	05.01.2013	92	01.01.1994	76
29	31.01.1991	307	09.01.2000	236	12.11.1999	187	07.01.2000	182	30.12.1999	178	28.09.2020	107	05.07.2020	89	03.01.2019	76
30	11.02.1999	305	17.11.2005	228	13.01.2000	184	27.12.1999	178	24.12.2000	171	26.09.1994	103	01.08.2019	87	02.01.2020	70

Als Indikator für extreme Wetterereignisse aus Sicht der Energieversorgung wird eine Residuallast herangezogen. Sie eignet sich als Indikator potentiell herausfordernder Knappheit, da sie sowohl die Bedarfs- als auch die Erzeugungsseite berücksichtigt, so dass alle wesentlichen vom Wetter beeinflussten Größen in einer einzigen Zeitreihe abgebildet werden können. Dafür werden die mit EnDAT berechneten Zeitreihen der Wind- und PV-Stromerzeugung von den vom KIT wie in Abschnitt 2.1.3 beschriebenen berechneten Zeitreihen des Strombedarfs abgezogen. Der Untersuchungszeitraum ist aufgrund der Datenverfügbarkeit 1991-2020. Die Auswertung erstreckt sich auf das VERMEER-Untersuchungsgebiet als Ganzes.

Den Input-Zeitreihen liegen jeweils die im *Distributed Energy*-Szenario angenommenen installierten Wind- und PV-Kapazitäten zugrunde. Die Residuallast repräsentiert den Teil des Strombedarfs im Szenario, der von anderen Stromerzeugern als Windenergie- und Photovoltaikanlagen bereitgestellt und/oder durch Flexibilitätsoptionen zeitlich verschoben werden muss. Ist sie für die Dauer einer vorgegebenen Zeitspanne besonders hoch, gehen wir von einer besonders großen Herausforderung für die Strombereitstellung aus. Wir untersuchen verschieden lange Zeitspannen von einem Tag bis hin zu einem Jahr, um einen Überblick über kritische Residuallastverläufe zu bekommen. Dazu bilden wir gleitende Mittelwerte über die Residuallast für jede zu untersuchende Zeitspanne. Die jährlichen Maxima dieser gleitenden Mittelwerte sind in Tabelle 5 dargestellt, inklusive des Startdatums des jeweiligen Ereignisses.

Die Last vor Abzug der Wind- und PV-Stromerzeugung beträgt im Mittel 410 GW; nach Abzug der Stromerzeugung aus diesen aus variablen EE-Energieträgern verbleibt eine Residuallast von durchschnittlich 84 GW. Demnach werden 79,5% der Last durch Strom aus Wind und Solarenergie gedeckt und 20,5% müssen aus anderen Quellen gedeckt werden.

Der Winter 1996/1997 stellt sich als ein Winter mit den höchsten mittleren Residuallasten bei den Zeitspannen 1 Tag, 7 Tage und 28 Tage heraus. Bei den Zeitspannen 14 und 90 Tage kommt er auf Rang 2, bei 21 Tagen auf Rang 3. Das Jahr würde sich also gut eignen, wenn man einen längeren Zeitraum untersuchen möchte, der viele Extrema abdeckt. Ist eine Dunkelflaute von 14 bzw. 21 Tagen Dauer der Untersuchungsgegenstand, sind die Jahre 2007 bzw. 2012 am besten geeignet.

Zukünftige Studien könnten die Auswertung der Residuallast auf regionaler Ebene durchführen und zusätzliche Indikatoren einführen, um beispielsweise Zeiträume extremer Belastungen der Transportnetze einzugrenzen.

3.4.2 Zeitraum-Auswahl und Integration ins Untersuchungsjahr (KIT)

Für VERMEER wurde ein zweiwöchiger Zeitraum im Winter 1996/1997 ausgewählt, welcher wie beschrieben in Bezug auf die tägliche und wöchentliche Residuallast das Maximum darstellt und auch als zweiwöchiger Zeitraum noch auf Rang 2 der analysierten Ereignisse liegt. Da der identifizierte Zeitraum den Jahreswechsel 1996/1997 beinhaltet, kann nicht wie sonst üblich ein geschlossenes Kalenderjahr untersucht werden. Eine Erweiterung auf zwei Jahre stellt in Anbetracht der Lage des Fokusbereichs in der Mitte eine Erhöhung des Untersuchungsumfangs dar. Abhilfe schafft die Erzeugung eines synthetischen Jahres, bei dem der Beginn der Untersuchung im Sommer liegt, das dem Systemzustand 2035 entspricht und für

welches das Wetterjahr 2016 modelliert wird. Im Winter wird der identifizierten Extremwetterzeitraum eingefügt und das Jahr endet wieder im Sommer. Dieses Vorgehen macht zwar einige aufwändige Anpassungen auf Seiten der Eingangsdaten für die Markt- und Netzmodellierung notwendig, welche üblicherweise auf die Berechnung eines Kalenderjahres ausgelegt sind, bietet jedoch zusätzlich zur Möglichkeit den Extremzeitraum sinnvoll zu integrieren einen weiteren Vorteil. Durch den Start in der kalendarischen Jahresmitte kann auch die der Day-Ahead Marktmodellierung vorgeschaltete Allokation der Saisonalspeicher zu einem konsistenten Speicherverlauf über den Jahreswechsel ermittelt werden, so dass der Beitrag dieser Flexibilität zur Versorgungssicherheit während des Extremereignis adäquat gewährleistet werden kann und nicht durch Start- bzw. Endwert Nebenbedingungen, welche sonst im Untersuchungszeitraum liegen würden, beeinflusst wird.

4 Modellentwicklung und -harmonisierung

4.1 Netzsimulation (KIT)

Das Modell TANGO (TrANsmiSSion Grid Operation toolbox) wird am KIT für Analysen des zukünftigen europäischen Stromnetzes, insbesondere des Engpassmanagements genutzt. Hierzu ist für die Modellregion ein umfangreicher Netzdatensatz für die Spannungsebenen des Übertragungsnetzes auf Basis des von ENTSO-E veröffentlichten „TYNDP grid data set“, nationaler Netzentwicklungspläne, der statischen Netzmodelle der Übertragungsnetzbetreiber, Open Street Map sowie generischer Betriebsmittelparameter vorhanden. Zum Abschluss des Projektes umfasst dieser die Zonen der Core Capacity Calculation Region (Core CCR) [6]. Der für die Untersuchungen verwendete Netzzustand ist in Abbildung 13 abgebildet.

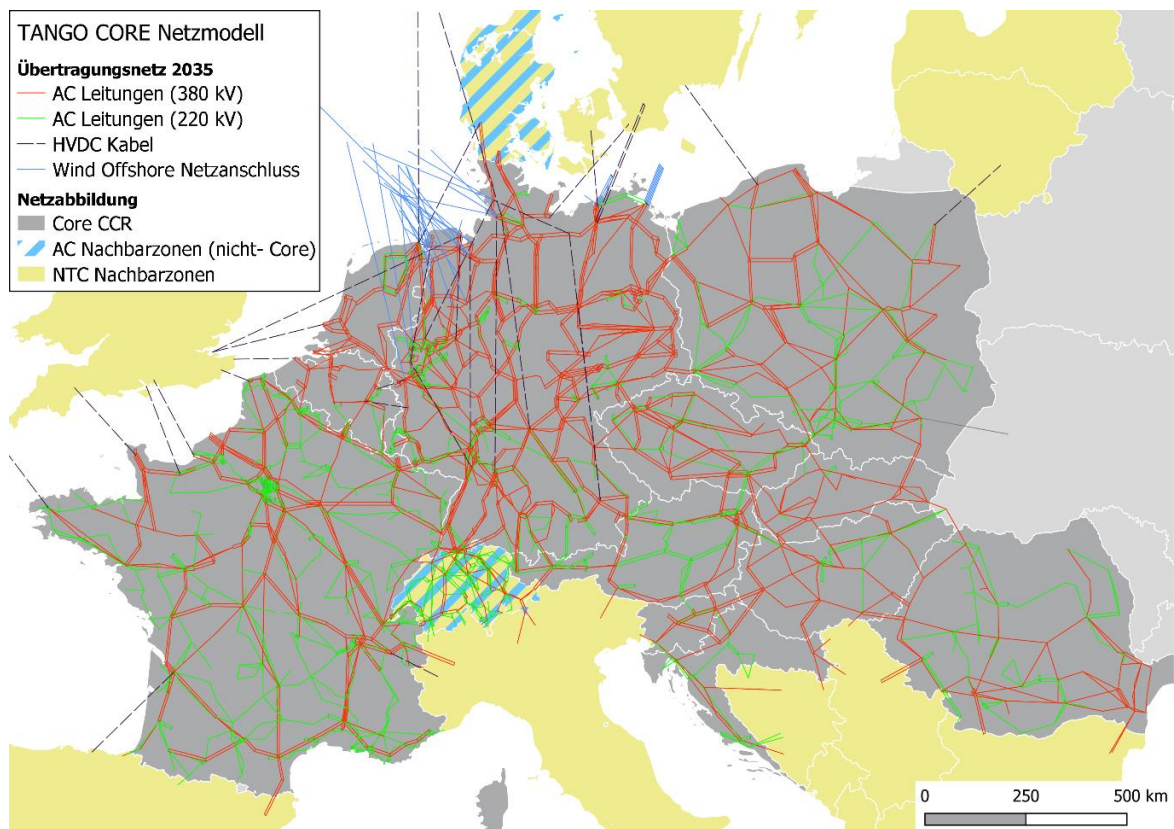


Abbildung 13: Netzmodell des Übertragungsnetzes für das Jahr 2035, wie es nach der Erweiterung auf die Core Capacity Calculation Region Eingang in die Untersuchungen findet.

Die Modellierung des Engpassmanagements umfasst hierbei sowohl die Marktseite durch die Abbildung der lastflussbasierten Marktkopplung – Flow-based Market Coupling (FBMC) – [29,30], als auch die Netzseite, bei der im Rahmen einer auf dem Marktergebnis aufbauenden

Betriebssimulation, die für den sicheren Betrieb notwendigen Anpassungen in Form von Redispatch und Einspeisemanagement simuliert werden [31]. Im Projekt VERMEER wird das Modell genutzt, um szenariospezifische, zeitlich variable ("dynamische") Übertragungskapazitäten zu bestimmen, welche an das Modell AMIRIS übergeben werden und dort den Handel beschränken. Zudem wird die Netzsimulation genutzt, um in den Szenarios den Umfang des Redispatch zu quantifizieren. In Abbildung 14 stellt den Datenfluss sowie die einzelnen Berechnungsmodule des TANGO-FBMC Moduls dar.

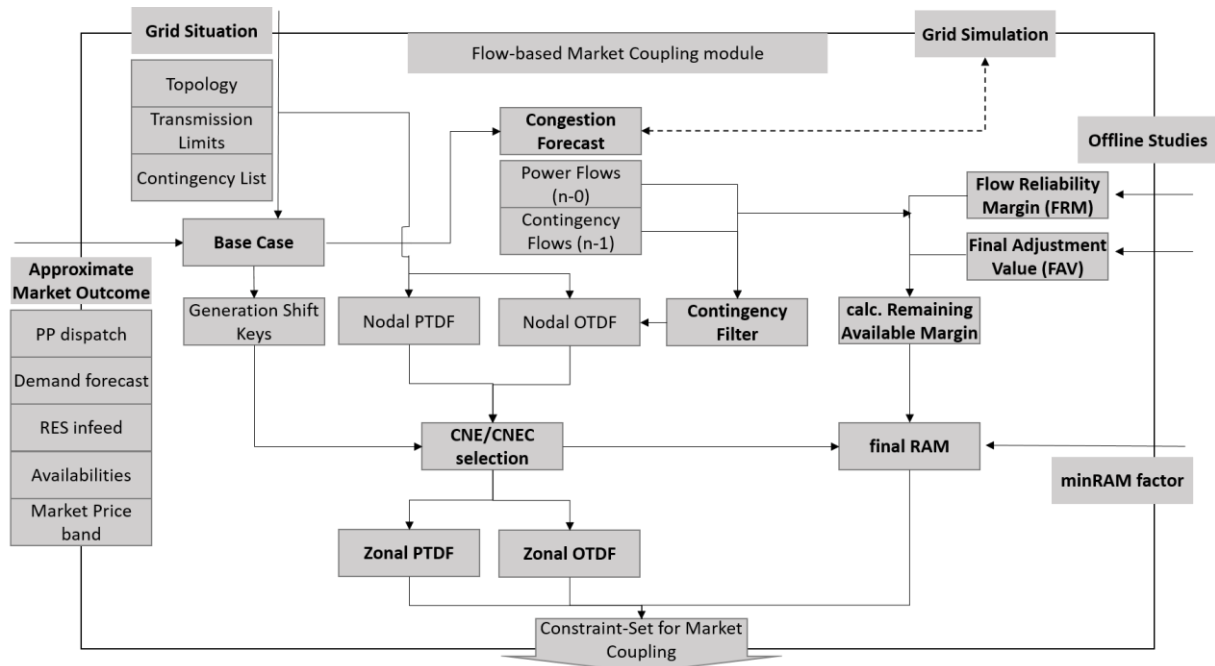


Abbildung 14: Schematische Darstellung des Moduls TANGO-FBMC.

