

Integrierte Ausbauplanung durch Kopplung zweier Energiesystemoptimierungsmodelle

Theresa Groß¹⁽¹⁾, Jochen Linßen⁽¹⁾, Detlef Stolten^(1,2)

(1) Institute of Energy and Climate Research, Techno-Economic Systems Analysis (IEK-3), Forschungszentrum Jülich GmbH, Wilhelm-Johnen-Str., 52428 Jülich, Germany, (2) Chair of Fuel Cells, RWTH Aachen University, c/o Institute of Energy and Climate Research, Techno-Economic Systems Analysis (IEK-3) Forschungszentrum Jülich GmbH, Wilhelm-Johnen-Str., 52428 Jülich, Germany

Kurzfassung:

Um die systemanalytische Bewertung der Auslegung eines Energiesystems für Deutschland mit hohem Anteil erneuerbarer Energieeinspeisung zu ermöglichen, werden zeitlich und räumlich hoch aufgelöste Modelle benötigt, die darüber hinaus die verschiedenen Sektoren des Energiesystem detailliert abbilden. Die Berücksichtigung all dieser Aspekte bei einer kostenoptimalen Auslegung des Transformationspfads führt zu einem komplexen Modell, dessen Lösbarkeit nicht mehr mit einer akzeptablen Rechenzeit gewährleistet werden kann. Die Kopplung zweier Energiesystemoptimierungsmodelle mit unterschiedlichen räumlichen und sektoralen Auflösungen erlaubt die Nutzung der Vorteile beider Modelle, wodurch die Optimierungsergebnisse auf zeitlicher, sektoraler und räumlicher Ebene analysiert werden können. In diesem Fall wird das sektorale hoch aufgelöste Optimierungsmodell FINE-NESTOR mit dem räumlich hoch aufgelösten Optimierungsmodell FINE.Infrastructure gekoppelt. Dadurch kann die Plausibilität der Ergebnisse eines räumlich nicht aufgelösten Modells geprüft und die kostenoptimale Verteilung und der Betrieb von Erzeugungs- und Speichertechnologien sowie Transportinfrastrukturen untersucht werden.

Keywords: Modellkopplung, Optimierung, Infrastrukturausbau, Energiesystemdesign

1 Motivation und zentrale Fragestellungen

Die systemanalytische Bewertung der Auslegung von Energiesystemen mit hohem Anteil erneuerbarer Energieeinspeisung ist nur durch die Anwendung von zeitlich und räumlich hoch aufgelösten Modellen möglich. Modellierer verwenden bei ihren Analysen häufig die Methoden softer Modellkopplungen, bei denen verschiedene Modelle sequenziell angewandt werden, um Inputparameter für andere Modelle bereitzustellen und so die benötigten Auflösungen für Zeit und Raum zu erhalten [1-4]. In dieser Studie wird eine softe Modellkopplung vorgestellt, welches ein Einknoten-Energiesystemmodell ohne räumliche Auflösung mit einem Mehrknoten-Energiesystemmodell mit hoher räumlicher Auflösung koppelt. Dadurch lassen sich unter anderem folgende Fragenstellungen adressieren, deren Beantwortung mit einem Modell ohne räumliche Auslösung nicht erfolgen kann:

- Wie sieht die kostenoptimale räumliche Verteilung der Energieerzeugungsanlagen aus?
- Welche Infrastrukturausbaumaßnahmen sind hierfür notwendig?

¹ Jungautor

2 Methodische Vorgehensweise: Modellkopplung

Das nationale Energiesystemmodell für Deutschland FINE-NESTOR ohne räumliche Auflösung wird mit dem räumlich aufgelösten Modell FINE.Infrastructure gekoppelt, wodurch Aussagen zur räumlichen Verteilung der installierten Leistungen sowie zur Auslegung der Übertragungsinfrastrukturen getroffen werden können. Ein Anwendungsbeispiel für die hier beschriebene Modellkopplung findet sich in Cerniauskas et al. [5]. Die Implementierung der Modelle basiert auf dem open-source verfügbaren Python-Package FINE (Framework for Integrated Energy Systems Assessment) [6]. In beiden Modellen ist die Zielfunktion die Minimierung der jährlichen Gesamtkosten des Systems.

