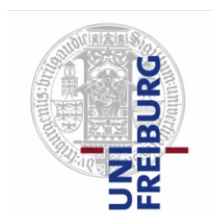


A small green leaf icon, similar to the one in the RES-TMO logo, positioned to the left of the section number.

## 3.2.1

# Ein Bericht über die Effektivität eines TMO- Marktgebietes

15. Juni 2022



Universität  
Basel



SCCER CREST



LES PÔLES DE COMPÉTITIVITÉ



Hauptautor: Joris Dehler-Holland (KIT DFIU)

Mitarbeiter\*innen: Hasan Ümitcan Yilmaz, Phuong Minh Khuong (KIT DFIU)

Redaktion: Wolf Fichtner (KIT DFIU)



Universität  
Basel



SCCER CREST



Energies Partagées  
en Alsace



LES PÔLES DE COMPÉTITIVITÉ



Sélestat  
Alsace  
Centrale  
Pôle d'Équilibre Territorial et Rural  
CLIMAT AIR ÉNERGIE



## Einleitung

Um die Klimaziele Europas im Stromsektor zu erreichen, ist die effiziente Gestaltung der europäischen Strommärkte ein wichtiger Steuerungsmechanismus. Vom Design des europäischen Strommarktes hängt es unter anderem ab, ob Investitionsanreize in verschiedene Technologien in den unterschiedlichen Regionen gegeben sind.

Der europäische Strommarkt besteht aus einer Vielzahl von Gebotszonen, die aus historischen Gründen häufig mit den Ländergrenzen übereinstimmen (Lété et al. 2022). Übertragungskapazitäten zwischen den Gebotszonen ermöglichen es, Strom zwischen den Zonen auszutauschen. Dies kann dazu beitragen, dass die Stromnachfrage in Europa effizienter gedeckt werden kann, da weniger Erzeugungskapazitäten in den einzelnen Ländern vorgehalten werden müssen. Die Leitungskapazitäten zwischen den verschiedenen Zonen beschränken den Austausch zwischen den Zonen. Aber auch innerhalb der Gebotszonen kann es zu Engpässen kommen.

Die Aufteilung des europäischen Strommarktes in Gebotszonen ist eine Maßnahme, um bestehende Engpässe des Stromnetzes in der Preisfindung am Markt zu berücksichtigen. Das europäische Zonenmodell kann eingeordnet werden zwischen den zwei Extremen der Knotenpreise, die jedem Netzknoten einen eigenen Preis zuordnen, und einer einheitlichen Gebotszone, in der die Annahme vorherrscht, dass keine Engpässe gegeben sind bzw. diese von den Netzbetreibern kurativ behandelt werden. Die europäischen Institutionen beraten dabei regelmäßig darüber, ob die aktuelle Zonenaufteilung die Realität des Netzes widerspiegelt, oder ob andere Aufteilungen vorteilhafter wären (ENTSO-E 2018). An dem Prozess sind sowohl verschiedene europäische Institutionen und Regulierungsbehörden beteiligt als auch nationale Behörden und Übertragungsnetzbetreiber.

Das Projekt RES-TMO hat sich zum Ziel gesetzt, Szenarien für die Dekarbonisierung der Oberrheinregion zu entwickeln. Dabei steht die Entwicklung von erneuerbaren Energien in der Oberrheinregion im Fokus. Im Rahmen dieses Berichtes soll diskutiert werden, inwiefern die Integration der Oberrheinregion als separate Gebotszone in das europäische Stromsystem effektiv wäre, um den europäischen Binnenmarkt weiter voran zu treiben und den Ausbau von erneuerbaren Energien anzureizen. Dazu diskutieren wir allgemein die Faktoren, die bei Zonenneuaufteilungen des Strommarktes zu berücksichtigen sind und geben eine Übersicht der wissenschaftlichen Literatur zu optimalen Gebotszonenaufteilungen und deren Analyse. Danach stellen wir das in diesem Projekt entwickelte Vorgehen vor, um die Gebotszone Oberrhein zu untersuchen. Wir diskutieren unsere Ergebnisse und leiten Schlussfolgerungen ab.