Zunächst wird eine Approximation des Marktergebnisses, welche einen erwarteten Einsatz, basierend auf den bekannten (Nicht-)Verfügbarkeiten der Kraftwerke, die erwartete Nachfrage sowie das erwartete Einspeiseniveau der EE beinhaltet. Zusätzlich gehen in das Modell ein die aktuelle Netztopologie, die Übertragungskapazitäten der Leitungen sowie ggf. eine Liste möglicher relevanter Ausfälle. Diese bilden zusammen den Base Case. Basierend darauf wird zum in der Engpassprognose (Congestion Forecast) die auf dem Base Case basierenden Leistungsflüsse im Normalbetriebsfall und unter Berücksichtigung des Ausfalls einzelner Netzelemente (n-1)-Fall simuliert, die geschieht unter Rückgriff auf das Netzsimulationsmodul. Zudem werden mit Hilfe des Base Cases jene Kraftwerke identifiziert, welche auf eine mögliche Nettopositionsänderung der jeweiligen Regionen reagieren werden und die Positionsänderung entsprechend von Faktoren ("Generation Shift Keys", GSK) auf diese verteilt. Auf Basis der Netztopologie, sowie der simulierten Leistungsflüsse und unter Berücksichtigung identifizierter relevanter Ausfallereignisse werden lineare Sensitivitätsfaktoren bestimmt, welche die Verteilung des Leistungsfluss im Normalbetrieb (Nodal Power Transfer Distribution Factor, Nodal PTDF) und im (n-1) Fall (Nodal Outage Transfer Distribution Factor, Nodal OTDF) beschreiben. Betrachtet werden nur jene Netzelemente, welche prinzipiell von Handelsgeschäften stark betroffen sind, diese werden als kritische Netzelemente bezeichnet wobei wieder unterschieden wird, ob die Betrachtung im Normalbetriebsfall oder im (n-1) Fall vorgenommen

wird. Entsprechend sind die Netzelemente als kritische Netzelemente (engl. Critical Network Element, CNE) und kritisches Netzelement während eines Ausfalls (engl. Critical Network Element under a Contingency, CNEC) bezeichnet. Die Verschneidung von GSK und Nodal PTDF bzw. Nodal OTDF ergibt dann als zonale Faktoren die Sensitivität der Leistungsflüsse auf den Netzelementen in Bezug zu einer Nettopositionsänderung der Zone. Diese wird beschränkt durch die auf den Netzelementen verbleibende verfügbare Leistung (engl. Remaining Available Margin, RAM), welche unter Berücksichtigung der Leistungsflüsse im Base Case und der antizipierten Nettoposition der Zone unter Zuhilfenahme von Korrekturfaktoren berechnet wird. Zusätzliche Berücksichtigung findet die Tatsache, dass regulatorisch festgelegt ein Mindestanteil der technischen Übertragungsleistung (minRAM factor) für die Handelsgeschäfte zur Verfügung stehen muss. Die so ermittelte finale RAM bildet zusammen mit den zonalen PTDF und den zonalen OTDF die Restriktionen zur Integration in die Marktkopplung.

4.1.1 Methodik: Witterungsabhängiger Freileitungsbetrieb

Die Übertragungskapazität von Freileitungen im Stromnetz ist in den meisten Fällen durch die zulässige Stromstärke begrenzt, da diese über eine Erwärmung des Leiterseils zu Durchhängen führt und dieses durch die notwendige Einhaltung von Mindestabständen limitiert ist. Neben der Stromstärke wird die Leitertemperatur maßgeblich von den vorherrschenden Wetterbedingungen beeinflusst, da die Leitung durch Wind unterschiedlich stark gekühlt werden kann, oder durch solare Einstrahlung erhitzt wird. Witterungsabhängiger Freileitungsbetrieb (auch: Freileitungsmonitoring FLM) bietet unter Berücksichtigung der Wetterbedingungen die Möglichkeit zusätzlicher Übertragungskapazitäten im Stromnetz, ohne dabei Leitungsausbau notwendig zu machen. Die Nützlichkeit ist zudem dadurch gegeben, dass der kühlende Effekt durch hohe Windgeschwindigkeiten hochgradig korreliert ist mit einem erhöhten Übertragungsbedarf durch die Einspeisung von Windkraftanlagen. Somit kann neben dem reduzierten Netzausbau auch die Integrationsrate von EE ins Stromnetz erhöht werden. Entsprechend findet die Anwendung von FLM in zukünftigen Szenarien wie dem Netzentwicklungsplan umfassenden Einsatz. Im Rahmen des Projektes VERMEER wird die Berücksichtigung von FLM im Modell TANGO ermöglicht.

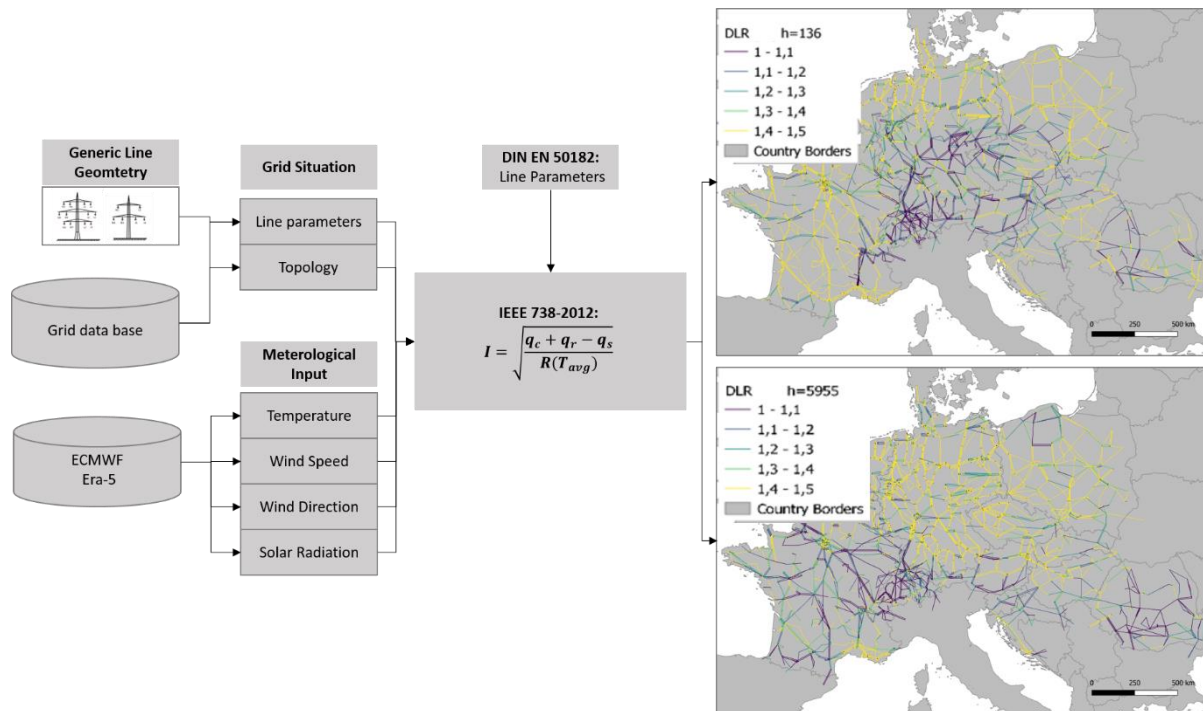


Abbildung 15: Berechnung der wetterabhängigen Leitungskapazitäten und beispielhafte Leitungskapazitäten für zwei Stunden.

Abbildung 15 stellt den Aufbau des Moduls dar. Der Einfluss der Wetterbedingungen auf die Temperatur des Leiterseils und die daraus resultierende maximale Stromstärke berechnet sich nach der Methodik des IEEE Standard 738-2012 „IEEE Standard for Calculating the Current-Temperature Relationship of Bare Overhead Conductors“ [32]. Als Wetterdatenbasis dienen die ERA5 Reanalysedaten des ECMWF. Dies ermöglicht die Abbildung umfangreicher historischer Wetterbedingungen (siehe auch Abschnitt 3.2.1). Eingangsdaten sind die Umgebungstemperatur, Windgeschwindigkeit und -richtung, korrigiert auf die jeweilige Leiterseilhöhe und entsprechend der vorherrschenden Luftdruckverhältnisse. Zudem gehen Einstrahlungsparameter ein um den Wärmeeintrag abzubilden. Für die einzelnen Leitungsabschnitte werden technische Parameter benötigt, die für Leiterseiltypen und typische Freileitungsgeometrien der DIN EN 50182 bzw. [33] entnommen werden. Mithilfe der steady-state Formulierung und den stündlichen Wetterdaten werden dynamische Leitungslimits berechnet, die für jede Leitung im jeweiligen Wetterjahr als Parameter ausgewiesen werden und zur Ermittlung der dynamische NTCs auf Basis der lastflussbasierten Übertragungskapazitäten (siehe Abschnitt 4.1.2) sowie bei den durchgeführten Netzsimulationen (siehe Abschnitt 5) zum Einsatz kommen. Beschränkt sind die Leitungskapazitäten dabei nach unten auf das jeweilige statische Limit und nach oben auf 150% des statischen Limits, da in diesem Bereich weitere Restriktionen von Betriebsmitteln greifen, die nicht detailliert im Modell abgebildet werden (können). Das Ergebnis der verfügbaren Leitungskapazitäten für zwei beispielhaften Stunden ist Abbildung 15 rechts dargestellt.

4.1.2 Methodik: Dynamische NTCs

In den europäischen Strommärkten kommt seit Mai 2015 die lastflussbasierte Marktkopplung zum Einsatz. Hierbei werden durch eine bessere Berücksichtigung der tatsächlichen Netzrestriktionen die verfügbaren Übertragungskapazitäten für die implizite Allokation an den Elektrizitätsbörsen erhöht. Eingangsgrößen sind neben der Marktsituation auch explizite Informationen über den Zustand des Übertragungsnetzes. Ergebnis der Berechnung der lastflussbasierten Handelskapazitäten sind Restriktionen für die Marktkopplung an den Strombörsen. Dafür wird von den Übertragungsnetzbetreibern unter Berücksichtigung von Ausfällen und des (n-1) Kriteriums ein Set an kritischen Netzwerkelementen identifiziert, deren Auslastung durch die Nettoposition der jeweiligen Gebotszone bestimmt wird und diese somit limitiert. Bezeichnender Unterschied ist neben den zusätzlichen Nebenbedingungen die Einführung der Nettoposition als Variable in der Marktkopplung neben den expliziten Flussvariablen auf Grenzen, welche auf Basis bidirektionaler NTC Restriktionen bewirtschaftet werden. Dadurch ergeben sich für Strommarktmodelle zwei Herausforderungen: 1) Es bedarf der Kenntnisse der Netztopologie sowie der methodischen Umsetzung zur Berechnung der lastflussbasierten Restriktionen. Zudem müssen die Eingangsdaten räumlich aufgelöst für die Knoten der Netztopologie vorliegen. 2) Weiterhin, um die sich daraus ergebenden Gleichungen mathematisch zu integrieren. Um diesen umfassenden Entwicklungsaufwand zu umgehen, werden die lastflussbasierten Restriktionen im Projekt VERMEER mit dem Modell TANGO-FBMC bestimmt und darauf aufbauend eine Methodik genutzt, um diese in dynamische NTCs zu überführen, welche im Strommarktmodell AMIRIS genutzt werden können und dort eben jene Marktkopplungsrestriktionen mit möglichst geringer Abweichung abbilden.

Ergebnis der lastflussbasierten Marktkopplung sind die Nettopositionen der Gebotszonen. Daraus ergibt sich die Schwierigkeit, dass es eine Vielzahl möglicher Allokationen der bidirektionalen Austauschflüsse gibt, welche diese ergeben. Insbesondere können diese deutlich über den physikalisch möglichen Austauschflüssen liegen, da ein sehr großer Importfluss und ein entsprechend großer Exportfluss sich im Saldo entsprechend ausgleichen. Da die sich ergebenden Marktflüsse jedoch als dynamische Kapazitäten in AMIRIS genutzt werden, muss eine Lösung gewählt werden, welche den physikalischen Kapazitätslimits entspricht.

Zusätzlich ergibt sich die Herausforderung, dass sich im Marktergebnis sogenannte „unintuitive“ Flüsse einstellen können, d.h. Flüsse von Marktzone mit hohem Marktpreis in solche mit niedrigem Marktpreis. Hierzu kommt es bspw., wenn ein solcher Fluss eine Grenze mit größerer Preisdifferenz entlastet und somit die Gesamtwohlfahrt erhöht werden kann. Der entlastende Charakter solcher Flüsse ist in Modellen mit NTC Restriktionen naturgemäß nicht abbildbar. Daher werden die zulässigen Flussvariablen in der Bestimmung der „Marktflüsse“ auf Basis des Ergebnisses in TANGO-FBMC durch eine entsprechende Nebenbedingung bezüglich des Preisdeltas beschränkt und nur Austausche in höherpreisige Zonen zugelassen.

Aus dieser Einschränkung kann sich in einigen Situationen ergeben, dass keine zulässige Allokation der Flüsse für eine gegebene Kombination aus Preisen und Nettopositionen gefunden werden kann. In einem solchen Fall erlaubt der Algorithmus eine Abweichung von der ur-

sprünglichen Nettoposition, so dass sich auch hierfür entsprechende dynamische Übertragungskapazitäten ermitteln lassen, welche in AMIRIS genutzt werden können. Ohne Berücksichtigung der abweichenden Nettoposition lässt sich das formulierte Problem wie folgt mathematisch definieren:

Sei G das Set aus Grenzleitungen zwischen den Gebotszonen i und j , welche der lastflussbasierter Marktkopplung unterliegen. Weiterhin sei Φ das Set aus Zonenpaaren (i, j) für die gilt:

$$\Phi = \{(i, j) \in G \mid \Delta p_{ij} \leq 0\} \tag{1}$$

wobei

$$\Delta p_{ij} = p_i - p_j \tag{2}$$

das Preisdelta zwischen Zone i und Zone j beschreibt. Die Höhe der dynamischen Übertragungskapazitäten f^* ergibt sich dann als Lösung der Minimierung:

$$F(\Delta p_{ij}, G) = \min_f \sum_{(i,j) \in \Phi} \Delta p_{ij} * f_{ij} \tag{3}$$

Abbildung 16 stellt den schematischen Aufbau des Moduls dar.

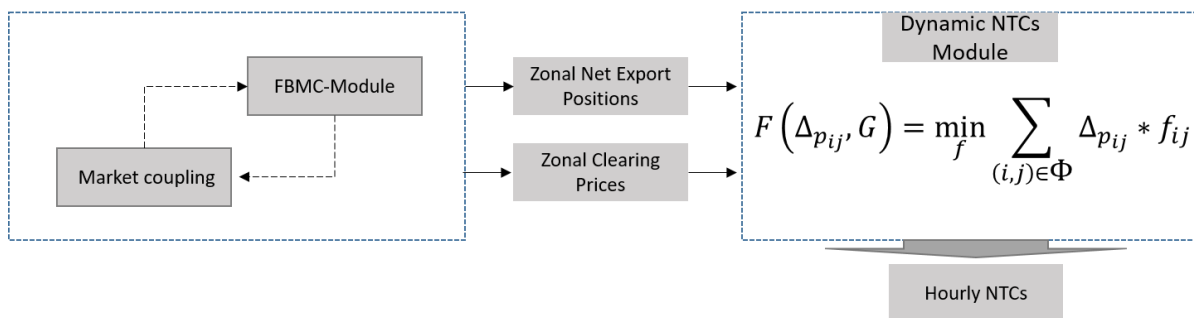


Abbildung 16: Schematische Darstellung des Berechnungsmoduls für die dynamischen NTCs.