2.1 Energiesystemmodell FINE-NESTOR

Das Energiesystemmodell FINE-NESTOR bildet die Energieversorgung Deutschlands über einen Zeitraum bis zum Jahr 2050 mit mehr als 1.000 möglichen Pfaden ab, um die technooökonomisch optimierte Transformation des Energiesystems zu berechnen [7, 8]. Ergebnis ist der aus volkswirtschaftlicher Sicht kostenoptimale Transformationspfad des gesamten Energiesystems, welches vom Primärenergieaufkommen, über den Umwandlungssektor bis zu den Endverbrauchssektoren abgebildet wird. Der betrachtete Zeitraum bis zum Jahr 2050 wird in mehrere Stützjahre unterteilt und schrittweise optimiert, um die Transformation analysieren zu können (siehe Abbildung 1). Dabei wird der Lösungsraum von den politischen Zielvorgaben – zum Beispiel Treibhausgasreduktionsziele – und den technooökonomischen Rahmenbedingungen – zum Beispiel Kosten und Potenziale – vorgegeben.

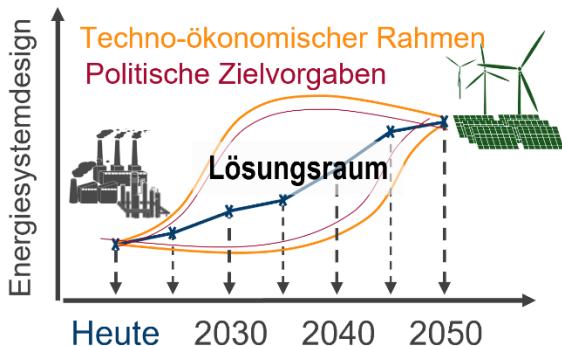


Abbildung 1: Schema Energiesystemmodell FINE-NESTOR (angelehnt an [5, 7]).

Das Energiesystemmodell FINE-NESTOR bietet eine hohe zeitliche Auflösung in stündlicher Form sowie eine hohe sektorale Abdeckung für kostenoptimierte Transformationspfade des Energiesystems Deutschland [5, 7, 8]. Um diesen Detailgrad zu erreichen, muss die räumliche Auflösung begrenzt werden, sodass sich Aussagen zur Entwicklung der Nachfragen und der kostenoptimalen Technologiepfade aber nicht zur räumlichen Verteilung von Nachfrage und Erzeugung treffen lassen.

2.2 Energiesystemmodell FINE.Infrastructure

Das Energiesystemmodell FINE.Infrastructure optimiert die räumliche Verteilung der Energieerzeugung und -speicherung sowie deren Betrieb auf stündlicher Basis für jede Region. Dabei können die Sektoren Strom, Erdgas, Wasserstoff und Wärme modelliert werden

(siehe Abbildung 2). Die räumliche Auflösung des Systems basiert dabei auf dem Höchstspannungsnetz des Stromnetzes, wodurch verbraucher- und erzeugerstarke Regionen detaillierter abgebildet werden. Als Grundlage wird hierfür das Stromnetz mit den bestätigten Ausbaumaßnahmen des Netzentwicklungsplan 2030 (Version 2019) [9] angenommen. Die maximale räumliche Auflösung ergibt sich aus den Voronoi-Regionen um die Höchstspannungsknoten innerhalb Deutschlands. Diese können beliebig zu größeren Regionen aggregiert werden, um die Komplexität des Modells und damit die Rechenzeit der Optimierung zu reduzieren. Das Modell optimiert jeweils ein Jahr mit stündlicher Auflösung.

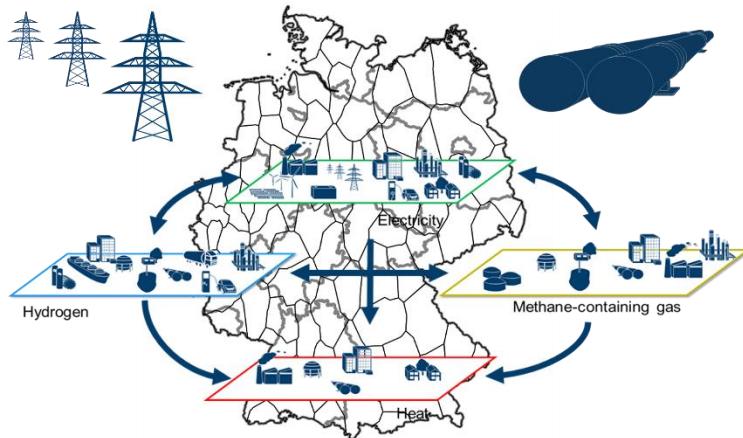


Abbildung 1: Schema Energiesystemmodell FINE.Infrastructure.

