



Gutachten NEMO IX – Los 2

Marktmodellierung und Interkonnektorbewertung für den Netzentwicklungsplan 2023-2037/2045

für die

Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation,
Post und Eisenbahnen (BNetzA)

Autoren

Dr. Marco Greve
Dr. Jonas von Haebler
Dr. Stefan Kippelt
David Kröger
Nils Offermann
Jan Peper

Impressum

ef.Ruhr GmbH
Emil-Figge-Straße 76
D-44227 Dortmund



Ansprechpartner:

Dr. Stefan Kippelt
Tel.: +49 (0)151 28062662
Mail: stefan.kippelt@efruhr.de
Web: www.efruhr.de

Dortmund, 16.06.2024

Inhaltsverzeichnis

Inhaltsverzeichnis	3
Abkürzungsverzeichnis.....	4
1 Hintergrund	5
2 Szenarien und Regionalisierung.....	6
2.1 Szenarien des Netzentwicklungsplans	6
2.2 Vorgehen zur Regionalisierung	7
2.2.1 Photovoltaik.....	7
2.2.2 Windenergie an Land	9
2.2.3 Sonstige Erneuerbare Energieträger	14
2.2.4 Lasten	15
2.3 Ergebnisse der Regionalisierung	20
2.3.1 Windenergie an Land	23
2.3.2 Lasten	26
2.3.3 Batterieelektrische Fahrzeuge	27
2.3.4 Private und gewerbliche Wärmepumpen	30
3 Markt- und Netzmodellierung	33
3.1 Marktmodellierung	35
3.1.1 Methodischer Ansatz	35
3.1.2 Flow-Based Market Coupling.....	38
3.1.3 Ergebnisse der Marktmodellierung	40
3.2 Netzmodell.....	44
3.3 Netz- und Redispatch-Optimierung	46
3.3.1 Vorgehen.....	46
3.3.2 Ergebnisse der Netzanalysen.....	49
3.4 Wirtschaftliche Bewertung.....	53
4 Bewertung der Interkonnektor-Projekte	57
4.1 Projekt P74 (DE - AT)	58
4.2 Projekt P221 (DE - SE)	60
4.3 Projekt P329 (DE - UK)	62
4.4 Projekt P678 (DE - CH).....	65
4.5 Projekt P679 (DE - FR)	67
5 Fazit.....	70
6 Literaturverzeichnis	72
7 Anhang	74
7.1 Weitere Darstellungen Regionalisierung	74
7.2 Weitere Ergebnisse der Interkonnektor-Bewertung ...	76

Abkürzungsverzeichnis

BAST	Bundesanstalt für Straßenwesen
FB	Flow-Based
FBMC	Flow-Based Market Coupling
GFV	Güterfernverkehr
GSK	Generation Shift Key
HGÜ	Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung
LODF	Line Outage Distribution Factor
NEMO	nationaler energiewirtschaftlicher Szenario- rahmen zur Entwicklung eines Netzmodells
NEP	Netzentwicklungsplan
NTC	net transfer capacity
PST	Phasenschieber-Transformator
PTDF	Power Transfer Distribution Factor
RAM	remining available margin
RD	Redispatch
SEW	social-economic welfare

1 Hintergrund

Der Netzentwicklungsplan Strom wird alle zwei Jahre aktualisiert um regelmäßig den notwendigen Ausbaubedarf im deutschen Übertragungsnetz und die Vernetzung mit anderen Ländern zu überprüfen. Somit wird sichergestellt, dass die Entwicklung des Übertragungsnetzes stets den aktuellen technischen, politischen und gesellschaftlichen Anforderungen entspricht.

Im Prozessablauf des Netzentwicklungsplans überprüft die Bundesnetzagentur den zweiten Entwurf der Übertragungsnetzbetreiber und stellt diesen zur öffentlichen Konsultation. Teile dieser Überprüfungen vergibt die Bundesnetzagentur an unabhängige Gutachter. In diesem Kontext bewertet dieses Gutachten die Ergebnisse der Übertragungsnetzbetreiber des Netzentwicklungsplans 2023-2037/2045 (2. Entwurf) in Bezug auf den Nutzen von Interkonnektor-Projekten, also grenzüberschreitenden Verbindungen zwischen verschiedenen Ländern (genauer Marktgebieten).

Im zweiten Kapitel dieses Gutachtens wird hierzu zunächst das Verfahren zur Regionalisierung von Lasten, Stromerzeugern sowie Speichern und anderen Flexibilitätsoptionen beschrieben und die Ergebnisse mit denen der Übertragungsnetzbetreiber verglichen.

Im dritten Kapitel werden die Methode und die Ergebnisse einer anschließenden europäischen Markt- und Netzmodellierung beschrieben und mit den Ergebnissen der Übertragungsnetzbetreiber verglichen.

Auf Basis dieser Berechnung werden im vierten Kapitel anschließend der Nutzen der vorgeschlagenen Interkonnektor-Projekte bewertet und diese mit den Ergebnissen der Übertragungsnetzbetreiber verglichen.

2 Szenarien und Regionalisierung

2.1 Szenarien des Netzentwicklungsplans

Im Rahmen dieses Gutachtens werden für das Zieljahr 2045 sowie dem Stützjahr 2037 insgesamt drei verschiedene Szenariopfade betrachtet, die sich nach dem genehmigten Szenariorahmen der Bundesnetzagentur [1] richten. Dabei beschreibt der Szenariopfad A eine Zukunft, in der in allen Verbrauchssektoren vermehrt auf Wasserstoff gesetzt wird. Unter der Annahme einer begrenzten inländischen Verfügbarkeit erneuerbarer Energien wird ein Großteil des Wasserstoffbedarfs über Importe gedeckt. Der Einsatz von Flexibilitätsoptionen dient der Glättung lokaler Lastspitzen. Dem gegenüber wird in den Szenariopfaden B und C von einem höheren Elektrifizierungsgrad in allen Sektoren ausgegangen, was zu einem niedrigeren Wasserstoffbedarf führt. Flexibilitäten werden überwiegend marktorientiert eingesetzt. Die Pfade B und C unterscheiden sich dabei vor allem im zeitlichen Verlauf. Szenario C geht dabei von einer geringeren Effizienz und damit einhergehend einem stärkeren Ausbau Erneuerbarer Energie aus.

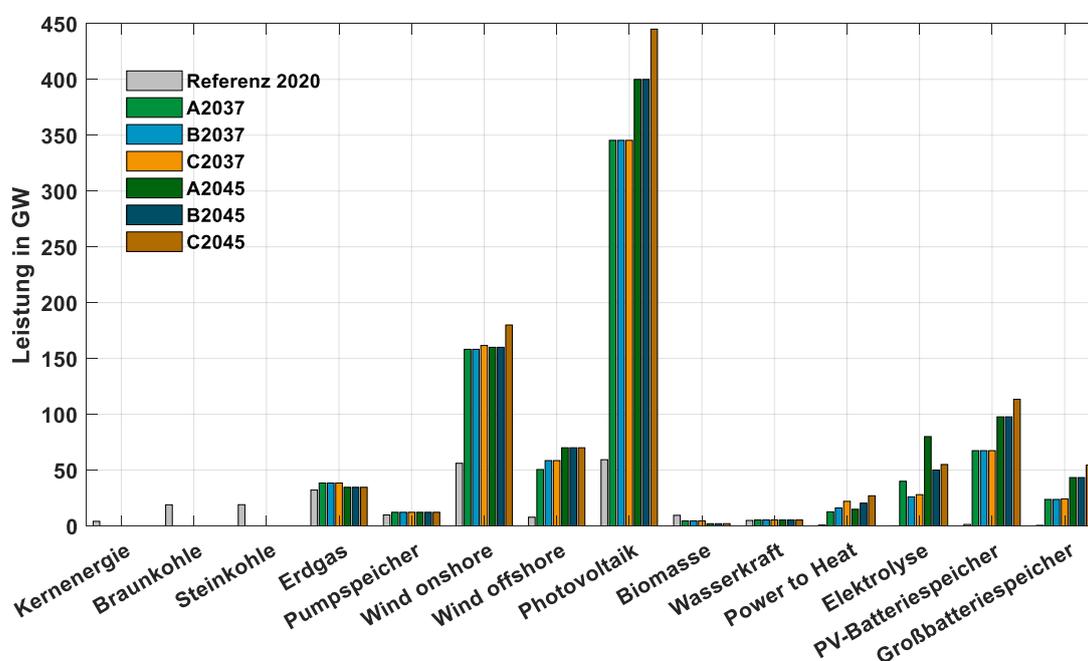


Abbildung 2-1: Installierte Leistung verschiedener Energieträger entsprechen des genehmigten Szenariorahmens [1] im Vergleich zum Stand 2020.

2.2 Vorgehen zur Regionalisierung

Die regionale Verteilung und die daran anschließende Zeitreihenermittlung der Stromnachfrage sowie -erzeugung beeinflusst die Belastung des Übertragungsnetzes maßgeblich. Daher ist eine plausible Regionalisierung der einzelnen Technologien für die einzelnen Szenarien des Netzentwicklungsplans 2023-2037/2045 von entscheidender Bedeutung, um eine repräsentative Abschätzung der Netzbelastung ermitteln zu können. Dabei erhält die Abbildung der regionalen Verteilung auf die Transportaufgabe besondere Relevanz. Folglich ist es wichtig, Modell- und Verfahrensansätze der ÜNB zur Regionalisierung und Zeitreihenerstellung zu überprüfen und die Ergebnisse mit denen der ef.Ruhr zu vergleichen. Unterschiedliche Herangehensweisen und mögliche Abweichungen bei den Ergebnissen der Regionalisierung werden dabei hervorgehoben und diskutiert. Bei diesem Vergleich werden Ergebnisse im Rahmen dieses Gutachtens exemplarisch für das Szenario B2037 dargestellt und diskutiert. Methoden und Schlussfolgerungen lassen sich auf die anderen Szenarien übertragen.

2.2.1 Photovoltaik

Im ersten Schritt wird die installierte Leistung von PV-Anlagen entsprechend eines szenarioabhängigen Verteilschlüssels auf Freiflächen- und Aufdachanlagen verteilt.

Für **Aufdachanlagen** wird angenommen, dass diese überwiegend auf Ein- und Zweifamilienhäusern sowie auf gewerblich genutzten Immobilien installiert werden. Die Regionalisierung erfolgt entsprechend auf Basis der Dichte von Ein- und Zweifamilienhäusern sowie der Gewerbefläche gemäß Zensus 2011 – Sonderauswertung Gebäude [2].

Grundlage für die Regionalisierung von PV-**Freiflächenanlagen** (PV-FFA) stellt eine Potentialanalyse dar, anhand der Flächen identifiziert werden, die grundsätzlich für den Zubau von PV-FFA geeignet sind.

Ausgangspunkt für die Zubaumodellierung stellen die aktuell installierten sowie die geplanten Kapazitäten dar. Diese Daten werden dem Marktstammdatenregister entnommen, auf Gemeindeebene zusammengefasst und als Ausgangspunkt der Zubaumodellierung zugrunde gelegt.

Potentialanalyse

Im Rahmen einer Potentialanalyse wird die verfügbare Fläche identifiziert, die grundsätzlich für den Zubau von PV-FFA geeignet ist. Dabei wird die regulatorisch für die Nutzung durch PV-FFA zulässige Flächenkulisse um Ausschlussflächen, die einer Errichtung von PV-FFA entgegenstehen reduziert. Das EEG sieht die Nutzung von Flächen entlang von Autobahnen und Schienenwegen sowie Konversionsflächen und Ackerflächen in benachteiligten Gebieten vor. Die Errichtung in benachteiligten Gebieten ist bisher nicht in allen Bundesländern zulässig. Zudem ist außerhalb einer Förderung im EEG unter Umständen die Errichtung von PV-FFA auch auf anderen Offenlandflächen möglich. Um einer möglichen Erweiterung der Flächenkulisse Rechnung zu tragen sowie landwirtschaftlich benachteiligte Gebiete allgemein zu repräsentieren, wird entsprechend der ÜNB-Annahme das Kriterium der Bodenqualität berücksichtigt. Hierzu wird das Soil Quality Rating (SQR) [3] zugrunde gelegt, das einen Indikator zur Bewertung des ackerbaulichen Ertragspotentials der Böden in Deutschland darstellt. In der Ausgangsfläche werden folglich alle Ackerflächen, die einen SQR kleiner 40 aufweisen berücksichtigt.

Die Ausgangsfläche wird anschließend anhand einer GIS-Analyse um Ausschlussflächen, die einer Nutzung durch PV-FFA entgegenstehen, reduziert. Zu den Ausschlussflächen gehören u.a. Siedlungsgebiete und Wälder mit einem Puffer von 100 m, Schutzgebiete natur- und artenschutzrechtlicher Belange, Wasserwege, Verkehrsachsen und -flächen sowie Infrastrukturachsen mit einem Puffer von jeweils 20 m. Abschließend werden sehr kleine Teilflächen unter 0,5 ha entfernt.

Die im Ergebnis resultierende verfügbare Fläche wird anschließend auf Gemeindeebene zusammengefasst. Die Regionalisierung der bundesweiten Zubauleistung erfolgt schließlich entsprechend des gewichteten Potentialflächenanteils einer Gemeinde an der bundesweiten Gesamtfläche. Im Gegensatz zum Vorgehen der ÜNB erfolgt im Verfahren der ef.Ruhr keine Gewichtung der Potentialflächen anhand der zu erwartenden Vollaststunden. Der gewählte Ansatz wird vor dem Hintergrund angewendet, dass für den Zubau insbesondere die Flächenverfügbarkeit von prioritärer Bedeutung ist.

Für die jeweiligen Standorte der zuvor regionalisierten Photovoltaikanlagen ergeben sich abhängig von der geografischen Lage unterschiedliche Einspeiseprofile. Die dafür angewandte Methode wird nachfolgend getrennt

nach Energieträger vorgestellt. Die entscheidende Eingangsgröße zur Ermittlung der Leistungsbereitstellung ist die Globalstrahlung der verwendeten räumlich aufgelösten Wetterdaten sowie die Ausrichtung der Photovoltaikanlagen relativ zum Sonnenstand. Dazu werden energiemeteorologische Daten der Solarstrahlung der jeweils geografisch nächstgelegenen Gitterpunkte des Modells COSMO-REA6 [4] verwendet.

2.2.2 Windenergie an Land

Für die regionale Verteilung von **Windenergieanlagen an Land** wird ein selbst erstelltes, auf frei verfügbaren Daten beruhendes GIS-basiertes Planungswerkzeug, das automatisiert unter Berücksichtigung einer Vielzahl von Randbedingungen verfügbare Flächenpotentiale der Windenergie an Land ermittelt, verwendet. In einem ersten Schritt wird die für die Windenergie an Land verfügbare Fläche ermittelt. Dabei werden ausgewiesene Vorrang- und Eignungsflächen, geografische Einflussgrößen wie bspw. die Hangneigung sowie in großem Umfang planungsrechtliche Ausschlusskriterien in Abhängigkeit ihrer beeinträchtigenden Wirkung hinsichtlich der Windenergie berücksichtigt. In einem zweiten Schritt wird für die planungsrechtlich verfügbare Fläche anhand eines WEA-Allokationsverfahrens standortscharf unter Berücksichtigung der örtlichen Windbedingungen das Anlagen- und Leistungspotential ermittelt, das die Grundlage für die Regionalisierung zur Erreichung der Leistungsziele in den untersuchten Szenarien darstellt.

Anlagenbestand

Als Grundlage für die anlagenscharfe Ausbaumodellierung der Windenergie an Land wird zunächst ein georeferenzierter GIS-Datensatz der Bestandsanlagen erstellt. Hierfür werden alle im Marktstammdatenregister enthaltenen, zum Erhebungszeitpunkt (Stand 30.09.2022) in Betrieb bzw. in Planung befindlichen Anlagen, mit den Standortinformationen erfasst.

Potentialanalyse

In der Potentialanalyse werden die Flächen identifiziert, die für den Zubau von Windenergieanlagen grundsätzlich geeignet sind und im Rahmen der Zubaumodellierung zur Platzierung von Windenergieanlagen zur Verfügung stehen.

In einem ersten Schritt werden Flächenausweisungen auf der Ebene der Regionalplanung sowie der Bauleitplanung ausgewertet. Die Daten wurden im

Rahmen der Bund-Länder-Kooperation für alle Bundesländer durch die BNetzA für die Nutzung im Rahmen des Projektes zur Verfügung gestellt. Die Flächenausweisungen wurden mit dem aktuellen Bestand verschnitten, um bereits genutzte und verbleibende Flächen zu differenzieren. Der verbleibende Flächenanteil wird für den Zubau prioritär zu Grunde gelegt.

Darüber hinaus wird eine deutschlandweite Weißflächenanalyse durchgeführt. Hierbei werden die Flächen ermittelt, die für die Nutzung durch Windenergieanlagen grundsätzlich zur Verfügung stehen. Grundlage bildet eine Ausgangsfläche aller Flächenkategorien, die grundsätzlich für die Nutzung durch WEA geeignet sind. Im Allgemeinen umfasst diese Flächenkulisse Offenlandflächen und Waldgebiete. Zur Ermittlung der verfügbaren Fläche wird diese Ausgangsfläche um alle Flächen reduziert, die eine ausschließende bzw. beeinträchtigende Wirkung in Bezug auf die Windenergie aufweisen und folglich nicht oder nur bedingt für die Nutzung durch Windenergie geeignet sind. Hierunter fallen etwa Siedlungen sowie angrenzende Gebiete, natur- und artenschutzrechtliche Belange oder Belange der zivilen Flugsicherung, Wetter- und Radaranlagen, Verkehrsflächen und Gewässer sowie physikalische Gegebenheiten wie die Windhöflichkeit. Dabei werden Flächen mit einer mittleren Windgeschwindigkeit ab 6,5 m/s in einer Höhe von 150 m einbezogen. Datengrundlage stellt der Global Windatlas [5] dar, in dem die mittlere Windgeschwindigkeit mit einem Gitterabstand von 250 m kartiert ist. Zudem werden in der Methodik u.a. geografische Einflussgrößen wie die Hangneigung als Ausschlusskategorie berücksichtigt. Der bis in die Zieljahre 2037 und 2045 verbleibende Anlagenbestand wird unter Berücksichtigung einer durchschnittlichen Anlagenlebensdauer von 25 Jahren erfasst. Die in diesem Zeitraum durch Rückbau freiwerdenden Flächen werden, sofern sie nicht mit anderen Restriktionskategorien konfliktieren, als Repowering-Flächen für den Zubau bevorzugt einbezogen.

Es ist zu beachten, dass die betrachteten Ausschlussflächen und -kriterien nicht alle relevanten Aspekte der Raumplanung, insbesondere der regional-spezifischen bzw. lokalen Gegebenheiten abbilden können und somit tendenziell eine Überschätzung des tatsächlichen Potentials darstellen. Außerdem können nicht alle Flächenkategorien hinsichtlich der Windenergienutzung eindeutig ausgeschlossen bzw. gesichert nutzbar klassifiziert werden. Um diese Unsicherheit zu berücksichtigen wird die beeinträchtigende Wirkung der betrachteten Flächenkategorien anhand von Konfliktrisikoklassen

abgebildet, die das Genehmigungsrisiko entsprechender Flächen repräsentieren.

Die Definition der Restriktionskategorien sowie die Zuordnung der Konfliktrisikoklassen erfolgt auf Basis der Studie „Analyse der Flächenverfügbarkeit für Windenergie an Land post-2030“ [6]. Bei den Restriktionskategorien wird im Rahmen des Gutachtens zwischen Ausschlussflächen und Flächen mit einem niedrigen, mittleren oder hohem Konflikt- bzw. Genehmigungsrisiko unterschieden. Die Kategorien eines niedrigen und mittleren Konfliktrisikos ergeben sich direkt aus der konfligierenden Flächenkulisse (bspw. Naturparke für lowRisk oder Mischwälder für medRisk). Die Kategorie eines hohen Konfliktrisikos ergibt sich durch die Überlagerung von Flächen mit niedrigem und mittlerem Risiko. Abbildung 2-2 zeigt einen Ausschnitt der verfügbaren Flächenpotentiale für die Windenergie, differenziert nach den berücksichtigten Flächenkategorien.

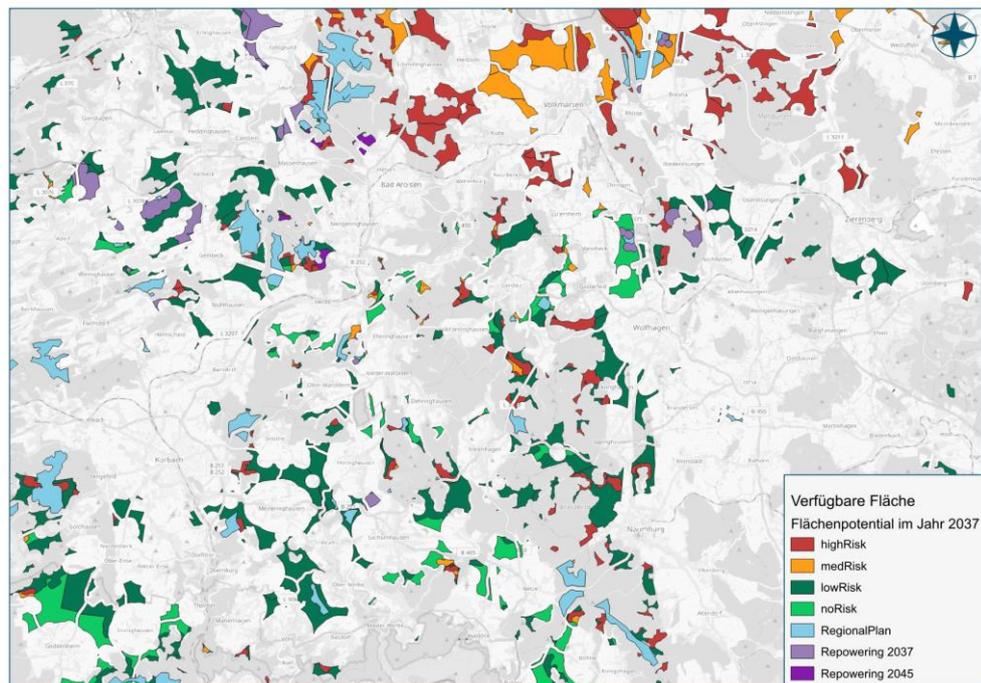


Abbildung 2-2: Ausschnitt der verfügbaren Fläche für Windenergie, differenziert nach Flächenkategorien.

Modellierung des Anlagenzubaus

Die Ermittlung des Leistungspotentials und anschließend des WEA-Zubaus wird anhand eines WEA-Allokationsverfahren durchgeführt, das nachfolgend

beschrieben wird. Zunächst wird eine Referenzanlage definiert, die die durchschnittliche zukünftige Anlagenkonfiguration repräsentiert. Im Rahmen des Gutachtens wurde hierfür eine Anlage mit einem Rotordurchmesser von 165 m und einer Nennleistung von 5,5 MW zugrunde gelegt.

Der Zubau im Modell erfolgt in einem sequenziellen Verfahren, in dem Anlagen so lange zugebaut werden, bis die Zielleistung in den Szenarien erreicht ist. Dabei werden die im Gesetz zur Festlegung von Flächenbedarfen für Windenergieanlagen an Land (WindBG¹) formulierten Flächenziele der einzelnen Bundesländer berücksichtigt. Zunächst werden Bestandsanlagen, die bis zum Zieljahr eines Szenarios die Nutzungsdauer von mindestens 25 Jahren erreicht haben, zurückgebaut. Die freiwerdenden Flächen werden bevorzugt wieder bebaut, sofern diese als Repowering-fähig angesehen werden und nicht durch Restriktionskriterien ausgeschlossen werden müssen.

Für die Bestimmung des Leistungspotenzials und als Grundlage der Zubau-modellierung erfolgt eine Anlagenplatzierung auf den verfügbaren, freien Flächen. Ergebnis dieses Schritts ist die maximal installierbare Anlagenzahl und -leistung auf den Potentialflächen unter Einhaltung eines typischen Mindestabstands von 5 Rotordurchmessern in Haupt- und 3 Rotordurchmessern in Nebenwindrichtung, differenziert nach Konfliktrisikoklassen.

Sofern das Leistungspotential eines Bundeslands den Bedarf zur Erfüllung des Szenarioziels unter Berücksichtigung der Flächenziele des WindBG übersteigt, werden in einem Zufallsverfahren so lange Anlagen hinzugebaut, bis das Szenarioziel erreicht ist. Dabei werden zunächst alle Repowering-Standorte sowie alle bekannten Vorrang- und Eignungsgebiete vollständig bebaut. Der Zubau der verbleibenden Leistung erfolgt auf der verfügbaren Fläche, die in der Weißflächenanalyse ermittelt wurde. Die Platzierung der Anlagen orientiert sich in diesem Schritt am Ertragspotential sowie dem Konfliktrisiko der verfügbaren Anlagenstandorte. Dabei werden das Ertragspotential zu 70 % und das Konfliktrisiko zu 30 % gewichtet. Standorte mit einem

¹ Windenergieflächenbedarfsgesetz vom 20. Juli 2022 (BGBl. I S. 1353), das zuletzt durch Artikel 12 des Gesetzes vom 8. Mai 2024 (BGBl. 2024 I Nr. 151) geändert worden ist.

hohen Ertragspotential und einem geringen Konfliktrisiko (bspw. noRisk-Flächen in Abbildung 2-2) werden damit bevorzugt gewählt. Flächen mit einem hohen Konfliktrisiko werden hingegen nachrangig zugebaut.

Sobald in einem Bundesland der Flächenbeitragswert gemäß WindBG erreicht wird, wird die Zubauwahrscheinlichkeit des Bundeslandes stark reduziert, sodass der Zubau dort nachrangig erfolgt, bis die Flächenziele in allen Bundesländern erreicht sind. Sofern die Ausbauziele der Szenarien nach dem Erreichen der Flächenziele noch nicht erreicht sind, erfolgt der Zubau entsprechend der beschriebenen Methodik ohne Steuerung gem. WindBG. Ein Ausschnitt der Anlagenplatzierung für das Szenario B2037 ist in Abbildung 2-3 dargestellt.