# Gebotszonenaufteilungen

## Allgemeine Überlegungen

Die Aufteilung der Gebotszonen des europäischen Strommarktes ist ein komplexes Unterfangen, bei der die Wechselwirkungen zwischen den entstehenden neuen Zonen, Netzen und Marktteilnehmern berücksichtigt werden müssen. Das dritte Energiepaket der europäischen Union schafft daher den institutionellen Rahmen, in dem Neuaufteilungen evaluiert werden sollen unter Berücksichtigung der verschiedenen Interessen.

Wesentliche Motivation für Zonenneuaufteilungen des Strommarktes sind ökonomische Ineffizienzen, wenn die Zonenaufteilung nicht mit den physikalischen Engpässen des Stromnetzes übereinstimmt.

Insbesondere führt eine nicht den Engpässen entsprechende zonale Aufteilung des Marktes zu ineffizienten Preissignale an Konsumenten und Erzeuger von Strom. Wenn Engpässe innerhalb von Marktzone auftreten, sind Maßnahmen von Seiten der Netzbetreiber notwendig, um Engpässe zu verringern. Die dadurch entstehenden Kosten werden über Umlagen an die Verbraucher weitergegeben und können somit nicht dazu beitragen, Entscheidungen im Sinne eines effizienteren Netzmanagements zu beeinflussen. Insbesondere wird damit die Netzsituation bei Investitionen in neue Erzeugungskapazitäten nicht berücksichtigt. Aber auch Anreize für Lastflexibilität und Anreize zur Wahl des Ortes von Verbrauchern werden so abgeschwächt (Europäische Kommission et al. 2021, S. 15).

Tabelle 1: Beurteilung von Marktzonezuschnitten (ENTSO-E 2018).

Network security	Market efficiency	Stability and robustness of bidding zones
<ul style="list-style-type: none"> <li>– Operational security (5.4)</li> <li>– Security of supply (5.5)</li> <li>– Degree of uncertainty in cross-zonal capacity calculation (5.6)</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>– Economic efficiency (5.7)</li> <li>– Firmness costs (5.8)</li> <li>– Market liquidity (5.9)</li> <li>– Market concentration and market power (5.10)</li> <li>– Effective competition (5.11)</li> <li>– Price signals for building infrastructure (5.12)</li> <li>– Accuracy and robustness of price signals (5.13)</li> <li>– Long-term hedging (5.14)</li> <li>– Transition and transaction costs (5.15)</li> <li>– Infrastructure costs (5.16)</li> <li>– Market outcomes in comparison to corrective measures (5.17)</li> <li>– Adverse effects of internal transactions on other bidding zones (5.18)</li> <li>– Impact on the operation and efficiency of the balancing mechanisms and imbalance settlement processes (5.19)</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>– Stability and robustness of bidding zones (5.20)</li> <li>– Consistency across capacity calculation time frames (5.21)</li> <li>– Assignment of generation and load units to bidding zones (5.22)</li> <li>– Location and frequency of congestion (market and grid) (5.23)</li> </ul>

Weiterhin werden grenzüberschreitende Übertragungskapazitäten nicht vollständig genutzt. Durch Steuermaßnahmen können zoneninterne Engpässe an die Zonengrenzen verschoben werden, so dass grenzüberschreitende Kapazitäten nur in geringerem Maße zur Verfügung

stehen (Europäische Kommission et al. 2021, S. 16). Dadurch verringert sich der Wettbewerb in der Marktzone.

Zur Beurteilung von Zonenkonfigurationen haben die europäischen Übertragungsnetzbetreiber einen Kriterienkatalog entwickelt (Tabelle 1). Neben dem Erhalt der Netzstabilität spielt die Markteffizienz eine wesentliche Rolle. Da die Neuaufteilung von Gebotszonen die Akteurstruktur in den einzelnen Zonen beeinflusst, sind insbesondere dabei Aspekte von Marktliquidität, Marktmacht einzelner Akteure und des Wettbewerbs innerhalb der Zonen zusätzliche Beurteilungskriterien von neuen Marktzone. Diese zusätzlichen Kriterien sollten mitberücksichtigt werden, wenn eine erste Analyse aufzeigt, dass eine neue Zonenaufteilung zu einem effizienteren Strommarkt und der Bewirtschaftung von Engpässen beitragen könnte.