Die Nachfragen der Endverbrauchssektoren müssen exogen für jede betrachtete Region und jeden Zeitschritt vorgegeben werden. Abgebildet werden Technologien des Umwandlungssektors zur Deckung der Nachfragen, Speichertechnologien sowie Transporttechnologien zum Austausch der Energieträger zwischen den einzelnen Regionen. Für den Transport der Energieträger über die Regionsgrenzen hinweg werden die leitungsgebundenen Infrastrukturen für Strom und Gas berücksichtigt (basierend auf [9, 10]. Strom, Erdgas und Wasserstoff können darüber hinaus über vorgegebene Importrouten in den Grenzregionen importiert werden.

Anhand der räumlich aufgelösten Ergebnisse lassen sich Aussagen zur kostenoptimalen Platzierung der Energieerzeugungsanlagen sowie zu notwendigen Ausbaumaßnahmen der Netzinfrastrukturen treffen.

2.3 Kopplung zweier Optimierungsmodelle

Aus der Beschreibung der beiden Energiesystemmodelle FINE-NESTOR und FINE.Infrastructure zeigen sich die Stärken und Schwächen der beiden Modelle: Während FINE-NESTOR eine hohe sektorale Auflösung sowie die Option zur Optimierung eines langen Zeitraums ermöglicht, ist dagegen die räumliche Auflösung nicht vorhanden. FINE.Infrastructure kann die räumlichen Gegebenheiten sowie Energietransporte detaillierter abbilden, aufgrund der steigenden Modellkomplexität muss die sektorale Abbildung sowie der Zeithorizont allerdings eingeschränkt werden. Eine Kopplung erlaubt den Nutzen der Vorteile beider Modelle und erweitert somit die Aussagekraft der Berechnungen.

Die hier angewandte Modellkopplung basiert auf zwei Schnittstellen:

1. Nachfrageseite (Nachfragen der einzelnen Endverbrauchssektoren)
2. Erzeugerseite (Installierte Leistungen zur Bereitstellung der nachgefragten Endenergien)

Darüber hinaus werden die techno-ökonomischen Annahmen der Modelle angeglichen.

2.3.1 Regionalisierung der Nachfrageseite

Die aus FINE-NESTOR resultierenden Nachfrageprofile der einzelnen Stützjahre für die Endenergien Strom, Erdgas und Wasserstoff werden abhängig vom Verbrauchssektor regionalisiert und dem räumlich aufgelösten Modell FINE.Infrastructure als exogene Nachfragen übergeben. Die berücksichtigten Verbrauchssektoren umfassen dabei den Gebäude-, Industrie und Verkehrssektor.

In einem ersten Schritt werden die Nachfrageprofile für jeden Verbrauchssektor auf Landkreisebene verteilt. Die hierzu verwendeten Verteilschlüssel werden weitestgehend an die Ergebnisse und Verteilschlüssel des Projekts DemandRegio [11] sowie an die Studie von Cerniauskas et al. [12] angelehnt. In einem zweiten Schritt werden diese flächenmäßig der gewünschten räumlichen Auflösung des Modells FINE.Infrastructure zugeordnet. Aufgrund der unterschiedlichen Verteilschlüssel für die einzelnen Sektoren weist damit jede Region ein individuelles Nachfrageprofil für die einzelnen Energieträger auf.

2.3.2 Regionalisierung der Erzeugerseite

Für die Erzeugerseite werden die resultierenden installierten Leistungen ausgewählter Technologien, darunter die installierten Leistungen für Wind- und Solarenergie sowie für die Wasserstoffbereitstellung und Rückverstromung, als Ausbauziele in FINE.Infrastructure übernommen. Dadurch wird gewährleistet, dass beide Modelle ähnliche Energiesysteme aufbauen und die Ergebnisse somit vergleichbar sind.

Dabei werden dem Modell FINE.Infrastructure weitere Randbedingungen hinzugefügt, welche den Gesamtausbau einzelner Technologien über alle Regionen hinweg einschränken. Das heißt, die Summe der installierten Leistungen einer Technologie in allen Regionen muss dem vorgegebenen Ausbauziel entsprechen.