4.2 Marktsimulation (DLR)

Zur Ermittlung der räumlichen Ausgleichspotenziale, die der europäische Stromhandel in Situationen mit Extremwetterereignissen bieten kann, wird das agentenbasierte Strommarktmodell AMIRIS um einen Marktkopplungsmechanismus erweitert und das Tool ioVRMR entwickelt für die notwendigen Workflows der Kopplung mit den Ergebnissen aus den zuvor beschriebenen Modellen HighResO sowie TANGO.

In Abschnitt 4.2.1 wird das agentenbasierte Modell (ABM) AMIRIS vorgestellt. Die methodische Weiterentwicklung, welche die Abbildung eines Marktkopplungsmechanismus in AMIRIS umfasst, ist in Abschnitt 4.2.2 dargestellt. In Abschnitt 4.2.3 wird das Tool ioVRMR eingeführt, welches die einzelnen Abschnitte der Modellkette (Datenaufbereitung, Modelllauf, Ergebnisauswertung) in einer kompakten Programmumgebung bündelt.

4.2.1 Simulationsmodell AMIRIS

Das ABM AMIRIS⁴ (**A**gent-based **M**arket model for the **I**ntegration of **R**enewable and **I**ntegrated energy **S**ystems) ist ein umfassendes offenes Elektrizitätsmarktmodell, das entwickelt wurde, um die komplexen Dynamiken von erneuerbaren Energiesystemen zu simulieren und zu analysieren [1]. AMIRIS basiert auf dem FAME-Framework [3,4], das flexible Modellparametrisierung und -erweiterung ermöglicht. Durch die Darstellung individueller Agenten mit unterschiedlichen Strategien, Informationen und Verhaltensweisen bietet AMIRIS eine detaillierte Darstellung der Marktteilnehmer, die es ermöglicht, verschiedene Szenarien zu erkunden und verschiedene politische Interventionen zu bewerten [34,35]. Bis dato konzentrierte sich die typische Parametrisierung des Modells auf eine einzelne Marktzone. Die Interaktionen mit benachbarten Marktgebieten wurden als exogene Import- und Exportzeitreihen abgebildet. Dadurch konnte der grenzüberschreitende Handel nicht endogen im Modell simuliert werden.

4.2.2 Modellerweiterung um Marktkopplung

Der grenzüberschreitende Stromhandel ist ein wichtiger Bestandteil, um Energie effizient zu verteilen, indem der Austausch zwischen benachbarten Marktgebieten ermöglicht wird. Die Marktkopplung der Day-Ahead Märkte in Europa soll eine effiziente Verteilung von Stromerzeugung und -nachfrage ermöglichen, die Liquidität der Märkte steigern und andererseits die Preisunterschiede zwischen den einzelnen Marktgebieten reduzieren. Im Kontext des Day-Ahead Marktes wird in Europa überwiegend das "Price Coupling of Regions" (PCR) angewendet. Diese Initiative geht auf neun Strombörsen in Europa zurück [36]. Da die Komplexität des Algorithmus EUPHEMIA [37] für einen Einsatz in einem Energiesystemmodell zu hoch ist, haben wir eine vereinfachte und heuristische Version entwickelt, um die Marktkopplung im Day-Ahead Markt innerhalb von AMIRIS zu simulieren.

Theoretisches Konzept der Marktkopplung in AMIRIS

Unter der Annahme eines Szenarios mit n verschiedenen Märkten, die gekoppelt werden sollen, wird jeder Markt i durch die Mengen von Nachfragegeboten $D_i = \{d_{i,j} \mid 1 \leq j \leq ed_i\}$ und Angebotsgebote $S_i = \{s_{i,j} \mid 1 \leq j \leq es_i\}$ charakterisiert.

Zusätzlich repräsentiert $TC = \{tc_{i,j} \mid i, j \in \{1, \dots, n\}\}$ die Menge der zur Verfügung stehenden Stromübertragungskapazitäten vom Markt i zum Markt j . Zur Veranschaulichung soll angenommen werden, dass jedes Gebot die gleiche Strommenge u hat und dass nur ein Vielfaches von u zwischen zwei Märkten übertragen werden kann.

Das Problem der Marktkopplung kann gelöst werden, indem Nachfragegebote einem Marktgebiet zugewiesen werden, was der Suche nach einer Zuordnungsfunktion entspricht:

$$f: \bigcup_{1 \leq i \leq n} D_i \rightarrow \{1, \dots, n\} \quad (4)$$

⁴ <https://dlr-ve.gitlab.io/esy/amiris/home/page/>

so dass der Gesamtnutzen maximiert wird. Dabei gelten folgende Einschränkungen:

$$\left(\sum_{\{d \in D_i \mid f(d) = k\}} d \right) \leq tc_{k,i} \quad (5)$$

für alle $i, k \in \{1, \dots, n\}$ und $i \neq k$.

Umsetzung der Marktkopplung in AMIRIS

In AMIRIS wird die Marktkopplung durch eine neue Agentenklasse namens "MarketCoupling" realisiert, siehe Abbildung 16. Die Verwendung der Marktkopplung ist eine optionale Modellerweiterung und wird durch das Vertragskonzept innerhalb von AMIRIS gesteuert. Märkte, die durch ihren jeweiligen "EnergyExchange"-Agenten repräsentiert werden, können an der Marktkopplung teilnehmen, indem sie einen Kopplungsvertrag mit dem "MarketCoupling"-Agenten eingehen. Märkte, die keinen Kopplungsvertrag haben, sind nicht in den Prozess der Marktkopplung involviert. Gekoppelte Märkte sammeln lokale Nachfrage- und Angebotsgebote sowie die verfügbaren Übertragungskapazitäten zu anderen Märkten über ihren "EnergyExchange"-Agenten. Diese Daten werden dann an den "MarketCoupling"-Agenten gesendet. Der "MarketCoupling"-Agent führt die eigentliche Marktkopplung mit den erhaltenen Kopplungsanfragen durch. Anschließend sendet der "MarketCoupling"-Agent die aktualisierten Nachfrage-, Angebots- und Übertragungsbücher an jeden angeschlossenen lokalen Markt. Schließlich führen die lokalen Märkte eine endgültige lokale Marktbereinigung mit den aktualisierten Nachfrage- und Angebotsbüchern durch, die sie vom "MarketCoupling"-Agenten erhalten haben. Die Marktkopplung erfolgt gleichzeitig mit der Marktbereinigung, die in AMIRIS derzeit stündlich erfolgt.

VERMEER Schlussbericht

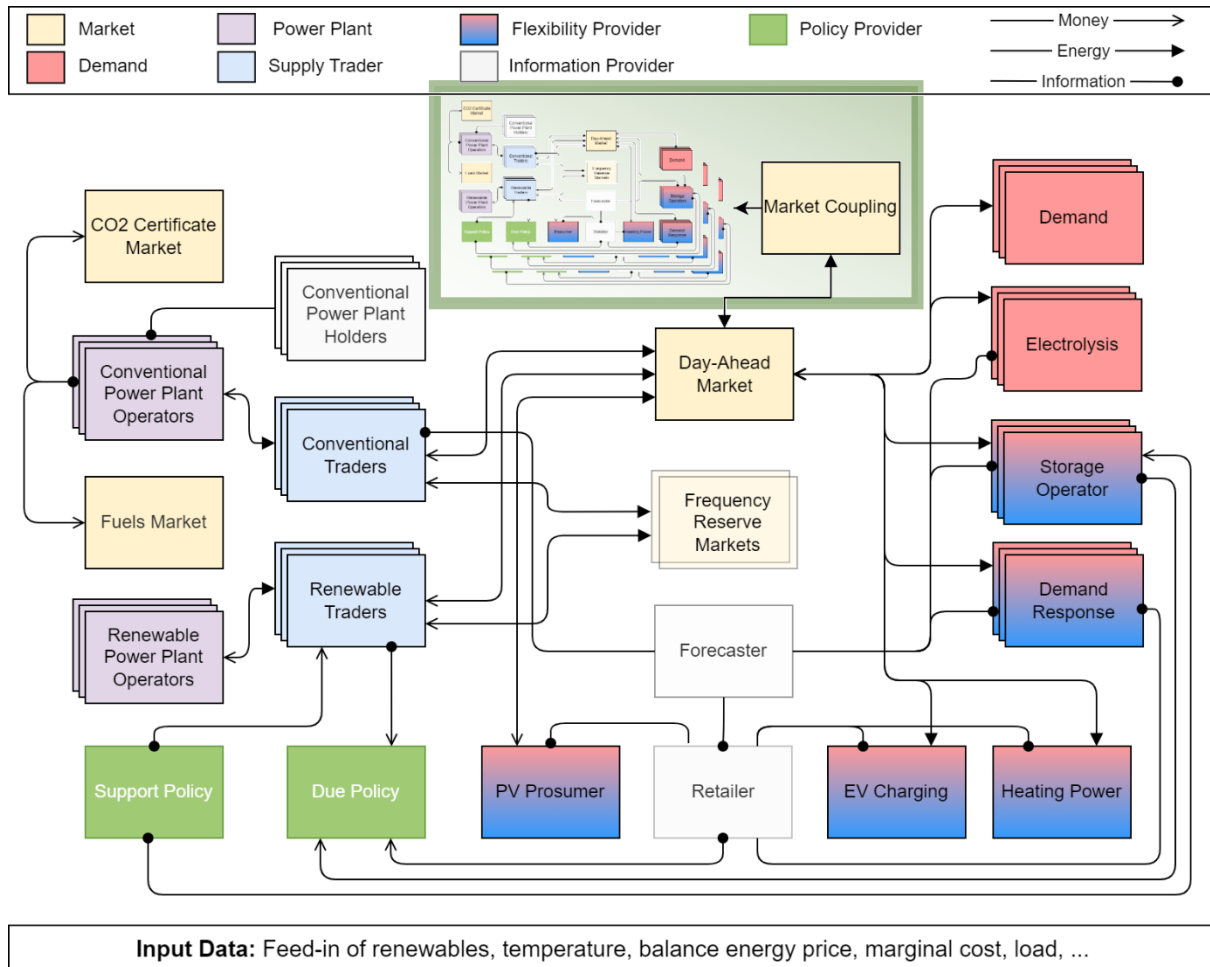


Abbildung 16: Abbildung der endogenen Simulation der Nachbarmärkte in AMIRIS welche durch den Marktkopplungsagent koordiniert wird.

Der potentielle Lösungsraum für die Zuordnungsfunktion f ist im Allgemeinen enorm groß und hat eine Größe von $n^{\sum_{1 \leq i \leq n} ed_i}$, wenn die Einschränkungen der Übertragungskapazitäten nicht berücksichtigt werden. Daher verwendet der entwickelte Algorithmus alternativ einen heuristischen Ansatz, der auf zwei Hauptprinzipien basiert:

- (1) Es wird mit einer Zuordnungsfunktion $f(d_{i,j}) = i$ begonnen, welche zu Beginn keine Kopplung vorsieht und schrittweise Handel zwischen den Märkten durchführt, siehe (2).
- (2) Die in (1) beschriebene Kopplungsfunktion wird schrittweise für alle $d_{i,j} \in U_{1 \leq i \leq n} D_i$ durchgeführt. Es werden dabei nur Schritte getätigt, die nicht rückgängig gemacht werden müssen, um eine optimale Lösung zu erreichen.

Ein Verbesserungsschritt beinhaltet die Änderung der Zuweisung von Nachfragegeboten von einem bestimmten Markt zu einem günstigeren Markt in Bezug auf den Clearing-Preis, was zu einer Erhöhung des Gesamtnutzens der beiden Märkte führt. Ein Verbesserungsschritt wird als sicher betrachtet, wenn er die folgenden Bedingungen erfüllt:

1. Priorisierung des effektivsten Paares von Märkten: Das effektivste Paar von Märkten wird anhand der folgenden Kriterien bestimmt: i) der größte Preisunterschied, ii) die Verfügbarkeit entsprechender Übertragungskapazitäten.
2. Beschränkung auf die Betrachtung zweier Märkte pro Iterationsschritt: Die Kopplung zwischen exakt zwei Märkten durchgeführt. Erst wenn die Nachfrage verschoben wurde, wird das nächste effektivste Paar von Märkten identifiziert (siehe 3. Bedingung).
3. Beschränkung auf den Handel der kleinsten Menge, die eine Preisänderung nach sich zieht („minimale effektive Last“): Um das oben definierte Hauptprinzip (2) nicht zu verletzen, wird die Übertragungskapazität nicht sofort voll ausgenutzt, sondern nur die kleinste Menge zwischen den Märkten transferiert, die eine Preisänderung bewirkt. Zusätzlich gilt die Bedingung, dass der vor dem Handel günstigere Markt nach dem Handel nicht teurer als der Handelspartner wird.

Fallstudie

Gegeben seien vier verschiedene Märkte, von denen jeder über eigene Stromerzeugungskapazitäten, Stromnachfrage und Kosten verfügt. Diese Märkte sind miteinander verbunden und direkter Handel zwischen den einzelnen ist möglich. In einer AMIRIS Simulation werden schrittweise die verfügbaren Übertragungskapazitäten erhöht. Die Ergebnisse sind in Abbildung 17 dargestellt. Bei fehlenden Übertragungskapazitäten können vier unterschiedliche Preisniveaus beobachtet werden, die zugewiesene Leistung in allen vier Märkten ist relativ ähnlich. Durch die Erhöhung der Übertragungskapazitäten wird der Handel zwischen den Märkten ermöglicht. Dies führt dazu, dass günstigere Märkte (z. B. "Grün" und "Blau") zusätzliche Nachfrage erhalten, was zu einer leichten Preiserhöhung bei diesen führt. Durch Einsparungen in den ursprünglich teureren Märkten sinken jedoch die Gesamtsystemkosten.

Schließlich, mit ausreichenden Übertragungskapazitäten, werden die Preise aller vier Märkte angeglichen und es kann ein einheitlicher Preis beobachtet werden.