### Literaturübersicht

Die wissenschaftliche Literatur beschäftigt sich vor allem mit der Frage, wie Gebotszonenaufteilungen in Strommärkten auf optimale Weise identifiziert werden können. Häufig kommen dabei Modelle zum Einsatz, die das Übertragungsnetz berücksichtigen und Strompreise pro Netzknoten bestimmen können. Mit verschiedenen Clusteralgorithmen werden auf dieser Basis Zonen mit ähnlichen Preisen identifiziert, da hohe Preisunterschiede als Indikator für bestehende Engpässe zwischen Knoten gesehen werden können (für eine Übersicht siehe: Chicco et al. 2019). Dieses Vorgehen erfährt allerdings auch Kritik, da wie oben aufgezeigt auch weitere Faktoren wie zum Beispiel die Liquidität der entstehenden Zonen eine Rolle spielen (Brouhard et al. 2020). Weiterhin steht das Vorgehen, Gebotszonen entlang von Knotenpreisunterschieden zu definieren, in der Kritik (Grimm et al. 2016; Ambrosius et al. 2020). Die europäischen Übertragungsnetzbetreiber verwenden ein quantitatives Vorgehen auf Grundlage von modellierten Knotenpreisen, kommen aber zu dem Schluss, dass die so entstehenden Lösungen nicht stabil genug sind, um als Anhaltspunkt für die Aufteilung des europäischen Strommarktes zu dienen (ENTSO-E 2018). Sie evaluieren deshalb verschiedene Optionen zur Zonenaufteilung basierend auf Experteneinschätzungen der oben genannten Kriterien (ENTSO-E 2018).

Neuere Studien kommen zu dem Schluss, dass Zonenaufteilungen langfristig die Wohlfahrt sogar vermindern könnten, wenn dabei interne Engpässe und Loopflows nicht berücksichtigt werden (Grimm et al. 2016). Auch aufgrund des Netzausbaus ist eine kontinuierliche Überprüfung des Verlaufs von Zonengrenzen notwendig (Fraunholz et al. 2021). Aufgrund von entstehenden Ineffizienzen im Engpassmanagement argumentieren Lété et al. (2022) für die Einführung von Knotenpreisen, deren Entwicklung in Europa vor allem vom historisch gewachsenen Strombinnenmarkt und dessen etablierten Institutionen verhindert werde.

Auch zur Aufteilung von einzelnen Märkten existieren verschiedene Arbeiten. Dabei hat gerade das deutsche Marktgebiet ein großes Interesse hervorgerufen, da zwischen Nord- und Süddeutschland beträchtliche Engpässe bestehen (Fraunholz et al. 2021). Die Einführung einer Marktzone im deutsch-französisch-schweizerischen Grenzgebiet der Oberrheinregion wurde hingegen noch nicht diskutiert.

Aus der Literaturübersicht ergibt sich, dass der wichtigste Faktor bei der Beurteilung einer neuen Marktzone das Vorhandensein von Engpässen an den Zonengrenzen ist, wenn auch andere Überlegungen in die finale Entscheidung einfließen sollten.

## Methodik

Um die Effektivität der Einführung einer die Oberrheinregion umfassenden Marktzone zu beurteilen, gehen wir in zwei Stufen vor. Zunächst werden bestehende Studien geprüft, ob sich daraus die Einführung eines separaten Marktgebietes ableiten lässt. Wichtig sind dabei vor allem bestehende Engpässe an den Grenzen des neuen Gebietes und die Frage, ob die Einführung eines solchen Marktgebietes in den Bidding Zone Reviews vorgesehen ist.

In einem zweiten Schritt verwenden wir das im Projekt weiter entwickelte Modell PERSEUS-EU, in dem die Oberrheinregion als drei Teilgebiete integriert ist (siehe RES-TMO Report (3.2.2) 2022). Als wesentlicher Indikator, ob die Zonenaufteilung einen Mehrwert zum Engpassmanagement beitragen kann und darüber hinaus von ihrer Einführung zusätzliche Investitionsanreize ausgehen, dienen die Preisdifferenzen zwischen den Nachbarländern und den Teilregionen der Oberrheinregion. Ähnlich dem Vorgehen in der Literatur anhand der Knotenpreise kann so beurteilt werden, ob die Einführung einer Gebotszone für die Oberrheinregion zu nennenswerten Preisunterschieden führt, die eine solche Aufteilung erstrebenswert machen.