Die räumliche Verteilung der installierten Leistungen sowie deren Betrieb ist dagegen Teil des Optimierungsergebnisses. Einschränkungen ergeben sich nur durch die angenommenen theoretischen maximalen Potenziale der Technologien in den einzelnen Regionen.

3 Anwendungsbeispiel

Die hier vorgestellten Ergebnisse basieren auf dem Referenzszenario der wissenschaftlichen Begleitstudie der Wasserstoff Roadmap Nordrhein-Westfalen [5], wobei der Fokus auf die räumlich aufgelösten Ergebnisse gelegt wird.

Die Kopplung der Modelle erfolgt für die Energieträger Strom, Wasserstoff und Erdgas für das Jahr 2050. Die Wärmenachfrage wird in diesem Fall nicht explizit berücksichtigt, sondern nur indirekt über den Bedarf nach Strom und Erdgas der entsprechenden Wärmeerzeugungstechnologien wie Wärmepumpen und Heizkessel abgebildet.

Die Auslegung der räumlich aufgelösten Ergebnisse wird mit 80 Regionen durchgeführt, um so eine ausreichend hohe Auflösung für die Analyse der leitungsgebundenen Infrastrukturen zu erhalten. Um die Modellgröße zu reduzieren, wird das abgebildete Jahr 2050 anhand von 48 Typtagen abgebildet. Die dafür notwendige Aggregation der modellierten Zeitreihen wird mit dem open-source verfügbaren Python-Package tsam durchgeführt [13]. Die Abbildung von Langzeitspeichern erfolgt über die von Kotzur et al. [14] entwickelte Speicherformulierung.

Während FINE-NESTOR für das Zieljahr 2050 eine Treibhausgasreduktion um 95% annimmt, wird in FINE.Infrastructure angenommen, dass keine weiteren CO₂-Emissionen erlaubt sind. Diese Entscheidung liegt darin begründet, dass in FINE.Infrastructure nur ein Teil des Energiesystems aus FINE-NESTOR abgebildet wird. Die verbleibenden Emissionen sind dabei maßgeblich prozessbedingte Emissionen des Industriesektors. Diese werden bei der räumlich aufgelösten Optimierung nicht berücksichtigt und führen zu der angenommenen CO₂-Freiheit des Energiesystems mit räumlicher Auflösung.

3.1 Abgleich der Ergebnisse durch die Modellkopplung

Durch die Übergabe der Endenergienachfragen und den Ausbaugrenzen für die installierten Gesamtleistungen wird gewährleistet, dass das resultierende Energiesystemdesign aus beiden Optimierungsmodellen vergleichbar ist. Darüber hinaus wird geprüft, ob die Ergebnisse des Einknoten-Energiesystemmodells unter Berücksichtigung von Netzinfrastrukturen und räumlichen Gegebenheiten plausibel sind oder ob diese zur Unlösbarkeit des Modells führen. Abbildung 3 stellt das Ergebnis der insgesamt installierten Leistungen zur Stromerzeugung und Wasserstoffbereitstellung aufgeteilt nach Technologien im Vergleich dar.