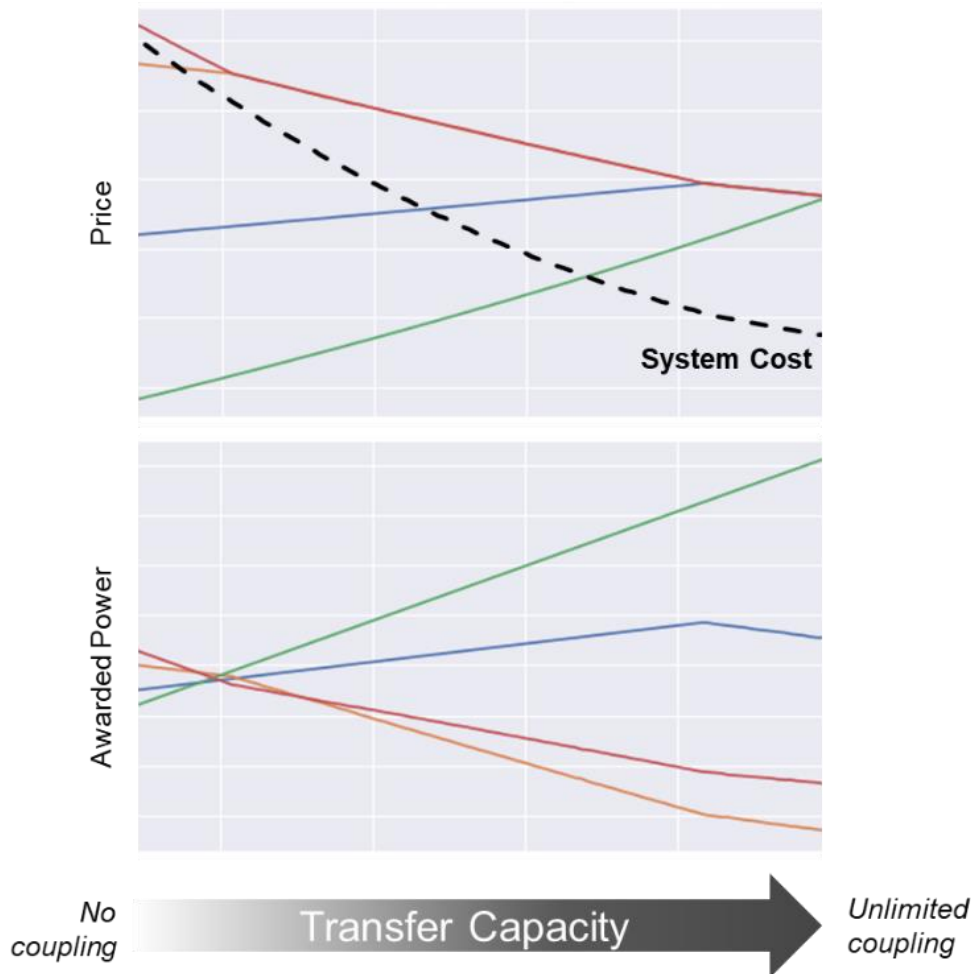


Abbildung 17: Auswirkungen des erhöhten Handels auf die zugeweilte Leistung, die Strompreise und die Gesamtsystemkosten für vier einzelne Märkte (Rot, Gelb, Blau und Grün).

Über diese Fallstudie hinaus wurde der Einfluss der Marktkopplung auf die Rechenzeiten in einem umfassenderen Szenario mit etwa 2000 Agenten und 12 miteinander verbundenen Marktgebieten mit stündlich variierenden Übertragungskapazitäten bewertet. Die Simulation wurde für ein ganzes Jahr in stündlicher Auflösung parametrisiert (d. h. Simulation von 8 760 Zeitschritten). Auf einem Standard-Laptop-Computer⁵ zeigt die Studie, dass die Aktivierung der Marktkopplung zu höheren Rechenkosten führt, wobei das Modell etwa 8 Minuten im Vergleich zu ungefähr 4 Minuten ohne Marktkopplung benötigt. Der zusätzliche Rechenaufwand ergibt sich aus der erhöhten Komplexität bei der Optimierung von grenzüberschreitenden Nachfragen und der Berücksichtigung von Übertragungskapazitäten zwischen den beteiligten Märkten im vorgestellten iterativen Ansatz. Trotz der zusätzlichen Rechenkosten, die mit der Marktkopplung verbunden sind, bleibt AMIRIS ein schlankes Modell und ermöglicht es umfangreiche Simulationen mit erweiterten Parametervariationen durchzuführen.

⁵ Intel Core i7-11850H CPU, 32 GB RAM

Zusammenfassung der Modellerweiterung

Der präsentierte Marktkopplungsalgorithmus ermöglicht es, agentenbasierte Analysen des europäischen Stromhandels unter Berücksichtigung von Nettotransferkapazitäten mit dem Open-Source-Modell AMIRIS durchzuführen. Bei der Anwendung ist es wichtig, bestimmte Einschränkungen der aktuellen Implementierung zu berücksichtigen.

Erstens ist anzumerken, dass der vorgestellte Ansatz eine vereinfachte Darstellung der komplexeren Algorithmen darstellt, die von europäischen Strombörsen verwendet werden. Daher wäre es wertvoll, ein umfassendes Backtesting durchzuführen, ähnlich wie in früheren Forschungsarbeiten mit AMIRIS [35,38], um wertvolle Erkenntnisse über die akkurate Abbildung zu gewinnen. Zweitens verwendet das Design einen Ansatz der Nettotransferkapazitäten. Die Einbeziehung des komplexeren FBMC könnte den Anwendungsbereich zusätzlich erweitern. Drittens wird die aktuelle Implementierung der internen Strompreisprognose in AMIRIS von der Marktkopplung beeinflusst, was Auswirkungen auf die genaue Simulation von Akteuren haben kann, die auf präzise Preisprognosen angewiesen sind, wie z. B. Flexibilitätsanbieter. Es wurden erste Maßnahmen ergriffen, um dieses Problem anzugehen, weitere Forschung in diesem Bereich ist jedoch erforderlich.

Die Arbeiten zur Marktkopplung befinden sich im internen Code Review und werden zeitnah vollumfänglich im AMIRIS Repository⁶ open source zugänglich gemacht. Eine öffentliche Verwertung ist durch einen Konferenzbeitrag sowie ein eingereichtes Paper im Rahmen der Jahrestagung der Gesellschaft für Operations Research in Deutschland (GOR e.V.), welche Ende August 2023 in Hamburg⁷ stattfindet, sichergestellt.

4.2.3 Modellkopplung ioVRMR

Die Arbeiten zur Analyse mit AMIRIS wurden in einem automatisierten Workflowmanager umgesetzt. Dafür wurde das Tool „ioVRMR“ entworfen, welches auf Basis des am DLR entwickelten Python-Workflow-Managers ioProc [5] arbeitet. Bei der Entwicklung von ioVRMR wurden drei Hauptziele verfolgt. Erstens sollte die Parametrisierung von AMIRIS automatisiert werden, um den Prozess effizienter und weniger fehleranfällig zu gestalten. Zweitens sollten die Ergebnisse aus AMIRIS standardisiert und automatisiert analysiert werden. Drittens war es wichtig, den Export von Austauschdateien im Konsortium zu automatisieren, um die Zusammenarbeit zu erleichtern. Der Ablauf der erforderlichen Schritte ist zum Überblick in Abbildung 18 veranschaulicht.

⁶ <https://gitlab.com/dlr-ve/esy/amiris/amiris>

⁷ <https://www.or2023.uni-hamburg.de>

VERMEER Schlussbericht

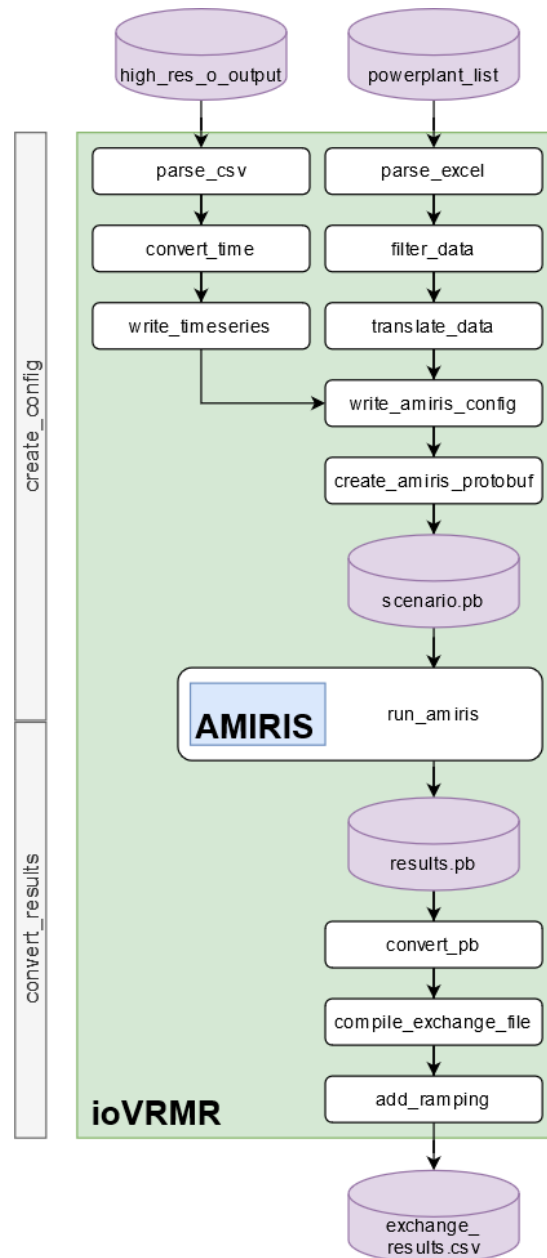


Abbildung 18: Prozesskette des Workflowmanager ioVRMR.

Im Detail werden die folgenden Arbeitsschritte durchgeführt.

Zunächst werden Ergebnisdateien aus den Modellen des Verbundpartners, HighResO und TANGO, eingelesen. Dabei werden aus wenigen Austauschdateien individuelle Dateien erstellt, welche auf eine Marktzone und ein Attribut gefiltert sind. Dazu zählen:

- Börsengehandelte Lasten im jeweiligen Marktgebiet
- Dispatch von Flexibilitätsoptionen
- Importe und Exporte in nicht modellierte Marktgebiete
- Übertragungskapazitäten zwischen den betrachteten Marktgebieten
- EE-Einspeisepotentiale im jeweiligen Marktgebiet
- Blockscharfe Kraftwerksverfügbarkeiten
- Brennstoffpreise

Diese Daten sind in der AMIRIS Konfigurationsdatei referenziert, sodass sie beim Modellaufruf geladen und verwendet werden können. Einzelne Größe, welche nicht zwingend Zeitreihencharakter haben, werden direkt in die Konfigurationsdatei übernommen (z. B. CO₂ Preis wie im Szenario definiert).

Zusätzlich wird die Kraftwerksdatenbank eingelesen, sodass die konventionellen Erzeugungskapazitäten in AMIRIS eingepflegt werden können. Dafür werden dynamisch Agenten in AMIRIS erzeugt, welche mit den Attributen (z. B. Leistung, Kraftwerkstechnologie, Effizienz, zugeordnetes Marktgebiet, etc.) versehen sind. Besonders ist die automatisierte Verkettung der Agenten mit Verträgen zu den jeweiligen Händlern und den dazugehörigen Börsen, welche eine datengetriebene Parametrisierung ohne zusätzlich erforderliche manuelle Eingriffe erlaubt. Danach wird FAME-Io [4] aufgerufen, welches eine binäre Eingabedatei für AMIRIS kompiliert. Anschließend wird AMIRIS gestartet, um die eigentliche Modellsimulation durchzuführen. Nach Abschluss der Simulation werden die Ergebnisse aufbereitet und in ein harmonisiertes Datenformat konvertiert. Dafür werden Zeitformate umgewandelt, Daten aus verschiedenen Ausgaben zusammengeführt und statistische Analysen erstellt. Schließlich werden die Dateien auf einer Teamsite bereitgestellt, um den einfachen Zugriff und die gemeinsame Nutzung mit Projektpartnern zu ermöglichen.

Das Tool ioVRMR kann nicht nur im Rahmen des VERMEER-Projekts verwendet werden, sondern bietet auch die Möglichkeit, Modellläufe von anderen FAME-basierten Modellen [3] automatisiert zu parametrisieren. Um dies in der Praxis auch zu ermöglichen, ist eine Open-Source-Veröffentlichung einzelner Teilkomponenten oder des gesamten Tools geplant. Eine Integration könnte zum Beispiel in den am DLR entwickelten Python-Wrapper AMIRIS-Py⁸ erfolgen.

⁸ <https://pypi.org/project/amirispy/>

5 Einfluss des Stromhandels auf Marktgeschehen und Versorgungssicherheit

Ursprünglich war im Projekt VERMEER vorgesehen, dass die mit EnDAT und HighResO generierten Zeitreihen der EE-Einspeisepotenziale direkt in das AMIRIS Modell eingelesen werden. Danach sollten die mit dem Strommarktmodell AMIRIS erzeugten Kraftwerkseinsätze block- und standortscharf an das TANGO Modell weitergegeben werden, um dort die Erzeugungsmengen der Kraftwerke zur Berechnung der Lastflüsse in den Netzen zu verwenden. Zuletzt sollten die mit TANGO berechneten Lastflüsse der grenzübergreifenden Kuppelstellen an AMIRIS übergeben werden, um mit diesen neuen Nebenbedingungen einen angepassten marktbasierten Kraftwerksdispatch zu berechnen.

Durch eine umfangreiche Harmonisierung der Modelle AMIRIS und TANGO konnte die Kopplung vereinfacht werden. Erzeugungsseitig wurden neben einem detaillierten Abgleich der Kraftwerksdatenbasis auch die EE-Einspeisezeitreihen, welche im Projekt auf Basis der unterschiedlichen Wetterjahre zusammengestellt wurden, in das Markt- und das Netzmodell integriert. Nachfrageseitig wurden die Nachfragemenge bzw. Importe und Exporte aus nicht simulierten Marktzone zwischen den beiden Modellen abgestimmt. Flexibilitätspotentiale in Form von (Pumpwasser-) Speichern sowie der marktbasierter Einsatz flexibler Nachfrager wurden ebenfalls vereinheitlicht. Zuletzt wurden Kosten in Form marktzonenspezifischer Brennstoffkosten sowie Annahmen hinsichtlich der CO₂-Zertifikatekosten zusammen aus den Szenariodaten abgeleitet. Diese Arbeiten erlauben die Reduzierung einer ursprünglich zusätzlich erforderlichen Austauschstufe zwischen AMIRIS und TANGO.

