



House of
Energy Markets
& Finance

Marktmodellierung und Interkonnektorbewertung für den Netzentwicklungsplan 2021-2035

Wissenschaftliches Gutachten für die Bundesnetzagentur (NEMO VIII, Los 2)

Autoren / Autorinnen des Gutachtens

Simon Voswinkel, Jennifer Mikurda, Roland Broll, Hendrik Kramer, Marco Breder, Daniel Brunsch, Felix Meurer, Lars Ostmeier, Julian Radek, Tobias Stein, Prof. Dr. Christoph Weber (*Projektleiter*)

Berichtsdatum: 30.06.2022

UNIVERSITÄT
DUISBURG
ESSEN

Open-Minded

Inhaltsverzeichnis

Inhaltsverzeichnis.....	I
Abbildungsverzeichnis	II
Tabellenverzeichnis	IV
1 Einleitung	1
2 Beschreibung der Modellkette und betrachteten Szenarien	2
2.1 Beschreibung der Modellkette	2
2.2 Beschreibung der betrachteten Szenarien	4
3 Regionalisierung und Zeitreihenermittlung für Stromnachfrage und Erneuerbareneinspeisung	5
3.1 Regionalisierung und Zeitreihenermittlung der EE-Anlagen.....	5
3.2 Regionalisierung und Zeitreihenermittlung der Nachfrage	18
4 Marktmodellierung.....	26
4.1 Beschreibung der Methodik.....	26
4.2 Marktergebnisse.....	32
4.3 Zusammenfassung des Vergleichs der Marktergebnisse mit den Ergebnissen der ÜNB	49
5 Interkonnektorbewertung	50
5.1 Beschreibung der Methodik.....	50
5.2 Ergebnisse der Bewertungen	55
6 Anhang A: Beschreibung der Modelle	65
6.1 Investitionsmodell zur Abbildung des regionalen Kapazitätsausbaus	65
6.2 Methodik der Zeitreihenerstellung.....	67
6.3 Marktmodell JMM.....	69
6.4 Netzmodell.....	73
6.5 KWK-Modell.....	75
7 Anhang B: Weitere Marktergebnisse	79
8 Literaturverzeichnis.....	81

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1: Darstellung der Input-Modelle.....	2
Abbildung 2: Darstellung der Modellkette	2
Abbildung 3: Herangezogene Daten des EWL für die Zeitreihenermittlung Wind an Land.....	8
Abbildung 4: Geographische Verteilung der installierten Leistung Windenergie an Land.....	12
Abbildung 5: Geographische Verteilung der Erzeugungsmengen Windenergie an Land	13
Abbildung 6: Vergleich der geordneten Erzeugungszeitreihen Windenergie an Land für das Szenario B 2035 nach Abregelung.....	14
Abbildung 7: Geographische Verteilung der Leistung Photovoltaik	16
Abbildung 8: Geographische Verteilung der Erzeugungsmengen Photovoltaik.....	17
Abbildung 9: Vergleich der geordneten Erzeugungszeitreihen Photovoltaik für das Szenario B 2035	18
Abbildung 10: Vorgehensweise des EWL für die Zeitreihenermittlung der elektrischen Last	21
Abbildung 11: Regionalisierte Verbrauchsmengen des EWL und der ÜNB.....	23
Abbildung 12: Vergleich der geordneten Verbrauchszeitreihen inkl. Elektromobilität und Haushaltswärmepumpen für B 2035	25
Abbildung 13: Stromerzeugungs- und Verbrauchsmengen in Deutschland, Vergleich EWL und ÜNB.....	33
Abbildung 14: Stromerzeugungsmix (ohne Einspeisung aus Speichern und anderen Flexibilitätsoptionen) für Deutschland und Nachbarländer (ohne Dänemark) für Szenario B 2035	35
Abbildung 15: Speichernutzung von Batterie- und Pumpspeichern in Deutschland.....	36
Abbildung 16: Vollbenutzungsstunden nach Technologien in Deutschland.....	37
Abbildung 17: Vollbenutzungsstunden nach Technologien in Deutschland, Vergleich EWL und ÜNB für Szenario B 2035	38
Abbildung 18: Erneuerbarenanteil an Gesamterzeugung (ohne Einspeisung aus Speichern oder anderen Flexibilitätsoptionen) in Deutschland, Vergleich EWL und ÜNB.....	39
Abbildung 19: Erneuerbarenanteil am Bruttostromverbrauch in Deutschland, Vergleich EWL und ÜNB.....	40
Abbildung 20: Erneuerbarenanteil am Bruttostromverbrauch nach Energieträgern in Deutschland	41