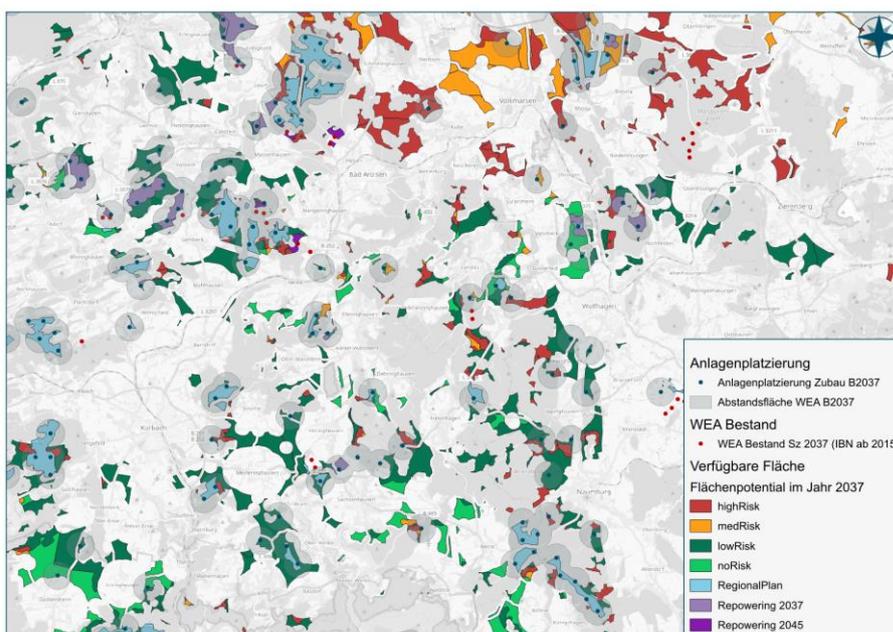


Abbildung 2-3: Anlagenplatzierung im Szenario B2037, differenziert nach Konfliktrisikoklassen

Der zeitliche Verlauf der Einspeisung aus Windkraftanlagen wird basierend auf historischen Daten zur Windgeschwindigkeit und aus der Temperatur resultierenden Luftdichte des COSMO-REA6 Wettermodells simuliert. Für jeden Standort werden anhand der Wetterdaten Vollaststunden ermittelt, welche zur individuellen Auslegung der Kennlinie verwendet werden.

2.2.3 Sonstige Erneuerbare Energieträger

Bezüglich der räumlichen Verteilung von **Biomasse- und Biogasanlagen** wird angenommen, dass diese der Verteilung von Bestandsanlagen folgt. Hintergrund dieser Annahme ist die im Szenariorahmen genannte Unsicherheit bzgl. der zukünftigen Verwendung von anfallender Biomasse, sodass kein klarer Entwicklungspfad für den Ausbau von Biomasseanlagen angenommen werden kann. Eine Zubaumodellierung von Biomasseanlagen findet somit nicht statt. Stattdessen wird davon ausgegangen, dass diese bis 2037 am erwarteten Lebensende durch identische Anlagen ersetzt werden und danach eine Verringerung der installierten Leistung stattfindet. Das Einsatzverhalten der Biomasseanlagen wird aufgrund ihrer inhärenten Flexibilität in der Marktmodellierung bestimmt, wobei gemäß der Vorgabe im Szenariorahmen eine Volllaststundenzahl von 3.000 h gewährleistet wird.

Für die **Wasserkraftanlagen** und die **sonstigen Erneuerbaren Energien** erfolgt die Regionalisierung vollständig auf den Bestandsdaten des Marktstammdatenregisters. Für diese wird aufgrund des nur geringen Leistungszuwachses in den Szenarien kein spezifischer Ansatz entwickelt.

Die Leistungsbereitstellung durch Wasserkraftanlagen ist im Gegensatz zu den Biomasseanlagen dargebotsabhängig. Daher werden historische Erzeugungszeitreihen des Basisjahres 2012 genutzt und an die Volllaststunden des genehmigten Szenariorahmens angepasst. Der Einsatz von Pumpspeicher- und Speicherwasserkraftwerken wird in der Marktmodellierung bestimmt.

2.2.4 Lasten

Haushalte

Der Energiebedarf von Haushalten wird proportional zur Bevölkerungsdichte regionalisiert. Datengrundlage hierfür ist der Zensus 2011. Die ÜNB legen zur Regionalisierung zusätzlich zur Bevölkerungsdichte auch die Anzahl der Haushalte und das verfügbare Einkommen zugrunde².

Zur Abbildung des Bedarfsverhaltens von Privathaushalten wird das Standardlastprofil H0 verwendet. Entsprechend erfolgt eine Unterscheidung zwischen Werktagen, Samstagen und Sonntagen sowie einem saisonalen Verlauf. Die einzelnen Tagesprofile werden mittels eines Dynamisierungsansatzes zu einem kontinuierlichen Jahresprofil zusammengefügt.

GHD und Industrie

Die räumliche Verteilung des Energiebedarfes des GHD-Sektors erfolgt gemäß der Bruttowertschöpfung im Dienstleistungssektor. Die Regionalisierung des Energiebedarfes der Industrie basiert analog auf der Annahme, dass eine höhere Bruttowertschöpfung zu einem höheren Energiebedarf führt. Grundlage für die Regionalisierung ist daher die Bruttowertschöpfung des produzierenden Gewerbes.

Die Sektoren GHD und Industrie werden über ein skaliertes Restlastprofil modelliert. Dieses ergibt sich aus der heutigen Gesamtlast Deutschlands abzüglich der deutschlandweiten Haushaltslast. Das stundenscharfe Verbrauchsprofil Deutschlands entstammt den Veröffentlichungen des ENTSO-E (siehe [7]). Gemäß der Zukunftsprognose wird das Profil linear skaliert, wobei Werk- und Wochentage an das Szenario angepasst werden.

Rechenzentren

Die räumliche Verteilung des Energiebedarfs von Rechenzentren basiert auf den Ergebnissen der Großverbraucherabfrage der Bundesnetzagentur. Der vorgegebene Energiebedarf wird dabei proportional auf die Standorte der

² Aus Sicht der Gutachter sind einkommensspezifische Effekte vor allem in den Sektoren Wärme und Mobilität vorhanden und werden dort entsprechend berücksichtigt (vgl. [17]).

Abfrage verteilt. Der zeitliche Verlauf des Energiebezugs der Rechenzentren setzt sich aus einem starren und einem variablen Anteil zusammen. Der variable Anteil verhält sich dabei proportional zur Außentemperatur, da bei steigender Außentemperatur von einem erhöhten Kühlbedarf ausgegangen wird.

Elektrolyseure

Die räumliche Verteilung der Leistung von Onsite-Elektrolyseuren basiert auf den Ergebnissen der Großstromverbraucherabfrage. Dabei werden alle Projekte im Zusammenhang mit Wasserstoff berücksichtigt.

Die räumliche Verteilung der Leistung von Offsite-Elektrolyseuren erfolgt auf Basis der Summe negativer Residuallasten eines Jahres. Dafür wird die Elektrolyseursleistung proportional zur negativen Residuallast des Szenario-Jahres auf die ersten 100 Übertragungsnetzknotten verteilt. Dabei wird eine minimale Anlagengröße von 5 MW angenommen.

Batterieelektrische Fahrzeuge

Die Abbildung batterieelektrischer Fahrzeuge erfolgt differenziert nach Ladestrategie, Verkehrstyp und Standort. Hierbei wird insbesondere hinsichtlich der Teilnahme am gesteuerten Laden unterschieden. Ziel ist allgemein die Ableitung räumlich aufgelöster Zeitreihen des Leistungsbezuges bzw. des Flexibilitätspotentials zur Nutzung in nachgelagerter Marktmodellierung. Sämtliche Modelle bilden zudem den erwarteten Einfluss der Umgebungstemperatur auf den spezifischen Verbrauch ab.

Schnellladevorgänge an Autobahnen

Basierend auf den von den Zählstellen der Bundesanstalt für Straßenwesen (BASt) erfassten Fahrzeugbewegungen [8] erfolgt im ersten Schritt eine Abschätzung der räumlichen Verteilung des Ladeaufkommens und der resultierenden Durchdringung von Ladeinfrastruktur entlang deutscher Bundesautobahnen. Für jeden identifizierten Ladestandort werden darauf aufbauend stundenscharfe Ladebedarfe ermittelt, welche als zusätzliche Last den jeweils nächstgelegenen Netzknoten des Übertragungsnetzes zugeordnet wird.

Flexibles Laden Personenverkehr

Bei der Abbildung des Ladeverhaltens von Fahrzeugen des Personenverkehrs wird angenommen, dass diese zum Teil durch flexible Ladesteuerung

auf Preissignale reagieren und so ihren Leistungsbezug innerhalb eines Ladefensters verschieben können. Zur Sicherstellung der angemessenen Abbildung von Wechselwirkungen zwischen Lastverschiebung und sonstigem Kraftwerks- und Speichereinsatz erfolgt die Bestimmung von Ladezeitreihen innerhalb der Marktmodellierung. Hierbei wird das Mobilitätsverhalten durch zusätzliche Nebenbedingungen abgebildet, welche insbesondere die Deckung einzelner Energiebedarfe während der Standzeit sicherstellen. Basierend auf der Annahme, dass Fahrzeuge sowohl zuhause als auch am Arbeitsplatz für das flexible Laden verfügbar sind, werden basierend auf Daten der MiD2017 Studie sowie der Verkehrsverflechtungsprognose 2030 [9] repräsentative Fahrtketten zur Abbildung der räumlichen und zeitlichen Verteilung einzelner Ladevorgänge synthetisiert.

Sonstiges Schnellladen des Personenverkehrs

Neben dem gesteuerten Laden ist davon auszugehen, dass Ladevorgänge des Personenverkehrs ebenfalls an anderen Standorten - wie beispielsweise (semi-)öffentlichen Parkplätzen – erfolgen. Hierzu werden die von der MiD2017 Studie erfassten Fahrtketten nach den Wegezwecken *Einkauf und Freizeitaktivität* gefiltert und basierend auf den zugehörigen stundenscharfen Ankunftszeiten Ladezeitreihen erstellt. Hierbei findet die Wochentagabhängigkeit, wie z.B. die Häufung von Fahrten zum Einkaufen an Samstagen Berücksichtigung.

Flexibles Laden des Güternahverkehrs

Ähnlich wie bei privat und gewerblich genutzten PKW kann davon ausgegangen werden, dass Fahrzeuge des Güternahverkehrs regelmäßig über längere Zeiträume an ausgewählten Standorten verweilen und somit flexibel geladen werden können. Die Modellierung einzelner Ladevorgänge des Güternahverkehrs basiert auf einem zur Abbildung flexibler Ladevorgänge des Personenverkehrs vergleichbaren Ansatz, wobei besondere Charakteristika verschiedener Größenklassen Berücksichtigung finden. Basierend auf den erfassten Fahrzeugbewegungen der Studie „Kraftfahrzeugverkehr in Deutschland“ [10] werden die Standzeiten außerhalb der Betriebszeit abgeleitet und in Form von Zeitreihen der Marktmodellierung übergeben.

Schnellladen des Güterverkehrs

Infolge besonderer sektorspezifischer Anforderungen ist davon auszugehen, dass der Güterfernverkehr (GFV) über eine signifikant von übrigen Akteuren des Verkehrssektors abweichende räumliche und zeitliche Verteilung des

Energiebedarfes verfügt, sodass dieser eine gesonderte Modellierung erfordert. Zentrale Rahmenbedingungen im GFV bilden die vergleichsweise kurzen und wenig flexiblen Standzeiten, welche durch Rahmenbedingungen logistischer Prozesse vorgegeben sind. Vor diesem Hintergrund wird angenommen, dass mittelfristig kein nennenswertes Potential zur Integration flexibler Ladesteuerung besteht und sich die Ladevorgänge folglich überwiegend auf die Rastzeiten und Be- bzw. Entladevorgänge transportierter Waren nach Abschluss der Fahrten beschränken. Der Modellierung liegen – ähnlich wie bei der Modellierung von Schnellladevorgängen verschiedener PKW entlang Autobahnen – räumlich und zeitlich aufgelöste Zählstellendaten der BAST [8] zugrunde.

Elektrifizierte Busse des ÖPNV

Das Verhalten elektrifizierter Busse des ÖPNV wird durch öffentlich verfügbare Informationen zu Fahrplänen ausgewählter Verkehrsbetriebe modelliert. Hierbei wird angenommen, dass nach Abschluss jeder Einzelfahrt ein kurzer Schnellladevorgang durchgeführt wird. Als Schätzung der räumlichen Verteilung des Energiebedarfes wird die gemeindescharfe Bevölkerungsdichte zugrunde gelegt.

Private und gewerbliche Wärmepumpen

Die Regionalisierung dezentraler privater und gewerblicher Wärmepumpen erfolgt jeweils auf Gemeindeebene. Die Ermittlung des Gebäudebestandes auf Gemeindeebene erfolgt basierend auf Daten des Zensus 2011 [11]. Anschließend wurde für die beiden Szenariojahre 2037 und 2045 die thermischen Kennwerte des Gebäudebestandes (insb. der spezifische jährliche Wärmebedarf) unter Berücksichtigung bedarfsgerechter Sanierungsraten [12] ermittelt. Durch eine anschließende thermische Gebäudesimulation unter Berücksichtigung interner Erträge (solare und elektrische Erträge sowie Personengewinne) und des Wettereinflusses wird anschließend der stündliche Wärmebedarf jedes Gebäudetyps ermittelt.

Um aus dem ermittelten thermischen Wärmebedarf den resultierenden Strombedarf von Heizsystemen abzuleiten, werden basierend auf den Annahmen des Szenariorahmens Durchdringungsraten zweier Wärmepumpentechnologien errechnet. Dabei werden (i) Luft-Wasser Wärmepumpen mit einer angenommenen Jahresarbeitszahl (JAZ) von 2.8 und (ii) Sole-Wasser Wärmepumpen mit einer angenommenen JAZ von 3.75 berücksichtigt. Anschließend wird in einem integrierten Prozess die Durchdringung beider

Wärmepumpentechnologien so parametrisiert, dass die vorgegebene elektrische Jahresenergiemenge von Wärmepumpen unter Einhaltung der im Szenariorahmen vorgegebenen JAZ erreicht wird.

Zur Ermittlung der resultierenden Zeitreihen elektrischer Heizsysteme wird im letzten Schritt für ungesteuerte Anlagen der stündliche Nutzwärmebedarf mit dem zeitscharfen Effizienzkennwert (COP) verrechnet. Im Falle marktorientierter Anlagen werden die Zeitreihen (gesteuerter) Wärmepumpen im Rahmen der Marktsimulation bestimmt. Die hier gewählte Modellierung über stündliche COP-Werte ermöglicht dabei eine adäquate Abbildung der resultierenden Netzbelastung temperaturabhängiger Verbraucher, bei der insbesondere in der anhaltenden Kälteperiode zu Beginn des Jahres ein hoher Nutzwärmebedarf auf gleichzeitig niedrige Effizienzwerte trifft.

Elektrische Direktheizungen und Groß-Wärmepumpen

Die Regionalisierung großtechnischer Wärmepumpen und Elektrodenheizer erfolgt basierend auf der abgesetzten Wärmemenge in Wärmenetzen. Dabei erfolgt die Ermittlung der Wärmemenge in Wärmenetzen anhand einer Kombination aus standortscharfen und flächenbasierten Anteilen. Bezüglich des standortscharfen Anteils werden für die im ffe-Gutachten [13] genannten Wärmenetze sowie für weitere große Wärmenetze in Deutschland historische Wärmeabsatzmengen recherchiert und anhand der vorgegebenen Mantelzahlen des Szenariorahmens fortgeschrieben. Die übrige Wärmemenge, die nicht direkt einzelnen Wärmenetze zugeordnet werden kann, wird anschließend über einen flächenbasierten Ansatz anhand des regionalen Wärmebedarf aus dem o.g. Gebäudemodell verteilt.

Der Anlageneinsatz großtechnischer Wärmepumpen, Elektrodenheizkessel und KWK-Anlagen erfolgt gem. Szenario vollständig marktorientiert, wodurch sich die exakten Energiemengen aus der Marktsimulation ergeben. Dazu werden innerhalb der Marktsimulation zusätzliche Nebenbedingungen implementiert, die für die berücksichtigten Wärmenetze sicherstellen, dass die Wärmebedarfe in Summe von allen angeschlossenen Wärmeerzeugungs- und Umwandlungsanlagen (Wärmespeicher) gedeckt werden. Diese Modellierung erlaubt es einerseits die globalen Strommarktsignale und andererseits die lokalen Wärmebedarfe integriert zu berücksichtigen. Außerdem werden ebenfalls Opportunitäten in Form von Anteilen erneuerbarer Wärme (Solarthermie, Geothermie und Biomasse) sowie industrielle Abwärme und Müllverbrennung (entsprechend Genehmigung) berücksichtigt.

2.3 Ergebnisse der Regionalisierung

2.3.1 Photovoltaik

Das Ergebnis der PV-Regionalisierung für das Szenario B2037 ist in Abbildung 2-4 als geografische Verteilung auf Bundesebene dargestellt. Abbildung 2-6 zeigt für die Szenarien B2037 und B2045 die installierte Leistung und die modellierte Jahresenergiemenge je Bundesland in Gegenüberstellung zu den Ergebnissen der ÜNB.

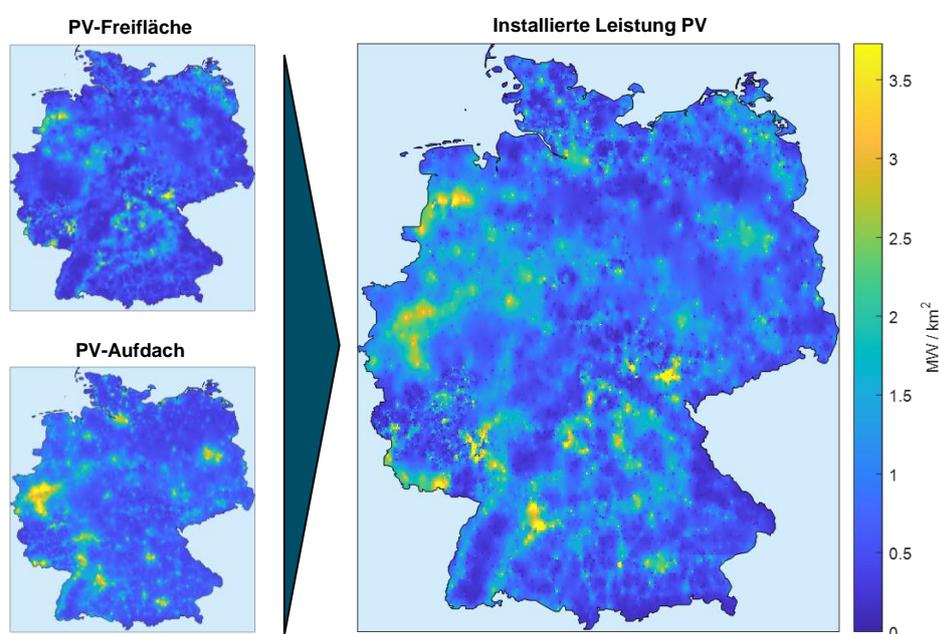


Abbildung 2-4: Ergebnis der PV-Regionalisierung

Im Vergleich mit den Ergebnissen der ÜNB zeigt sich eine gute Übereinstimmung im Hinblick auf die installierten Leistungen. Abweichungen sind insbesondere in NI, NW und BY zu erkennen. Durch die Vernachlässigung der erzielbaren Volllaststunden bei der Gewichtung von Flächenpotenzialen für die Verteilung der PV-FFA kommt es bei der Regionalisierung der ef.Ruhr in den Ländern NW und NI zu einem stärkeren Zubau und in den südlichen Bundesländern, insbesondere BY, zu einem geringeren Zubau gegenüber dem Verfahren der ÜNB. Für die anderen Bundesländer resultiert eine ähnliche Verteilung zwischen Gutachern und ÜNB.

In Bezug auf die jährlichen Energiemengen zeigt sich eine gute Übereinstimmung. Abweichungen sind dabei fast vollständig auf unterschiedliche installierte Leistungen zurückzuführen, was auf eine hohe Konsistenz zugrunde gelegter Anlagenmodelle hinweist.

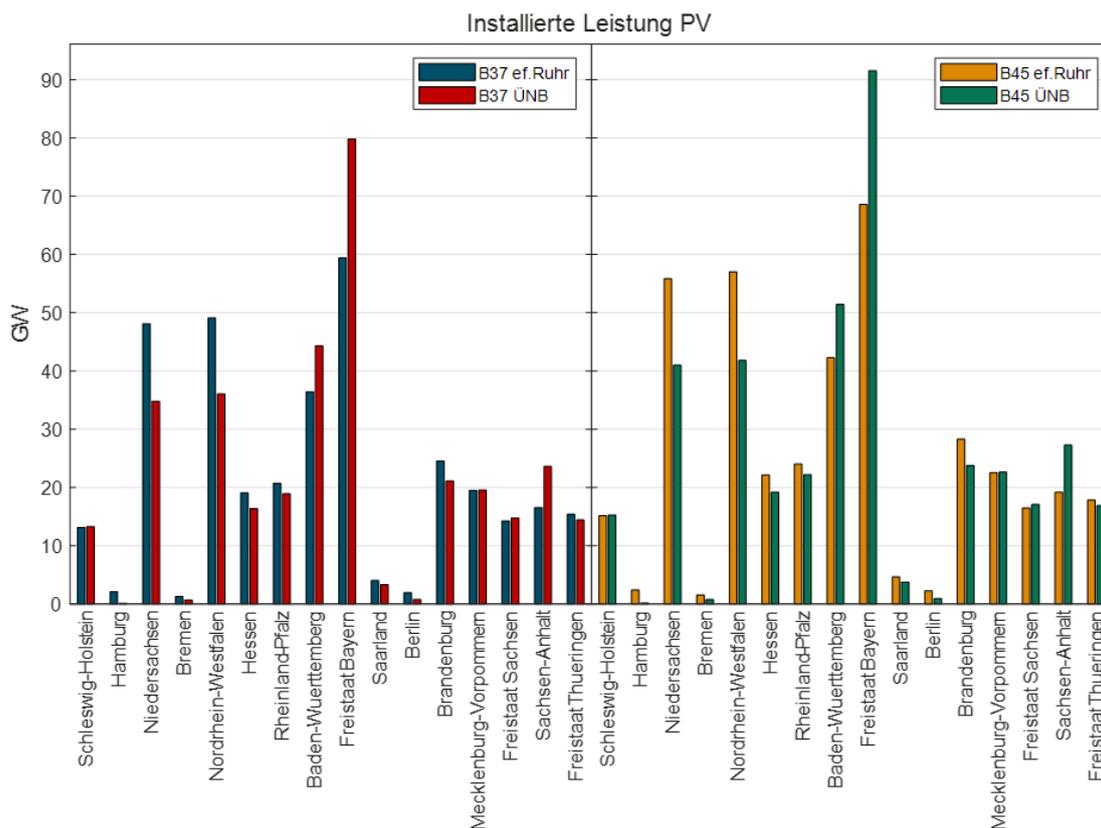


Abbildung 2-5: Installierte Leistung von PV-Anlagen für das Szenario B2037 und B2045 im Vergleich zu den Ergebnissen der ÜNB.

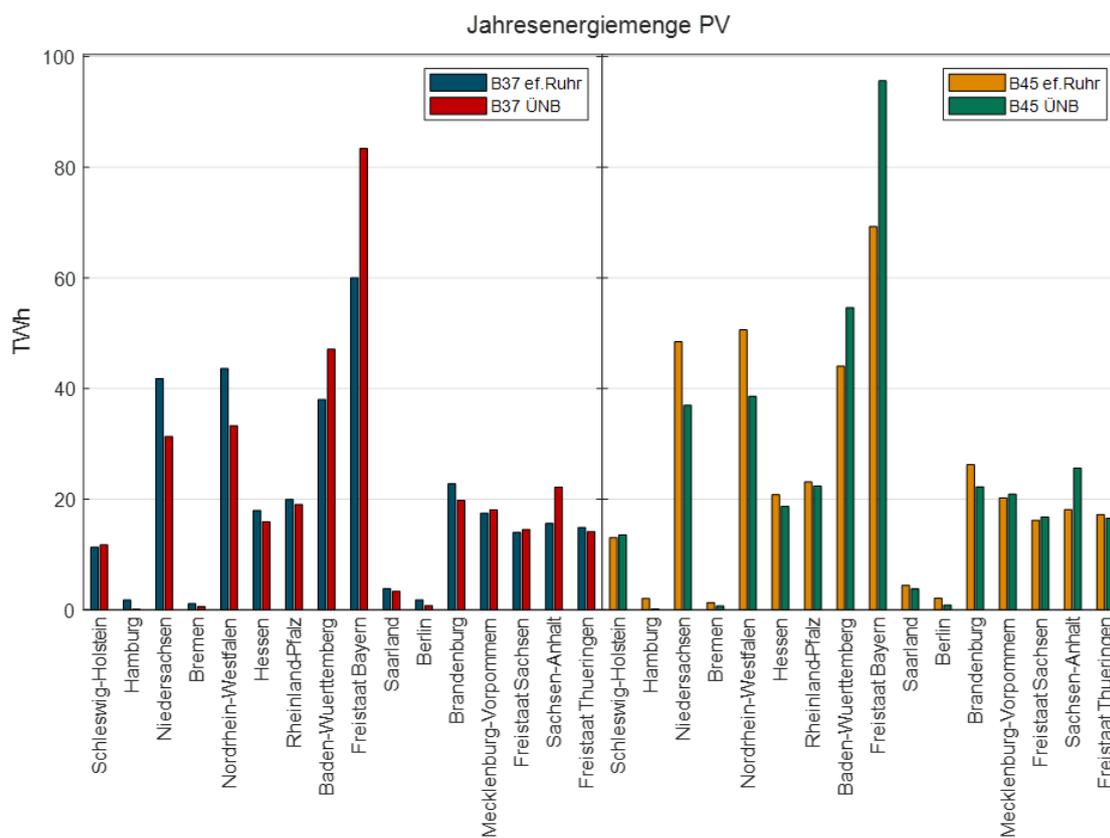


Abbildung 2-6: Jahresenergiemenge von PV-Anlagen für das Szenario B2037 und B2045 im Vergleich zu den Ergebnissen der ÜNB.

2.3.2 Windenergie an Land

Das Regionalisierungsergebnis für Windenergie an Land ist in Abbildung 2-7 in geografischer Auflösung auf Bundesebene dargestellt. Hierbei wird der ausgeprägte Windenergieausbau im Norden und Nord-Osten Deutschlands deutlich. Abbildung 2-9 zeigt die installierte Leistung je Bundesland im Vergleich zu den ÜNB in den Szenarien B2037 und B2045.