Die im Modell PERSEUS-EU hinterlegten maximalen Austauschkapazitäten zwischen den Knoten basieren auf den Net Transfer Capacities (NTCs) der Übertragungsnetzbetreiber aus dem TYNDP 2020 (siehe RES-TMO Report (3.1.2) 2022). Für die Grenzen der Oberrheinregion stehen keine NTCs zur Verfügung. Im Rahmen des Projektes konnten allerdings maximale Übertragungskapazitäten bestimmt werden. Die EU-Vorgaben sehen vor, dass spätestens ab 2025 70% dieser Kapazitäten abzüglich Sicherheitsmargen für den Stromhandel zur Verfügung stehen müssen. Da die nötigen Sicherheitsmargen im Einzelfall unbekannt sind, decken wir die Bandbreite zwischen 30 % und 70 % der thermischen Grenzleistung durch eine Sensitivitätsanalyse ab.

## Die Oberrheinregion als eigene Marktzone

### Engpässe

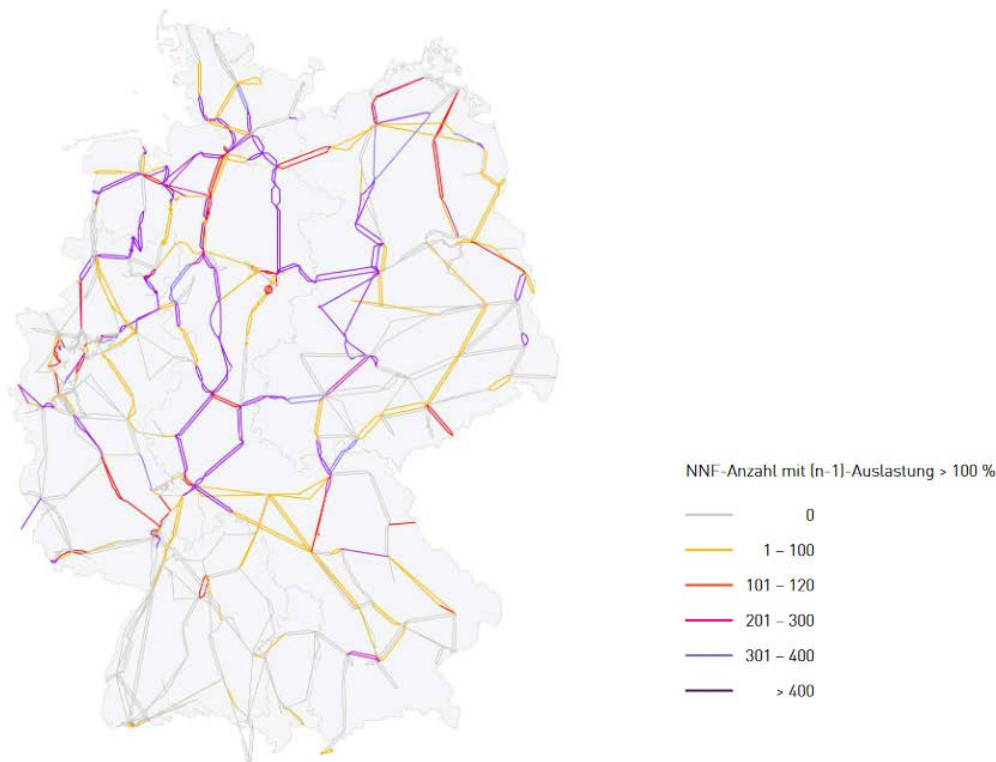


Abbildung 1: Häufigkeit von Auslastungen über 100% bei Ausfall eines Netzelements im "Startnetz" (NEP 2021, S. 136).

Um die Versorgungssicherheit langfristig zu gewährleisten, entwickeln die europäischen Übertragungsnetzbetreiber regelmäßig Szenarien, um den Ausbau der Stromnetze zu planen und dabei zukünftige Entwicklungen zu berücksichtigen (NEP 2021; RTE 2019). Dabei werden unter anderem Netzengpässe des bestehenden und im Bau befindlichen Netzes analysiert und können somit Anhaltspunkte dafür liefern, ob an den Grenzen der Oberrheinregion Engpässe zu erwarten sind. Für Deutschland zeigt Abbildung 1 die Häufigkeit von Auslastungen über 100% im "Startnetz" des deutschen Netzentwicklungsplans 2021 (NEP 2021). Auffällig ist, dass im deutschen Teilgebiet der Oberrheinregion in Südwestdeutschland keine wesentlichen Überlastungen erwartet werden. Auch der französische Netzentwicklungsplan (Schéma Décennal de Développement du Réseau; SDDR) sieht keine wesentlichen Engpässe in der Region bis 2035 (RTE 2019, S. 75). Weiterhin wurden im Rahmen der Gebotszonen-Review der europäischen Übertragungsnetzbetreiber unterschiedliche Zonenaufteilungen auf Grundlage von Experteneinschätzungen untersucht (ENTSO-E 2018). Die hier vorgenommenen Einteilungen sehen keine Gebotszone vor, die der geographischen Ausbreitung der Oberrheinregion nahekäme.