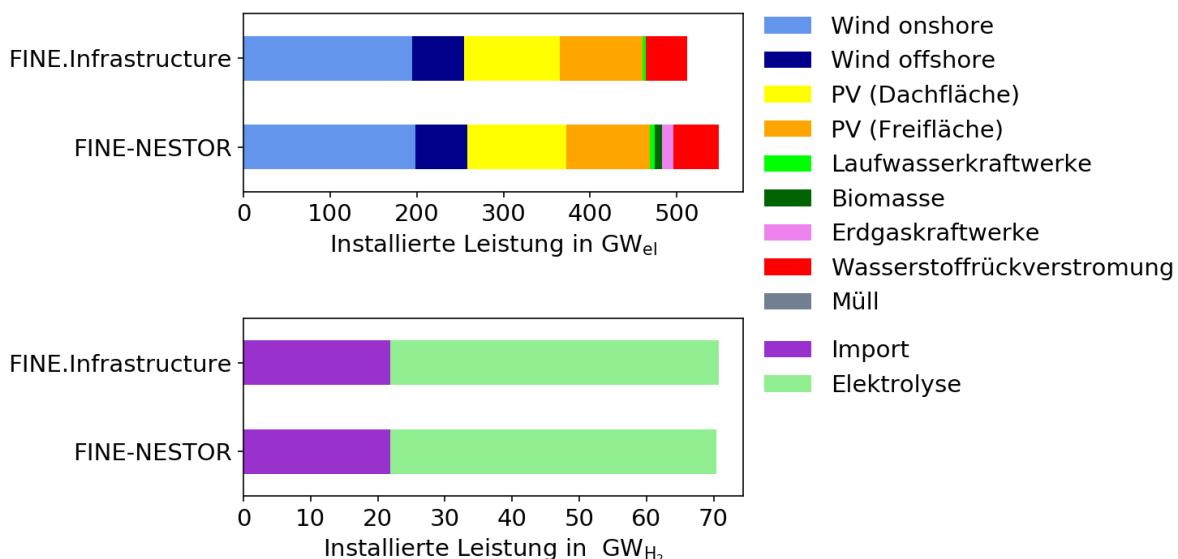


Abbildung 3: Installierte Leistungen zur Stromerzeugung und Wasserstoffbereitstellung für das Jahr 2050.

Es zeigt sich, dass das räumlich aufgelöste Modell FINE.Infrastructure ein ähnliches System aufbaut wie FINE-NESTOR. Unterschiede ergeben sich bei den Stromerzeugungsanlagen durch die installierten Erdgaskraftwerke, welche in FINE.Infrastructure durch die Vorgabe einer 100%igen Treibhausgasreduktion im Stromsektor für das Jahr 2050 nicht Teil des kostenoptimalen Ergebnisses sind. In FINE-NESTOR dagegen sind installierte Leistungen an

Erdgaskraftwerken vorhanden, die nur noch sehr gering ausgelastet werden und damit untergeordnet zur Stromerzeugung beitragen. Weitere Unterschiede sind in der Nutzung von Biomasse zu sehen. Hierbei handelt es sich maßgeblich um die Installation von Kraftwärmekopplungsanlagen auf Basis von Biomasse in FINE-NESTOR. Aufgrund der reduzierten Abbildung der Wärmenachfrage und der höheren Investitionskosten im Vergleich zu anderen Technologien werden diese im räumlich aufgelösten Modell ebenfalls nicht gezogen.

3.2 Räumlich aufgelöste Ergebnisse

Die kostenoptimale Verteilung der Stromerzeugungskapazitäten und die Strombereitstellung für das Jahr 2050 sind in Abbildung 4 dargestellt. Die räumliche Verteilung und der Betrieb der Anlagen sind Teil des Optimierungsergebnisses des Modells FINE.Infrastructure. Aufgrund der Wetterverhältnisse werden Windkraftanlagen maßgeblich im Norden des Landes installiert, da dort die Erzeugungsraten und damit die Vollaststunden der Windturbinen höher ausfallen. Die Anbindung von Offshorewindparks erfolgt bis nach Nordrhein-Westfalen, um die hohen Nachfragen nach Strom und Wasserstoff des bevölkerungsreichsten Bundeslands decken zu können. In den Regionen Süddeutschlands werden dagegen hauptsächlich Photovoltaikanlagen installiert. Rückverstromungsanlagen sorgen für Flexibilität der Stromversorgung in den Bedarfszentren (zum Beispiel in Berlin) und ersetzen konventionelle Kraftwerksparks in Sachsen-Anhalt, Nordrhein-Westfalen und Baden-Württemberg. Den größten Anteil an der Stromerzeugung haben Onshore-Windkraftanlagen.