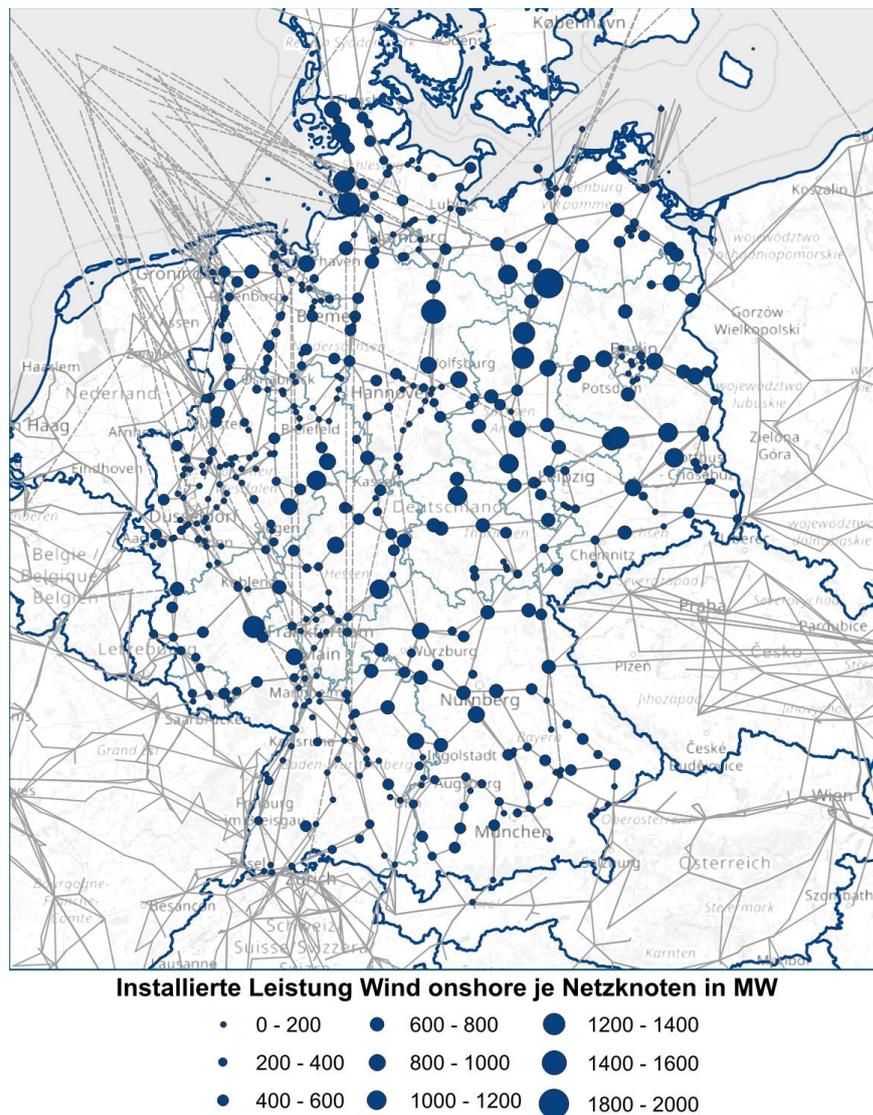


Abbildung 2-7: Regionale Verteilung der installierten Leistung für Windenergie an Land

Die von der ef.Ruhr anhand des WEA-Allokationsverfahren abgeleiteten regionalen Kapazitäten liegen insgesamt in einer vergleichbaren Größenordnung mit den Ergebnissen der ÜNB (vgl. Abbildung 2-9). Abweichungen sind insbesondere in den Bundesländern Bayern, Brandenburg sowie Sachsen und Rheinland-Pfalz zu erkennen. Bayern erhält im Zubauverfahren der ef.Ruhr substanziell mehr Kapazitäten gegenüber den Angaben der ÜNB. Eine konkrete Ursache hierfür lässt sich aufgrund der komplexen Modelle und Annahmen, die in der Modellierung eingesetzt werden, nicht zuverlässig benennen. Das Ergebnis der ef.Ruhr erreicht den im Modell ermittelten Flächenbeitragswert für Bayern knapp³. Die von den ÜNB im Szenario B 2037 ausgewiesene installierte Leistung liegt mit 16,8 GW deutlich darunter. Die Ursache für die starke Abweichung lässt sich aufgrund der Modellkomplexität nicht eindeutig analysieren. Eine mögliche Ursache könnte ein unterschiedlicher Einfluss der Standortattraktivität auf die Anlagenallokation zwischen beiden Ansätzen sein. Eine weitere Ursache könnte in einer unterschiedlichen Geometrie der Potentialflächen der beiden Analysen liegen, die zu Abweichungen bei dem spezifischen Flächenbedarf führen.

Die höhere Kapazitätsallokation in Brandenburg lässt sich durch die hohe Standortattraktivität begründen, die nach der Erfüllung des Flächenbeitragswertes aller Bundesländer vordringlich zur Geltung kommt. Die Ursache für die geringere Ausbauleistung in den Ländern RP und SN gegenüber den ÜNB-Ergebnissen lässt sich nicht eindeutig zuordnen und wird mit der Komplexität und Heterogenität der Annahmen und den verwendeten Daten in den angewendeten Regionalisierungsverfahren begründet.

Insgesamt verdeutlicht der Vergleich der installierten Leistungen auf Bundeslandebene, dass die regionalisierten Kapazitäten der ÜNB mit denen der ef.Ruhr in derselben Größenordnung liegen.

Die lokale Windhöffigkeit hat Einfluss auf die jährlichen Einspeisemengen elektrischer Energie. In den südlichen Bundesländern ergeben sich folglich

³ Zur Erreichung des 2%-Flächenziels resultiert aus dem von der ef.Ruhr angewandten Verfahren eine installierte Leistung etwa 20 GW. Dies entspricht einem erforderlichen Zubau von etwa 3.000 WEA.

sowohl bei den ÜNB als auch bei der ef.Ruhr geringere Erträge pro installierte Kapazität. Die regionale Verteilung der Erzeugungsmengen weist folglich ein ähnliches Bild auf wie die Verteilung der installierten Leistungen.

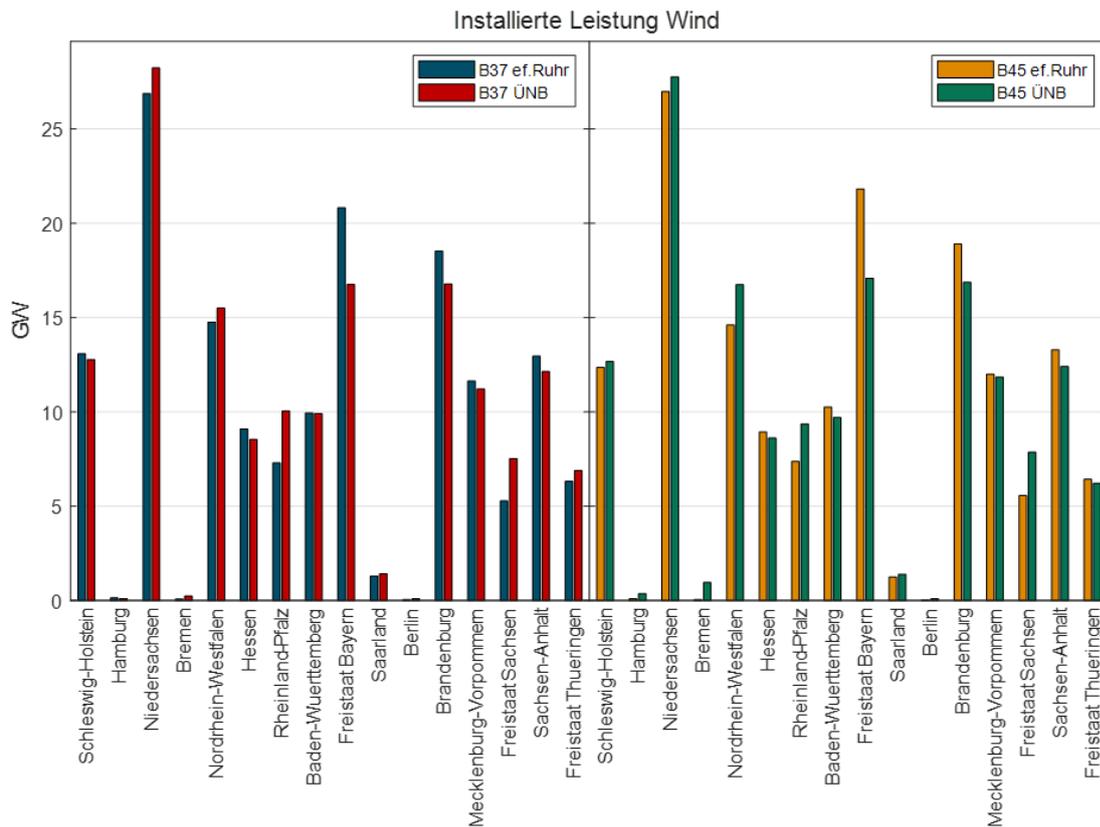


Abbildung 2-8: Installierte Leistung von Windenergieanlagen für das Szenario B2037 und B2045 im Vergleich zu den Ergebnissen der ÜNB.

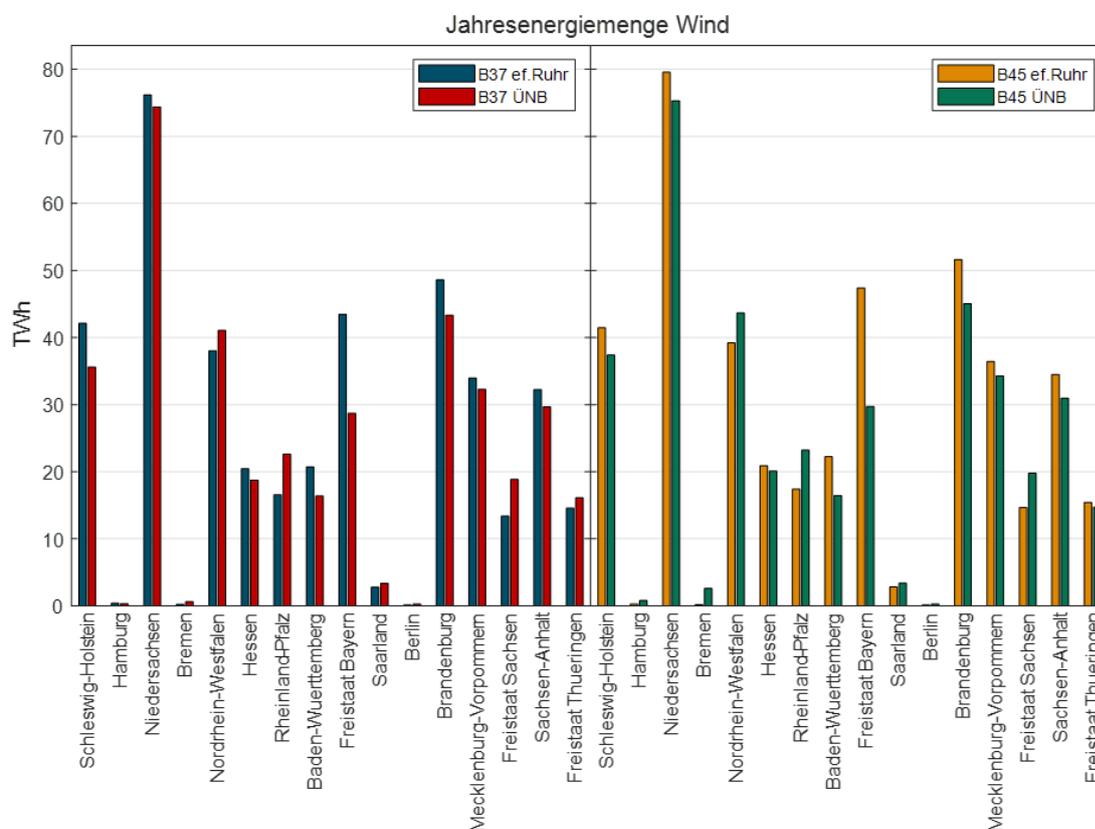


Abbildung 2-9: Jahresenergiemenge von Windenergieanlagen für das Szenario B2037 und B2045 im Vergleich zu den Ergebnissen der ÜNB..

2.3.3 Lasten

Zeitreihen der **konventionellen Last** zeigen sowohl im Profil als auch der sich ergebenden Spitzenlast eine hohe Übereinstimmung. Abbildung 2-10 zeigt die Netzlast der ef.Ruhr (links – Summe aus „Geräte Haushalte“, „Geräte GHD“, „Industrie“, „Rechenzentren“ und „Verluste Verteilnetz“) sowie der ÜNB („Last konventionell“ und „Großverbraucher“) für das Szenario B2037 im Vergleich. In den Ergebnissen der ef.Ruhr ergibt sich hieraus eine Spitzenlast von 99,4 GW (Anfang Februar, 12:00 Uhr) und bei den ÜNB eine Spitzenlast von 97,9 GW (Anfang Februar, 14:00 Uhr).

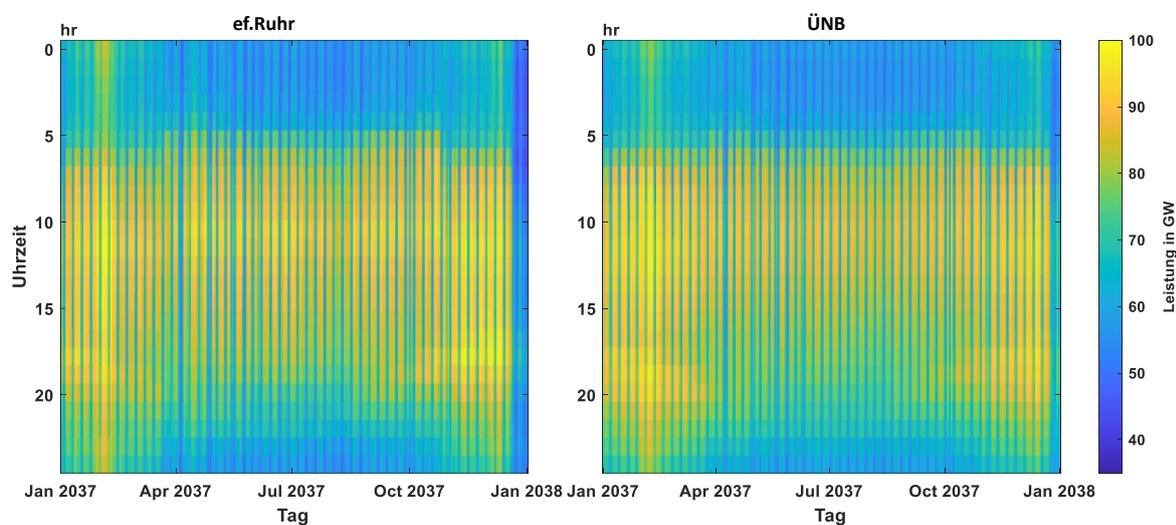


Abbildung 2-10: Zeitreihen der konventionellen Last im Szenario B2037 im Vergleich

2.3.4 Batterieelektrische Fahrzeuge

Die regionale Verteilung batterieelektrischer Fahrzeuge folgt in guter Näherung der deutschen Bevölkerungsdichte (vgl. Abbildung 2-11). Dies ist besonders für den Personenverkehr und den Güternahverkehr deutlich zu erkennen, wobei in einigen Großstädten - wie z.B. in Berlin - ein vergleichsweise geringerer Ladebedarf des Personenverkehrs zu erkennen ist. Dies ist vor allem auf den angenommenen Hochlauf alternativer Mobilitätskonzepte zurückzuführen. Die Verteilung des Güterfernverkehrs sowie von Schnellladevorgängen einzelner PKW entlang Autobahnen folgen dem Verkehrsaufkommen zentraler Hauptverkehrsachsen bzw. Warenflüsse.

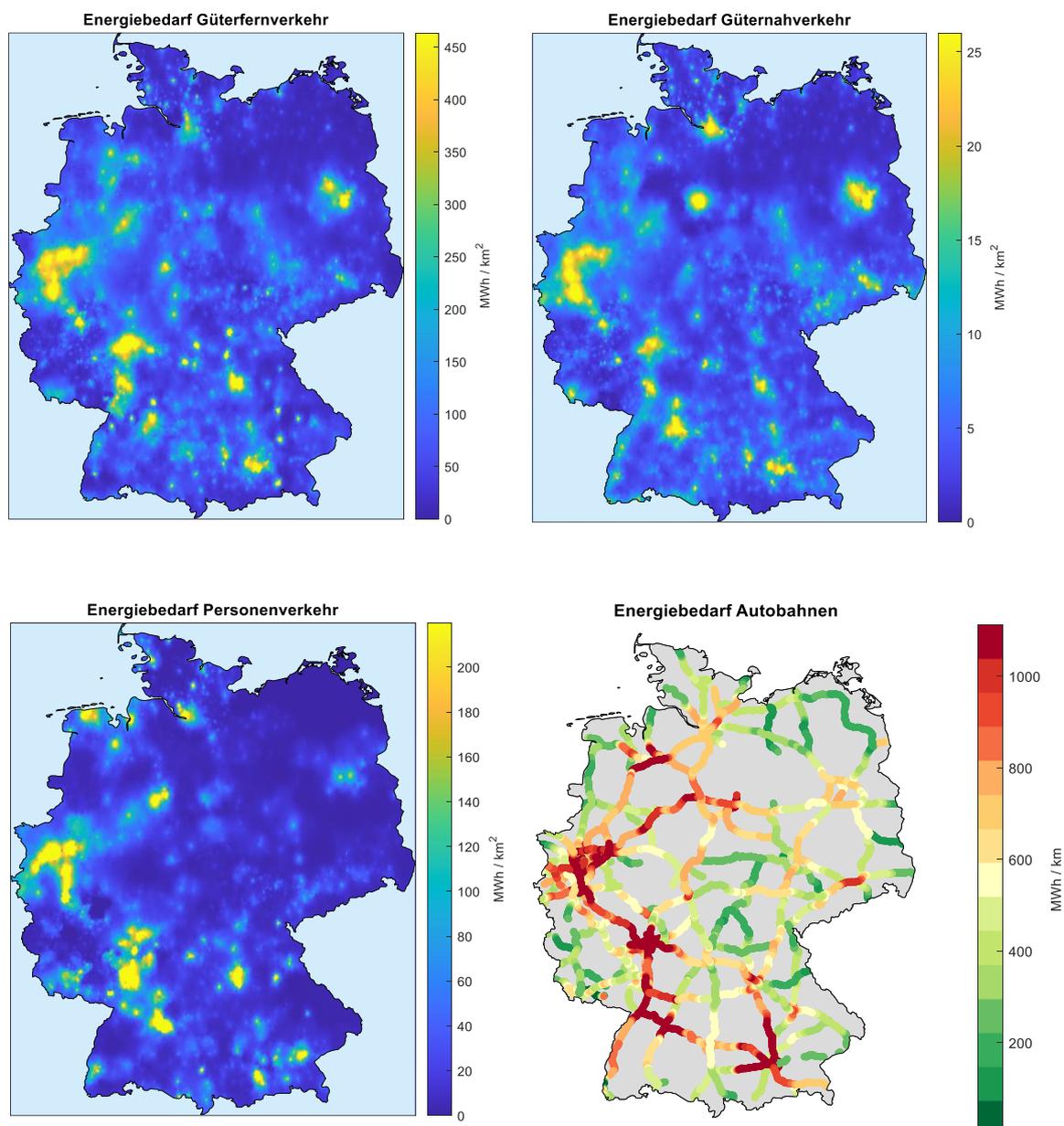


Abbildung 2-11: Räumliche Verteilung der Energiebedarfe batterieelektrischer Fahrzeuge verschiedener Sektoren (Szenario B2037)

Im Anhang dieses Dokumentes sind zudem die zeitlich aufgelösten Ladebedarfe dargestellt. Bei allen Mobilitätssektoren ist dabei der Einfluss der Umgebungstemperatur auf den Verbrauch zu erkennen, was insbesondere in den kalten Tagen des Februars zu einem erkennbaren Lastzuwachs führt. Die einzelnen Sektoren weisen jeweils charakteristische Besonderheiten auf. Eine Darstellung der Zeitreihen gesteuerter Ladevorgänge ist an dieser

Stelle nicht möglich, da deren Verhalten erst im Rahmen der Marktmodellierung bestimmt wird.

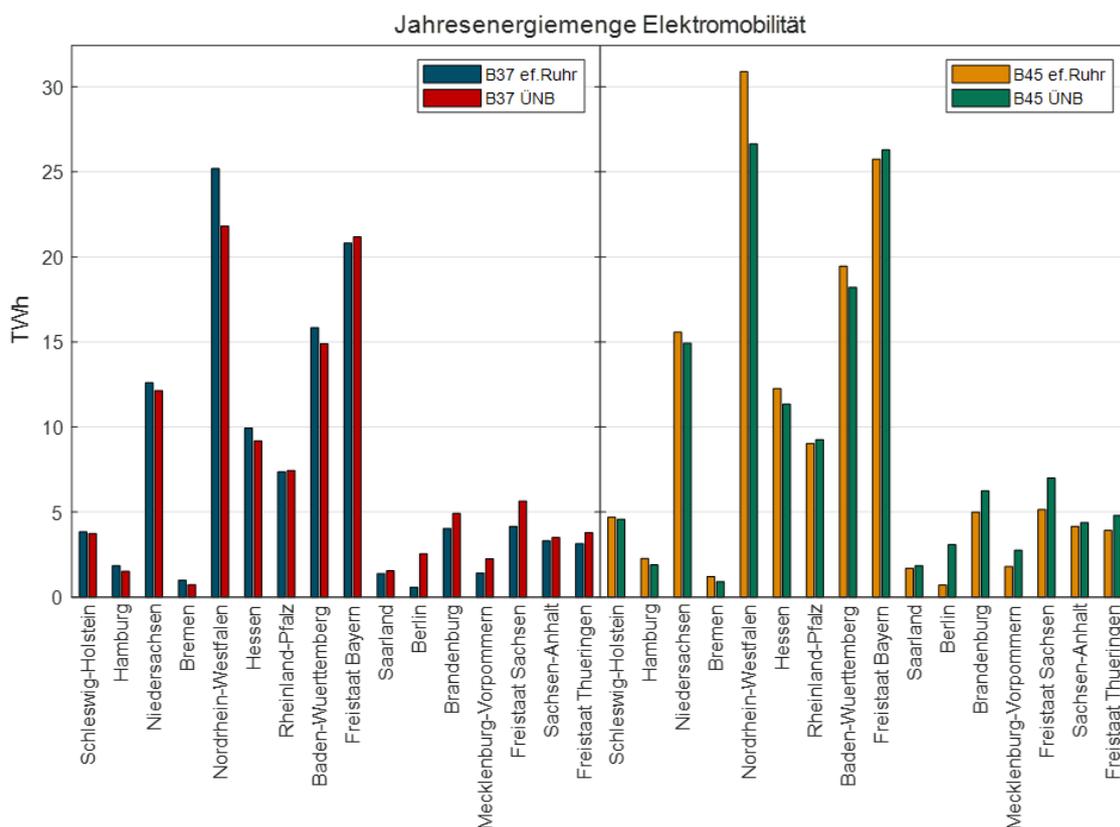


Abbildung 2-12: Jahresenergiemengen batterieelektrischer Fahrzeuge auf Bundeslandebene (Szenario B2037 und B2045)

Prinzipiell zeigt sich eine gute Übereinstimmung der Regionalisierung des Energiebedarfes im Verkehrssektor zwischen ÜNB und Gutachter (siehe Abbildung 2-12). Abweichungen sind vor allem in NW erkennbar. Hohe relative Abweichungen sind zudem in Berlin und Hamburg zu beobachten, was u.a. auf eine abweichende Modellierung des Güterverkehrs und der zukünftigen Durchdringung von Fahrzeugen im städtischen Raum zurückzuführen ist. Aufgrund des vergleichsweise geringen Energiebedarfes in diesen Regionen ist durch diese Abweichung jedoch von keinem signifikanten Einfluss auf die resultierende Netzbelastung auszugehen.

In Bezug auf das Bezugsverhalten zeigen sich zwischen den Ergebnissen der ef.Ruhr und den ÜNB jedoch Abweichungen. Abbildung 2-13 zeigt hierzu den Vergleich des Stundenmittelwertes im Bezugsverhalten von batterieelektrischen Fahrzeugen. In den Ergebnissen der ÜNB (rot, ermittelt vor

Marktmodellierung) ist dabei eine deutliche Orientierung am PV-Einspeiseverhalten erkennbar. Die Ergebnisse der ef.Ruhr sind differenziert nach unflexiblen (Schnellladen PKW und Güterverkehr) und flexiblem Ladeverhalten. Hierbei zeigt sich, dass das flexible Ladeverhalten (ermittelt in der Marktsituation) – auf geringerem Niveau – ein ähnliches Verhalten aufweist, wie es in den ÜNB-Ergebnissen zu beobachten ist. Der unflexible Bedarf zeigt hingegen eine hohe Leistungsspitze am Morgen sowie eine geringere Leistungsspitze am frühen Nachmittag und ist v.a. Resultat des typischen Mobilitätsverhaltens im Güterverkehr.

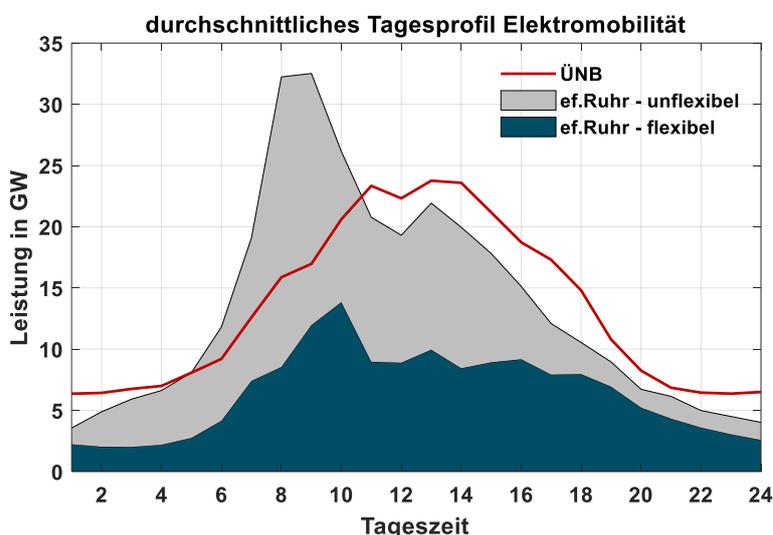


Abbildung 2-13: Vergleich des mittleren täglichen Bedarfsprofils

2.3.5 Private und gewerbliche Wärmepumpen

Die Ergebnisse der Regionalisierung der Jahresenergiemengen privater und gewerblicher dezentraler Wärmepumpen weisen grundsätzlich eine gute Übereinstimmung zwischen den Gutachter und den ÜNB auf (vgl. Abbildung 2-4). Wesentliche Abweichungen sind in SH, NW und BW festzustellen. Diese können in der Verwendung unterschiedlicher Ansätze in der Regionalisierung begründet sein. Während die ÜNB einen flächenbasierten Ansatz verwendet haben, liegt der Regionalisierung des Gutachters ein detailliertes Gebäudemodell zugrunde. Dabei werden zur Ermittlung der zukünftigen Wärmebedarfe räumlich aufgelöste Sanierungsraten und -tiefen zugrunde gelegt. Hierbei kann es zu räumlichen Abweichungen in den zugrundeliegenden Szenariopfadern der ÜNB und des Gutachters kommen.