In den präsentierten Analysen wird die deutsche Marktzone DE mit den folgenden angrenzenden Nachbarzonen simuliert:

- AT – Österreich
- BE – Belgien
- CH – Schweiz
- CZ – Tschechien
- DKO – Dänemark Ost
- DKW – Dänemark West
- FR – Frankreich
- NL – Niederlande
- NO2 – Norwegen 2
- PL – Polen
- SE4 – Schweden 4

Sofern nicht anders angegeben, wird der Zeitraum ab 1.7. für ein gesamtes Jahr in stündlicher Auflösung (d.h. 8760 Stunden) untersucht. Diese Annahme erlaubt eine bessere Betrachtung der Knappheitseffekte, welche überwiegend zum Jahreswechsel stattfinden.

5.1 Marktsituation

Zuerst wird ein Vergleichsjahr, welches im Folgenden als Basisjahr bezeichnet wird, berechnet. Diese Analyse gibt Aufschluss über das Szenario, in welchem keine besonderen Knappheitssituationen vorherrschen, und erlaubt einen besseren Vergleich mit dem späteren Extremwetterzenario. Die Strompreise, welche sich nach der Handelssimulation unter Berücksichtigung der wetterabhängigen Übertragungskapazitäten in AMIRIS einstellen, sind in Abbildung 19 für die deutsche Marktzone dargestellt. Dabei sind die Preise in den Mittagsstunden durch große Einspeisung aus der PV-Erzeugung tendenziell niedriger, als in den Morgen- und Abendstunden. Generell kann in knapp 2100 Stunden die Nachfrage durch EE-Einspeisung gedeckt werden (siehe auch Analysen in Abschnitt 3.3.1). Diese Stunden weisen aufgrund der Gebotslegung von marginalen Kosten überwiegend Preise zu 0 EUR/MWh aus. In den Wintermonaten ab Dezember (hier der Zeitraum ab Tag 153) sind Preisspitzen bis 111 EUR/MWh zu beobachten.

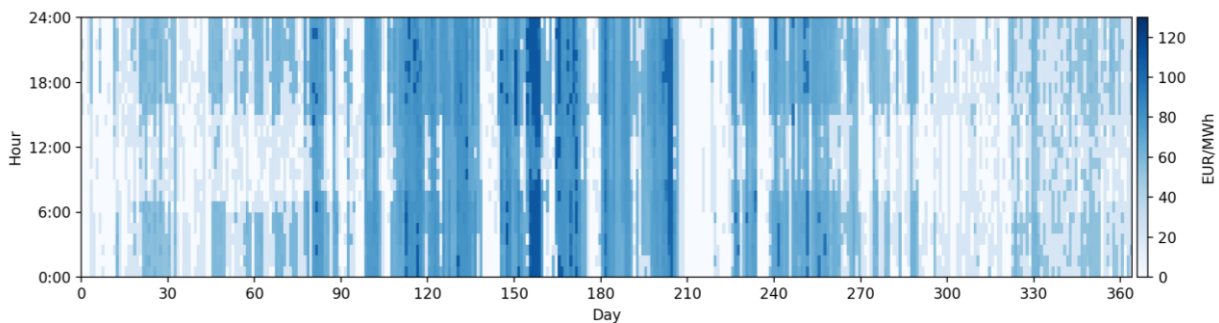


Abbildung 19: Strompreise in der deutschen Marktzone im Basisjahr vom 1.7. bis 30.6. des Folgejahres.

Der Handel ist zu allen direkt angrenzenden Marktzone Deutschlands möglich. Die Auswertung der Handelsflüsse ist in Tabelle 6 zu sehen. Grundsätzlich ist die Auslastung der Übertragungskapazitäten für den Import nach Deutschland höher als für den Export in umliegende Marktzone. Mengenmäßig sind NL, FR und DKW die wichtigsten Marktzone für Importe. Exportiert wird im Schnitt am meisten nach AT, BE und CH. Für die Betrachtung der Situation mit Extremwetterereignissen werden anschließend die Berechnungen mit dem synthetischen Wetterjahr, welches ein 14-tägiges Extremwetterevent zum Jahreswechsel beinhaltet (siehe auch Abschnitt 3.4), durchgeführt. In Abbildung 20 sind die Strompreise an der deutschen Day-Ahead Börse aufgetragen. Es sind deutlich 7 Stunden mit Preisspitzen von 10 000 EUR/MWh zu erkennen, welche auf Knappheitssituationen am deutschen Markt hinweisen. Durch Importe können diese Situationen⁹ auch nicht mehr abgedeckt werden, da entweder keine Übertragungskapazitäten zur Verfügung stehen (z. B. BE, FR, NL), die Übertragungskapazitäten

⁹ Zum Beispiel am 2. Januar um 4 Uhr, siehe auch erste Preisspitze in Abbildung 20

bereits vollständig ausgelastet sind (z. B. AT, CH, CZ, DKW, NO, PL, SE) oder in den angrenzenden Marktzone ebenfalls Knappheiten herrschen (z. B. DKO).

Tabelle 6: Auslastung der verfügbaren Übertragungskapazitäten aus und in die deutsche Marktzone.

Typ	Von	Nach	Mittlere verfügbare Übertragungskapazitäten in MW	Mittlere genutzte Übertragungskapazitäten in %
Import	AT	DE	728	86%
	CZ	DE	442	83%
	FR	DE	3 530	76%
	DKW	DE	3 500	74%
	NL	DE	4 040	74%
	CH	DE	2 032	63%
	SE4	DE	2 265	62%
	NO2	DE	1 400	58%
	PL	DE	382	55%
	DKO	DE	1 585	25%
	BE	DE	1 353	20%
Export	DE	BE	1 148	58%
	DE	PL	557	55%
	DE	CH	958	51%
	DE	AT	1 480	46%
	DE	NL	810	32%
	DE	FR	207	30%
	DE	CZ	1 561	26%
	DE	DKO	1 600	18%
	DE	NO2	1 400	13%
	DE	SE4	2 265	12%
	DE	DKW	3 500	1%

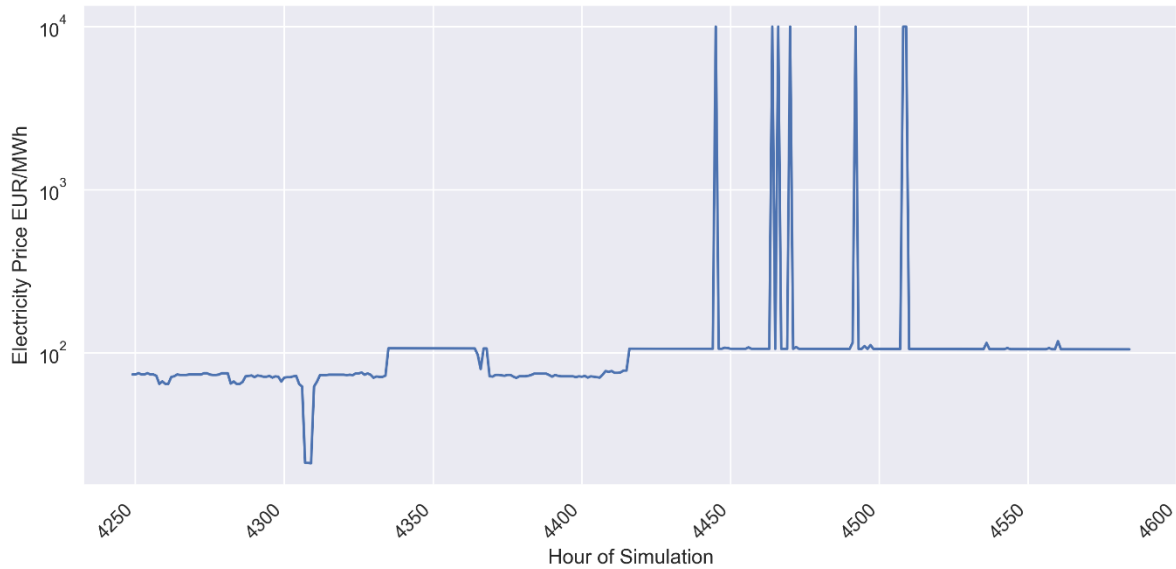


Abbildung 20: Ausschnitt der Strompreise in der deutschen Marktzone während der Extremwetterperiode.

Während der Extremwetterphase stellen sich im Mittel auch wesentlich höhere Preise verglichen zum gleichen Zeitraum im Basisjahr in den Nachbarmarktzone ein, siehe auch Abbildung 21. Die Preisanstiege sind in DKO, DE und CH am höchsten (+241 EUR/MWh, +237 EUR/MWh bzw. +114 EUR/MWh).

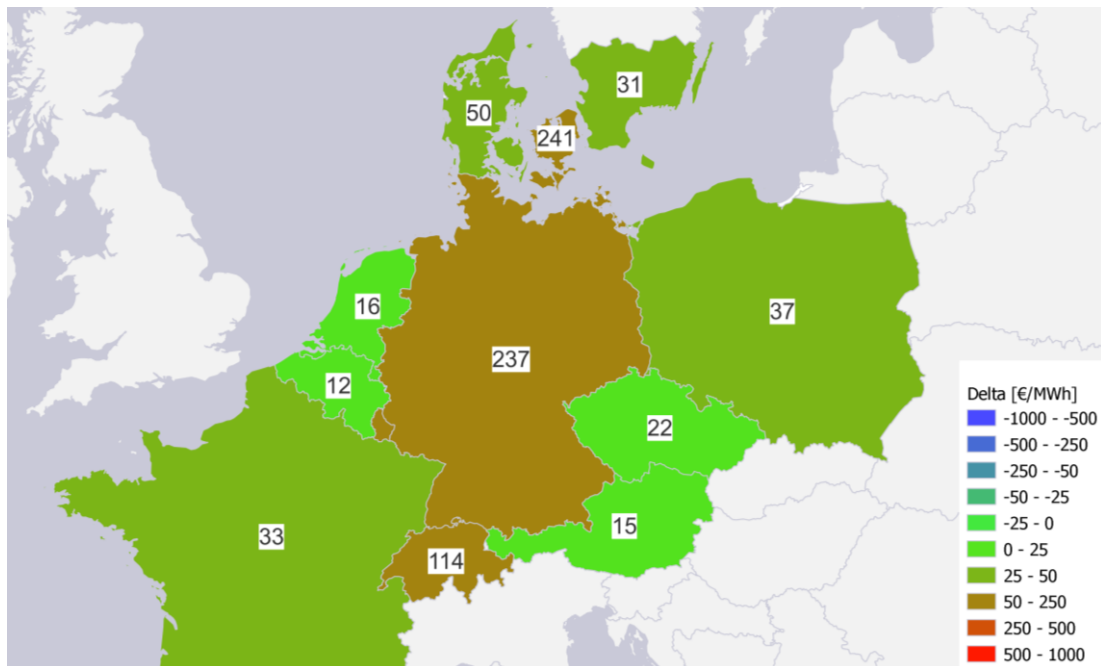


Abbildung 21: Mittlere Preisunterschiede während der Extremwetterperiode im Vergleich zum identischen Zeitraum im Basisjahr in EUR/MWh. Positive Werte bedeuten eine Preiserhöhung.

Bei der Nutzung der Transferkapazitäten entstehen ebenfalls signifikante Veränderungen, wie in Abbildung 22 zu sehen. Am stärksten legen die Importe aus CH, CZ und NL zu während Import aus FR und DKW abnehmen. Exporte von DE nach BE und AT nehmen ebenfalls deutlich ab.

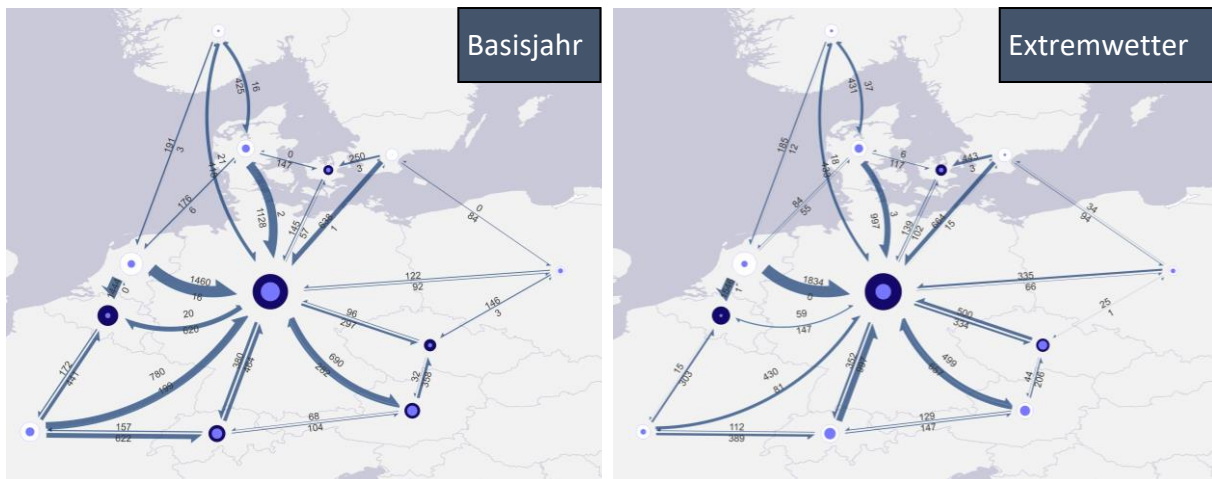


Abbildung 22: Vergleich der kumulierten Handelsflüsse (brutto) zwischen den simulierten Marktzentren im Extremwetterzeitraum in GWh.

Der Kraftwerkeinsatz ist in Abbildung 23 für die beiden Vergleichszeiträume aufgetragen. Trotz etwas höherer PV-Einspeisung ist die EE-Gesamteinspeisung aufgrund der stark verringerten Winderzeugung aus Wind-Onshore und Wind-Offshore deutlich niedriger. Daher steigt die Residuallast zu Beginn des Extremwetterzeitraumes sprunghaft an und erreicht um den 29. Dezember (Zeitschritt ab 4340ff) den ersten Höhepunkt. Hier können durch Flexibilitätspotentiale, dem Handel mit den umliegenden Marktzentren und den verfügbaren konventionellen Kraftwerken Knappheitssituation noch erfolgreich vermieden werden. Ab dem 2. Januar (Zeitschritt 4440ff) treten dann die bereits in Abbildung 20 sichtbaren Preisspitzen auf. Es ist erkennbar, dass obwohl die verfügbaren konventionellen Kraftwerke mit voller Leistung betrieben werden, eine Versorgungslücke bestehen bleibt.