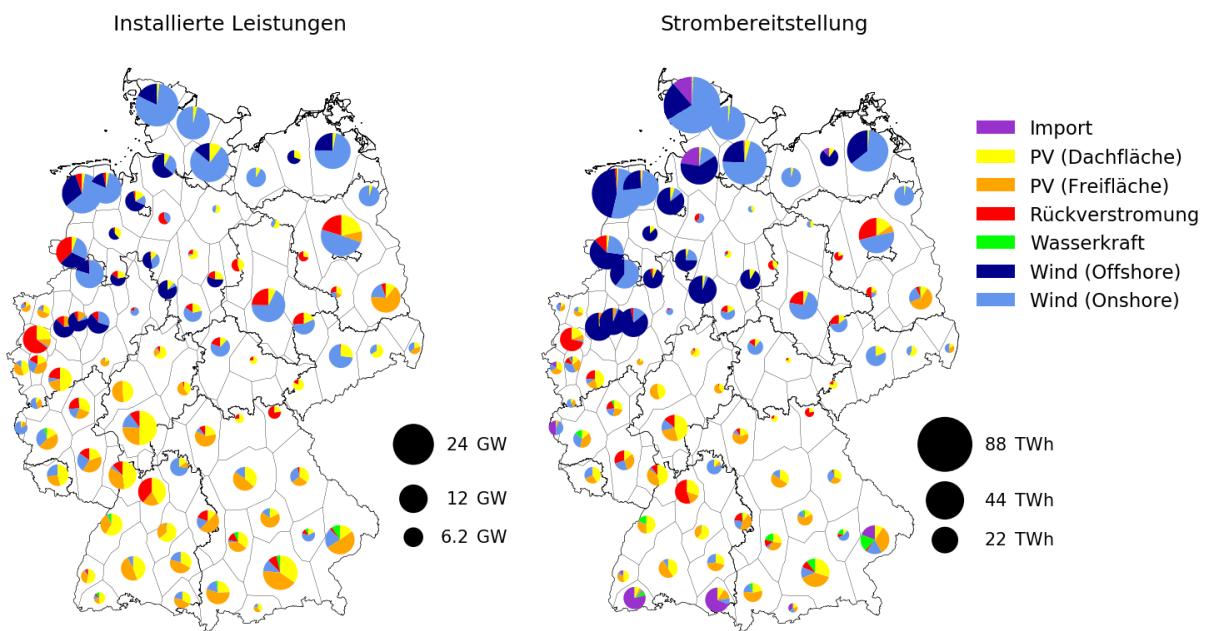


Abbildung 4: Kostenoptimale Verteilung der Stromerzeugungskapazitäten und Strombereitstellung für das Jahr 2050.

Abbildung 5 zeigt die optimierte Verteilung der Wasserstoffbereitstellung in Kombination mit der benötigten Infrastruktur zum Transport des Wasserstoffs zu den jeweiligen Bedarfszentren. Die Kostenoptimierung zeigt, dass die resultierende Elektrolyseleistung aus FINE-NESTOR in den nördlichen Regionen Deutschlands platziert wird, da dort aufgrund von

hohen Windenergiopotenzialen der für die Elektrolyse benötigte Überschussstrom produziert wird und aufgrund der Salzkavernenstandorte auch kostengünstige Speicheroptionen für den bereitgestellten Wasserstoff existieren. Wasserstoffpipelines dienen zum Transport des im Norden bereitgestellten Wasserstoffs zu den Bedarfszentren im Süden, wo Wasserstoff direkt oder für die Rückverstromung nachgefragt wird (vergleiche Abbildung 4). Darüber hinaus wird ein großer Teil des Wasserstoffs in die Regionen mit Salzkavernen transportiert, um diesen dort für einen späteren Zeitpunkt einzulagern.

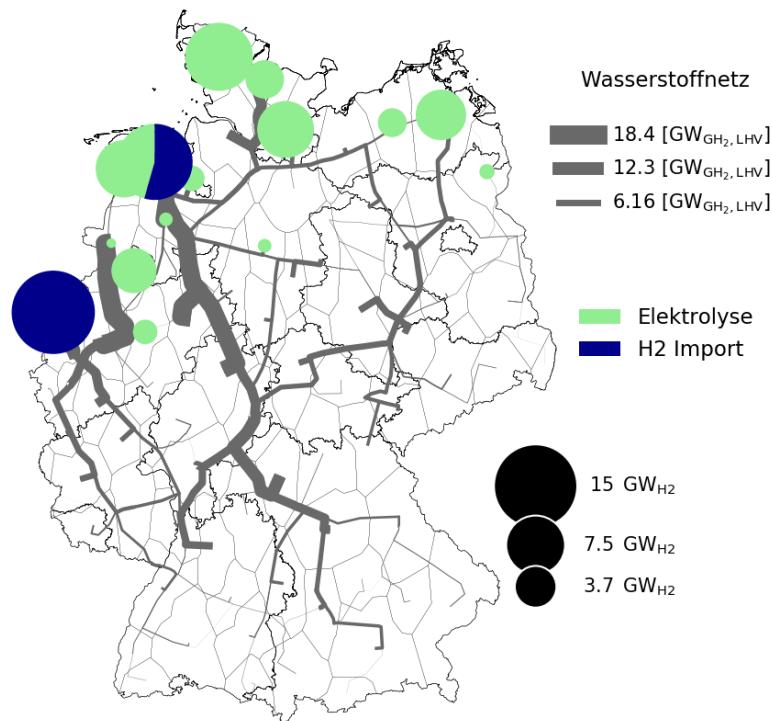


Abbildung 5: Verteilung der kostenoptimalen Wasserstoffbereitstellung durch Import und Elektrolyse für das Jahr 2050 sowie die benötigte Wasserstoffpipelineinfrastruktur.