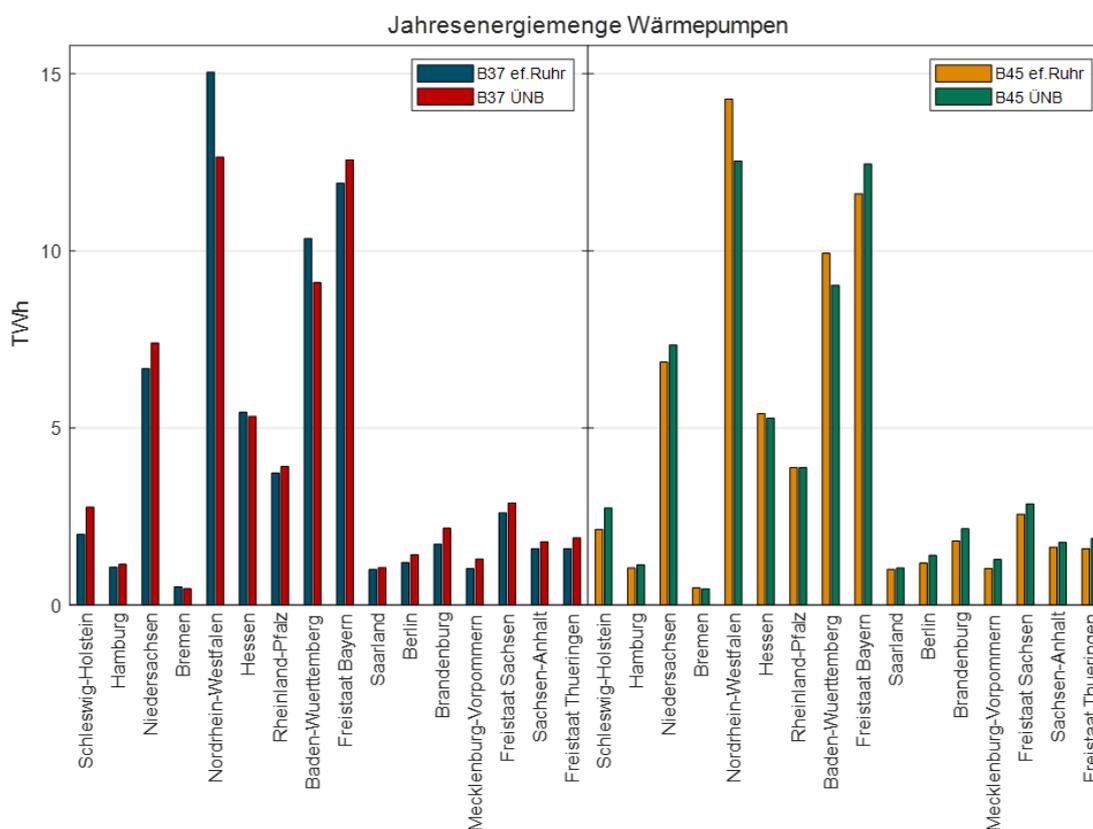


Abbildung 2-14: Jahresenergiemengen dezentraler Wärmepumpen auf Bundeslandebene im Vergleich (Szenario B2037 und B2045)

Der Vergleich der Regionalisierung der installierten Leistung großtechnischer Power-to-Heat-Anlagen (Wärmepumpen und Elektrodenheizkessel) zeigt im Vergleich zu den vorherigen Ergebnissen von Gutachtern und ÜNB zum Teil deutliche Abweichungen (vgl. Abbildung 2-15). Auffällig sind signifikante Abweichungen in NW sowie geringe, aber systematische Abweichungen zwischen den alten und neuen Bundesländern, was auf Unterschiede in der zugrundeliegenden Wärmenetzregionalisierung und den dafür verwendeten Datenquellen zurückzuführen sein kann. Aufgrund der vergleichsweise geringen Gesamtenergiemenge dieses Sektors ist jedoch von einem geringen Einfluss auf die resultierende Netzbelastung auszugehen.

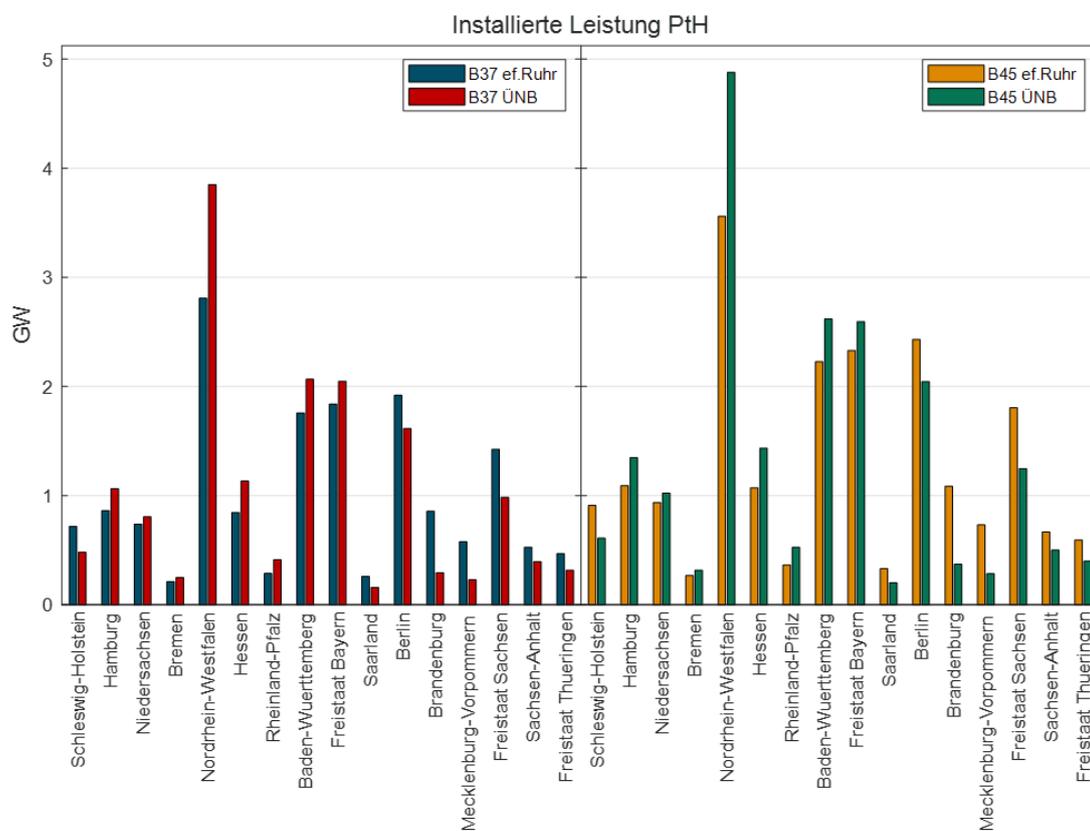


Abbildung 2-15: Jahresenergiemengen großtechnischer PtH-Anlagen auf Bundeslandebene im Vergleich (Szenario B2037 und B2045)

3 Markt- und Netzmodellierung

Primäres Ziel dieses Gutachtens ist die wirtschaftliche Bewertung von fünf Interkonnektor-Projekten für energiewirtschaftliche Szenarien für die Jahre 2037 und 2045. Diese Bewertung erfolgt auf Grundlage des Einflusses der Interkonnektoren auf die Konsumenten-, Produzenten- und Engpassrenten des Strommarktes sowie Engpass- und Klimafolgekosten, die für die untersuchten Szenarien bestimmt werden müssen. Für die Ermittlung dieser Werte bedarf es eines umfassenden Fundamentalmodells des Europäischen Strommarktes, in dem die Stromerzeugung, der Stromhandel sowie der Einsatz von Speichern und Flexibilitätsoptionen abgebildet werden. Die Kosten des Engpassmanagements werden anschließend in Form von Redispatchkosten für das deutsche Übertragungsnetz anhand einer Modellierung des europäischen Übertragungsnetzes bestimmt.

Für dieses Gutachten wurde das Marktmodell *EngaGe* der ef.Ruhr verwendet. Dabei werden die folgenden Modellierungsschritte durchgeführt. Der Ablauf der Modellierungsschritte ist in Abbildung 3-1 dargestellt und wird in den folgenden Abschnitten beschrieben.

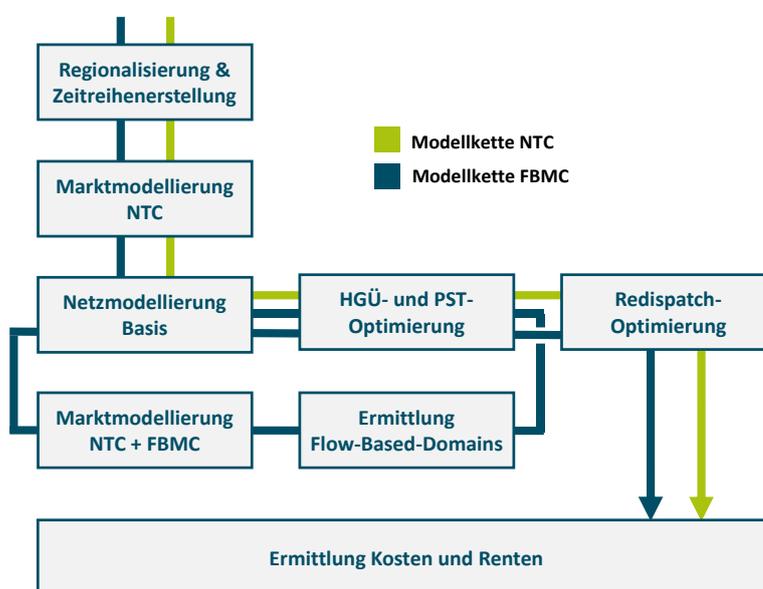


Abbildung 3-1: Modellkette zur Bestimmung von Renten und Redispatchkosten.

Die Regionalisierung und Erstellung Netzknoten-scharfer Zeitreihen erfolgt zunächst anhand des in Abschnitt 2 beschriebenen Ansatzes. Die so ermittelten Zeitreihen für Lasten und EE-Erzeugung gehen, aggregiert auf die einzelnen Marktgebiete, in eine NTC-basierte Marktmodellierung ein (vgl. Abschnitt 3.1). Hierbei wird der Einsatz der Stromerzeugungseinheiten, Speicher und Flexibilitätsoptionen sowie die Austauschleistungen zwischen den Marktgebieten bestimmt. Für die Szenarien des Jahres 2045 stellt dieses Ergebnis (mit Ausnahme späterer Anpassungen im Rahmen des Redispatches) das finale Einsatzverhalten dar.

Im nächsten Modellierungsschritt wird das Marktergebnis knotenscharf auf das europäische Netzmodell übertragen (siehe Abschnitt 3.2) und anschließend eine Optimierung der Einstellung von PSTs und HGÜs vorgenommen (siehe Abschnitt 3.3).

Für die Szenarien des Jahres 2037 schließt sich hieran das Verfahren des Flow-Based Market Coupling (FBMC, siehe Abschnitt 3.1.2) an. Hierbei wird der Energiehandel zwischen den Marktgebieten ganz oder in Teilen nicht über bilaterale Leistungsgrenzen (NTCs), sondern durch ein mehrdimensionales Ungleichungssystem abgebildet, das die Interdependenzen der Austauschleistungen in Bezug auf die Restriktionen des Stromnetzes berücksichtigt. Dabei wird eine erneuerte Marktmodellierung sowie eine erneuerte Einstellung der HGÜs und PSTs durchgeführt.

Unabhängig von der Abbildung der Handelskapazität (NTC, FBMC) schließt sich hieran die Redispatch-Optimierung an, in denen interne Netzengpässe der Marktgebiete – auch unter Berücksichtigung des n-1-Kriteriums – aufgelöst werden.

Aus den Ergebnissen der Marktmodellierung sowie der Notwendigkeit von Redispatch-Maßnahmen können anschließend Kosten und Nutzen der Interkonnektor-Projekte ermittelt werden (vgl. Abschnitt 3.4).

3.1 Marktmodellierung

3.1.1 Methodischer Ansatz

In der Marktmodellierung wird das Einsatzverhalten von konventionellen Kraftwerken, Speichern und Flexibilitätsoptionen der einzelnen Marktgebiete bestimmt. Hieraus ergeben sich die Kosten der Stromerzeugung der einzelnen Marktgebiete. Der Handelsaustausch zwischen den einzelnen Marktgebieten wird dabei entweder über feste, ggf. asymmetrische NTCs und/oder FBMC abgebildet.

Die Modellierung umfasst die in der folgenden Abbildung 3-2 dargestellten Marktgebiete (DE und LU ist als gemeinsames Marktgebiet simuliert). Durch die nationalen und internationalen Vernetzungen ergeben sich in der Simulation darüber hinaus zusätzliche Offshore-Marktgebiete, deren Vernetzung via NTCs abgebildet werden.



Abbildung 3-2: Darstellung der abgebildeten Marktgebiete

Als zentrale Methode der Einsatzplanung kommt das Verfahren der **gemischt-ganzzahligen Optimierung** zum Einsatz. Die Komplexität einer Europäischen Marktsimulation sowie der hohen Anzahl an Marktgebieten und

insbes. Flexibilitätsoptionen erfordert dabei die Nutzung eines rollierenden Optimierungsansatzes mit einem zeitlichen Horizont von acht Tagen. Zur zusätzlichen Ermittlung von Strompreisen⁴ wird eine zusätzliche relaxierte Lösung des Optimierungsproblems berechnet.

Das Einsatzverhalten der **konventionellen Kraftwerke** wird entsprechend dem genehmigten Szenariorahmen ohne Must-run-Anforderungen hinsichtlich der Bereitstellung von Wärme durchgeführt. Die technischen Parameter der Kraftwerke in Deutschland richten sich nach der von der BNetzA bereitgestellten Kraftwerksliste. Ergänzende technische Parameter (wie bspw. Leistungsgradienten, Wirkungsgrade und THG-Emissionen) sind den Kraftwerksparemern des TYNDP 2018⁵ entnommen. Der Kraftwerkspark (sowie auch die übrigen Szenariodaten) des Europäischen Auslandes richtet sich nach den Szenariodaten des TYNDP 2022⁶ im Szenario „Distributed Energy“ (Szenariojahr 2009). Konventionelle Kraftwerke sind darüber hinaus in ihrer Verfügbarkeit (bspw. aufgrund von Revisionen oder Störungen) eingeschränkt. Anzahl und Dauer der Nichtverfügbarkeiten werden im Modell stochastisch ermittelt und richten sich nach den Angaben der Kraftwerksparemeter des TYNDP 2018.

Die Modellierung von **Wasserkraftwerken** erfolgt getrennt nach Laufwasser-, Pumpspeicher- und Speicherwasser-Kraftwerken. Die Berechnung der Zulauf- und Erzeugungsmengen erfolgt anhand der PECD-Daten des ENTSO-E [14] in Kombination mit den Angaben des TYNDP 2022.

Batteriespeicher werden sowohl in Form von Großspeichern sowie Kleinspeichern berücksichtigt. Großspeicher nehmen vollständig am Energiemarkt teil, während der Anteil der Kleinspeicher mit direkter Marktbeteiligung szenarioabhängig ist (siehe Szenariorahmen). Kleinspeicher, die nicht am Energiemarkt teilnehmen verhalten sich wie typische Solarstromspeicher,

⁴ Genauer: „Schattenpreis der Nachfragerrestriktion“ – dieser kann modellendogen ermittelt werden, entspricht jedoch nur näherungsweise dem Preisfindungsmechanismus realer Märkte

⁵ <https://www.entsoe.eu/Documents/TYNDP%20documents/TYNDP2018/Scenarios%20Data%20Sets/Input%20Data.xlsx>

⁶ siehe <https://2022.entsoe-tyndp-scenarios.eu/>

die zur Eigenverbrauchserhöhung genutzt werden. Für beide Arten von Batteriespeichern wird ein Wirkungsgrad von 90% („round-trip efficiency“) angenommen.

Die Modellierung der **Elektrolyse** erfolgt mittels einer vorgelagerten Analyse hinsichtlich grundsätzlich geeigneter Einsatzzeiträume. Hierfür wird die Residuallast aller bekannten Einspeiser und Lasten vor der Marktsimulation gebildet. Vorläufige Einsatzzeiträume der Elektrolyse werden nach der Maßgabe festgelegt, dass die maximale Überspeisung der einzelnen Marktgebiete unter Berücksichtigung der Ziel-Energiemenge des jeweiligen Szenarios minimiert werden („die Residuallast wird von unten aufgefüllt“). In der Markteinsatzoptimierung kann dann hiervon abweichend dennoch ein flexibler Einsatz der Elektrolyse erfolgen, wobei gewährleistet wird, dass innerhalb eines Optimierungshorizontes die jeweils zugewiesene Bedarfsmenge erreicht wird. Restriktionen hinsichtlich eines H₂-Bedarfsprofils werden entsprechend dem Szenariorahmen nicht berücksichtigt. Durch dieses Vorgehen kann sichergestellt werden, dass die elektrischen Bedarfsmengen der Elektrolyse denen des Szenariorahmens entspricht und diese (im Rahmen der gewählten Rollierung in der Optimierung) dennoch flexibel eingesetzt werden können. Dieses Vorgehen verhindert zudem eine Verzerrung bei der späteren wirtschaftlichen Bewertung der Interkonnektoren durch unterschiedliche H₂-Produktionsmengen in den PINT- bzw. TOOT-Varianten.

Weitere **Flexibilitätsoptionen** werden im deutschen Marktgebiet hinsichtlich Elektromobilität, Wärmesektor und allgemeiner Demand-Side-Management (DSM) differenziert. Im Bereich der Elektromobilität wird dabei zwischen dem energiemarktoptimierten Laden von PKW und Fahrzeugen des Güterverkehrs unterschieden. Die Flexibilität des Wärmesektors wird durch die Technologien „private Wärmepumpen“, „gewerbliche Wärmepumpen“, „Wärmepumpen in Wärmenetzen“ und „elektrische Direktheizung in Wärmenetzen“ abgebildet, wobei jeweils zwischen fünf Klimaregionen differenziert wird. Demand-Side-Management wird entsprechend der Maßgaben des Szenariorahmens, ergänzt um technische und wirtschaftliche Parameter der Studie

„Regionale Lastmanagementpotenziale“⁷ in Form von sechs Kategorien berücksichtigt, die sich hinsichtlich ihres Leistungs- und Energiepotenzials sowie der Kosten des Flexibilitätseinsatzes unterscheiden.

Als zusätzliche Erzeugungsoption besteht für jedes Onshore-Marktgebiet als „ultima ratio“ die Möglichkeit des Einsatzes **lastnaher Reserve**. Diese Option sichert die mathematische Lösbarkeit des Optimierungsproblems und repräsentiert lastnah zu installierende Gasturbinen, deren Zubau zum aktuellen Zeitpunkt nicht konkret geplant ist. Die variablen Kosten der lastnahen Reserve liegen deutlich höher als die der übrigen Erzeugungs- bzw. Flexibilitätstechnologien. Somit wird sichergestellt, dass deren Einsatz nur erfolgt, wenn keine Alternativen zur Lastdeckung bestehen. Der Einsatz von lastnaher Reserve ist somit ein starkes Indiz für einen Mangel an Erzeugungs- oder Flexibilitätstechnologien bzw. Handelskapazitäten.

Zusätzlich zum üblichen Vorgehen der Marktmodellierung wird ein Kosten-term genutzt, der den Grenzübergang von Energie (marginal) bepreist. Hierdurch wird sichergestellt, dass sowohl die Abregelung Erneuerbarer Energie als auch der Einsatz von lastnaher Reserve in den Marktgebieten erfolgt, die hierfür maßgeblich ursächlich sind. Ohne ein entsprechendes Vorgehen ist das Optimierungsmodell bspw. indifferent bezüglich des Marktgebietes, in dem Erneuerbare Energie abgeregelt wird (bzw. Erzeugung durch lastnahe Reserve stattfindet) und die Ergebnisse zwar auf europäischer Ebene aussagekräftig, nicht aber den einzelnen Marktgebieten sinnvoll zuzuordnen.

3.1.2 Flow-Based Market Coupling

Für die Abbildung einer lastflussbasierten Kapazitätsvergabe (FBMC) wird für die Szenarien A2037, B2037 und C2037 ein mehrstufiges Simulationsverfahren eingesetzt, das an verschiedene Module der Markt- und Netzsimulationsumgebung anknüpft. Anstelle der grenzscharfen Limitierung der bilateralen Handelsaustausche durch NTC-Werte pro Grenzkuppelstelle werden beim FBMC-Verfahren PTDF-Matrizen sowie Netzelement-scharfe Kapazitätsbeschränkungen als Nebenbedingungen zur expliziten Modellierung der

⁷ Forschungsgesellschaft für Energiewirtschaft mbH: „Regionale Lastmanagementpotenziale - Quantifizierung bestehender und zukünftiger Lastmanagementpotenziale in Deutschland“, Abschlussbericht, 12/2012

Handelskapazitäten berücksichtigt. Ggf. können die physikalischen Kapazitäten durch regulatorische Vorgaben modifiziert werden (minRAM). Die Ermittlung der Flow-Based (FB) Domain erfolgt stundenscharf und berücksichtigt explizite (n-1)-Fälle. Optional können zusätzliche technische Begrenzungen des bilateralen Handelsaustausches berücksichtigt werden („technische Grenzen“).

Die NTC-Startwerte der initialen Marktsimulation entstammen dem TYNDP 2022. Als kritische Zweige werden entsprechend dem Szenariorahmen nur die marktgebietsübergreifenden Interkonnektoren genutzt. Die berücksichtigten Zweig-Ausfall-Kombinationen beschränken sich auf die drei Ausfälle je Zweig, die jeweils die höchste Belastung des Zweiges bewirken. Als minRAM wird ein Wert von 70%, als Flow Reliability Margin ein Wert von 10% angesetzt. Im Anschluss an die Erstellung der Flow-Based Domain (dem Gültigkeitsraum möglicher Handelsaustausch-Kombinationen) wird ein Reduktionverfahren angewendet, durch das die jeweils tatsächlich beschränkenden Nebenbedingungen identifiziert werden. Das Verfahren des FBMC wird auf diejenigen Länder angewendet, die (elektrisch) mittels einer oder mehrerer AC-Leitungen an Deutschland grenzen.

Abbildung 3-2 zeigt exemplarisch einen Ausschnitt der Flow-Based Domain zwischen drei Ländern A, B und C zu einem Zeitpunkt. Blaue Linien stellen Restriktionen aus N-0-Fällen der kritischen Zweige dar, während rote Linien aus den jeweils bedeutsamsten Zweig-Ausfall-Kombinationen resultieren. Die grün gestrichelten Linien zeigen diejenigen Linien bzw. Ungleichungen, die zur Beschreibung der Flow-Based Domain (grau, mehrdimensionaler Raum der gültigen Handelsaustausche) ausreichend ist. Gestrichelte Linien, die in dieser Darstellung nicht direkt an den grauen Bereich grenzen, begrenzen diesen in anderen (nicht dargestellten) Dimensionen. Das Ergebnis der NTC-basierten Basisrechnung (pink) liegt in dieser Schnittebene außerhalb der Flow-Based Domain und kann im FBMC-Verfahren nicht oder nur bei einer günstigen Austauschleistung B-C realisiert werden.

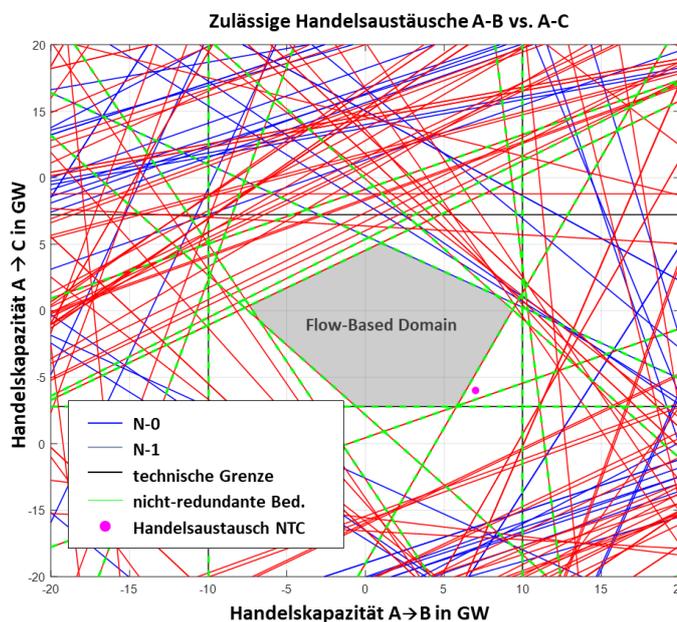


Abbildung 3-3: Exemplarische Darstellung der Flow-Based Domain zwischen den Marktgebieten A, B und C in einem Zeitschritt.

3.1.3 Ergebnisse der Marktmodellierung

Ergebnis der Marktmodellierung ist eine Prognose des Einsatzverhaltens von Kraftwerken, Speichern sowie flexiblen Erzeugern und Verbrauchern der modellierten Marktgebiete sowie deren Handelsaustausche in stündlicher Auflösung. Abbildung 3-3 zeigt dieses Verhalten am Beispiel des deutschen Marktgebietes während eines exemplarischen Zeitraumes im Winter des Szenarios B2037. Hier wird deutlich, dass Flexibilitätsoptionen – insbesondere Batteriespeicher, Elektrolyseure und flexible Lastvorgänge – ihren Strombezug zu Zeiten hoher regenerativer Erzeugungsleistung deutlich erhöhen. Zu Zeiten geringer Erzeugungsleistung wird der Strombedarf gesenkt bzw. ausgespeichert. Zum Ende des dargestellten Zeitraumes kann der notwendige Strombedarf nicht aus nationalen Erzeugungs- bzw. Flexibilitätstechnologien oder Importen gedeckt werden und es kommt zum Einsatz lastnaher Reserve.

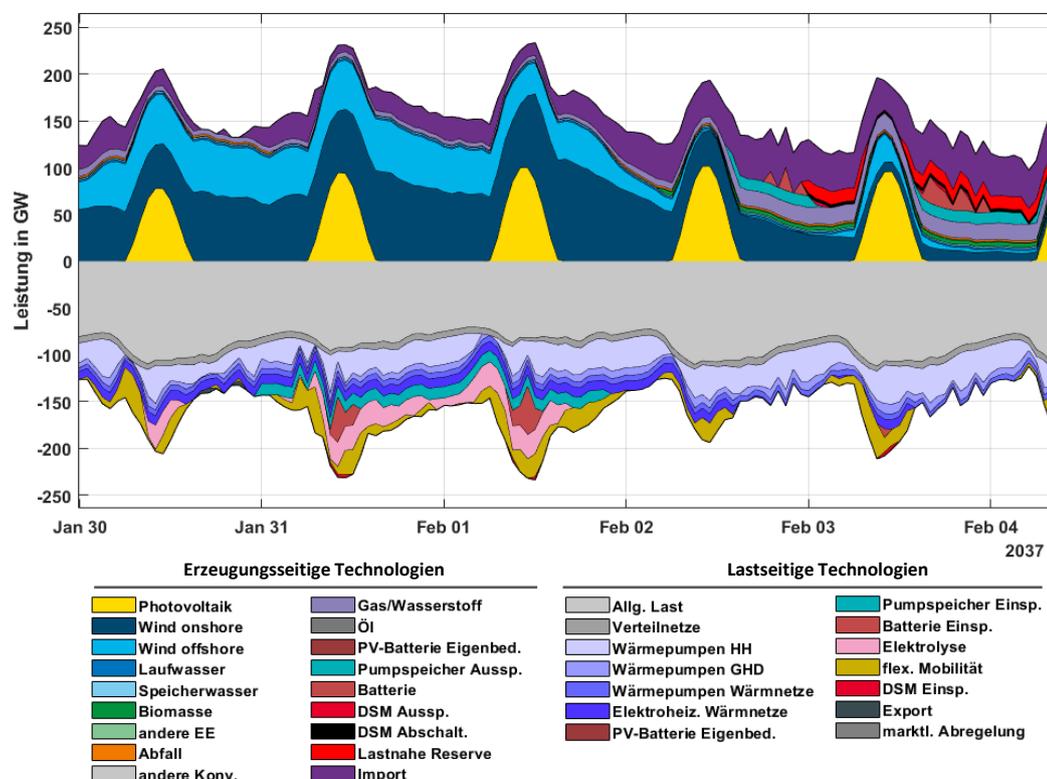


Abbildung 3-4: Einsatzverhalten von Kraftwerken, Speicher sowie flexiblen Erzeugern und Verbrauchern in einem exemplarischen Zeitraum (Deutschland, Szenario B2037).