Zusammenfassend lässt sich sagen, dass eine die Oberrheinregion umfassende Marktzone im europäischen Strommarkt in den bisherigen langfristigen Plänen nicht vorgesehen ist. Auch die Auswertung der in den Netzentwicklungsplänen antizipierten Engpässen deutet nicht darauf hin, dass die Einführung einer solchen Marktzone zu wesentlichen Verbesserungen der Effizienz des europäischen Strommarktes führt. Um eine bessere Intuition für die Auswirkungen der Einführung der Gebotszone Oberrhein zu erlangen, untersuchen wir im Folgenden die sich ergebenden Strompreisdifferenzen zwischen den Teilen der Oberrheinregion und den jeweiligen angrenzenden Ländern.

### Simulationsergebnisse

Um der Frage weiter auf den Grund zu gehen, ob eine Gebotszone in der Oberrheinregion zu Preisunterschieden zwischen den Ländern und den Teilgebieten käme, nutzen wir das Energiesystemmodell PERSEUS-EU. Auf diese Art und Weise lässt sich abschätzen, ob die Übertragungsleitungen an den Grenzen der Oberrheinregion marktrelevante Engpässe darstellen könnten. Da im Rahmen dieses Projektes nur die thermischen Kapazitäten der jeweiligen Übertragungsleitungen bekannt sind und weitere Netzberechnungen über den Rahmen des Projekts hinausgehen, nähern wir uns dieser Frage über eine Sensitivitätsanalyse.

Ab spätestens 2025 sieht die Strommarktregulierung des europäischen Binnenmarktes vor, dass, nach Abzug eventuell nötiger Sicherheitsmargen, 70% der Übertragungskapazitäten für den Marktbetrieb zur Verfügung stehen müssen. Dabei kann die Sicherheitsmarge je nach Übertragungsleitung variieren. Damit besteht an den Verbindungsleitungen der Oberrheinregion zu den sie umgebenden Ländern eine Unsicherheit bezüglich der dem Markt zur Verfügung zu stellenden Kapazität. Aufgrund dieser Unsicherheit betrachten wir im folgenden drei Modellvariationen (Abbildung 2, Abbildung 3, Abbildung 4). Wir variieren die Kapazität, die dem marktgetriebenen Stromaustausch zur Verfügung steht, so dass in den Variationen 70%, 50% oder 30% der thermischen Kapazitäten zur Verfügung stehen. Dabei repräsentiert der 70%-Fall das optimistische Szenario, dass keinerlei Sicherheitsmarge vorzuhalten ist, der 30%-Fall dementsprechend, dass eine deutliche Marge vorzuhalten ist, um den sicheren Systembetrieb zu gewährleisten.