Des Weiteren können über die Ergebnisse des Modells die Auslastung und damit verbundene mögliche Engpässe in den leitungsgebundenen Infrastrukturen ausgewertet werden. In diesem Beispiel ist ein über den Netzentwicklungsplan hinaus gehender Ausbau des Stromnetzes nicht berücksichtigt. Das Stromnetz wird auf Basis der bestätigten Maßnahmen des Netzentwicklungsplan 2030 (Version 2019) [9] abgebildet. Um das (n-1)-Kriterium zu approximieren, werden die Leitungen des Wechselstromnetzes nur mit Übertragungsleistungen von jeweils 70% der nominalen Übertragungsleistung modelliert [15]. Abbildung 6 stellt die zeitliche Auslastung des Höchstspannungsstromnetzes über den Grenzwert von 80% der im Modell installierten Übertragungsleistung dar. Beim Gleichspannungsnetz sind insbesondere die Verbindungen von Norddeutschland mit den südlichsten Regionen Deutschlands stark ausgelastet. In 60 bis 80% der Stunden des Jahres übersteigen die transportierten Strommengen für diese Verbindungen 80% ihrer Übertragungsleistung. Das Wechselstromnetz weist in den nordwestlichen Regionen Deutschlands eine höhere Auslastung auf. In diesen Regionen wird vermehrt Strom aus Windkraftanlagen eingespeist, welcher über das Stromnetz zu den Bedarfszentren transportiert werden muss (vergleiche Abbildung 4).

Insgesamt kann hieraus gefolgt werden, dass die Ergebnisse des Modells FINE-NESTOR auch unter Berücksichtigung der räumlichen Gegebenheiten valide sind. Zudem können die Ergebnisse um Aussagen zur räumlichen Verteilung der installierten Leistungen und der Auslastung und Aufbau von Transportinfrastrukturen ergänzt werden. Da diese Aspekte ebenfalls Teil eines Optimierungsergebnisses sind, handelt es sich hierbei um eine integrierte Ausbauplanung.

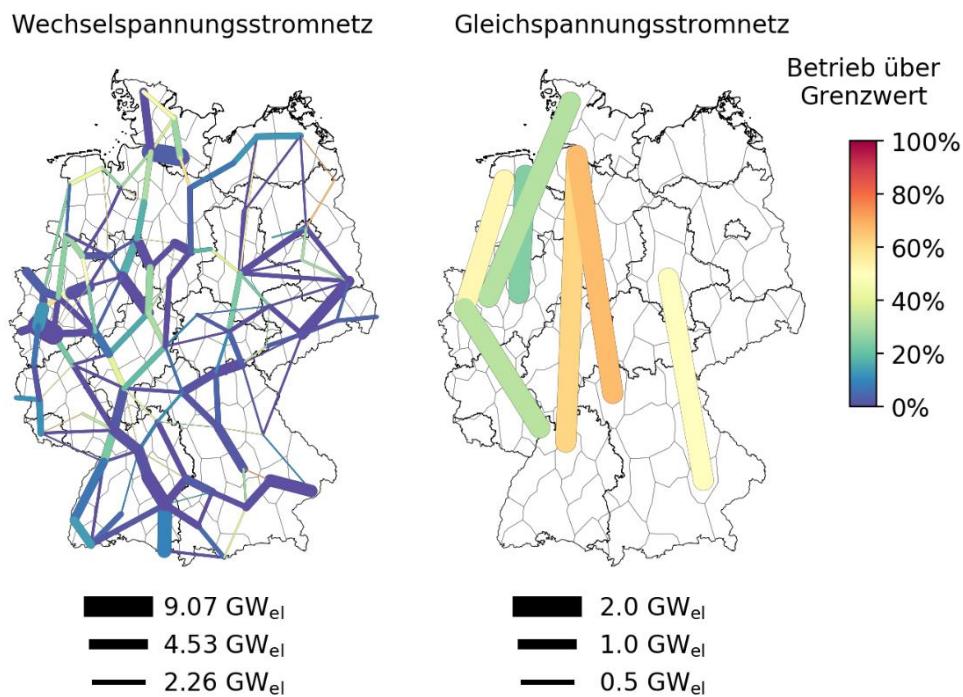


Abbildung 6: Zeitliche Auslastung des Höchstspannungsstromnetzes über den Grenzwert von 80% der jeweiligen Übertragungsleistung.