VERMEER Schlussbericht

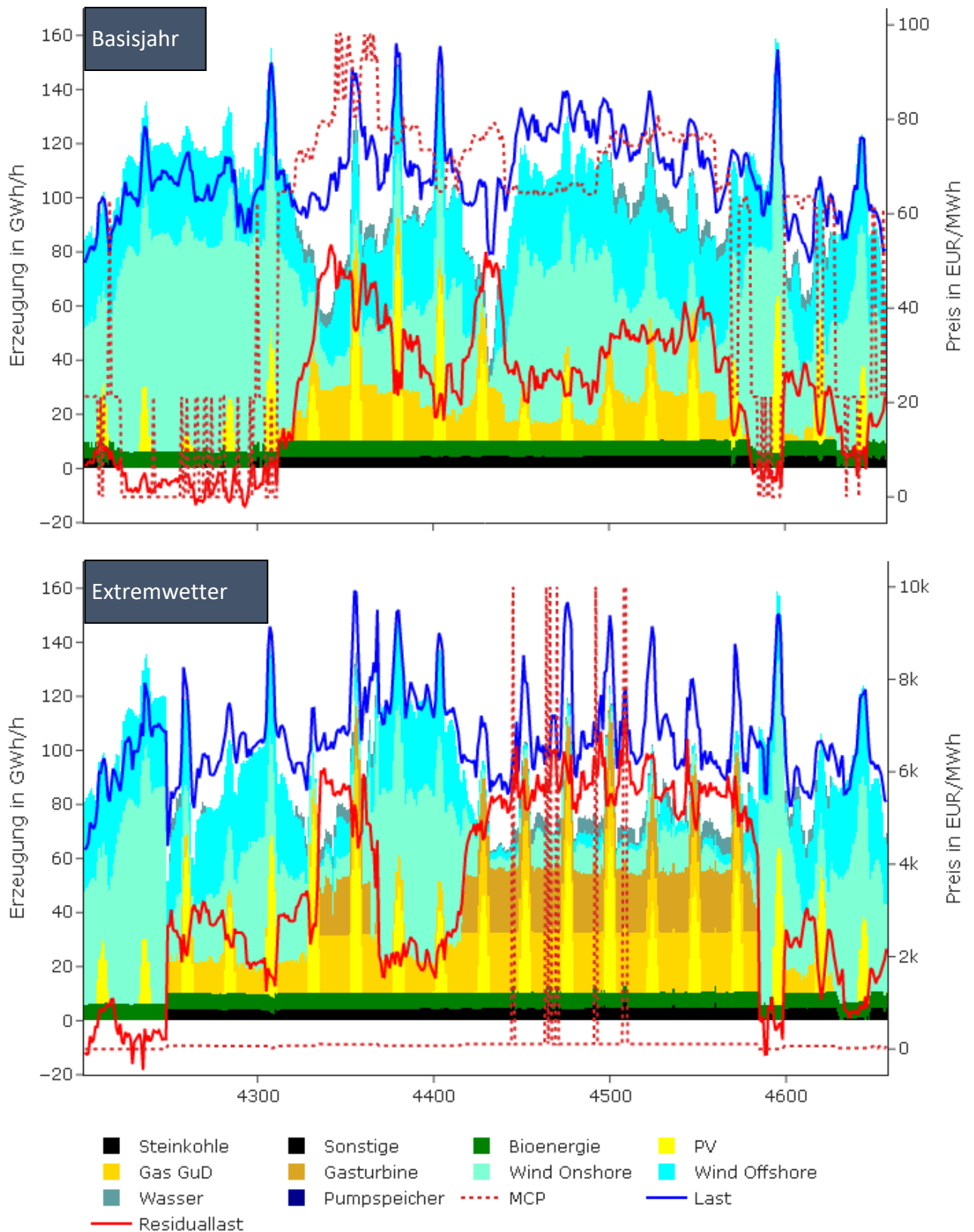


Abbildung 23: Einsatz verschiedener Kraftwerkstechnologien, Nachfrage und Marktpreis (Market Clearing Price, MCP) in den beiden Vergleichszeiträumen. Achtung: Unterschiedliche Skalen für Preise!

Das Extremwetzerszenario kann auf Basis weiterer Annahmen noch variiert werden, um den Ergebnisraum zu erweitern. Die Ergebnisse weitere Modellläufe, basierend auf verschiedenen Parameterkombinationen, sind in Tabelle 7 für die deutsche Marktzone zusammengetragen. Neben den bereits präsentierten Ergebnissen, welche auf von TANGO berechneten dynamischen Übertragungskapazitäten beruhen, werden auch Übertragungskapazitäten direkt aus dem TYNDP verwendet. Hinsichtlich der Anzahl der Stunden ungedeckter Last ist dabei nur ein geringer Unterschied zu beobachten. Im Mittel fehlt jedoch wesentlich mehr Leistung (761 MWh/h vs. 3915 MWh/h im Extremwetterereignis). Zusätzlich verschärft sich diese Situation, wenn es im Szenario nicht möglich ist, Last abzuwerfen. Mit insgesamt 49 Knappheitsstunden und im Schnitt 8242 MWh/h ungedeckter Last in der deutschen Marktzone ist die Versorgungssituation im Vergleich zu allen anderen untersuchten Kombinationen am schlechtesten. Bei stetiger Erhöhung der Übertragungskapazitäten kann die Versorgungssituation verbessert werden, bleibt jedoch mit 21 Stunden bei 50% Übertragungskapazitätserhöhung und einer mittleren ungedeckten Last von 7315 MWh/h kritisch.

Tabelle 7: Vergleich der Versorgungssituation in der deutschen Marktzone in verschiedenen Szenarien hinsichtlich Wetterjahr, Last und verfügbaren Übertragungskapazitäten.

Nr.	Wetterjahr	Last	Quelle Übertragungskapazitäten	Stunden mit ungedeckter Last	Mittlerer ungedeckter Lastanteil in %	Mittlere ungedeckte Last in MWh/h	Kleinste ungedeckte Last in MWh/h	Größte ungedeckte Last in MWh/h
1	Basis	Lastflexibilität	TANGO	0		n. A.		
2	Synthetisches Extremwetter			Keine abgeworfene Last	TYNDP	7	0,7%	761
3		6	3,2%			3915	205	9167
4		49	6,7%		8242	158	23.228	
5		TYNDP + 10%	39		6,5%	8085	78	22.163
6		TYNDP + 20%	33		6,2%	7639	247	20.473
7		TYNDP + 30%	29		5,7%	7122	17	18.939
8		TYNDP + 40%	25		5,5%	6852	426	17.989
9		TYNDP + 50%	21		5,9%	7315	362	16.939

5.2 Netzsituation

Im Anschluss an die Marktsimulationen werden die Netzbetriebssimulationen des deutschen Übertragungsnetzes für die Szenarios durchgeführt. Abbildung 24 zeigt die geografische Verteilung der Redispatch-Mengen, die sich im Basisszenario (Fall 1 in Tabelle 7) summiert über die Stunden des Untersuchungsjahrs ergeben. Wie bereits im heutigen Übertragungsnetz besteht in Zeiten hoher Windenergieeinspeisung ein Nord-Südengpass, welcher durch die starke Verortung von Windkraftanlagen im Norden Deutschlands zu Stande kommt und durch entsprechende Abregelung von Kraftwerksleistung im Norden bzw. generelle Abregelung von Windkraftherzeugung behoben werden kann. Die zum Ausgleich notwendige Energiemenge wird durch Aktivierung freier Erzeugungleistung südlich des Engpasses bereitgestellt.

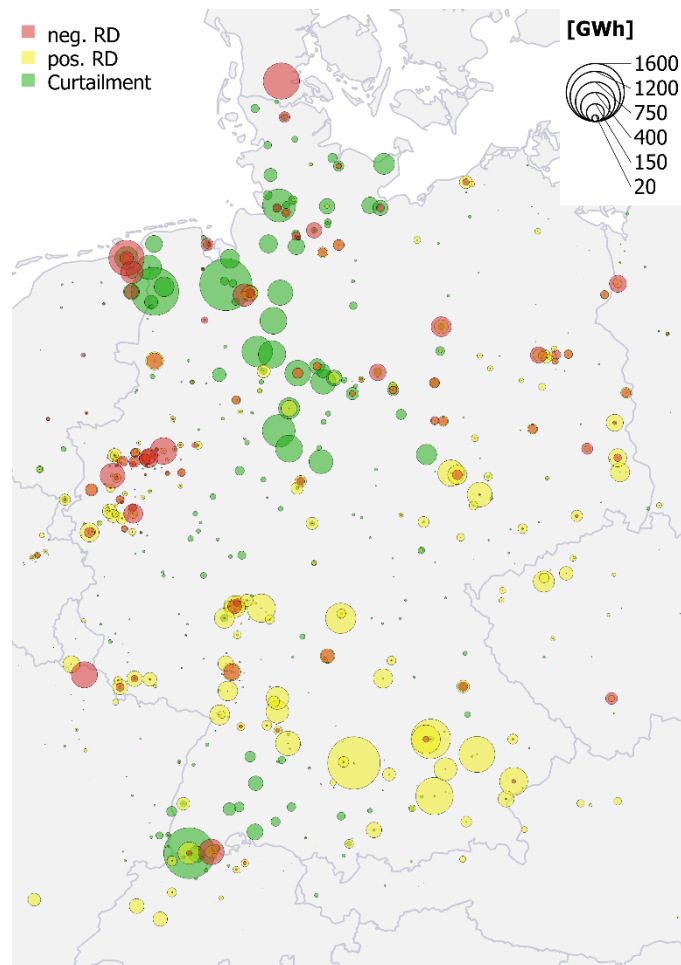


Abbildung 24: Regionale Verortung von Redispatch- und Abregelungsmaßnahmen für das Basisjahr.

Die Einführung des Mindestfaktors für die Integration von EE im Rahmen des Redispatch 2.0, findet Eingang in die Optimierung durch die hinterlegten Abregelungskosten, welche für EE um ein Mehrfaches höher sind als die durchschnittlichen Aktivierungskosten der konventionellen Kraftwerke. Unter der Netzreserve werden neben den entsprechenden in der deutschen Regelzone befindlichen Kraftwerke auch ausländische Kraftwerke summiert. Analog zu bestehenden derzeitigen Verträgen mit ausländischen Kraftwerken, wird dem Modell somit die Möglichkeit gegeben, auch ausländische Kraftwerksleistung für den Redispatch einzusetzen.

zen. Durch kalkulatorische Kosten, welche in der Höhe zwischen den konventionellen Kraftwerken und den EE liegen, wird deren nachrangiger Abruf erzielt. Dennoch ist in Abbildung 24 ein Abruf auch ausländischer Kapazitäten zu beobachten, wenn auch nur in geringem Maße. Eine Ausnahme bilden dänische Importe, welche im Modell direkt als Importflüsse an der deutschen Grenzkuppelstelle abgebildet sind und eine dementsprechend große Wirksamkeit auf die nördlichen Engpässe aufweisen. Hier erfolgt trotz erhöhter Kosten der Abruf von entsprechenden Potentialen für den Redispatch. Für die deutschen konventionellen Kraftwerke orientieren sich die Abrufkosten an den Brennstoffkosten. Die Gesamtmenge an engpassbehebenden Maßnahmen summiert sich für das Basiszenario auf ca. 43 TWh wovon 7,9 TWh auf negativen Redispatch konventioneller Kraftwerke entfallen und 13,6 TWh auf Windkraft- und PV-Erzeugung. Zudem sind Lastmaßnahmen im Umfang von knapp 2,6 TWh notwendig. Die reduzierte Einspeisung wird durch Ausgleichsmaßnahmen im Umfang von 18,9 TWh ausgeglichen.

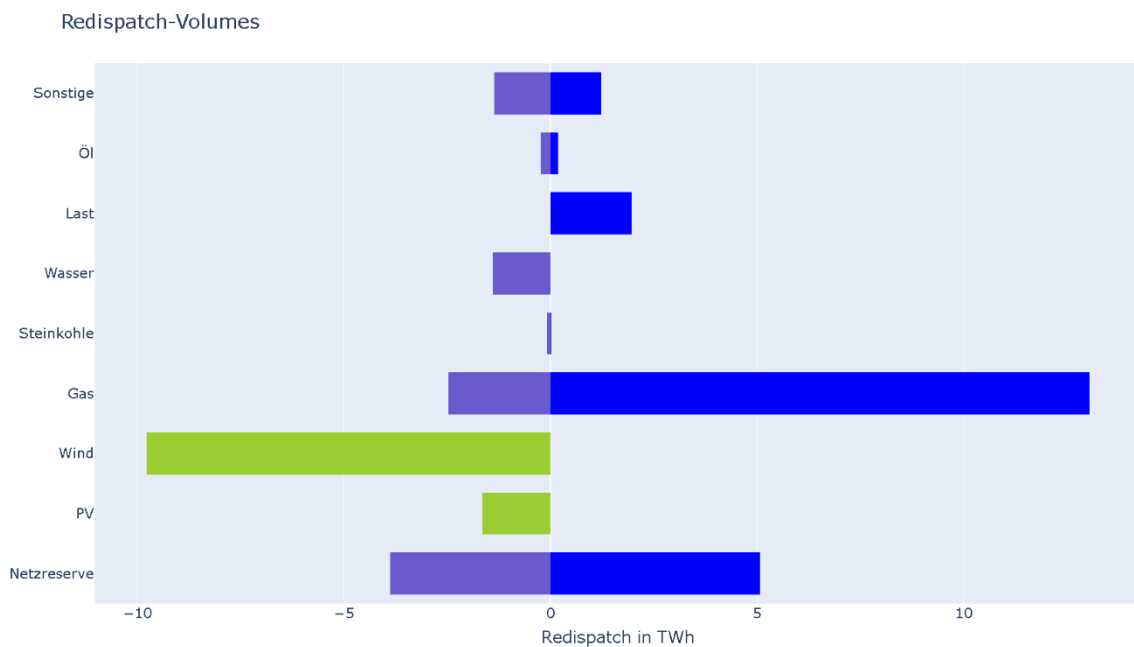


Abbildung 25: Gesamtmenen der Redispatch-Maßnahmen nach Kraftwerkstypen für das Basisjahr.