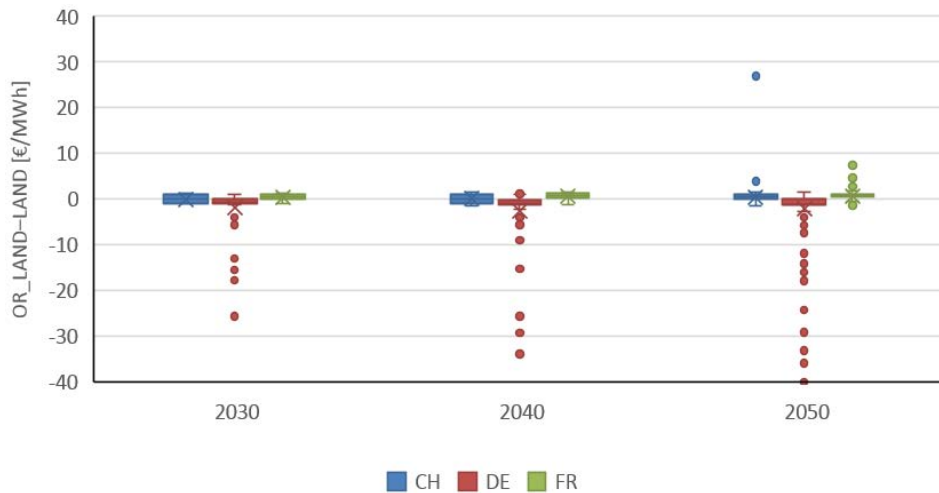


Abbildung 2: Preisdifferenzen (OR\_LAND – LAND) zwischen den Teilgebieten der Oberrheinregion und den angrenzenden Ländern bei Annahme der Verfügbarkeit von 70% der thermischen Kapazitäten der Übertragungsleitungen. Aus Visualisierungsgründen wurden einige negative Ausreißer nicht abgebildet.

Abbildung 2 (70%) und Abbildung 3 (50%) zeigen demnach, dass in beiden Fällen keine wesentlichen Preisunterschiede zwischen den Gebieten der Oberrheinregion und den angrenzenden Ländern zu erwarten sind. Lediglich in wenigen seltenen Stunden treten deutliche Preisabweichungen auf. Vor allem der Strom im deutschen Teilgebiet der Oberrheinregion tendiert dazu, in wenigen Stunden günstiger zu sein als der Strom im Rest von Deutschland. Dies lässt sich durch den starken Ausbau der Solarenergie in der Oberrheinregion erklären, die hier bessere Bedingungen vorfindet als in großen Teilen von Deutschland.

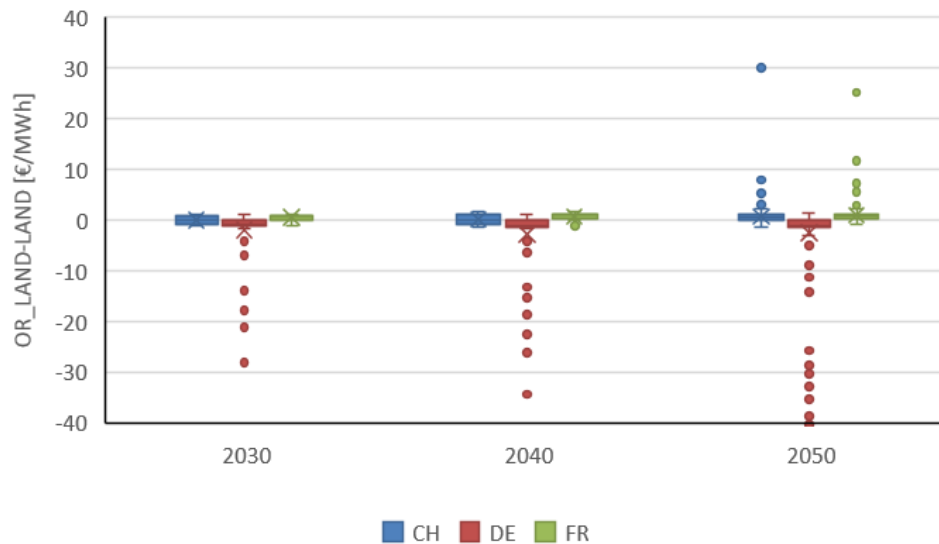


Abbildung 3: Preisdifferenzen (OR\_LAND – LAND) zwischen den Teilgebieten der Oberrheinregion und den angrenzenden Ländern bei Annahme der Verfügbarkeit von 50% der thermischen Kapazitäten der Übertragungsleitungen. Aus Visualisierungsgründen wurden einige negative Ausreißer nicht abgebildet.