4 Schlussfolgerungen

Durch die Kopplung zweier Energiesystemoptimierungsmodelle mit unterschiedlichen räumlichen Auflösungen werden detaillierte Analysen bezüglich

- der Plausibilität der Ergebnisse als auch
- der kostenoptimalen räumlichen Platzierung und des Betriebs der berücksichtigten Technologien sowie
- des Transports der Energieträger zwischen den einzelnen Regionen

möglich.

Anhand dieser Modellkopplung können so die kostenoptimalen Transformationspfade des Energiesystems Deutschland nicht nur auf einer räumlich aggregierten, sondern auch auf einer räumlich aufgelösten Ebene analysiert werden.

Literatur

- [1] Hladik, D., et al., *Insights on Germany's Future Congestion Management from a Multi-Model Approach*. Energies, 2020. **13**(16). <https://doi.org/10.3390/en13164176>
- [2] Prognos, Öko-Institut, and Wuppertal-Institut, *Klimaneutrales Deutschland. Studie im Auftrag von Agora Energiewende, Agora Verkehrswende und Stiftung Klimaneutralität*. 2020
- [3] Elsland, R., et al., *Netzentwicklungsplan Strom: Entwicklung der regionalen Stromnachfrage und Lastprofile*. 2016: <https://www.netzentwicklungsplan.de/de/entwicklung-der-regionalen-stromnachfrage-und-lastprofile-zum-netzentwicklungsplan-strom-zu-0>.
- [4] Bundesnetzagentur, *Bedarfsermittlung 2019-2030 - Bestätigung Netzentwicklungsplan Strom*. 2019
- [5] Cerniauskas, S., et al., *Wissenschaftliche Begleitstudie der Wasserstoff Roadmap Nordrhein-Westfalen*. Energie & Umwelt, ed. F.J. GmbH. Vol. 535. 2021.
- [6] Welder, L., et al., *Spatio-temporal optimization of a future energy system for power-to-hydrogen applications in Germany*. Energy, 2018. **158**: p. 1130-49. <https://doi.org/10.1016/j.energy.2018.05.059>
- [7] Lopian, P., *Modellgestützte Analyse kosteneffizienter CO2-Reduktionsstrategien*, in *Fakultät für Maschinenwesen*. 2019, Rheinisch-Westfälische Technische Hochschule Aachen. p. 279.
- [8] Robinius, M., et al., *Wege für die Energiewende Kosteneffiziente und klimagerechte Transformationsstrategien für das deutsche Energiesystem bis zum Jahr 2050*, in *Reihe Energie & Umwelt*. 2019, Forschungszentrum Jülich GmbH. p. 161.
- [9] Übertragungsnetzbetreiber, *Netzentwicklungsplan Strom 2030, Version 2019 - Zweiter Entwurf*. 2019.
- [10] Cerniauskas, S., et al., *Options of natural gas pipeline reassignment for hydrogen: Cost assessment for a Germany case study*. International Journal of Hydrogen Energy, 2020. **45**(21): p. 12095-107. <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2020.02.121>
- [11] Gotzens, F., et al., *DemandRegio – Harmonisierung und Entwicklung von Verfahren zur regionalen und zeitlichen Auflösung von Energienachfragen – Abschlussbericht*. 2020. p. 212.
- [12] Cerniauskas, S., et al., *Future Hydrogen Markets for Transportation and Industry: The Impact of CO2 Taxes*. Energies, 2019. **12**(24). 10.3390/en12244707
- [13] Hoffmann, M., et al., *A Review on Time Series Aggregation Methods for Energy System Models*. Energies, 2020. **13**(3). 10.3390/en13030641
- [14] Kotzur, L., et al., *Time series aggregation for energy system design: Modeling seasonal storage*. Applied Energy, 2018. **213**: p. 123–35. <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2018.01.023>
- [15] Böing, F., et al., *Assessment of grid optimisation measures for the German transmission grid using open source grid data*. Journal of Physics: Conference Series, 2018. **977**. 10.1088/1742-6596/977/1/012002