Abbildung 21: Marktseitige Abregelungsmengen für Wind und PV in Deutschland und Nachbarländern (ohne Dänemark) für Szenario B 2035.....	42
Abbildung 22: Marktseitige Abregelungsmengen in Deutschland, Vergleich EWL und ÜNB	43
Abbildung 23: CO ₂ -Emissionen in Deutschland ohne Anpassung des Emissionsfaktors von Gas, Vergleich EWL und ÜNB.....	44
Abbildung 24: Durchschnittliche Strompreise auf Basis der LP-Flow-Based-Läufe in Deutschland und Nachbarländern.....	45
Abbildung 25: Exportsaldo Deutschland und Nachbarländer (ohne Dänemark).....	46
Abbildung 26: Exportsaldo in Deutschland, Vergleich EWL und ÜNB	47
Abbildung 27: Stromerzeugung nach Energieträgern in Deutschland, Vergleich Szenario C 2035 und Sensitivität C 2035_NSWPH	48
Abbildung 28: Durchschnittliche Strompreise in Deutschland und Nachbarländern (ohne Dänemark), Vergleich C 2035 und Sensitivität C 2035_NSWPH	48
Abbildung 29: Aufteilung der Redispatchmengen nach Netzknoten für den Referenzlauf B 2035	54
Abbildung 30: Überlastete Netzelemente in Deutschland für den Referenzlauf B 2035.....	54
Abbildung 31: Darstellung der Wochen-Loopingstruktur des JMM.....	71
Abbildung 32: Temperaturabhängigkeit der Wärmenachfrage in Fernwärmenetzen	77
Abbildung 33: P-Q-Diagramm einer KWK-Anlage mit Gegendruckturbine	78
Abbildung 34: P-Q-Diagramm einer KWK-Anlage mit Entnahmekondensationsturbine	78
Abbildung 35: Stromerzeugungsmix (ohne Einspeisung aus Speichern und anderen Flexibilitätsoptionen) für Deutschland und Nachbarländer (ohne Dänemark) für Szenario A 2035	79
Abbildung 36: Stromerzeugungsmix (ohne Einspeisung aus Speichern und anderen Flexibilitätsoptionen) für Deutschland und Nachbarländer (ohne Dänemark) für Szenario B 2040	79
Abbildung 37: Stromerzeugungsmix (ohne Einspeisung aus Speichern und anderen Flexibilitätsoptionen) für Deutschland und Nachbarländer (ohne Dänemark) für Szenario C 2035	80

Tabellenverzeichnis

Tabelle 1:	Installierte Leistung Windenergie an Land [GW]	12
Tabelle 2:	Erzeugungsmengen Windenergie an Land [TWh].....	13
Tabelle 3:	Installierte Leistung Photovoltaik [GW]	16
Tabelle 4:	Erzeugungsmengen Photovoltaik [TWh].....	17
Tabelle 5:	Regionalisierte Verbrauchsmengen des EWL und der ÜNB [TWh]	24
Tabelle 6:	Maximaler Strompreis, bis zu dem Power-to-Gas-Anlagen eingesetzt werden.....	29
Tabelle 7:	Bewertungsergebnisse für Interkonnektor P52 (DE - AT) für 2035 und 2040	56
Tabelle 8:	Bewertungsergebnisse für Interkonnektor P74 (DE - AT) für 2035 und 2040	57
Tabelle 9:	Bewertungsergebnisse für Interkonnektor P170 (DE - FR) für 2035 und 2040	58
Tabelle 10:	Bewertungsergebnisse für Interkonnektor P176 (DE - FR) für 2035 und 2040	59
Tabelle 11:	Bewertungsergebnisse für Interkonnektor P204 (DE - CH) für 2035 und 2040	60
Tabelle 12:	Bewertungsergebnisse für Interkonnektor P221 (DE - SE) für 2035 und 2040	61
Tabelle 13:	Bewertungsergebnisse für Interkonnektor P313 (DE - BE) für 2035 und 2040	62
Tabelle 14:	Bewertungsergebnisse für Interkonnektor P328 (DE - GB) für 2035 und 2040	63
Tabelle 15:	Bewertungsergebnisse für Interkonnektor P367 (DE - NL) für 2035 und 2040	64