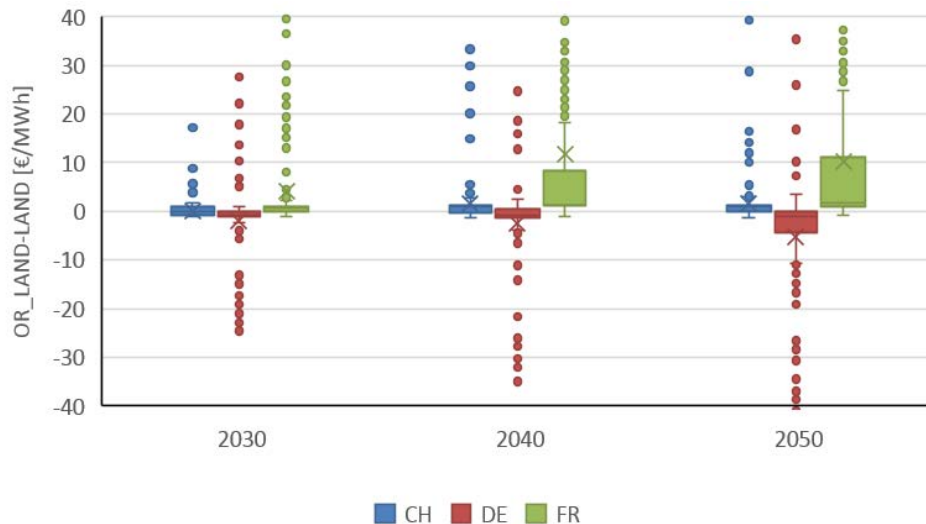


Abbildung 4: Preisdifferenzen ( $OR\_LAND - LAND$ ) zwischen den Teilgebieten der Oberrheinregion und den angrenzenden Ländern bei Annahme der Verfügbarkeit von 30% der thermischen Kapazitäten der Übertragungsleitungen. Aus Visualisierungsgründen wurden einige negative und positive Ausreißer nicht abgebildet.

Lediglich im pessimistischen Fall, dass 30% der thermischen Übertragungsleistung für den kommerziellen Stromaustausch zur Verfügung stehen, ergeben sich in den Jahren 2040 und 2050 relevante Preisunterschiede. Vor allem zwischen Frankreich und dem französischen Teil der Oberrheinregion entwickelt sich eine regelmäßige positive Preisdifferenz: Hier ist der Strompreis in der Oberrheinregion höher als im Kerngebiet von Frankreich. Die Stromversorgung aus Nuklearkraftwerken sorgt hier für niedrige Grenzkosten des produzierten Stroms im Vergleich zur Oberrheinregion, in der keine Nuklearkraftwerke mehr installiert sind. Dennoch liegen die beobachteten Preisdifferenzen zu beinahe 75% unterhalb von 10 €/MWh.

## Kritische Würdigung

Die in diesem Projekt erzielten Ergebnisse unterliegen, wie sämtliche mit wissenschaftlichen Modellen erzielten Erkenntnisse, gewissen Unsicherheiten. Dabei ist zu beachten, dass die Ergebnisse von den getroffenen Annahmen an Stromnachfrage und deren Entwicklung, von Technologiepreisen und dem Voranschreiten des Netzausbaus beeinflusst werden. Weiterhin konnten bei der Beurteilung der potentiellen Gebotszone Oberrhein keine zoneninternen Engpässe berücksichtigt werden, da das Netz im verwendeten Modell vereinfacht dargestellt ist. Dennoch decken sich die Ergebnisse der Simulation mit den Ergebnissen der Netzbetreiber zur Engpasssituation in der Region größtenteils.

## Schlussfolgerungen

In diesem Teil des Projekts RES-TMO wurde diskutiert, inwiefern eine die Oberrheinregion umfassende Gebotszone im europäischen Strommarkt zu unterschiedlichen Investitionsanreizen führen könnte.

Aus der Analyse der von den Übertragungsnetzbetreibern zur Verfügung gestellten Ergebnisse von Netzflussberechnungen ergaben sich zunächst keine Anhaltspunkte, dass zwischen der Oberrheinregion und den angrenzenden Ländern Engpässe bestehen könnten. Auch die Expertenbefragungen von ENTSO-E im Rahmen der Gebotszonen-Review aus dem Jahr 2018 lieferten keine Hinweise darauf, dass eine solche Gebotszone in der Diskussion ist.

Zusätzlich wurde die potentielle Preiszone in diesem Projekt als Teil des europäischen Strommarktes simuliert. Dabei ergaben sich lediglich im Fall, dass nur 30% der thermischen Kapazitäten der neuen Interkonnektoren zum oberrheinischen Marktgebiet für den Markt zur Verfügung stehen, relevante Preisdifferenzen. Diese Annahme ist allerdings als pessimistisch zu bewerten, insbesondere da zukünftige Möglichkeiten des Netzbetriebes wie zum Beispiel Freileitungsmonitoring dafür sorgen sollten, dass Leitungskapazitäten besser ausgenutzt werden können. Weiterhin sieht die EU vor, 70% der Interkonnektoren für den Handel zur Verfügung zu stellen, um den europäischen Binnenmarkt zu stärken.