Abbildung 25 zeigt die Verteilung der Maßnahmen auf die unterschiedlichen Kraftwerkstypen. Wie erwartet, haben trotz Einführung des Mindestfaktors die den Engpass verursachenden Windkraftanlagen die höchste Sensitivität und werden entsprechend umfangreich abgeregelt. Das größte abgerufene positive Redispatch-Potential stellen Gaskraftwerke dar, die vornehmlich südlich des Engpasses zu verorten sind. Zum beinahe ausgeglichenen Abruf der Netzreserve tragen die in entgegengesetzter Richtung abgerufenen Potentiale in den südlichen Nachbarländern und Dänemark bei, wie in Abbildung 24 zu sehen ist.

Im nachfolgenden wird die Netzsimulation in der untersuchten Extremsituation analysiert, um dort die Unterschiede zu quantifizieren, die sich zum einen durch die unterschiedliche Wetersituation (Vergleich Fall 1 und Fall 2) und zum anderen durch die Variation der unterstellten Übertragungskapazitäten ergeben (Vergleich der Fälle 4, 6 und 9 in Tabelle 5.1).

Abbildung 26 stellt den im simulierten Zeitraum notwendigen Umfang an Maßnahmen für das Basisszenario (links) und das Extremszenario (rechts) dar. Deutlich sichtbar ist der verringerte Bedarf an Redispatch in der Extremsituation, der um ca. 46% geringer ausfällt. Da es sich im Extremszenario um ein Schwachwind-Ereignis handelt, fällt der Engpass und auch die damit einhergehende notwendige Abregelung deutlich geringer aus.

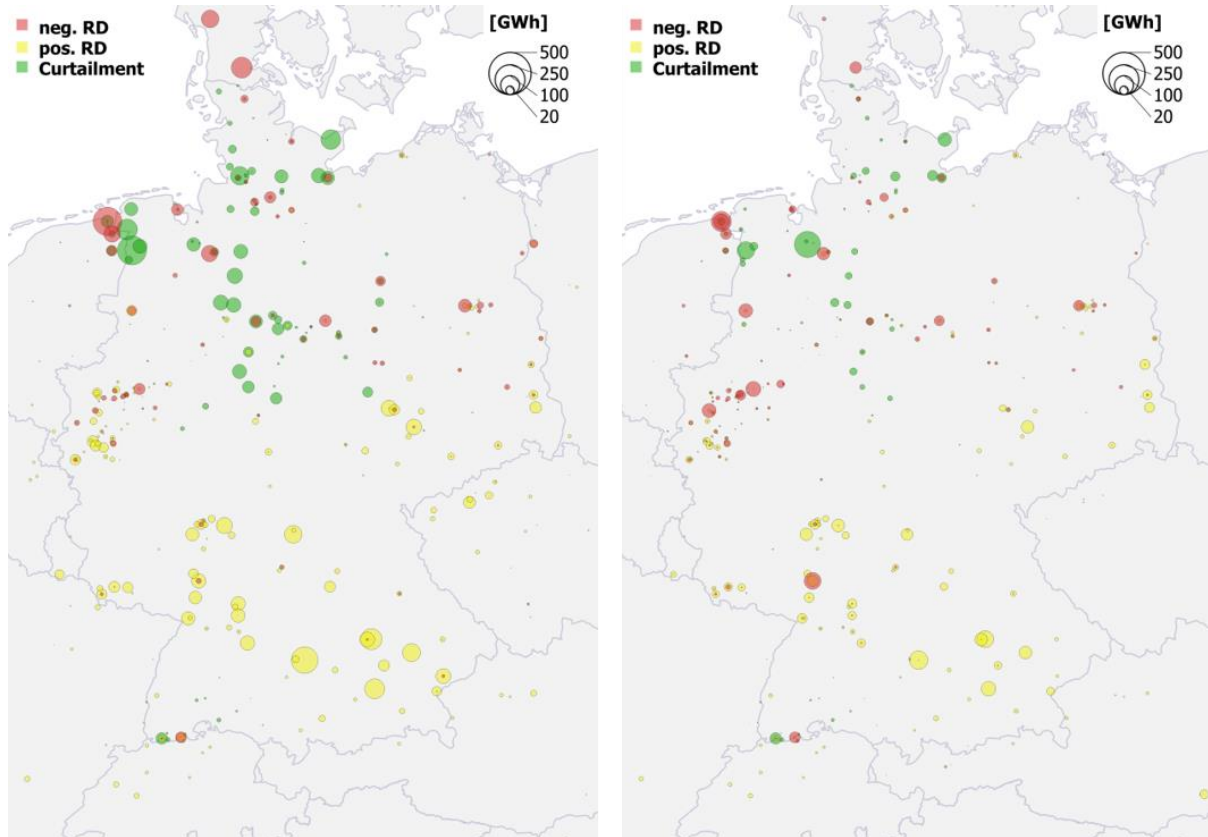


Abbildung 26: Aggregierte Redispatch-Maßnahmen im betrachteten Extremzeitraum für das Basisszenario (links) und das Extremwitterszenario (rechts).

Entsprechend reduziert ist auch der Abruf konventioneller Kraftwerke für den Redispatch und der Einsatz der Netzreserve (-40%), während die geografische Verteilung der Abrufe weitgehend übereinstimmend mit dem Basisszenario ist. Der Anteil EE-Abregelung geht dabei überproportional zurück (-62%). Abbildung 27 stellt den Einsatz pro Kraftwerkstyp für die beiden Szenarios gegenüber, der beschriebene Effekt ist hier noch einmal deutlich sichtbar:

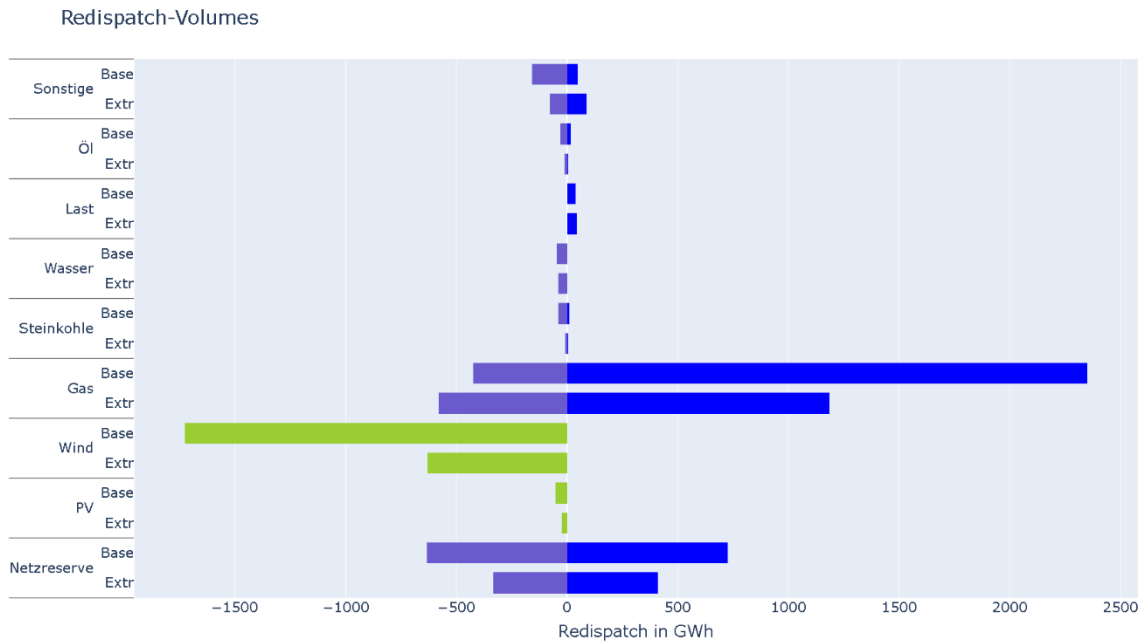


Abbildung 27: Gesamtmengen der Redispatch-Maßnahmen im Extremzeitraum nach Kraftwerkstypen für das Basisszenario ("Base") und das Extremwetzerszenario ("Extr").

Als letzter Schritt wurden die Auswirkungen von erhöhten Übertragungskapazitäten während des Extremereignisses untersucht. Die geografische Verteilung der Redispatch-Maßnahmen, sowie deren Umfang ist in Abbildung 28 dargestellt. Zu sehen ist erneut, dass die regionale Verteilung weitgehend erhalten bleibt, während der Bedarf an Maßnahmen mit der Erhöhung der Übertragungskapazitäten zunimmt (+12% bei 20% höherer Kapazität und +31% bei eineinhalbfacher Kapazität).

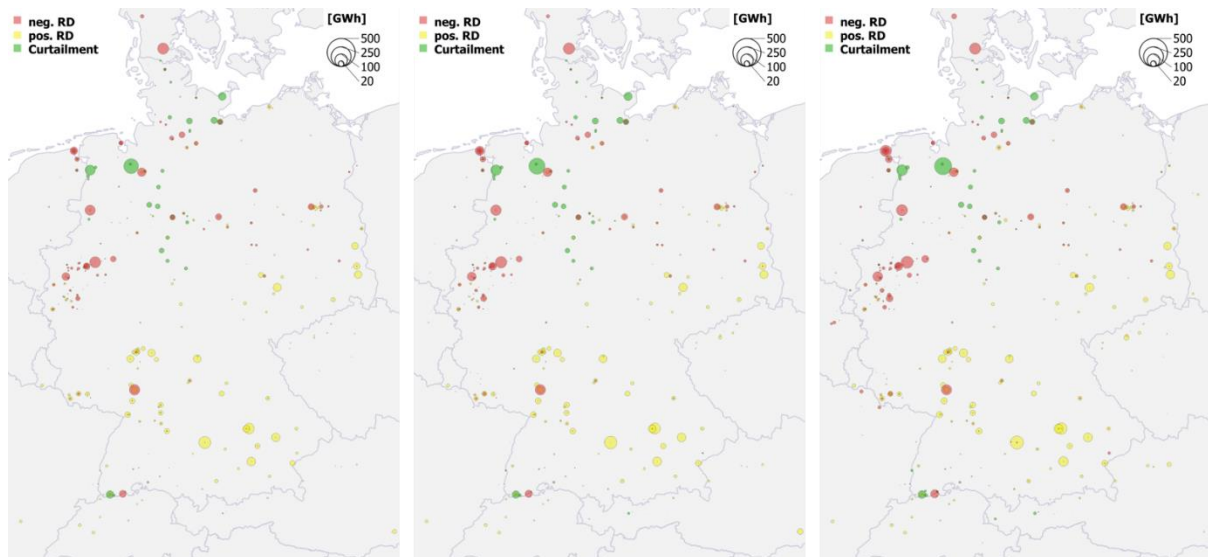


Abbildung 28: Aggregierte Redispatch-Maßnahmen im Extremzeitraum bei Variation der Austauschkapazitäten im Market Clearing. Dargestellt sind die Redispatch-Mengen im Extremwetzerszenario für 100% Austauschkapazität (links), sowie eine Erhöhung auf 120% (Mitte) und auf 150% (rechts) der Kapazitäten.

Die Verteilung der Redispatch-Mengen auf die unterschiedlichen Kraftwerkstypen ist in Abbildung 29 dargestellt. Der Redispatch-Einsatz durch Gaskraftwerke und der Einsatz der Netzreserve steigt, bei Erhöhung der Austauschkapazitäten auf 120% (Fall 6), ungefähr proportional zur Einspeisereduktion von Windkraftanlagen an (beide ca. +10%) für den Fall 9 (150% Austauschkapazität) erhöht sich der Redispatch stärker als die Einspeisereduktion von Windkraftanlagen (Gas +25%, Wind +18%). Insbesondere beim veränderten Einsatz der Netzreserve wird deutlich, dass ein Teil der vom Marktmodell genutzten erhöhten Marktkapazitäten durch Gegengeschäfte aufgehoben wird, um das Übertragungsnetz zu entlasten.

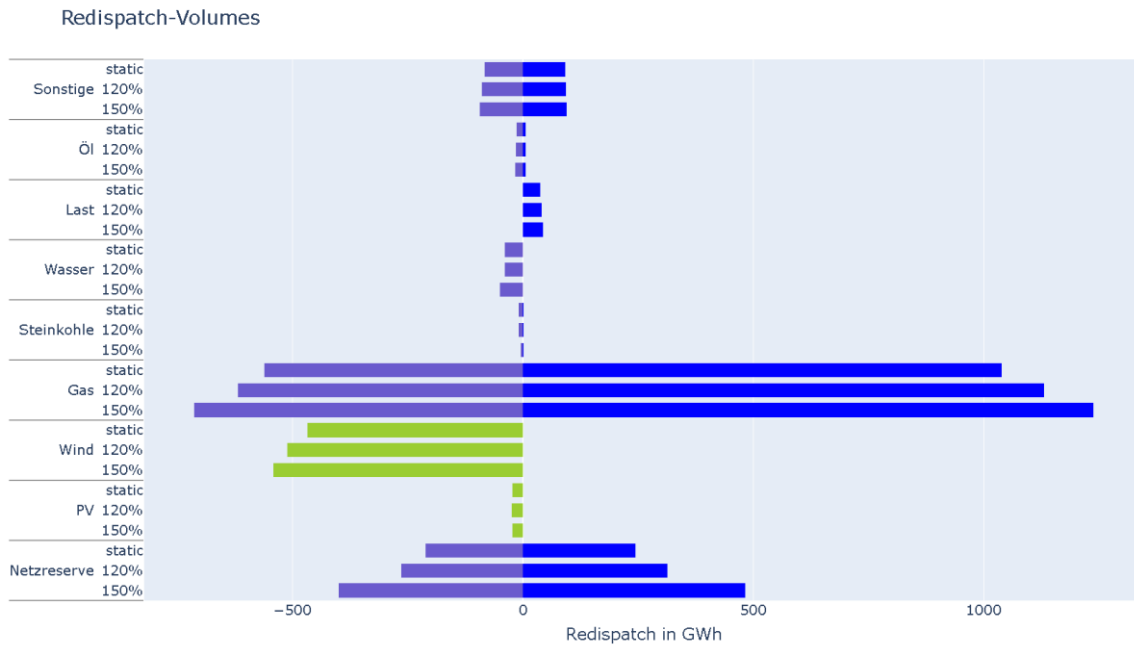


Abbildung 29: Gesamtmengen an Redispatch-Maßnahmen im Extremzeitraum nach Kraftwerkstypen für die Variation der Austauschlimits im Markt Clearing.