Die folgende Abbildung zeigt eine Übersicht über die deutschen Erzeugungsmengen der einzelnen Technologien im Vergleich mit den Ergebnissen der Übertragungsnetzbetreiber. In Bezug auf die Erzeugungsmengen der erneuerbaren Energieträger zeigen sich zunächst die gemäß den vorherigen Unterschieden in der Regionalisierung erwartbaren Differenzen. Grundsätzlich zeigen die Marktergebnisse eine hohe Übereinstimmung. Wesentliche Differenzen ergeben sich bei den Einsatzmengen der Elektrolyse. Während in der Marktsimulation der ef.Ruhr die Bezugsmengen modellexogen eingehalten werden, weisen die Ergebnisse der ÜNB hier Abweichungen vom Szenariorahmen zwischen +18 TWh (C2037) und +118 TWh (A2045) auf. Entsprechend ergeben sich Differenzen im deutschen Handelsaldo. Während die Marktsimulation der ef.Ruhr in den A- und B-Szenarien eine tendenziell ausgeglichene Handelsbilanz aufweist, weisen die ÜNB-Ergebnisse hier einen deutlichen Import-Überschuss auf. Die Differenzen in

der Handelsbilanz sind dabei möglicherweise⁸ auf die Differenzen des Elektrolyse-Einsatzes zurückzuführen. Kleinere Unterschiede ergeben sich im Einsatzvolumen der Batteriespeicher und sind möglicherweise auf unterschiedliche Annahmen bezüglich des Wirkungsgrades (ef.Ruhr: 90%, ÜNB: 95%) zurückzuführen.

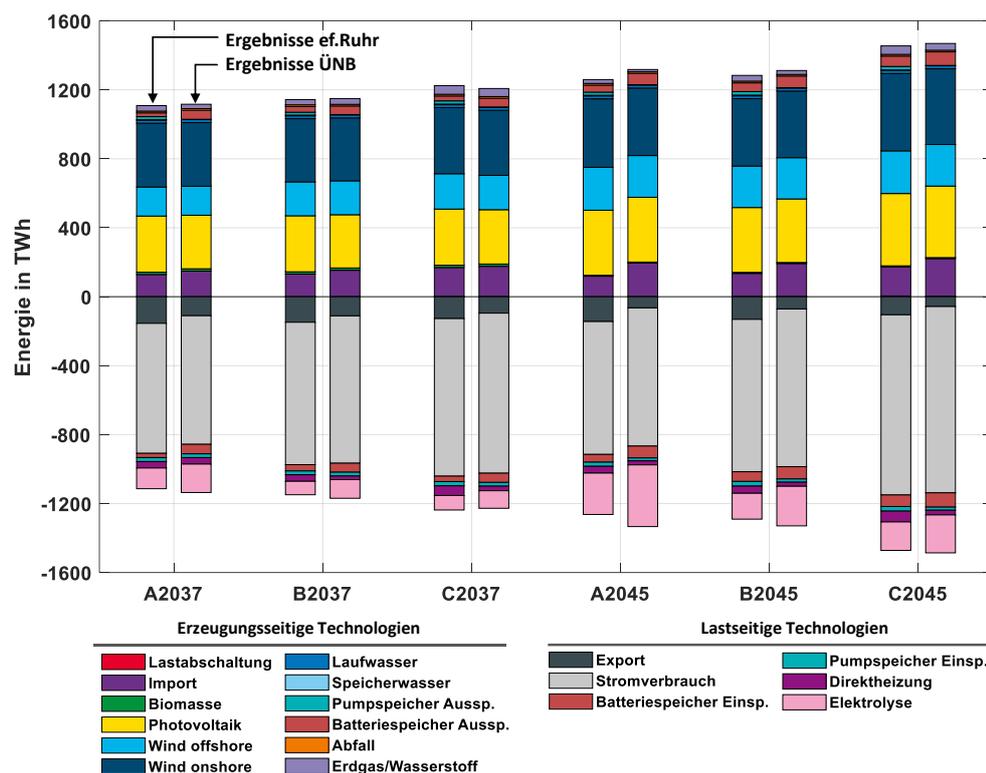


Abbildung 3-5: Erzeugungsmengen und Lasten der untersuchten Szenarien im Vergleich zwischen den Ergebnissen der ef.Ruhr (linke Balken) und der ÜNB (rechte Balken).

In Bezug auf den Einsatz von lastnaher Reserve sind – wenn auch auf geringem absoluten Niveau – deutliche Unterschiede im Einsatzverhalten erkennbar (siehe Abbildung 3-5). Die Simulationsergebnisse der ÜNB weisen hier einen maximalen Bedarf von 4,5 TWh (0,3 % des Bruttostromverbrauchs) im Szenario C2045 aus, während aus Berechnungen der ef.Ruhr

⁸ Zur Analyse dieser kausalen Zusammenhänge sind zusätzliche Vergleichsrechnungen notwendig, die jedoch nicht durchgeführt wurden.

ein Bedarf von 12,6 TWh bzw. 0,8 % resultiert. Der Einsatz lastnaher Reserve erfolgt in allen Szenarien nahezu ausschließlich im deutschen Marktgebiet.

Bei der marktlichen Einsenkung von regenerativen Energieträgern zeigt sich eine tendenzielle Übereinstimmung zwischen den Ergebnissen der ef.Ruhr und der ÜNB, wobei die Ergebnisse der ef.Ruhr in allen Szenarien höhere Abregelungsmengen vorhersagen. Differenzen liegen im Bereich von 14 TWh und 25 TWh bzw. 1,6 % und 2,5 % der EE-Stromerzeugung. Eine Ursache für die Unterschiede – sowohl in Bezug auf die Abregelung als auch den Einsatz der lastnahen Reserve – kann in unterschiedlichen Abbildungen der für diese Situationen wesentlichen Flexibilitätsoptionen begründet liegen.

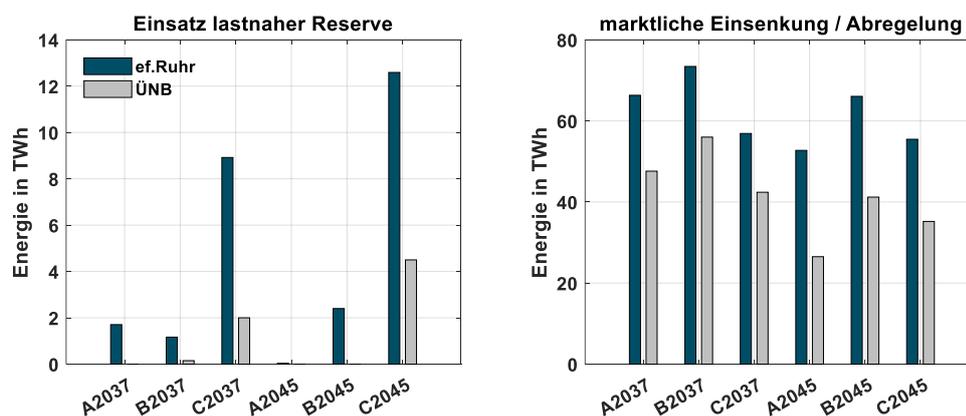


Abbildung 3-6: Einsatz von lastnaher Reserve (links) und marktlicher Einsenkung bzw. Abregelung (rechts) im Vergleich.

Die resultierenden Erzeugungsmengen der (elektrisch) angrenzenden Nachbarländer sowie ein Vergleich mit den Simulationsergebnissen der ÜNB sind in den folgenden Abbildungen dargestellt. Hierbei zeigen sich grundsätzlich vergleichbare Ergebnisse in Bezug auf die Energiemengen der jeweiligen Energieträger. Unterschiede zeigen sich hierbei vor allem im Einsatzverhalten von Erdgas- bzw. Wasserstoffkraftwerken, die in den Ergebnissen der ef.Ruhr zumeist höhere Volllaststunden aufweisen. Vereinzelt zeigen sich auch unterschiedliche Erzeugungsmengen regenerativer Energieträger.

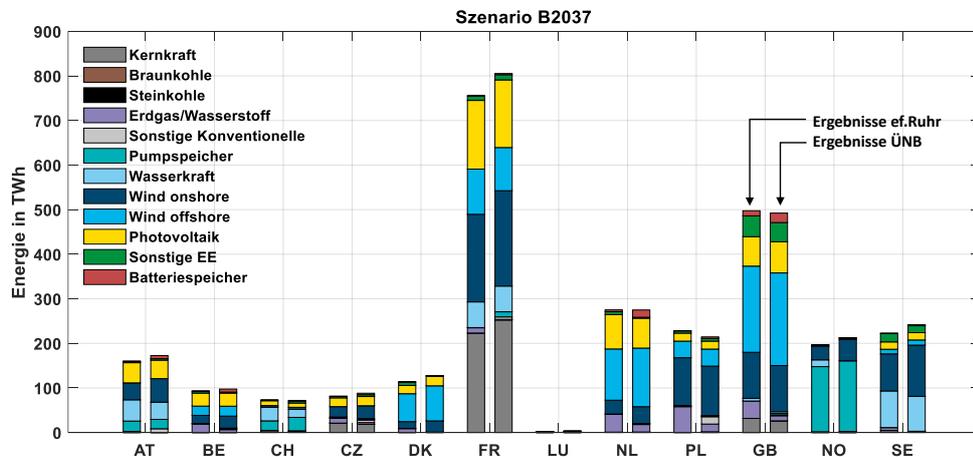


Abbildung 3-7: Erzeugungsmenge der deutschen Nachbarländer im Szenario B2037.

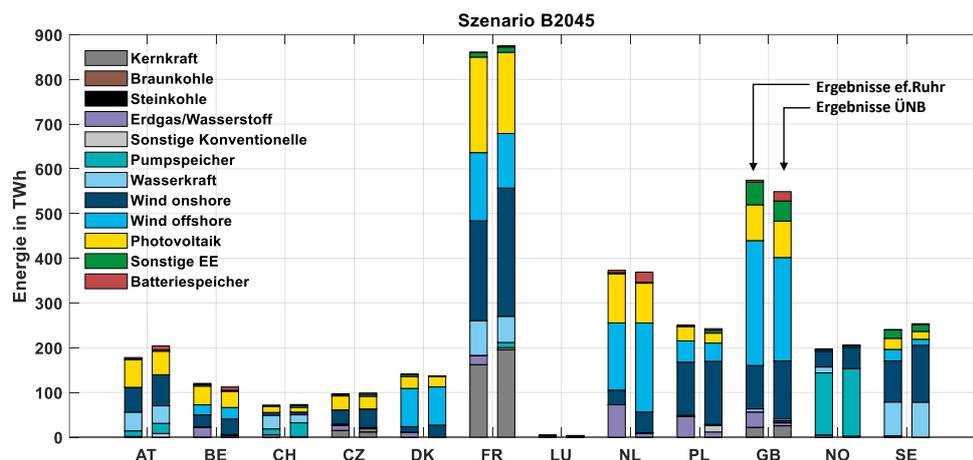


Abbildung 3-8: Erzeugungsmenge der deutschen Nachbarländer im Szenario B2045.

3.2 Netzmodell

Für die Durchführung der Netzsimulationen wird die Simulationsumgebung der ef.Ruhr verwendet. In dieser wird für die Leistungsflussrechnung die frei verfügbare Matlab-Toolbox *matpower* verwendet. Die Netzdaten werden durch die BNetzA zur Verfügung gestellt und in die Simulationsumgebung der ef.Ruhr überführt. Vollständig abgebildet werden die Netztopologien des deutschen Höchstspannungsnetzes sowie der Höchstspannungsnetze der deutschen Nachbarstaaten. Im Netzmodell werden HGÜ-Leitungen und Phasenschieber-Transformatoren (PST) berücksichtigt. Die Im- und Exporte

über die Grenzkuppelleitungen zu Ländern, deren Übertragungsnetz nicht modelliert wird, werden entsprechend der Ergebnisse aus dem Marktmodell als Leistungszeitreihe an den Grenzknoten aufgeprägt.

Für die Analysen zur Interkonnektoren-Bewertung wird stets das Zielnetz in den einzelnen Szenarien der Jahre 2037 und 2045 zugrunde gelegt. Zwischen den Zieljahren 2037 und 2045 unterscheiden sich diese ausschließlich in der Anzahl an HGÜ-Leitungen. Das Drehstromnetz ist in beiden Jahren identisch.

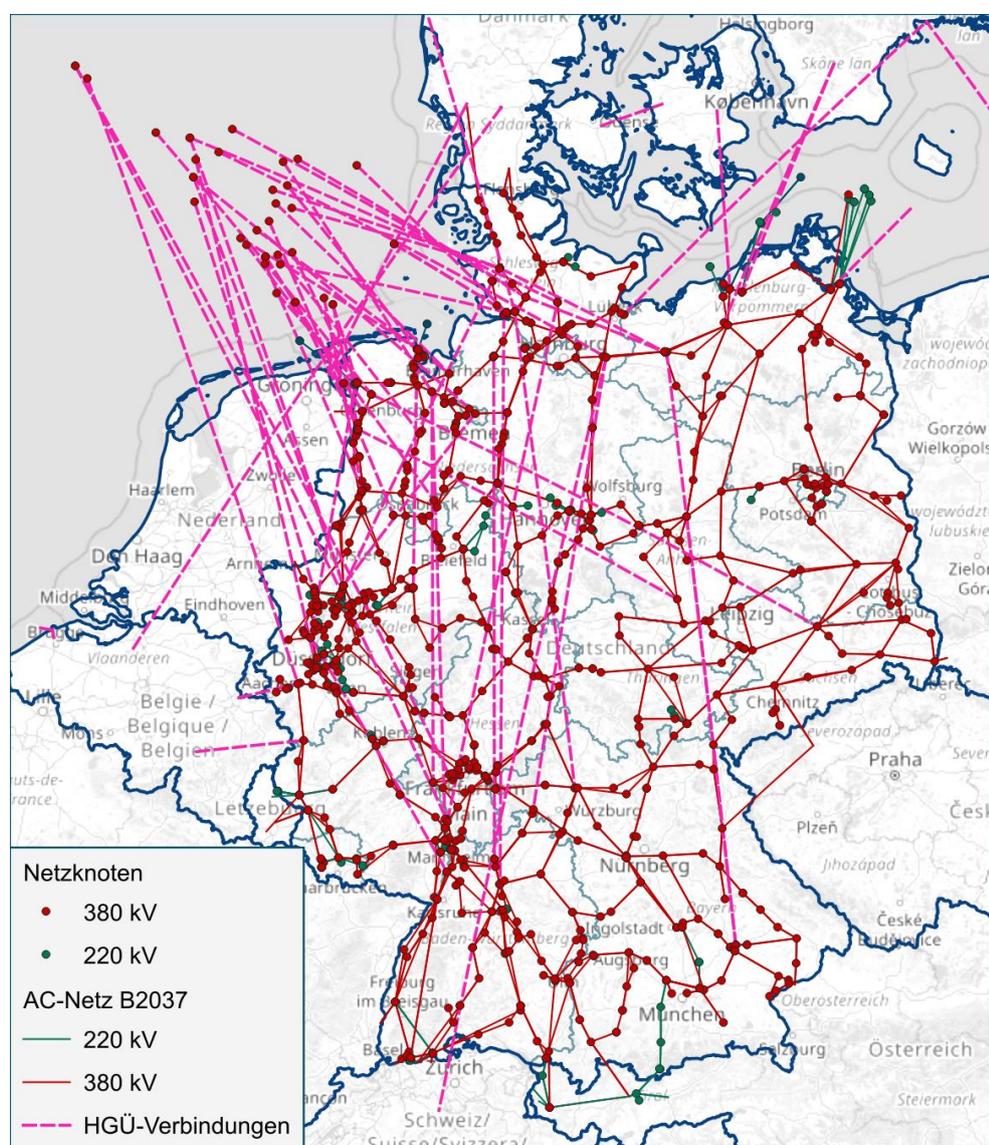


Abbildung 3-9: Netzmodell mit dem Zielnetz für das Szenario B2037

3.3 Netz- und Redispatch-Optimierung

3.3.1 Vorgehen

Anhand der Netzsimulation werden die Auswirkungen des im Marktmodell bestimmten Kraftwerkseinsatzes auf die Netzzustandsgrößen bestimmt. Hierzu werden die in der Marktsimulation ermittelten Einspeise- und Lastzeitreihen (in Bezug auf das Einsatzverhalten von Kraftwerken, Erneuerbaren Energien, Speichern und anderen Flexibilitätsoptionen sowie die Handelsaustausche) den Knoten des Übertragungsnetzmodells zugeordnet und eine Leistungsflussrechnung durchgeführt, um den Belastungszustand des Netzes abzuschätzen. Bei der Bewertung des Netzbetriebszustandes werden erhöhte Stromtragfähigkeiten von AC-Freileitungen in Abhängigkeit regionaler Witterungsbedingungen berücksichtigt (Freileitungsmonitoring).

Anschließend werden die Wirkleistungsbetriebspunkte der internen HGÜ-Systeme sowie der Phasenschieber-Transformatoren (PST) bestimmt. Diese werden durch eine Optimierung der jeweiligen Stellgrößen (Phasenwinkel bzw. Wirkleistungstransport) so eingestellt, dass die Grenzwertverletzungen im AC-Netz minimiert werden („**HGÜ- und PST-Optimierung**“).

Im Anschluss an die optimale Einstellung der HGÜ- und PST-Systeme wird mithilfe einer erneuten Lastflussrechnung der sich für jeden Netznutzungsfall ergebende Belastungszustand bestimmt, der mit den Betriebspunkten der leistungsflusssteuernden Betriebsmittel den Netzbetriebszustand für den (n-0)-Fall beschreibt.

Im Falle des Flow-Based Market Couplings (Szenarios des Jahres 2037) wird der Netzzustand zunächst auf Basis eines initialen NTC-Marktergebnisses bestimmt, aus dem anschließend die Flow-Based-Parameter bzw. die Flow-Based Domain abgeleitet werden. Anhand dieser wird eine erneute Marktsimulation unter Berücksichtigung der flussbasierten Kapazitäten durchgeführt und die vorhergehenden Schritte zur Bestimmung des Netzbetriebszustands wiederholt. (vgl. Abbildung 3-1).

Bestimmung der Flow-Based-Parameter

Die Leistungsflusssensitivitäten für den gebotszonenübergreifenden Stromhandel ($PTDF_z$) und die verfügbaren Übertragungskapazitäten (RAM) sind

teilweise abhängig vom Stromhandel und von der Netztopologie, weshalb für die Bestimmung der FB-Parameter die Berechnung eines Basisfalls erforderlich ist. Dieser wird über eine NTC-Marktsimulation und eine anschließende Lastflussberechnung abgebildet.

Die zonalen Power Transfer Distribution Factors ($PTDF_z$) beschreiben im flussbasierten Kapazitätsmodell den Einfluss einer Änderung des Handelsaldos einer Gebotszone auf die Leistungsflüsse im Übertragungsnetz. Die Berechnung der zonalen PTDFs erfolgt unter Berücksichtigung der nodalen PTDFs, Generation Shift Keys (GSK) und Line Outage Distribution Factors (LODF), wobei die GSKs vom Marktergebnis im Basisfall abhängig sind. Nodale PTDFs und LODFs ergeben sich direkt aus der Netztopologie. Durch die Berücksichtigung der LODF werden Leistungsflussänderungen auf einem Netzelement durch eine knotenscharfe Einspeiseänderung im (n-1)-Fall abgebildet.

Der Generation Shift Key beschreibt die knotenscharfen Veränderungen der Einspeiseleistung eines Marktgebietes für den Fall sich ändernder Handelsalden. Somit vermittelt der GSK eines Knotens die Information, welcher Anteil der Nettoposition eines Marktgebietes von diesem Netzknoten geleistet wird. Im Rahmen dieses Gutachtens werden bei der Bestimmung der GSKs alle disponiblen Generatoren berücksichtigt. Dabei wird der GSK aus dem Verhältnis der freien Erzeugungskapazität jedes Generators im Basisfall zur insgesamt freien Erzeugungskapazität eines Marktgebietes im Basisfall bestimmt.

Die Remaining Available Margin (RAM) entspricht der für den gebotszonenübergreifenden Handel verfügbaren Übertragungskapazität auf einem Netzelement und stellt den zweiten wesentlichen, vom Basisfall abhängigen, Einflussparameter für die flussbasierte Kapazitätsberechnung dar. Im Rahmen des Gutachtens werden RAMs für alle kritischen Netzelemente im (n-0)-Fall sowie die jeweils drei kritischsten (n-1)-Fälle bestimmt und als Nebenbedingungen zur Ableitung der FB-Domains berücksichtigt. Die Ausfallanalyse erfolgt hierbei unter Anwendung von Ausfallsensitivitäten (LODF), die Leistungsflussänderungen auf einem Netzelement durch den Ausfall eines weiteren Netzelements abbilden. Bei der Ermittlung der verfügbaren Übertragungskapazität wird im Rahmen des Gutachtens die mindestens zu Verfügung zu stellende Übertragungskapazität (minRAM-Vorgabe) in Höhe von 70% der maximalen Übertragungskapazität des jeweiligen Netzelements berücksichtigt.

Die Auswahl kritischer Netzelemente umfasst Netzelemente, für die im Rahmen der flussbasierten Kapazitätsberechnung begrenzte Übertragungskapazitäten für den gebotszonenübergreifenden Handel abgebildet werden. Im Rahmen dieses Gutachtens werden in Abstimmung mit der BNetzA und in Anlehnung an den Szenariorahmen ausschließlich die Kuppelleitungen zu den benachbarten Netzgebieten der Bundesrepublik Deutschland als kritische Netzelemente berücksichtigt.

Redispatch-Optimierung

Im Anschluss an die Flow-Based-Marktsimulation wird (für alle Szenariojahre) eine **Redispatch-Optimierung** innerhalb des deutschen Übertragungsnetzes durchgeführt. Dabei werden für alle Netznutzungsfälle, die durch Grenzwertverletzungen der Netzbetriebsmittel des AC-Netzes das (n-1)-Kriterium nicht erfüllen, Maßnahmen zur Aufhebung der Engpässe überprüft bzw. durchgeführt.

Es werden netz- und marktbezogene Eingriffsmaßnahmen zur Aufhebung der Engpässe berücksichtigt. Als netzbezogene Maßnahmen werden zunächst die Wirkleistungsbetriebspunkte der HGÜ-Systeme und die Stufenstellerpositionen von PSTs angepasst. Darüber hinaus erfolgt die Berücksichtigung marktbezogener Maßnahmen. Dabei werden diejenigen Anpassungen des Kraftwerks- und Flexibilitätseinsatzes bestimmt, die notwendig sind, um das Netz in einen (n-1)-sicheren Systemzustand zurückzuführen. Bei hohen Einspeiseleistungen von Windenergie im Norden Deutschlands erfolgt dies häufig durch eine Reduktion der Windenergie-Einspeisung und einer Aktivierung von Speichern und/oder konventionellen Kraftwerken im Süden Deutschlands.

Die Auflösung der identifizierten Engpässe erfolgt anhand eines Optimierungsmodells, in dem ein lineares Lastflussmodell zur Anwendung kommt. Ziel des Modells ist es, den zur Herstellung des (n-1)-sicheren Systemzustands notwendigen Umfang an betrieblichen Eingriffsmaßnahmen bei minimalen Mehrkosten zu ermitteln. Dabei wird der Einspeisevorrang erneuerbarer Energie („EE-Mindestfaktoren“) explizit berücksichtigt.

Als zusätzliche Redispatch-Option wird der Einsatz der im Netzentwicklungsplan 2023-2037/2045 vorgeschlagenen **Netzbooster** berücksichtigt. Anders

als die vorhergehenden Maßnahmen können diese im Fehlerfall reaktiv aktiviert werden, beeinflussen somit nicht die Lastflüsse im (n-0)-Fall und reduzieren daher den Redispatchbedarf in besonderem Maße.

3.3.2 Ergebnisse der Netzanalysen

Für die im Rahmen dieses Gutachtens durchgeführte Interkonnektor-Bewertung werden als Vergleichsgrundlage Referenzuntersuchungen für alle Szenarien durchgeführt. Es wird in allen Szenarien als Netzausbauzustand das Zielnetz des NEPs zugrunde gelegt, das alle durch die ÜNB beantragten Maßnahmen enthält.

Im aktuellen NEP 2037/2045 werden durch die ÜNB im Rahmen der Maßnahmenplanung bewusst marktbezogene Eingriffe in den Netzbetrieb einbezogen und für das Zielnetz durch konventionelle Netzausbaumaßnahmen keine Engpassfreiheit hergestellt. Hiermit wird den hohen Unsicherheiten bei den Planungshorizonten 2037 und 2045 Rechnung getragen. Außerdem soll durch die Berücksichtigung von kurativen und präventiven Eingriffsmaßnahmen das Potential innovativer Technologien und Netzführungskonzepten einbezogen werden. Infolgedessen verbleiben in allen Szenarien Engpässe, die kurative bzw. präventive Eingriffsmaßnahmen erfordern, die durch die ÜNB in allen Szenarien ausgewiesen werden. Dabei wird das Potential kurativer Maßnahmen, insbesondere Netzbooster explizit hervorgehoben.

Nachfolgend werden die Ergebnisse für den Referenzlauf des Szenarios B2037 dargestellt und anschließend die Redispatch-Ergebnisse aller Szenarien mit denen der ÜNB verglichen. Grundlage für den Referenzlauf B2037 sind die knotenscharfen Ergebnisse der Flow-Based-Marktsimulation und das Zielnetz für das Szenario B2037.

Abbildung 3-10 zeigt die hieraus resultierenden Überlastungen des Übertragungsnetzes. Dargestellt ist die Überlastungshäufigkeit der einzelnen Netzelemente im (n-1)-Fall. Es wird sichtbar, dass im Zielnetz im Szenario B2037 Überlastungen in weiten Teilen des Netzgebietes vorliegen. Die häufigsten Überlastungen treten im westlichen Teil Deutschlands auf der Nord-Süd-Achse sowie im Nord-Osten auf.