Demnach sind die Ergebnisse dieser Studie kohärent mit der aus den Netzentwicklungsplänen entwickelten Hypothese, dass eine Gebotszone für die Oberrheinregion höchstwahrscheinlich nicht zu relevanten Preisunterschieden zu den Märkten der Nachbarländer führen würde. Demnach würden auch für die Dekarbonisierung der Oberrheinregion keine Anreize entstehen, die die Anreize der sie umgebenden Strommärkte übersteigen.

## Literaturverzeichnis

Ambrosius, Mirjam; Grimm, Veronika; Kleinert, Thomas; Liers, Frauke; Schmidt, Martin; Zöttl, Gregor (2020): Endogenous price zones and investment incentives in electricity markets: An application of multilevel optimization with graph partitioning. In: *Energy Economics* 92 (3), S. 104879. DOI: 10.1016/j.eneco.2020.104879.

Brouhard, Thomas; Hennebel, Martin; Petit, Marc; Gisbert, Cyril (2020): Bidding Zones of the European Power System: Benefits of a Multi-Dimensional Approach to the Evaluation of Possible Delineations. In: Proceedings of the 17th International Conference on the European Energy Market (EEM). Stockholm, Sweden, 2020: IEEE, S. 1–6.

Chicco, Gianfranco; Nuzzo, Giuseppina; Colella, Pietro; Griffone, Andrea; Russo, Angela; Zhang, Yang et al. (2019): Overview of the Clustering Algorithms for the Formation of the Bidding Zones. In: Proceedings of the 54th International Universities Power Engineering Conference (UPEC). Bucharest, Romania, 2019: IEEE, S. 1–6.

ENTSO-E (2018): First Edition of the Bidding Zone Review. Final Report. ENTSO-E. Online verfügbar unter [https://eepublicdownloads.entsoe.eu/clean-documents/nc-tasks/EBGL/CACM\\_A32\\_2018-03\\_First\\_Edition\\_of\\_the\\_Bidding\\_Zone\\_Review%20\(1\).pdf](https://eepublicdownloads.entsoe.eu/clean-documents/nc-tasks/EBGL/CACM_A32_2018-03_First_Edition_of_the_Bidding_Zone_Review%20(1).pdf).

Europäische Kommission; Generaldirektion Energie; Laur, A.; Küpper, G. (2021): ASSET study on smaller bidding zones in European power markets: liquidity considerations: Publications Office.

Fraunholz, Christoph; Hladik, Dirk; Keles, Dogan; Möst, Dominik; Fichtner, Wolf (2021): On the long-term efficiency of market splitting in Germany. In: *Energy Policy* 149, S. 111833. DOI: 10.1016/j.enpol.2020.111833.

Grimm, Veronika; Martin, Alexander; Weibelzahl, Martin; Zöttl, Gregor (2016): On the long run effects of market splitting: Why more price zones might decrease welfare. In: *Energy Policy* 94, S. 453–467. DOI: 10.1016/j.enpol.2015.11.010.

Lété, Quentin; Smeers, Yves; Papavasiliou, Anthony (2022): An analysis of zonal electricity pricing from a long-term perspective. In: *Energy Economics* 107 (3), S. 105853. DOI: 10.1016/j.eneco.2022.105853.

NEP (2021): Netzentwicklungsplan Strom 2035, zweiter Entwurf. Hg. v. Übertragungsnetzbetreiber Deutschland. Online verfügbar unter <https://www.netzentwicklungsplan.de/de/netzentwicklungsplaene/netzentwicklungsplan-2035-2021>.

RES-TMO Report (3.1.2) (2022): Zwei Szenarien für den Ausbau transnationaler Stromübertragungskapazitäten. Unter Mitarbeit von Joris Dehler-Holland, Hasan Ümitcan Yilmaz und Phuong Minh Khuong.

RES-TMO Report (3.2.2) (2022): Ein Modell der Strommärkte in der TMO und den umliegenden Regionen. Unter Mitarbeit von Hasan Ümitcan Yilmaz, Joris Dehler-Holland und Phuong Minh Khuong.

RTE (2019): Le schéma décennal de développement du réseau. Hg. v. RTE. Online verfügbar unter <https://www.rte-france.com/analyses-tendances-et-prospectives/le-schema-decennal-de-developpement-du-reseau>.