6 Schlussfolgerung

6.1 Zusammenfassung der Modellergebnisse

Das Projekt VERMEER bewertet die Auswirkungen von Extremwetterereignissen auf die Versorgungssicherheit des Stromsystems in Deutschland unter Berücksichtigung des Flexibilitätspotenzials des grenzüberschreitenden Stromhandels unter Berücksichtigung wetterabhängiger Übertragungskapazitäten. Hierfür werden mehrere spezialisierte Modelle zur Definition von extremen Wettersituationen, der Berechnung von räumlich und zeitlich hochaufgelösten Zeitreihen für erneuerbare Energieerzeugung, der Simulation des grenzüberschreitenden Handels und der Stromnetzmodellierung weiterentwickelt und gekoppelt.

Die Erweiterung der Wetterdatenbasis in EnDAT hat zu einer erheblichen Erweiterung des zeitlichen und räumlichen Datenumfangs geführt. Dies ermöglicht weitere Untersuchungen auf der Grundlage von ERA5-Daten. Insbesondere das statistische Downscaling der ERA5-Winddaten erweist sich als äußerst wirksam in Gebieten mit bergigem und stark gegliedertem Terrain, während es in weitgehend ebenen Gebieten, wo die Qualität der ERA5-Daten bereits hoch ist, nur geringfügige oder keine Verbesserungen erzielt. Dunkelflauten, Zeiträume mit geringer kombinierter Stromerzeugung aus Wind- und Solarenergie, werden laut zwei Klimaprojektionsrechnungen im Laufe des Jahrhunderts voraussichtlich zunehmen, und zwar um etwa 11% bzw. 19%. Die Residuallast, als Indikator für Unterdeckungs Zustände wie kalte Dunkelflauten, erreichte im Winter 1996/1997 über einen Zeitraum von drei Monaten einen besonders hohen Wert.

Durch eine konsistente Modellierung wetterabhängiger erneuerbarer Stromangebots- und temperaturabhängiger Stromnachfrageprofile (im Kontext der Gesamtstromnachfrage) in Europa, konnten großflächige grenzüberschreitende kritische Residuallastsituationen im Netz identifiziert und analysiert werden. Die Grundlage dafür bildete einerseits die Abbildung der im TYNDP2022 festgelegten Kapazitäten bzw. Energiemengen in HighResO sowie andererseits die Umstellung der Modellierung auf ERA5, die eine Analyse vieler historischer Wetterjahre ermöglichte. Eine verbesserte Parametrisierung des erneuerbaren Anlagenbestandes sowie aktueller Zubauprojekte ermöglichte weiterhin eine möglichst realitätsnahe Identifikation potentieller Engpässe.

Die Marktanalysemöglichkeiten sind durch eine umfassende Parametrierung des Strommarktmodells AMIRIS, einschließlich einer blockscharfen Abbildung konventioneller Kraftwerke, auf Europa erweitert. Dadurch können nun Analysen der deutschen Marktzone mit angrenzenden Nachbarmarktzone durchgeführt werden und dabei der internationale Stromhandel endogen berücksichtigt werden. Extremwetterereignisse wie die untersuchte kalte Dunkelflaute führen zu Engpässen in der deutschen Marktzone, die für das untersuchte Szenario nicht durch konventionelle Erzeugung oder Stromhandel ausgeglichen werden können. Die Handelsflüsse

zu angrenzenden Marktzonen sind während solcher Ereignisse stark verändert. Die Gleichzeitigkeit des Extremwetters in Europa führt dazu, dass eine Erhöhung der Übertragungskapazitäten im betrachteten Untersuchungsraum und mit dem verwendeten TYNDP-Szenario nur begrenzt zur Reduktion der Knappheit beiträgt, und daher ein zusätzlicher Bedarf an gesicherter Kraftwerksleistung besteht.

Netzseitig reduziert die untersuchte Extremsituation die auftretenden Engpässe, da diese stark mit der Erzeugung aus Windkraftanlagen korreliert sind und es sich um ein Schwachwindereignis handelt. Jedoch steigt bei einer erhöhten Übertragungskapazität der notwendige Redispatch-Einsatz an, wobei die Einspeisereduktion der erneuerbaren Energien unterproportional stark betroffen ist. Ergänzend zur marktseitigen Betrachtung der Versorgungssicherheit zeigt die Netzsimulation, dass in allen Szenarien ein geringfügiger Lastabwurf erfolgt, um einen engpassfreien Betrieb zu gewährleisten. Der notwendige Lastabwurf erhöht sich weder dramatisch zwischen dem Basisszenario und der Extremsituation, noch kann er durch die Erhöhung der Übertragungskapazitäten wesentlich reduziert werden. Dies könnte teilweise auf die Allokationsmethodik der (flexiblen) Verbraucher sowie auf Parametrierungsunschärfen zurückzuführen sein und sollte in zukünftigen Studien genauer untersucht werden. Zusammenfassend ergeben die Netzsimulationen keinen zusätzlichen Effekt auf die Versorgungssicherheit durch das untersuchte Extremwetterereignis.

6.2 Ausblick

Mit zunehmendem Einsatz erneuerbarer Energiequellen, wie Wind und Sonne, gewinnen auch Faktoren wie Niederschlag, Fluss- und Wasserspeicherstände an Bedeutung für die Stromerzeugung. Die steigende Stromnachfrage, bedingt durch den wachsenden Bedarf von Elektrofahrzeugen sowie Wärmeanwendungen wie Wärmepumpen und Kühlsystemen, vergrößert die Abhängigkeit von den Wetterbedingungen. Diese Faktoren wirken sich über die in VERMEER betrachteten Analysen auf die Versorgungssicherheit aus. Die Bedeutung von Hydrologie, Klima und Flexibilität in sektorengekoppelten Strommärkten und -netzen für die Versorgungssicherheit in Deutschland ist unter der Berücksichtigung zunehmender Extremwetterereignissen ein wichtiges Untersuchungsgebiet. Neben Erweiterungen der Analysen der Extremwetterereignisse auf die hydrologische Komponente sind die Rückwirkungen auf das Energiesystem zentrale Forschungsfragen. Zukünftige Arbeiten sollen weitere Erkenntnisse über die Rolle international vernetzter Strommärkte bei der Sicherstellung der Versorgungssicherheit in Deutschland liefern und dabei Veränderungen in Erzeugung und Nachfrage sowie hydrologischer Effekte nicht vernachlässigen. Die Verfügbarkeit von (flexiblen) Wasserkraftwerken, wasser-gekühlten thermischen Kraftwerken und (temperaturabhängigen) verschiebbaren Lasten sollte genauer untersucht werden, um ihren Einfluss auf die Versorgungssicherheit im Strommarkt und -netz besser zu verstehen und somit Hinweise auf die notwendige Ausrichtung des Gesamtsystems im Rahmen der Energiewende zu ermöglichen.

Literaturverzeichnis

- [1] Schimeczek C, Nienhaus K, Frey U, Sperber E, Sarfarazi S, Nitsch F et al. AMIRIS: Agent-based Market model for the Investigation of Renewable and Integrated energy Systems. JOSS 2023;8(84):5041.
- [2] Scholz Y. Renewable energy based electricity supply at low costs: development of the REMix model and application for Europe. <http://dx.doi.org/10.18419/opus-2015>; 2012.
- [3] Schimeczek C, Deissenroth-Uhrig M, Frey U, Fuchs B, Ghazi AAE, Wetzel M et al. FAME-Core: An open Framework for distributed Agent-based Modelling of Energy systems. JOSS 2023;8(84):5087.
- [4] Nitsch F, Schimeczek C, Frey U, Fuchs B. FAME-Io: Configuration tools for complex agent-based simulations. JOSS 2023;8(84):4958.
- [5] Fuchs B, Vesper J, Nitsch F, Wulff N. ioProc -- a light-weight workflow manager in Python: Zenodo; 2020.
- [6] ENTSO-E. Capacity Calculation Regions Map: <https://www.entsoe.eu/bites/ccr-map/>; Available from: <https://www.entsoe.eu/bites/ccr-map/>.
- [7] ENTSO-E, ENTSO-G. TYNDP 2022 Scenario Report; 2022.
- [8] OpenStreetMap contributors. OpenStreetMap: <https://www.openstreetmap.org/>.
- [9] Frauke Wiese, Ingmar Schlecht, Wolf-Dieter Bunke, Clemens Gerbaulet, Lion Hirth, Martin Jahn et al. Open Power System Data \textendash Frictionless data for electricity system modelling. Applied Energy 2019;236:401–9.
- [10] Global Energy Monitor. Global Energy Monitor: <https://globalenergymonitor.org>; Available from: <https://globalenergymonitor.org>.
- [11] Bundesnetzagentur. Marktstammdatenregister: Register für den deutschen Strom- und Gasmarkt; Available from: <https://www.marktstammdatenregister.de/MaStR>.
- [12] Platts. World Electric Power Plants Database; 2015.

- [13] Slednev V, Bertsch V, Ruppert M, Fichtner W. Highly resolved optimal renewable allocation planning in power systems under consideration of dynamic grid topology. *Computers & Operations Research* 2018;96:281–93.
- [14] Slednev V, Ruppert M, Bertsch V, Fichtner W, Meyer-Hübner N, Suriyah M et al. Regionalizing Input Data for Generation and Transmission Expansion Planning Models. In: Bertsch V, Fichtner W, Heuveline V, Leibfried T, editors. *Advances in Energy System Optimization: Proceedings of the first International Symposium on Energy System Optimization*. Cham: Springer International Publishing; 2017, p. 205–217.
- [15] Hotmaps Project. Hotmaps Toolbox: The Hotmaps project developed a toolbox that supports local, regional and national heating and cooling planning processes; Available from: <https://www.hotmaps-project.eu>.
- [16] eXtremOS Project. eXtremOS: Wert von Flexibilität im europäischen Strommarkt; Available from: www.extremos.ffe.de.
- [17] Internationalen Elektrotechnischen Kommission. Technische Anforderungen an die Konstruktion von Windenergieanlagen(IEC 61400).
- [18] Kai von Krbek, Scholz Y. Improving the representation of variable renewable energy in energy system models: a comparison of resource classes and increased spatial resolution: Manuscript in Preparation; 2023.
- [19] The Wind Power. The Wind Power Database - <https://www.thewindpower.net>; Available from: <https://www.thewindpower.net>.
- [20] Danish Energy Agency. Technology data - energy plants for electricity and district heating generation: Technical Report; 2016.
- [21] F. Holmgren W, W. Hansen C, A. Mikofski M. pvlib python: a python package for modeling solar energy systems. *JOSS* 2018;3(29):884.
- [22] Pierre Ineichen, et al. Dynamic global-to-direct irradiance conversion models. *ASHRAE Transactions* 1992(98 (1)):354–69.
- [23] Hu W, Scholz Y, Yeligeti M, Bremen L von, Schroedter-Homscheidt M. Statistical downscaling of wind speed time series data based on topographic variables; 2021.

- [24] Hu W, Scholz Y, Yeligeti M, Bremen L von, Deng Y. Downscaling ERA5 wind speed data: a machine learning approach considering topographic influences. *Environ. Res. Lett.* 2023.
- [25] Jourdier B. Evaluation of ERA5, MERRA-2, COSMO-REA6, NEWA and AROME to simulate wind power production over France. *Adv. Sci. Res.* 2020;17:63–77.
- [26] Ohlendorf N, Schill W-P. Frequency and duration of low-wind-power events in Germany. *Environ. Res. Lett.* 2020;15(8):84045.
- [27] Jacob D, Teichmann C, Sobolowski S, Katragkou E, Anders I, Belda M et al. Regional climate downscaling over Europe: perspectives from the EURO-CORDEX community. *Reg Environ Change* 2020;20(2).
- [28] Scholz Y, Stegen R. Climate change impact on wind and PV power generation characteristics in Europe; 2022.
- [29] Finck R. Impact of Flow Based Market Coupling on the European Electricity Markets. *NachhaltigkeitsManagementForum* 2021;29(2):173–86.
- [30] Finck R, Ardone A, Fichtner W. Impact of Flow-Based Market Coupling on Generator Dispatch in CEE Region. In: 2018 15th International Conference on the European Energy Market (EEM): IEEE; 2018, p. 1–5.
- [31] Ruppert M, Slednev V, Finck R, Ardone A, Fichtner W. Utilising Distributed Flexibilities in the European Transmission Grid. In: Bertsch V, Ardone A, Suriyah M, Fichtner W, Leibfried T, Heuveline V, editors. *Advances in Energy System Optimization*. Cham: Springer International Publishing; 2020, p. 81–101.
- [32] IEEE. IEEE Standard for Calculating the Current-Temperature Relationship of Bare Overhead Conductors. Piscataway, NJ, USA: IEEE. doi:10.1109/IEE-ESTD.2013.6692858.
- [33] Oeding D, Oswald BR. *Elektrische Kraftwerke und Netze*: Springer; 2011.
- [34] Frey UJ, Klein M, Nienhaus K, Schimeczek C. Self-Reinforcing Electricity Price Dynamics under the Variable Market Premium Scheme. *Energies* 2020;13(20).
- [35] Nitsch F, Deissenroth-Uhrig M, Schimeczek C, Bertsch V. Economic evaluation of battery storage systems bidding on day-ahead and automatic frequency restoration reserves markets. *Applied Energy* 2021;298:117267.

- [36] EPEX SPOT, GME, HenEx, Nasdaq, Nord Pool, OMIE et al. PCR Project: Main features; 2016.
- [37] NEMO Committee. EUPHEMIA Public Description: Single Price Coupling Algorithm; 2020; Available from: <https://www.nordpoolgroup.com/globalassets/download-center/single-day-ahead-coupling/euphemia-public-description.pdf>.
- [38] Nitsch F, Schimeczek C, Wehrle S. Back-testing the agent-based model AMIRIS for the Austrian day-ahead electricity market. Working paper; 2021.
doi:10.5281/zenodo.5726737.