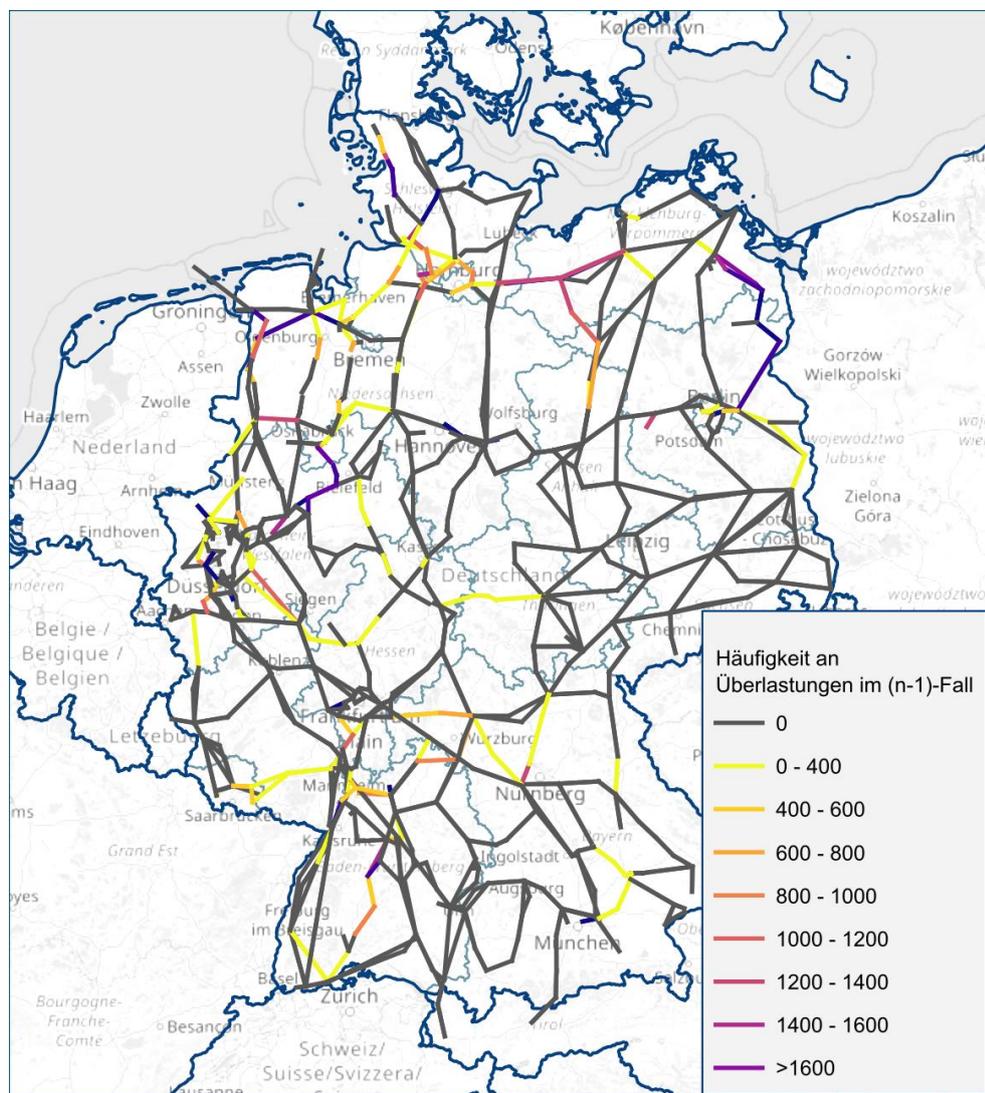
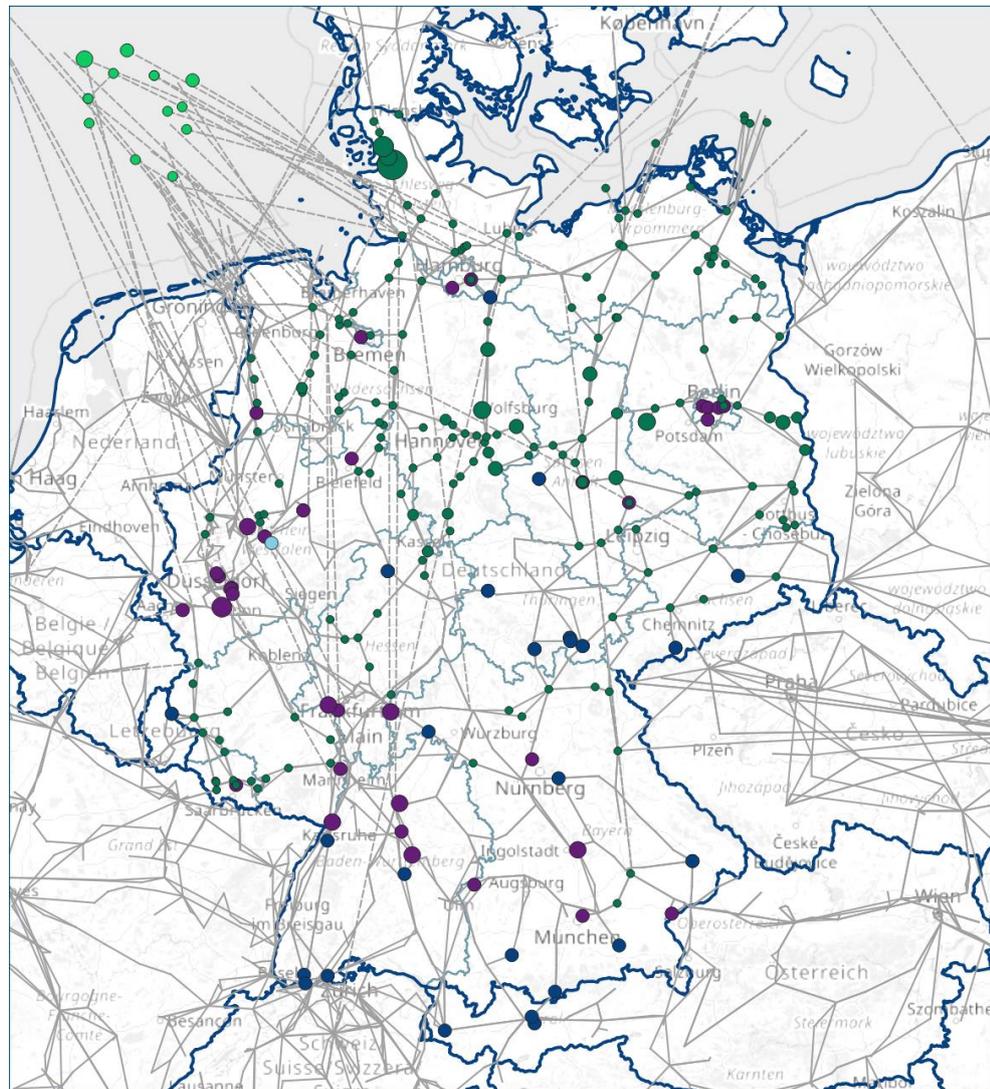


Abbildung 3-10: Überlastete Netzelemente für das Szenario B2037

In Abbildung 3-11 sind die sich hieraus ergebenden jährlichen Redispatchvolumen dargestellt. Die Leistungsreduktion und -erhöhung konventioneller Kraftwerke sind in Gelb bzw. Violett, die Pumpspeicherkraftwerke in Dunkel- bzw. Hellblau und die EE-Abregelungsmengen in Grün dargestellt. Aus der Abbildung geht hervor, dass zur Behebung der Engpässe vor allem im Norden und Osten Deutschlands eine Einspeisereduktion von EE-Anlagen not-

wendig ist. Im Gegenzug wird vor allem im Süden und Südwesten Deutschlands eine Leistungserhöhung von konventionellen Kraftwerken und Pumpspeicherkraftwerken vorgenommen.



Redispatchmengen an den Netzknoten im Referenzlauf B 2037

- Pumpspeicher+
 - Pumpspeicher-
 - EE-Abregelung onshore
- EE-Abregelung offshore
 - konventionelle KW+
 - konventionelle KW-

Abbildung 3-11: Redispatchbedarf im Szenario B2037

Insgesamt ergibt sich im Szenario B2037 ein Redispatchvolumen in Höhe von 2,55 TWh/a, das dem von den ÜNB ausgewiesenen Ergebnis nach der Neuverortung von PtG-Anlagen annähernd entspricht. Abbildung 3-12 zeigt

den Vergleich Redispatch-Ergebnisse zwischen Gutachtern und den ÜNB. Dabei ist für die ÜNB das ausgewiesene Redispatch-Volumen nach der beschriebenen Neuverortung von PtG-Anlagen dargestellt. In den Ergebnissen der ef.Ruhr sind Netzbooster als kurative Maßnahmen bereits berücksichtigt. Im Gegensatz zu den Ergebnissen der ÜNB wurde seitens der ef.Ruhr keine engpassreduzierende Neuverortung von PtG-Anlagen vorgenommen. Diese wurden ausschließlich entsprechend der in Abschnitt 0 beschriebenen Methodik residuallastminimierend regionalisiert, der engpassminimierende Effekt jedoch nicht analysiert.

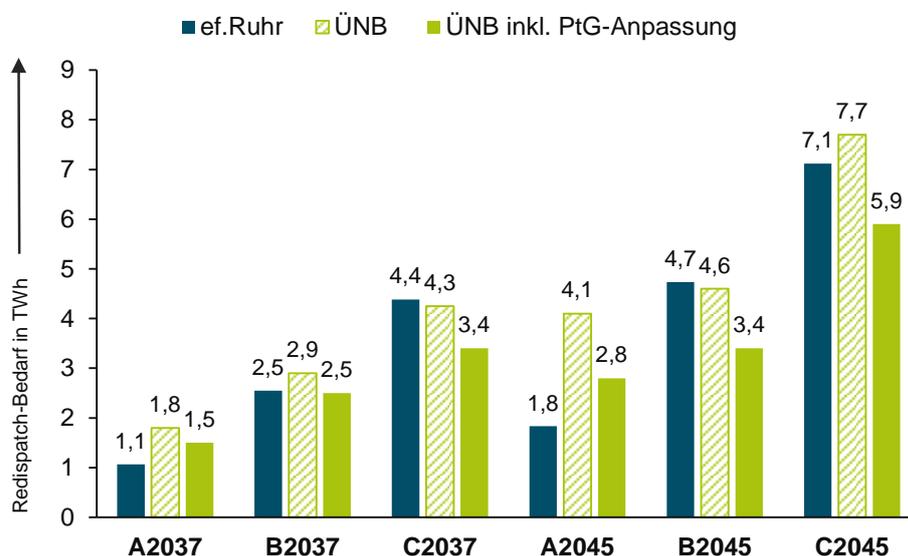


Abbildung 3-12: Vergleich der Redispatch-Ergebnisse zwischen ef.Ruhr und ÜNB

Aus dem Vergleich wird deutlich, dass bis auf das Szenario A der durch die Gutachter ermittelte Redispatch-Bedarf höher als der Bedarf der ÜNB ausfällt. Vor dem Hintergrund der Abhängigkeit der Redispatch-Volumina von der Regionalisierung engpassrelevanter Technologien (z.B. wetterabhängige EE-Anlagen oder Elektrolyseure) aber auch den Markt- und Handelsergebnissen aus der Marktsimulation können Abweichungen unterschiedlichen Ursprungs sein.

3.4 Wirtschaftliche Bewertung

Die wirtschaftliche Bewertung der Interkonnektor-Projekte erfolgt in Anlehnung an die Vorgaben des ENTSO-E (4th ENTSO-E Guideline for Cost Benefit Analysis of Grid Development Projects, siehe [15]). Der überwiegende Teil der Projekte wird dabei anhand des TOOT⁹-Verfahrens bewertet. Hierbei sind alle Interkonnektoren, für die das TOOT-Verfahren verwendet wird in einer Basisrechnung enthalten. Diese Berechnung bildet den Referenzfall der Bewertung. Zur Bewertung der einzelnen Projekte werden diese anschließend einzeln aus dem Netzmodell entfernt. Hierdurch reduziert sich der mögliche Handelsaustausch zwischen den betreffenden Ländern (NTC-Verfahren) bzw. das Ungleichungssystem der zulässigen Handelsaustausche (FBMC-Verfahren) und somit das Ergebnis der Modellierung (inkl. Neubewertung des Redispatch-Einsatzes). Hiervon abweichend wird für die Bewertung des Interkonnektors P679 (DE-FR), das PINT¹⁰-Verfahren angewendet. Dabei wird vom Ergebnis einer Berechnung inkl. des zu bewertenden Projektes das Ergebnis des Referenzfalls (exkl. des zu bewertenden Projektes) subtrahiert.

Der Nutzen eines Interkonnektor ergibt sich anschließend aus den Teilergebnissen der Referenzrechnung abzüglich der Teilergebnisse ohne den zu bewertenden Interkonnektor. Der Ergebnisvergleich erfolgt dabei anhand der folgenden Parameter:

- Volkswirtschaftlicher Mehrwert im Energiemarkt
- Änderung des CO₂-Ausstoßes
- Integration erneuerbarer Energien
- Zusätzliche Klimafolgekosten
- Netzverluste
- Redispatchmenge und -kosten
- Einfluss auf den Bedarf an lastnaher Reserve

Beim volkswirtschaftlichen Mehrwert im Energiemarkt wird zusätzlich zwischen den drei Komponenten Konsumentenrente, Produzentenrente und Engpassrente unterschieden. Diese werden im Folgenden kurz beschrieben.

⁹ "Take one out at a Time"

¹⁰ "Put in one at a time"

Die mathematische Herleitung der einzelnen Renten erfolgt analog zum Gutachten zum Netzentwicklungsplan Strom aus dem Jahr 2022 („NEMO VIII“) [16].

Die **Konsumentenrente** eines Marktgebietes bildet den Nutzen der Stromkunden durch den Bezug elektrischer Energie ab. Im Ergebnisvergleich ergibt sich der Nutzen (oder der Verlust) für die Stromkunden eines Marktgebietes aus den veränderten Strompreisen zwischen der Referenz- und Vergleichsberechnung zzgl. des zeitgleichen Strombedarfs. Verursacht ein Interkonnektor-Projekt ein allgemein geringeres Strompreisniveau, so folgt hieraus i. d. R. eine positive Konsumentenrente. Die Konsumentenrente eines Marktgebietes r und zu einem Zeitspanne t erfolgt aus der Konsumenten-Nachfrage $D_{t,r}$ multipliziert mit der zeitgleichen Differenz zwischen dem Strompreis $p_{t,r}$ und dem angenommenen Nutzen aus der Elektrizitätsbereitstellung p_{VOLL} („Value of Lost Load“). Die Konsumentenrente R_r^{cons} eines Jahres ergibt sich entsprechend aus:

$$R_r^{cons} = \sum_t \left((p_{VOLL} - p_{t,r}) \cdot D_{t,r} \right)$$

Da sich im genutzten Marktmodell keine Veränderungen in der Nachfrage ergeben können (ausgenommen abschaltbarer Lasten, deren Flexibilitätseinsatz separat bepreist wird), verschwindet die Variable p_{VOLL} im Vergleich zwischen zwei Marktmodellierungen.

Die **Produzentenrente** bildet den Nutzen für Stromproduzenten ab. Die Berechnung der Produzentenrente erfolgt anhand der um Ex- und Importe korrigierte Nachfrage $D'_{t,r}$ mit dem zeitgleichen Strompreis abzüglich der Systemkosten C_{Sys} :

$$R_r^{Prod} = \sum_t (D'_{t,r} \cdot p_{t,r}) - C_{Sys}$$

Die korrigierte Nachfrage $D'_{t,r}$ ergibt sich dabei aus der Nachfrage $D_{t,r}$ zuzüglich der Exporte in andere Marktgebiete (NTC und/oder FBMC) sowie abzüglich der jeweiligen Importe. Die Systemkosten ergeben sich aus den kurzfristigen bzw. variablen Kosten des Kraftwerks- und Flexibilitätseinsatzes und sind Ergebnis der Marktmodellierung. Diese werden zusätzlich um den

Wert der Differenz der eingespeicherten Energie in Speichern zwischen Beginn und Ende des Betrachtungszeitraumes korrigiert. Veränderte Erzeugungsmengen durch Power-to-Gas-Anlagen o.ä. treten aufgrund der exogenen Vorgabe der Produktionsmenge nicht auf. Folgt aus dem Zubau eines Interkonnektor eine (mengengewichtete) Erhöhung des Strompreises, so geht dies i. d. R. mit einer Erhöhung der Produzentenrente (sowie einer reduzierten Konsumentenrente) einher.

Die **Engpassrente** ergibt sich aus der Tatsache, dass durch den Stromtransfer durch engpassbehaftete Interkonnektoren ein Erlös entsteht und dieser in Berechnungsvarianten variiert. Somit kann ein Projekt die so anfallenden Erlöse je Marktgebiet verändern. Vereinfachend wird sowohl im NTC- als auch im FBMC-Verfahren von einer hälftigen Aufteilung der anfallenden Engpassrenten zwischen jeweils angrenzenden Marktgebieten ausgegangen. Für jede Marktgebietsgrenze ergibt sich die Engpassrente R_{r_1, r_2}^{Cong} aus dem Produkt des Betrags der Preisdifferenz und dem zeitgleichen Betrag des Leistungsflusses $F_{r_1 \rightarrow r_2}$ zwischen den Marktgebieten, summiert über alle betrachteten Zeitintervalle:

$$R_{r_1, r_2}^{Cong} = \sum_t \left(\overline{(p_{r_1, t} - p_{r_2, t})} \cdot \overline{(F_{r_1 \rightarrow r_2})} \right)$$

Die Engpassrente eines Marktgebietes r ergibt anschließend aus der hälftigen Summe der Engpassrenten von Marktgebietsgrenzen mit den übrigen Marktgebieten R :

$$R_r^{Cong} = \frac{1}{2} \sum_{r'}^{R \setminus \{r\}} R_{r, r'}^{Cong}$$

Der **volkswirtschaftliche Mehrwert eines Marktgebietes im Energiemarkt** ergibt sich schließlich aus der Summe der Konsumenten-, Produzenten- und Engpassrente:

$$SEW_r^M = R_r^{Cons} + R_r^{Prod} + R_r^{Cong}$$

Die **Änderung des CO₂-Ausstoßes** ergibt sich für jedes Marktgebiet direkt aus den veränderten Emissionen des Kraftwerkseinsatzes. Unter Berücksichtigung derjenigen Klimafolgekosten, die noch nicht durch den CO₂-Zerfi-katspreis abgebildet werden, ergibt sich hieraus auch die Veränderung der zusätzlichen Klimafolgekosten. Der gesamte volkswirtschaftliche Mehrwert

eines Interkonnectors ΔSEW_{tot} ergibt sich anschließend aus der Summe des Mehrwerts in der Marktmodellierung ΔSEW^M je Marktgebiet sowie des zusätzlichen Nutzens aus der Reduktion der Klimafolgekosten U_{GHG} :

$$\Delta SEW_{tot} = \sum_r^R (\Delta SEW_r^M) + U_{GHG}$$

Für das deutsche Marktgebiet werden in ΔSEW_{tot} zusätzlich die durch ein Interkonnektor-Projekt veränderten Kosten des Redispatch-Einsatzes berücksichtigt.

Unter **Integration erneuerbarer Energien** (ΔEE) wird die vermiedene Abregelungsarbeit verstanden, die durch ein Interkonnektor-Projekt resultiert.

Netzverluste sowie Menge und Kosten des Redispatch-Einsatzes werden durch eine wiederholte Leistungsflussberechnung, die anschließende HGÜ- und PST-Optimierung sowie die Redispatch-Optimierung bestimmt. In der Differenz zwischen Referenz- und TOOT- bzw. PINT-Berechnung ergeben sich die veränderten Netzverluste bzw. Redispatch-Bedarfe. Diese werden ausschließlich für das deutsche Marktgebiet ermittelt und nicht in die Ermittlung der gesamteuropäischen Ergebnisse aufgenommen.

Ergänzend zum Bewertungs-Leitfaden des ENTSO-E wird der Einfluss der Projekte auf den **Bedarf an lastnaher Reserve** aufgeführt. Diese Kennzahl spiegelt implizit den Beitrag eines Projektes zur Erhöhung der deutschen Versorgungssicherheit bzw. zur verringerten Notwendigkeit der Erweiterung von Erzeugungskapazität, Speichern oder Flexibilität wider. Die Bewertung der Versorgungssicherheit ist explizit jedoch nicht Bestandteil des Netzentwicklungsplans (vgl. § 12b Abs. 2 EnWG). Dennoch besteht eine hohe Wechselwirkung zwischen dem szenariobedingten Mangel an Erzeugungskapazität (über den damit einhergehenden Einsatz von hochpreisigen Flexibilitätsoptionen und lastnaher Reserve) und dem Nutzen und Auswirkungen von Interkonnektor-Projekten. Diesen Wechselwirkungen wird durch die Ausweisung des jeweiligen Einflusses auf den Bedarf an lastnaher Reserve Rechnung getragen. Eine Bewertung dieses Einflusses auf die Wirtschaftlichkeit der Interkonnektor-Projekte wird dabei jedoch nicht ausgewiesen.

4 Bewertung der Interkonnektor-Projekte

Dieses Gutachten bewertet fünf Projekte von Interkonnektoren mit den Ländern Österreich, Schweden, Großbritannien, Schweiz und Frankreich. Tabelle 4-1 zeigt eine Übersicht der untersuchten Projekte. In den folgenden Abschnitten werden die Projekte sowie die Ergebnisse der Bewertung im Detail dargestellt. Die Analyse umfasst lediglich eine Bewertung des volkswirtschaftlichen Nutzens und setzt diesen explizit keine Investitionen bzw. Kosten entgegen.

Tabelle 4-1: Übersicht der Interkonnektor-Projekte

Projektbezeichnung	Beteiligte Marktgebiete	Übertragungskapazität und Technologie	Methode
P74	DE, AT	ca. 1 GW (AC)	TOOT
P221	DE, SE	0,7 GW (DC)	TOOT
P329	DE, GB	1,4 GW (DC)	TOOT
P678	DE, CH	1,0 GW (DC)	TOOT
P679	DE, FR	2,0 GW (DC)	PINT

In den folgenden Abschnitten werden die Untersuchungsergebnisse detailliert beschrieben. Dabei wird das Ergebnis für die Szenarien B2037 und B2045 tabellarisch dargestellt. Die Ergebnisse für die übrigen Szenarien finden sich im Anhang dieses Dokumentes. Die in den Tabellen dargestellten Werte sind in Bezug auf ihre Vorzeichen so dargestellt, dass positive Werte mit positivem Nutzen (negative Werte entsprechend mit negativem Nutzen) einhergehen.

Nicht bewertet wird der zusätzliche Nutzen der Projekte, der durch eine Reduktion des Bedarfs an lastnaher Reserve einhergeht. Dieser Nutzen kann implizit als Beitrag zur Steigerung der Systemsicherheit in Bezug auf die nationale Lastdeckung verstanden werden und geht in seiner wirtschaftlichen Bewertung über den Betrachtungshorizont des Netzentwicklungsplans hinaus. Stattdessen wird jeweils der Einfluss der Projekte auf den Bedarf an lastnaher Reserve (in GWh) ausgewiesen. Da der Einfluss der Interkonnektor-Projekte auf den Bedarf an lastnaher Reserve bis zu ca. 1 TWh beträgt, ist dabei von einem wesentlichen Einfluss auf den Nutzen der Projekte auszugehen, der analog zum Vorgehen der ÜNB jedoch nicht in die wirtschaftlichen Kennzahlen einfließt.

4.1 Projekt P74 (DE - AT)

P74 bezeichnet einen bestehenden Interkonnektor zwischen Deutschland und Österreich, bei dem durch die Maßnahme das Spannungsniveau von 220 kV auf 380 kV erhöht und somit die Übertragungskapazität deutlich gesteigert wird.

Tabelle 4-2: Projektsteckbrief P74

Projektbezeichnung	P74
Bezeichnung	Netzverstärkung und -ausbau in Bayerisch Schwaben
Beteiligte Marktgebiete	DE, AT
Übertragungskapazität und Technologie	ca. 1 GW (AC)
Netzverknüpfungspunkte	Vöhringen (DE) Bundesgrenze (DE-AT)
Untersuchungsmethode	TOOT

Das Projekt P74 weist in nahezu allen Szenarien und sowohl in Bezug auf die europäische als auch die deutsche Perspektive einen (teils geringen) positiven Nutzen auf. Lediglich in den Szenarien A2037 und C2045 wird für das deutsche Marktgebiet ein negativer Gesamtnutzen ermittelt. In Bezug auf den Redispatchbedarf ist – abhängig vom betrachteten Szenario – sowohl ein positiver wie auch ein negativer Einfluss möglich.

Tabelle 4-3 Bewertungsergebnisse Projekt P74 – Szenario B2037

P74 B2037	Δ SEW ^M Mio. €	Red. CO ₂ - Emissionen kt	Δ EE GWh	Δ Netz- verluste GWh	Δ Redis- patch GWh	zus. Klima- folge- kosten Mio. €	Δ SEW _{tot} Mio. €
Europa	18,6	-18,4	-51,1	-	-	-1,3	17,3
Deutschland	29,4	45,7	180,1	-	-	3,3	-
davon KR	139,0	-	-	-	-	-	-
davon PR	-63,5	-	-	-	-	-	-
davon ER	-46,1	-	-	-	-	-	-
Redispatch DE	2,1	6,7	20,3	-84,6	16,1	0,5	-
Gesamt DE	31,5	52,4	200,4	-84,6	16,1	3,8	35,3

Tabelle 4-4 Bewertungsergebnisse Projekt P74 – Szenario B2045

P74 B2045	$\Delta\text{SEW}^{\text{M}}$ Mio. €	Red. CO ₂ - Emissionen kt	ΔEE GWh	Δ Netz- verluste GWh	Δ Redis- patch GWh	zus. Klima- folge- kosten Mio. €	$\Delta\text{SEW}_{\text{tot}}$ Mio. €
Europa	55,7	-	285,5	-	-	-	55,7
Deutschland	20,1	-	28,2	-	-	-	-
davon KR	142,0	-	-	-	-	-	-
davon PR	-108,9	-	-	-	-	-	-
davon ER	-13,1	-	-	-	-	-	-
Redispatch DE	-19,3	-	-140,0	172,3	-179,5	-	-
Gesamt DE	0,8	-	-111,8	172,3	-179,5	-	0,8

In Bezug auf den deutschen Bedarf an lastnaher Reserve wirkt sich das Projekt in allen Szenarien positiv aus (vgl. Abbildung 4-1).

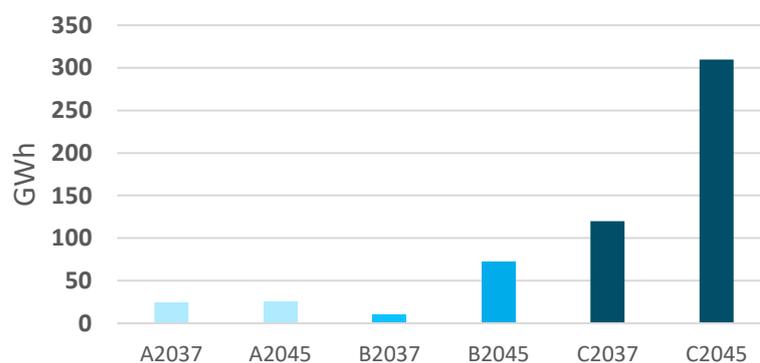


Abbildung 4-1 Projekt P74 – Einfluss auf den Bedarf an lastnaher Reserve.

Im Vergleich zu den Ergebnissen der ÜNB (Ergebnisse nur gesamt Europa für die Szenarien B2037 und B2045) zeigt sich insbesondere im Szenario B2037 ein geringerer Nutzen. Dies gilt sowohl für den volkswirtschaftlichen Nutzen als auch CO₂-Emissionen und Klimafolgekosten.

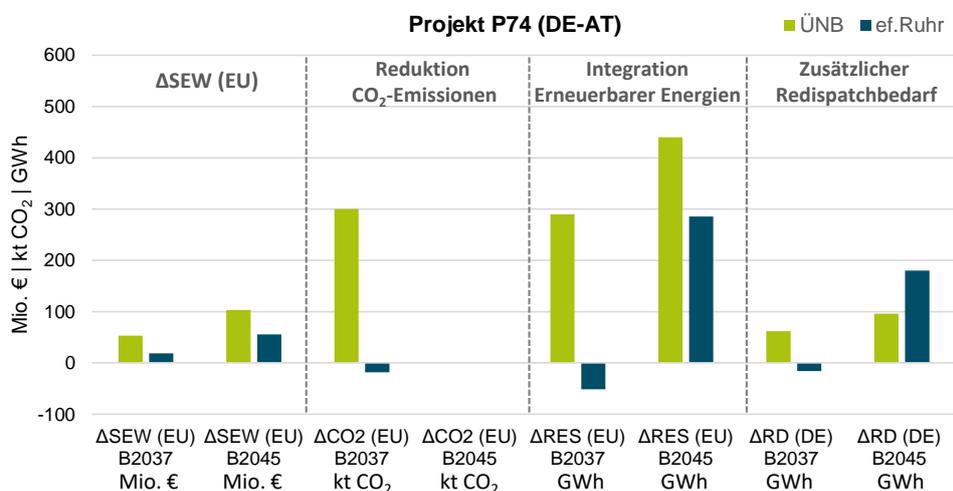


Abbildung 4-2: Projekt P74 – Ergebnisvergleich zwischen Gutachtern und ÜNB.

4.2 Projekt P221 (DE - SE)

Mit P221 wird die 2. Ausbaustufe der Hansa PowerBridge bezeichnet. Dies stellt eine Erweiterung des bestehenden Interkonnektors zwischen der 50Hertz-Regelzone und Südschweden dar.

Tabelle 4-5: Projektsteckbrief P221

Projektbezeichnung	P221
Bezeichnung	2. Ausbaustufe Hansa PowerBridge (HPB II)
Beteiligte Marktgebiete	DE, SE
Übertragungskapazität und Technologie	700 MW (DC)
Netzverknüpfungspunkte	Suchraum Gnewitz (DE) N.N. (SE)
Untersuchungsmethode	TOOT

Das Projekt P221 weist in allen Szenarien und sowohl in Bezug auf die europäische als auch die deutsche Perspektive einen positiven Nutzen auf. In Bezug auf den Redispatchbedarf wird in nahezu allen Szenarien ein negativer Einfluss in Höhe von bis zu 122 GWh (C2045) ermittelt. Lediglich im Szenario B2037 ergibt sich ein positiver Einfluss auf den Redispatchbedarf.

Tabelle 4-6 Bewertungsergebnisse Projekt P221 – Szenario B2037

P221 B2037	$\Delta\text{SEW}^{\text{M}}$ Mio. €	Red. CO ₂ - Emissionen kt	ΔEE GWh	Δ Netz- verluste GWh	Δ Redis- patch GWh	zus. Klima- folge- kosten Mio. €	$\Delta\text{SEW}_{\text{tot}}$ Mio. €
Europa	75,9	237,3	346,2	-	-	17,2	93,1
Deutschland	165,8	261,8	209,4	-	-	19,0	-
davon KR	591,7	-	-	-	-	-	-
davon PR	-321,3	-	-	-	-	-	-
davon ER	-104,7	-	-	-	-	-	-
Redispatch DE	0,9	0,6	8,8	-70,9	9,2	-	-
Gesamt DE	166,7	262,4	218,2	-70,9	9,2	19,0	185,7

Tabelle 4-7 Bewertungsergebnisse Projekt P221 – Szenario B2045

P221 B2045	$\Delta\text{SEW}^{\text{M}}$ Mio. €	Red. CO ₂ - Emissionen kt	ΔEE GWh	Δ Netz- verluste GWh	Δ Redis- patch GWh	zus. Klima- folge- kosten Mio. €	$\Delta\text{SEW}_{\text{tot}}$ Mio. €
Europa	100,3	-	614,8	-	-	-	100,3
Deutschland	65,3	-	208,5	-	-	-	-
davon KR	276,8	-	-	-	-	-	-
davon PR	-221,1	-	-	-	-	-	-
davon ER	9,6	-	-	-	-	-	-
Redispatch DE	-5,1	-	-42,5	-48,6	-41,8	-	-
Gesamt DE	60,2	-	166,0	-48,6	-41,8	-	60,2

In Bezug auf den deutschen Bedarf an lastnaher Reserve wirkt sich das Projekt in allen Szenarien positiv aus (vgl. Abbildung 4-3).

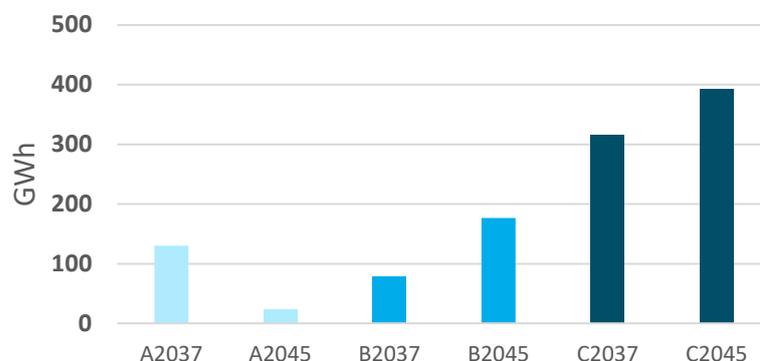


Abbildung 4-3 Projekt P221 – Einfluss auf den Bedarf an lastnaher Reserve.

Im NEP 2037 (2023) werden keine Ergebnisse einer Nutzenbewertung für dieses Projekt veröffentlicht. Daher entfällt ein Ergebnisvergleich für dieses Projekt. Aufgrund einer temporären Rückstellung des Ausbauvorhabens und der damit einhergehenden Verzögerung hielt die Bundesnetzagentur eine erneute Prüfung für angebracht.

4.3 Projekt P329 (DE - UK)

P329 bezeichnet den zweiten geplanten Interkonnektor zwischen Deutschland und Großbritannien.

Tabelle 4-8: Projektsteckbrief P329

Projektbezeichnung	P329
Bezeichnung	Tarchon
Beteiligte Marktgebiete	DE, UK
Übertragungskapazität und Technologie	1,4 GW (DC)
Netzverknüpfungspunkte	Niederlangen (DE) N.N. (UK)
Untersuchungsmethode	TOOT

Das Projekt P329 weist in allen Szenarien und sowohl in Bezug auf die europäische als auch die deutsche Perspektive einen deutlich positiven Nutzen auf. Der größte Nutzen zeigt sich im Szenario C2045 mit ca. 240 Mio. € p.a. (EU) bzw. 253 Mio. € (DE) im Szenario B2037. In Bezug auf den Redispatchbedarf ist in allen Szenarien ein negativer Einfluss zu verzeichnen. Den höchsten Wert weist mit ca. 340 GWh das Szenario C2045 auf.

Tabelle 4-9 Bewertungsergebnisse Projekt P329 – Szenario B2037

P329 B2037	$\Delta\text{SEW}^{\text{M}}$ Mio. €	Red. CO ₂ - Emissionen kt	ΔEE GWh	Δ Netz- verluste GWh	Δ Redis- patch GWh	zus. Klima- folge- kosten Mio. €	$\Delta\text{SEW}_{\text{tot}}$ Mio. €
Europa	124,6	447,8	1.561,8	-	-	32,5	157,1
Deutschland	229,2	498,6	1.681,0			36,2	-
davon KR	163,6	-	-	-	-	-	-
davon PR	212,9	-	-	-	-	-	-
davon ER	-147,4	-	-	-	-	-	-
Redispatch DE	-9,7	-31,9	-100,4	-39,0	-110,2	-2,3	-
Gesamt DE	219,5	466,7	1.580,6	-39,0	-110,2	33,9	253,4

Tabelle 4-10 Bewertungsergebnisse Projekt P329 – Szenario B2045

P329 B2045	$\Delta\text{SEW}^{\text{M}}$ Mio. €	Red. CO ₂ - Emissionen kt	ΔEE GWh	Δ Netz- verluste GWh	Δ Redis- patch GWh	zus. Klima- folge- kosten Mio. €	$\Delta\text{SEW}_{\text{tot}}$ Mio. €
Europa	218,7	-	2.112,0	-	-	-	218,7
Deutschland	131,5	-	793,0	-	-	-	-
davon KR	644,9	-	-	-	-	-	-
davon PR	-542,8	-	-	-	-	-	-
davon ER	29,4	-	-	-	-	-	-
Redispatch DE	-17,7	-	-174,1	551,5	-175,3	-	-
Gesamt DE	113,8	-	618,9	551,5	-175,3	-	113,8

In Bezug auf den deutschen Bedarf an lastnaher Reserve wirkt sich das Projekt in allen Szenarien positiv aus (vgl. Abbildung 4-4).

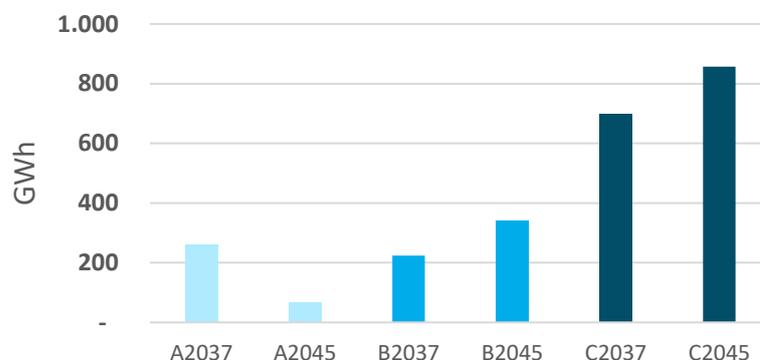


Abbildung 4-4 Projekt P329 – Einfluss auf den Bedarf an lastnaher Reserve.

Im Vergleich zu den Ergebnissen der ÜNB (Ergebnisse nur gesamt Europa für die Szenarien B2037 und B2045) zeigt sich in vielen Kennzahlen eine starke Übereinstimmung. Im volkswirtschaftlichen Nutzen im Szenario B2037 sowie dem durch den Interkonnektor verursachte zusätzliche Redispatchbedarf fällt in den Ergebnissen der ÜNB höher aus.

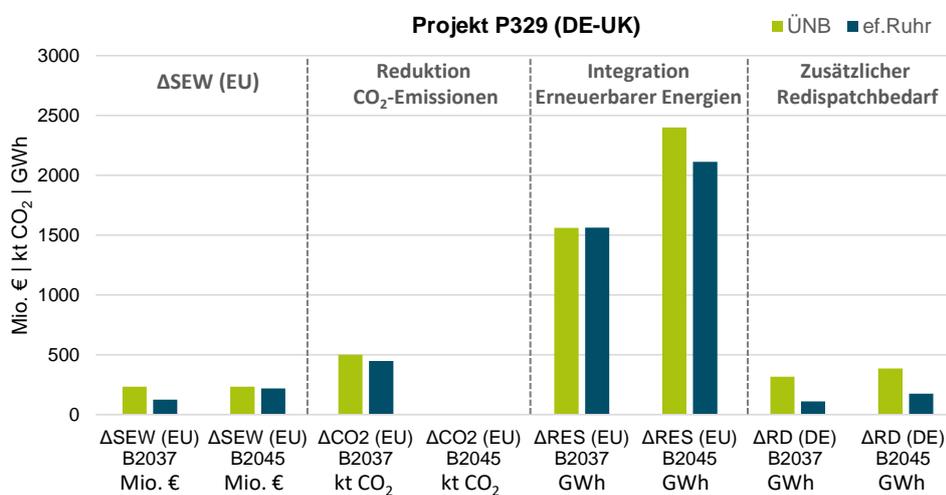


Abbildung 4-5: Projekt P329 – Ergebnisvergleich zwischen Gutachtern und ÜNB.

4.4 Projekt P678 (DE - CH)

P678 bezeichnet eine HGÜ-Verbindung zwischen dem Landkreis Böblingen (Baden-Württemberg) und dem Mettlen (Schweiz) mit einer Leistung von 1 GW.

Tabelle 4-11: Projektsteckbrief P678

Projektbezeichnung	P678
Bezeichnung	-
Beteiligte Marktgebiete	DE, CH
Übertragungskapazität und Technologie	1,0 GW (DC)
Netzverknüpfungspunkte	Landkreis Böblingen (DE) Mettlen (CH)
Untersuchungsmethode	TOOT

Das Projekt P678 weist in Bezug auf die europäische Perspektive in allen Szenarien einen positiven Nutzen auf. In Bezug auf den nationalen Nutzen Deutschlands weisen lediglich die Szenarien A2045 und C2045 einen negativen Wert auf, der sich maßgeblich durch die Erhöhung des Redispatch-Bedarfs ergibt. Der größte Nutzen zeigt sich im Szenario C2045 mit ca. 104 Mio. € p.a. (EU) bzw. 81 Mio. € (DE) im Szenario B2037. In Bezug auf den Redispatchbedarf ist in allen Szenarien ein negativer Einfluss zu verzeichnen. Den höchsten Wert weist mit ca. +340 GWh und ca. +50 Mio. € das Szenario C2045 auf.

Tabelle 4-12 Bewertungsergebnisse Projekt P678 – Szenario B2037

P678 B2037	$\Delta\text{SEW}^{\text{M}}$ Mio. €	Red. CO ₂ - Emissionen kt	ΔEE GWh	Δ Netz- verluste GWh	Δ Redis- patch GWh	zus. Klima- folge- kosten Mio. €	$\Delta\text{SEW}_{\text{tot}}$ Mio. €
Europa	56,0	232,2	669,3	-	-	16,9	72,9
Deutschland	78,9	162,6	598,4			11,8	-
davon KR	239,5	-	-	-	-	-	-
davon PR	-85,7	-	-	-	-	-	-
davon ER	-74,9	-	-	-	-	-	-
Redispatch DE	-7,4	-29,3	-80,9	-198,3	-78,6	-2,1	-
Gesamt DE	71,5	133,3	517,5	-198,3	-78,6	9,7	81,2

Tabelle 4-13 Bewertungsergebnisse Projekt P678 – Szenario B2045

P678 B2045	Δ SEW ^M Mio. €	Red. CO ₂ - Emissionen kt	Δ EE GWh	Δ Netz- verluste GWh	Δ Redis- patch GWh	zus. Klima- folge- kosten Mio. €	Δ SEW _{tot} Mio. €
Europa	87,0	-	755,3	-	-	-	87,0
Deutschland	29,8	-	748,7	-	-	-	-
davon KR	161,3	-	-	-	-	-	-
davon PR	-127,3	-	-	-	-	-	-
davon ER	-4,2	-	-	-	-	-	-
Redispatch DE	-17,4	-	-136,5	-5,6	-172,4	-	-
Gesamt DE	12,41	-	612,2	-5,6	-172,4	-	12,4

In Bezug auf den deutschen Bedarf an lastnaher Reserve wirkt sich das Projekt in allen Szenarien positiv aus (vgl. Abbildung 4-6).

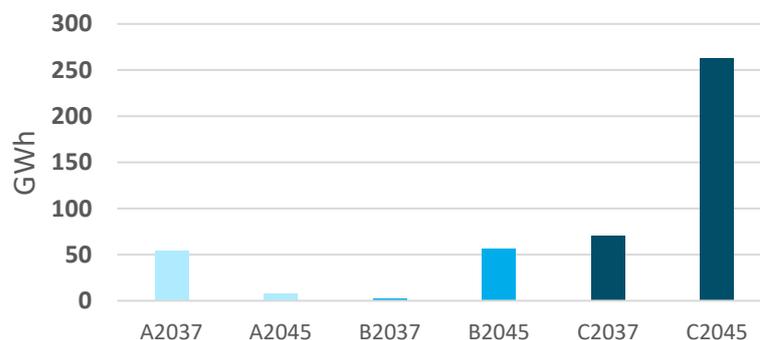


Abbildung 4-6 Projekt P678 – Einfluss auf den Bedarf an lastnaher Reserve.

Im Vergleich zu den Ergebnissen der ÜNB (Ergebnisse nur für Gesamt-Europa für die Szenarien B2037 und B2045) zeigt sich eine grundsätzliche Übereinstimmung. Wesentliche Unterschiede ergeben sich im volkswirtschaftlichen Nutzen im Szenario B2045 (ef.Ruhr -50% gegenüber ÜNB) und dem Redispatchbedarf im Szenario B2037 (ef.Ruhr -60% gegenüber ÜNB).

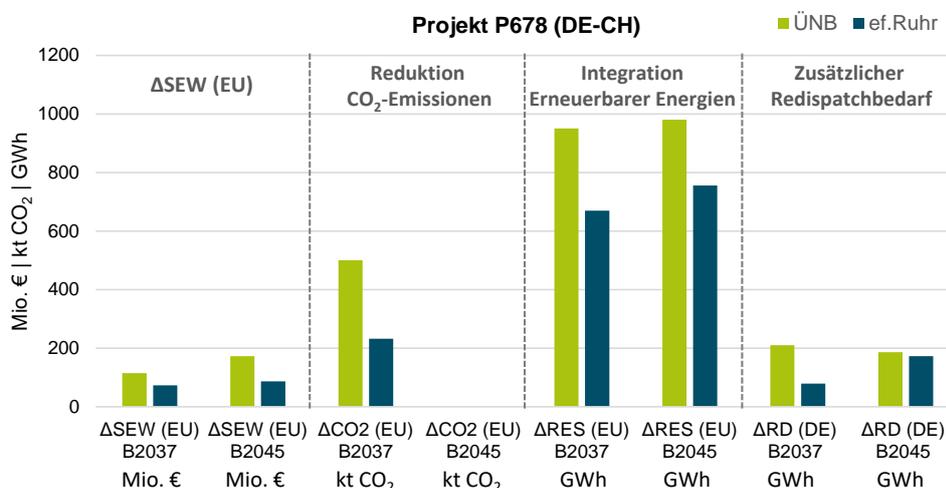


Abbildung 4-7: Projekt P678 – Ergebnisvergleich zwischen ef.Ruhr und ÜNB.

4.5 Projekt P679 (DE - FR)

P679 bezeichnet eine HGÜ-Verbindung zwischen bislang nicht spezifizierten Netzknoten in Deutschland und Frankreich mit einer Leistung von 2 GW. Dieses Projekt wird in diesem Gutachten als einziges im PINT-Verfahren bewertet. Für die Bewertung des Einflusses auf das deutsche Stromnetz wurde der Netzknoten Eichstetten gewählt.

Tabelle 4-14: Projektsteckbrief P679

Projektbezeichnung	P679
Bezeichnung	-
Beteiligte Marktgebiete	DE, FR
Übertragungskapazität und Technologie	2,0 GW (DC)
Netzverknüpfungspunkte	Eichstetten. (DE) Logel, Colmar (FR)
Untersuchungsmethode	PINT

Das Projekt P679 weist in allen Szenarien und sowohl in Bezug auf die europäische Perspektive einen positiven Nutzen auf. Der größte Nutzen zeigt sich im Szenario C2037 mit ca. 450 Mio. € p.a. (EU) bzw. 263 Mio. € (DE). In Bezug auf den Redispatchbedarf ist in allen Szenarien ein negativer Einfluss zu verzeichnen. Den höchsten Wert weist mit ca. +450 GWh und ca. +47 Mio. € das Szenario C2045 auf.

Tabelle 4-15 Bewertungsergebnisse Projekt P679- Szenario B2037

P679 B2037	$\Delta\text{SEW}^{\text{M}}$ Mio. €	Red. CO ₂ - Emissionen kt	ΔEE GWh	Δ Netz- verluste GWh	Δ Redis- patch GWh	zus. Klima- folge- kosten Mio. €	$\Delta\text{SEW}_{\text{tot}}$ Mio. €
Europa	236,1	1.149,8	2.326,8	-	-	83,5	319,6
Deutschland	171,1	718,6	2.546,1			52,2	-
davon KR	951,5	-	-	-	-	-	-
davon PR	-803,6	-	-	-	-	-	-
davon ER	23,2	-	-	-	-	-	-
Redispatch DE	-25,0	-62,1	-257,9	-54,5	-267,1	-4,5	-
Gesamt DE	146,1	656,5	2.288,2	-54,5	-267,1	47,7	193,8

Tabelle 4-16 Bewertungsergebnisse Projekt P679- Szenario B2045

P679 B2045	$\Delta\text{SEW}^{\text{M}}$ Mio. €	Red. CO ₂ - Emissionen kt	ΔEE GWh	Δ Netz- verluste GWh	Δ Redis- patch GWh	zus. Klima- folge- kosten Mio. €	$\Delta\text{SEW}_{\text{tot}}$ Mio. €
Europa	238,0	-	2.916,6	-	-	-	238,0
Deutschland	125,7	-	1.779,5	-	-	-	-
davon KR	475,5	-	-	-	-	-	-
davon PR	-403,1	-	-	-	-	-	-
davon ER	53,3	-	-	-	-	-	-
Redispatch DE	-35,5	-	-284,8	-179,0	-286,2	-	-
Gesamt DE	90,2	-	1.494,7	-179,0	-286,2	-	90,2

In Bezug auf den deutschen Bedarf an lastnaher Reserve wirkt sich das Projekt in allen Szenarien stark positiv aus (vgl. Abbildung 4-8).

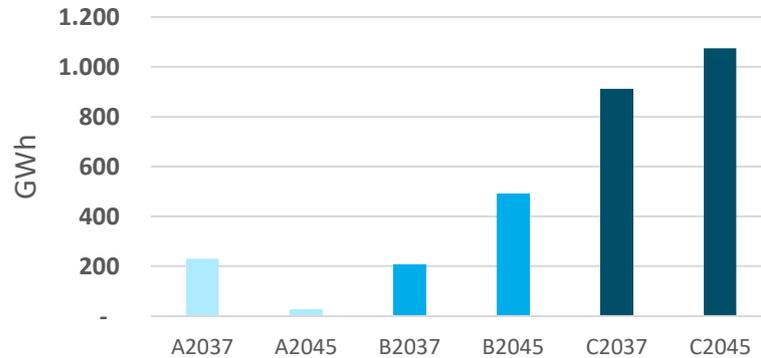


Abbildung 4-8 Projekt P679 – Einfluss auf den Bedarf an lastnaher Reserve.

Im Vergleich zu den Ergebnissen der ÜNB (Ergebnisse nur für Gesamt-Europa für die Szenarien B2037 und B2045) zeigt sich eine starke Übereinstimmung. Wesentliche Unterschiede ergeben sich im volkswirtschaftlichen Nutzen im Szenario B2045 (ef.Ruhr -30% gegenüber ÜNB) und dem Redispatchbedarf im Szenario B2045 (ef.Ruhr +80% gegenüber ÜNB).

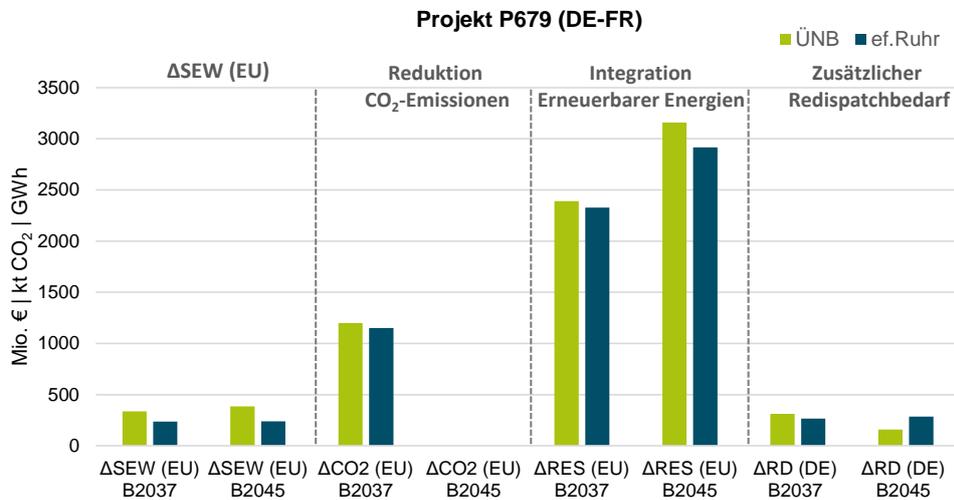


Abbildung 4-9: Projekt P679 – Ergebnisvergleich zwischen ef.Ruhr und ÜNB.

5 Fazit

Regionalisierung

Das Ergebnis der Regionalisierung stimmt in wesentlichen mit den Ergebnissen der Übertragungsnetzbetreiber überein. Im Detail zeigen sich dabei jedoch Abweichungen, insbesondere auf Bundesland-Ebene. Beispielsweise findet im Vergleich zu den Ergebnissen der ÜNB ein geringerer Ausbau von PV-Anlagen in Süden und hier zugleich ein höherer Zubau von Windenergie statt.

In der Zeitreihen der Flexibilitätsoptionen zeigen sich zu den Ergebnisse der ÜNB zum Teil Abweichungen. Diese können Folge einer Vielzahl von Annahmen und verschiedener Datenquellen sein und sind zum heutigen Zeitpunkt nicht exakt bestimmbar. Der Einfluss der Flexibilitätsoptionen setzt sich, bedingt durch ihren hohen Einfluss auf die Markt- und Netzsimulation zum Teil auch in den darauf aufbauenden Ergebnissen fort.

Markt- und Netzmodellierung, wirtschaftliche Bewertung

Mit allen untersuchten Interkonnektor-Projekten geht ein volkswirtschaftlicher Nutzen einher. Dies gilt in Bezug auf die europäische Perspektive uneingeschränkt für alle Szenarien. Mit Bezug auf die deutsche Perspektive zeigt sich lediglich für die Projekte P74 und P678 in einzelnen Szenarien ein geringer oder negativer Nutzen, der wesentlich im zusätzlich verursachten Redispatchbedarf begründet liegt. Nicht in die Bewertung eingeflossen ist der Nutzen durch eine Reduktion der benötigten lastnahen Reserve, der abhängig von Projekt und Szenario bis zu ca. 1 TWh betragen kann.

Die Ergebnisse der Übertragungsnetzbetreiber in Bezug auf die Markt- und Netzmodellierung sowie die wirtschaftliche Bewertung der Interkonnektor-Projekte können im wesentlichen bestätigt werden. In Bezug auf die Interkonnektoren P329 und P679 zeigt sich dabei eine hohe Übereinstimmung. In den Bewertungen der Projekte P74 und P678 der ef.Ruhr ergibt sich eine grundsätzliche Übereinstimmung mit teilweisen Abweichungen zu Lasten des Nutzens dieser Projekte. Für das Projekt P221 kann kein Vergleich mit den Ergebnissen der ÜNB durchgeführt werden.

Im (technischen) Detail treten in der Analyse zum Teil signifikante Abweichungen zu den Ergebnissen der ÜNB auf, die nicht zuletzt durch die hohe Zahl der individuell zu treffenden Annahmen bzw. Prognoseunsicherheiten

begründet liegen können. Insbesondere implizieren die genutzten Szenarien (im Vergleich zu den vorherigen Netzentwicklungsplänen) einen hohen Beitrag von Flexibilitätsoptionen zur Sicherstellung der nationalen Lastdeckung. Zusätzlich sieht der Szenariorahmen den Einsatz „lastnaher Reserve“, also zum heutigen Zeitpunkt nicht konkret geplanter Erzeugungseinheiten vor. Bereits geringe Veränderungen in den Annahmen des Flexibilitätspotentials sowie den Zeitreihen von Lasten und der Erzeugung Erneuerbarer Energien können dabei großen Einfluss auf diese Erzeugungstechnologie nehmen. Unter der hier getroffenen Annahme einer vollständigen preissetzenden Wirkung dieser Technologie kann sich diese Sensitivität in die Ergebnisse der wirtschaftlichen Bewertung fortsetzen.

Die räumliche Aktivierung des Flexibilitätspotentials im Energiemarkt sowie auch die marktlichen Einsenkungen erfolgen in der Modellierung zudem nicht unter Berücksichtigung des Zustandes der Verteil- und Übertragungsnetze. Aus Sicht des Verteilnetzes kann es, insbesondere durch die lastseitige Aktivierung von Flexibilität; potenziell zu Belastungsfällen kommen, die derzeit keine Berücksichtigung in deren Planungsgrundsätzen finden. Eine Erfolgreiche Erschließung dieser Flexibilität setzt dies jedoch voraus. Mit Blick auf die Übertragungsnetze kann eine netzdienliche Auswahl derjenigen Netznutzer, die einer marktlichen Einsenkung unterliegen zu einer zusätzlichen Verringerung des Redispatch-Bedarfs führen.

6 Literaturverzeichnis

- [1] Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen, „Genehmigung des Szenariorahmens 2023-2037/2045,“ Az.: 4.14.01.01/001#1, Juli 2022.
- [2] Forschungsdatenzentren der statistischen Ämter des Bundes und der Länder, „Zensus 2011: Sonderauswertung Gebäude,“ Online: <https://www.forschungsdatenzentrum.de>, 2018.
- [3] B. f. G. u. R. (BGR), „Ackerbauliches Ertragspotential der Böden in Deutschland,“ [Online]. Available: https://www.bgr.bund.de/DE/Themen/Boden/Ressourcenbewertung/Ertragspotential/Ertragspotential_node.html.
- [4] C. Bollmeyer, J. D. Keller, C. Ohlwein u. a., „Towards a high-resolution regional reanalysis for the European CORDEX domain,“ *Quarterly Journal of the Royal Meteorological Society*, 2015 Jg. 141, Nr. 686, S. 1–15.
- [5] DTU, „Global Windatlas 3.0,“ [Online]. Available: <https://globalwindatlas.info/en/>.
- [6] Guidehouse Germany GmbH, Fraunhofer IEE, Stiftung Umweltenergierecht, Bosch & Partner GmbH, „Analyse der Flächenverfügbarkeit für Windenergie an Land post-2030,“ Berlin, 2022.
- [7] ENTSO-E transparency platform, „Online: <https://transparency.entsoe.eu/>,“ [Online].
- [8] Bundesanstalt für Straßenwesen, „Automatische Dauerzählstellen auf Autobahnen und Bundesstraßen,“ Online: https://www.bast.de/DE/Verkehrstechnik/Fachthemen/v2-verkehrszaehlung/zaehl_node.html.
- [9] M. Schubert et al., „Verkehrsverflechtungsprognose 2030 - Schlussbericht,“ 2014, Bundesministerium für Verkehr und digitale Infrastruktur.
- [10] M. Wermuth et al., „Kraftfahrzeugverkehr in Deutschland 2010,“ Bundesministerium für Verkehr und digitale Infrastruktur, 2012, Schlussbericht.

- [11] Forschungsdatenzentren der statistischen Ämter des Bundes und der Länder, „Zensus 2011,“ 2011.
- [12] Deutsche Energie-Agentur GmbH (dena), „ dena-Leitstudie Aufbruch Klimaneutralität,“ Online: https://www.dena.de/fileadmin/dena/Publikationen/PDFs/2021/Abschlussbericht_dena-Leitstudie_Aufbruch_Klimaneutralitaet.pdf, 2021.
- [13] Forschungsstelle für Energiewirtschaft e.V. (ffe), „ Entwicklung der Wärmenetze und deren Wärmeerzeuger in Deutschland,“ 2022, Studie.
- [14] M. d. Felice, „ENTSO-E Hydropower modelling data (PECD) in CSV format (Version 4),“ <https://doi.org/10.5281/zenodo.3985078>, 2020.
- [15] ENTSO-E, „4th ENTSO-E Guideline for Cost Benefit Analysis of Grid Development Projects - Version 4.1 for ACER/EC/MS opinion,“ April 2024.
- [16] C. Weber et al., „Marktmodellierung und Interkonnektorbewertung für den Netzentwicklungsplan 2021-2035,“ Juni 2022, Wissenschaftliches Gutachten für die Bundesnetzagentur (NEMO VIII, Los 2).
- [17] B. Held, „Einkommensspezifische Energieverbräuche privater Haushalte,“ Online: <https://www.destatis.de/DE/Methoden/WISTA-Wirtschaft-und-Statistik/2019/02/einkommensspezifische-energieverbraeuche-022019.pdf>, Statistisches Bundesamt, April 2019.

7 Anhang

7.1 Weitere Darstellungen Regionalisierung

In den folgenden Abbildungen werden ergänzend zu Abschnitt 2.3 Zeitreihen des Lade- bzw. Bedarfsverhaltens verschiedener Mobilitätsformen dargestellt. Aufgrund der Berücksichtigung eines temperaturabhängigen Verbrauchsverhaltens sind hierbei deutliche saisonale Effekte – insbesondere in der Kälteperiode im Februar – erkennbar.

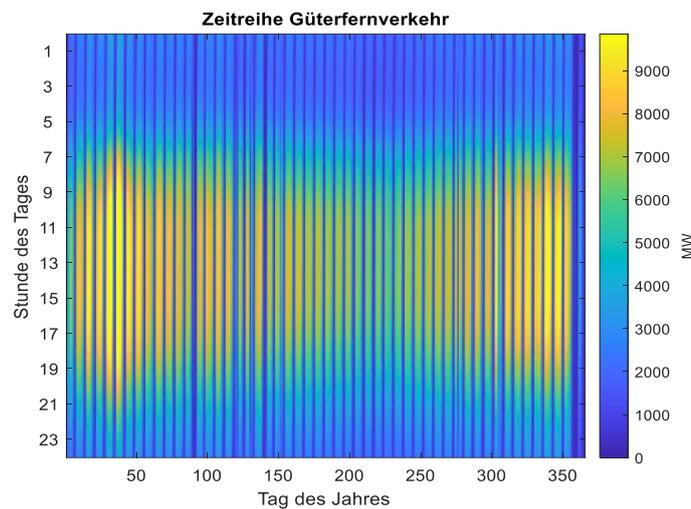


Abbildung 7-1 Jahreszeitreihe des unflexiblen Ladeverhaltens im Güterfernverkehr (Szenario B2037)

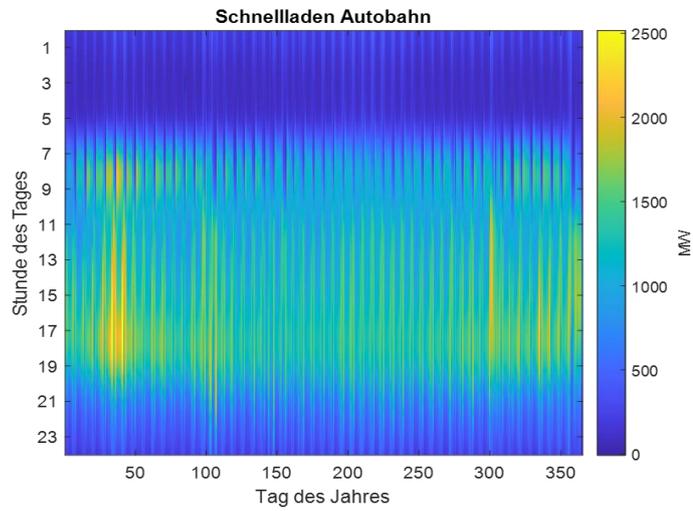


Abbildung 7-2 Jahreszeitreihe des (unflexiblen) Ladeverhaltens von Schnellladestandorten an Autobahnen (B2037)

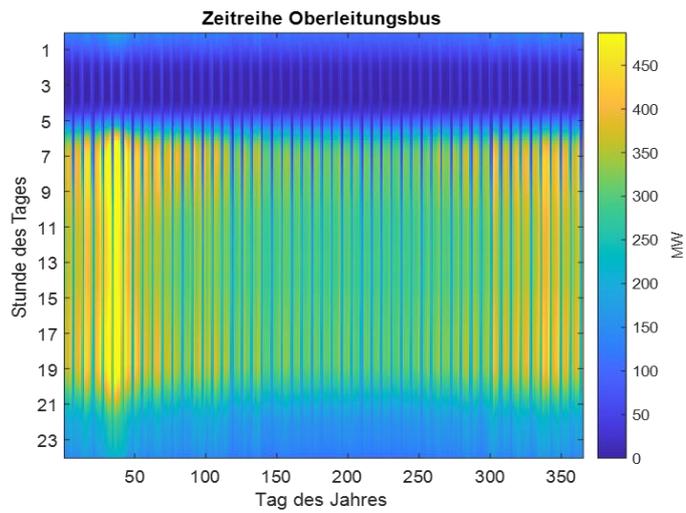


Abbildung 7-3 Jahreszeitreihe des Bedarfsverlaufs von Oberleitungs-bussen (Szenario B2037)

7.2 Weitere Ergebnisse der Interkonnektor-Bewertung

Projekt P74 (DE - AT)

Tabelle 7-1 Bewertungsergebnisse Projekt P74 – Szenario A2037

P74 A2037	Δ SEW ^M Mio. €	Red. CO ₂ - Emissionen kt	Δ EE GWh	Δ Netz- verluste GWh	Δ Redis- patch GWh	zus. Klima- folge- kosten Mio. €	Δ SEW _{tot} Mio. €
Europa	13,5	70,9	-207,8			5,1	18,7
Deutschland	-14,7	-3,0	-60,6			-0,2	-
davon KR	124,8						-
davon PR	-113,8						-
davon ER	-25,8						-
Redispatch DE	0,6	1,4	5,0	9,0	-0,8	0,1	-
Gesamt DE	-14,1	-1,6	-55,6	9,0	-0,8	-0,1	-14,2

Tabelle 7-2 Bewertungsergebnisse Projekt P74 – Szenario A2045

P74 A2045	Δ SEW ^M Mio. €	Red. CO ₂ - Emissionen kt	Δ EE GWh	Δ Netz- verluste GWh	Δ Redis- patch GWh	zus. Klima- folge- kosten Mio. €	Δ SEW _{tot} Mio. €
Europa	41,9	-	365,4	-	-	-	41,9
Deutschland	-15,4	-	31,6	-	-	-	-
davon KR	56,1	-	-	-	-	-	-
davon PR	-36,7	-	-	-	-	-	-
davon ER	-34,8	-	-	-	-	-	-
Redispatch DE	-8,1	-	-69,6	-81,1	-87,8	-	-
Gesamt DE	-23,5	-	-38,0	-81,1	-87,8	-	-23,5

Tabelle 7-3 Bewertungsergebnisse Projekt P74 – Szenario C2037

P74 C2037	$\Delta\text{SEW}^{\text{M}}$ Mio. €	Red. CO ₂ - Emissionen kt	ΔEE GWh	Δ Netz- verluste GWh	Δ Redis- patch GWh	zus. Klima- folge- kosten Mio. €	$\Delta\text{SEW}_{\text{tot}}$ Mio. €
Europa	31,7	64,8	190,6			4,7	36,4
Deutschland	2,1	89,9	247,6			6,5	-
davon KR	36,4						-
davon PR	-34,2						-
davon ER	-0,2						-
Redispatch DE	-9,1	-3,2	-40,8	-56,6	-45,7	-0,2	-
Gesamt DE	-7,0	86,7	206,8	-56,6	-45,7	6,3	-0,7

Tabelle 7-4 Bewertungsergebnisse Projekt P74 – Szenario C2045

P74 C2045	$\Delta\text{SEW}^{\text{M}}$ Mio. €	Red. CO ₂ - Emissionen kt	ΔEE GWh	Δ Netz- verluste GWh	Δ Redis- patch GWh	zus. Klima- folge- kosten Mio. €	$\Delta\text{SEW}_{\text{tot}}$ Mio. €
Europa	23,8	-	492,1	-	-	-	23,8
Deutschland	-0,3	-	42,8	-	-	-	-
davon KR	-225,8	-	-	-	-	-	-
davon PR	236,9	-	-	-	-	-	-
davon ER	-11,4	-	-	-	-	-	-
Redispatch DE	-36,0	-	-214,0	-15,9	-219,7	-	-
Gesamt DE	-36,3	-	-171,2	-15,9	-219,7	-	-36,3

Projekt P221 (DE - SE)

Tabelle 7-5 Bewertungsergebnisse Projekt P221 – Szenario A2037

P221 A2037	Δ SEW ^M Mio. €	Red. CO ₂ - Emissionen kt	Δ EE GWh	Δ Netz- verluste GWh	Δ Redis- patch GWh	zus. Klima- folge- kosten Mio. €	Δ SEW _{tot} Mio. €
Europa	60,6	286,1	437,1			20,8	81,3
Deutschland	76,9	211,2	173,6	-	-	15,3	-
davon KR	461,5	-	-	-	-	-	-
davon PR	-313,5	-	-	-	-	-	-
davon ER	-71,1	-	-	-	-	-	-
Redispatch DE	-2,2	-3,9	-19,3	-3,7	-27,3	-0,3	-
Gesamt DE	74,7		154,3	-3,7	-27,3	15,0	89,7

Tabelle 7-6 Bewertungsergebnisse Projekt P221 – Szenario A2045

P221 A2045	Δ SEW ^M Mio. €	Red. CO ₂ - Emissionen kt	Δ EE GWh	Δ Netz- verluste GWh	Δ Redis- patch GWh	zus. Klima- folge- kosten Mio. €	Δ SEW _{tot} Mio. €
Europa	114,8	-	1.133,7	-	-	-	114,8
Deutschland	36,9	-	258,9	-	-	-	-
davon KR	392,2	-	-	-	-	-	-
davon PR	-392,5	-	-	-	-	-	-
davon ER	37,2	-	-	-	-	-	-
Redispatch DE	-2,1	-	-17,2	-152,4	-4,9	-	-
Gesamt DE	34,8		241,7	-152,4	-4,9	-	34,8

Tabelle 7-7 Bewertungsergebnisse Projekt P221 – Szenario C2037

P221 C2037	Δ SEW ^M Mio. €	Red. CO ₂ - Emissionen kt	Δ EE GWh	Δ Netz- verluste GWh	Δ Redis- patch GWh	zus. Klima- folge- kosten Mio. €	Δ SEW _{tot} Mio. €
Europa	100,5	396,4	639,5	-	-	28,8	129,3
Deutschland	43,4	447,3	239,7	-	-	32,5	-
davon KR	338,4	-	-	-	-	-	-
davon PR	-305,7	-	-	-	-	-	-
davon ER	10,7	-	-	-	-	-	-
Redispatch DE	-8,6	-29,1	-81,8	-15,9	-75,1	-2,1	-
Gesamt DE	34,9	418,2	157,9	-15,9	-75,1	30,4	65,2

Tabelle 7-8 Bewertungsergebnisse Projekt P221 – Szenario C2045

P221 C2045	Δ SEW ^M Mio. €	Red. CO ₂ - Emissionen kt	Δ EE GWh	Δ Netz- verluste GWh	Δ Redis- patch GWh	zus. Klima- folge- kosten Mio. €	Δ SEW _{tot} Mio. €
Europa	119,3	-	1.456,3			-	119,3
Deutschland	93,4	-	65,2			-	-
davon KR	630,7						-
davon PR	-570,7						-
davon ER	33,4						-
Redispatch DE	-20,6	-	-140,2	-481,5	-122,2	-	-
Gesamt DE	72,8	-	-75,0	-481,5	-122,2	-	72,8

Projekt P329 (DE - UK)

Tabelle 7-9 Bewertungsergebnisse Projekt P329 – Szenario A2037

P329 A2037	$\Delta\text{SEW}^{\text{M}}$	Red. CO ₂ - Emissionen	ΔEE	Δ Netz- verluste	Δ Redis- patch	zus. Klima- folge- kosten	$\Delta\text{SEW}_{\text{tot}}$
	Mio. €	kt	GWh	GWh	GWh	Mio. €	Mio. €
Europa	123,1	627,9	1.542,1	-	-	45,6	168,7
Deutschland	105,8	439,8	2.010,9	-	-	31,9	-
davon KR	404,7	-	-	-	-	-	-
davon PR	-216,4	-	-	-	-	-	-
davon ER	-82,5	-	-	-	-	-	-
Redispatch DE	-11,4	-36,5	-133,8	-189,7	-141,3	-2,6	-
Gesamt DE	94,4		1.877,1	-189,7	-141,3	29,3	123,8

Tabelle 7-10 Bewertungsergebnisse Projekt P329 – Szenario A2045

P329 A2045	$\Delta\text{SEW}^{\text{M}}$	Red. CO ₂ - Emissionen	ΔEE	Δ Netz- verluste	Δ Redis- patch	zus. Klima- folge- kosten	$\Delta\text{SEW}_{\text{tot}}$
	Mio. €	kt	GWh	GWh	GWh	Mio. €	Mio. €
Europa	194,0	-	2.231,9	-	-	-	194,0
Deutschland	129,9	-	1.011,6	-	-	-	-
davon KR	144,2	-	-	-	-	-	-
davon PR	-32,2	-	-	-	-	-	-
davon ER	17,9	-	-	-	-	-	-
Redispatch DE	-14,9	-	-139,3	-243,6	-147,0	-	-
Gesamt DE	115,0		872,3	-243,6	-147,0	-	115,0

Tabelle 7-11 Bewertungsergebnisse Projekt P329 – Szenario C2037

P329 C2037	Δ SEW ^M Mio. €	Red. CO ₂ - Emissionen kt	Δ EE GWh	Δ Netz- verluste GWh	Δ Redis- patch GWh	zus. Klima- folge- kosten Mio. €	Δ SEW _{tot} Mio. €
Europa	156,7	644,5	1.377,2	-	-	46,8	203,5
Deutschland	85,5	870,9	1.435,2	-	-	63,2	-
davon KR	-62,1	-	-	-	-	-	-
davon PR	154,7	-	-	-	-	-	-
davon ER	-7,0	-	-	-	-	-	-
Redispatch DE	-16,7	-60,2	-212,8	-75,6	-230,8	-4,4	-
Gesamt DE	68,8	810,7	1.222,4	-75,6	-230,8	58,8	127,6

Tabelle 7-12 Bewertungsergebnisse Projekt P329 – Szenario C2045

P329 C2045	Δ SEW ^M Mio. €	Red. CO ₂ - Emissionen kt	Δ EE GWh	Δ Netz- verluste GWh	Δ Redis- patch GWh	zus. Klima- folge- kosten Mio. €	Δ SEW _{tot} Mio. €
Europa	241,7	-	2.372,0			-	241,7
Deutschland	159,9	-	641,8	-	-	-	-
davon KR	531,7	-	-	-	-	-	-
davon PR	-404,0	-	-	-	-	-	-
davon ER	32,2	-	-	-	-	-	-
Redispatch DE	-45,9	-	-352,3	-517,3	-340,8	-	-
Gesamt DE	114,0	-	289,5	-517,3	-340,8	-	114,0

Projekt P678 (DE - CH)

Tabelle 7-13 Bewertungsergebnisse Projekt P678 – Szenario A2037

P678 A2037	Δ SEW ^M	Red. CO ₂ - Emissionen	Δ EE	Δ Netz- verluste	Δ Redis- patch	zus. Klima- folge- kosten	Δ SEW _{tot}
	Mio. €	kt	GWh	GWh	GWh	Mio. €	Mio. €
Europa	74,2	344,7	713,7	-	-	25,0	99,2
Deutschland	33,4	125,0	752,1	-	-	9,1	-
davon KR	366,0	-	-	-	-	-	-
davon PR	-290,3	-	-	-	-	-	-
davon ER	-42,4	-	-	-	-	-	-
Redispatch DE	-3,4	-7,8	-29,0	-75,8	-44,7	-0,6	-
Gesamt DE	30,0		723,1	-75,8	-44,7	8,5	38,5

Tabelle 7-14 Bewertungsergebnisse Projekt P678 – Szenario A2045

P678 A2045	Δ SEW ^M	Red. CO ₂ - Emissionen	Δ EE	Δ Netz- verluste	Δ Redis- patch	zus. Klima- folge- kosten	Δ SEW _{tot}
	Mio. €	kt	GWh	GWh	GWh	Mio. €	Mio. €
Europa	104,9	-	1.084,2	-	-	-	104,9
Deutschland	-8,0	-	737,4	-	-	-	-
davon KR	64,6	-	-	-	-	-	-
davon PR	-27,4	-	-	-	-	-	-
davon ER	-45,2	-	-	-	-	-	-
Redispatch DE	-13,9	-	-110,4	106,0	-140,4	-	-
Gesamt DE	-21,9		627,0	106,0	-140,4	-	-21,9

Tabelle 7-15 Bewertungsergebnisse Projekt P678 – Szenario C2037

P678 C2037	Δ SEW ^M Mio. €	Red. CO ₂ - Emissionen kt	Δ EE GWh	Δ Netz- verluste GWh	Δ Redis- patch GWh	zus. Klima- folge- kosten Mio. €	Δ SEW _{tot} Mio. €
Europa	73,7	399,1	941,7	-	-	29,0	102,7
Deutschland	17,2	224,6	720,5	-	-	16,3	-
davon KR	351,5	-	-	-	-	-	-
davon PR	-340,4	-	-	-	-	-	-
davon ER	6,2	-	-	-	-	-	-
Redispatch DE	-11,4	-36,5	-133,8	-189,7	-141,3	-2,6	-
Gesamt DE	5,8	188,2	586,7	-189,7	-141,3	13,7	19,5

Tabelle 7-16 Bewertungsergebnisse Projekt P678 – Szenario C2045

P678 C2045	Δ SEW ^M Mio. €	Red. CO ₂ - Emissionen kt	Δ EE GWh	Δ Netz- verluste GWh	Δ Redis- patch GWh	zus. Klima- folge- kosten Mio. €	Δ SEW _{tot} Mio. €
Europa	32,0	-	807,7			-	32,0
Deutschland	11,5	-	425,3			-	-
davon KR	-368,5						-
davon PR	385,0						-
davon ER	-5,1						-
Redispatch DE	-49,1	-	-335,4	-52,6	-339,7	-	-
Gesamt DE	-37,6	-	89,9	-52,6	-339,7	-	-37,6

Projekt P679 (DE - FR)

Tabelle 7-17 Bewertungsergebnisse Projekt P679 – Szenario A2037

P679 A2037	$\Delta\text{SEW}^{\text{M}}$	Red. CO ₂ - Emissionen	ΔEE	Δ Netz- verluste	Δ Redis- patch	zus. Klima- folge- kosten	$\Delta\text{SEW}_{\text{tot}}$
	Mio. €	kt	GWh	GWh	GWh	Mio. €	Mio. €
Europa	209,0	1.059,9	2.040,2	-	-	77,0	286,0
Deutschland	200,5	753,0	1.994,4	-	-	54,7	-
davon KR	605,2	-	-	-	-	-	-
davon PR	-437,6	-	-	-	-	-	-
davon ER	33,0	-	-	-	-	-	-
Redispatch DE	-15,9	-47,6	-128,8	-132,1	-163,1	-3,2	-
Gesamt DE	184,6		1.865,6	-132,1	-163,1	51,5	236,1

Tabelle 7-18 Bewertungsergebnisse Projekt P679 – Szenario A2045

P679 A2045	$\Delta\text{SEW}^{\text{M}}$	Red. CO ₂ - Emissionen	ΔEE	Δ Netz- verluste	Δ Redis- patch	zus. Klima- folge- kosten	$\Delta\text{SEW}_{\text{tot}}$
	Mio. €	kt	GWh	GWh	GWh	Mio. €	Mio. €
Europa	256,8	-	2.563,8	-	-	-	256,8
Deutschland	163,8	-	1.179,6	-	-	-	-
davon KR	259,2	-	-	-	-	-	-
davon PR	-139,5	-	-	-	-	-	-
davon ER	44,1	-	-	-	-	-	-
Redispatch DE	-15,1	-	-145,9	-423,2	-164,2	-	-
Gesamt DE	148,7		1.033,7	-423,2	-164,2	-	148,7

Tabelle 7-19 Bewertungsergebnisse Projekt P679 – Szenario C2037

P679 C2037	Δ SEW ^M Mio. €	Red. CO ₂ - Emissionen kt	Δ EE GWh	Δ Netz- verluste GWh	Δ Redis- patch GWh	zus. Klima- folge- kosten Mio. €	Δ SEW _{tot} Mio. €
Europa	337,9	1.524,8	1.664,2	-	-	110,7	448,6
Deutschland	191,9	1.340,7	1.672,8	-	-	97,3	-
davon KR	1.416,5	-	-	-	-	-	-
davon PR	-1264,2	-	-	-	-	-	-
davon ER	39,6	-	-	-	-	-	-
Redispatch DE	-22,7	-47,1	-239,7	-87,2	-241,2	-3,4	-
Gesamt DE	169,2	1.293,6	1.433,1	-87,2	-241,2	93,9	263,1

Tabelle 7-20 Bewertungsergebnisse Projekt P679 – Szenario C2045

P679 C2045	Δ SEW ^M Mio. €	Red. CO ₂ - Emissionen kt	Δ EE GWh	Δ Netz- verluste GWh	Δ Redis- patch GWh	zus. Klima- folge- kosten Mio. €	Δ SEW _{tot} Mio. €
Europa	356,0	-	2.193,0			-	356,0
Deutschland	218,8	-	1.122,8			-	-
davon KR	1.303,5						-
davon PR	-1093,0						-
davon ER	8,3						-
Redispatch DE	-47,0	-	-391,0	5,9	-450,8	-	-
Gesamt DE	171,8	-	731,8	5,9	-450,8	-	171,8