1 Einleitung

Im Kontext der Prüfung des Entwurfes des Netzentwicklungsplanes der Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) greift die Bundesnetzagentur (BNetzA) auf gutachterliche Unterstützung durch externe Institute zurück. Für den Netzentwicklungsplan 2021-2035 (Übertragungsnetzbetreiber 2021) wird diese Unterstützung durch den Lehrstuhl für Energiewirtschaft der Universität Duisburg-Essen (im Folgenden EWL oder Gutachter) geleistet.

Ausgehend von einer eigenen Regionalisierung der Szenarien des genehmigten Szenariorahmens soll zunächst die durch die Übertragungsnetzbetreiber vorgenommene Regionalisierung validiert und bewertet werden, um anschließend eine eigene Marktmodellierung durchzuführen. Die Ergebnisse dieser Marktmodellierung sollen für die engpassstarke Bestimmung des benötigten Ausbaubedarfs genutzt werden können. Zudem werden im Rahmen einer Kosten-Nutzen-Analyse einzelne Interkonnectoren mit den Nachbarländern auf ihren volkswirtschaftlichen Nutzen und die Effekte auf weitere wichtige Kennzahlen, wie den Redispatchbedarf, untersucht.

Zunächst wird in Abschnitt 2 die durch den Gutachter verwendete Modellkette kurz vorgestellt, welche die Grundlage für alle weiteren Berechnungen bildet. Anschließend werden in Abschnitt 3 die Regionalisierung und die Zeitreihen der ÜNB bewertet. Hierzu wird die Regionalisierung der Nachfrage und EE-Einspeisung der ÜNB vorgestellt und vergleichend zur Regionalisierung des Gutachters dargestellt. In Abschnitt 4 wird die Methodik der Marktmodellierung beschrieben, die Ergebnisse der ÜNB und des Gutachters verglichen sowie bewertet. Zuletzt folgt in Abschnitt 5 die Bewertung der Interkonnectoren.

2 Beschreibung der Modellkette und betrachteten Szenarien

2.1 Beschreibung der Modellkette

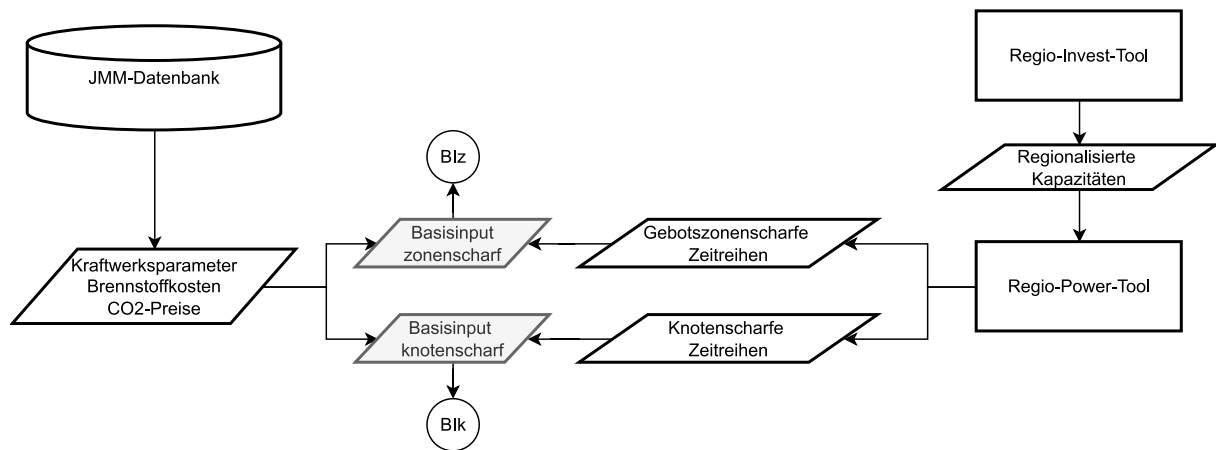


Abbildung 1: Darstellung der Input-Modelle

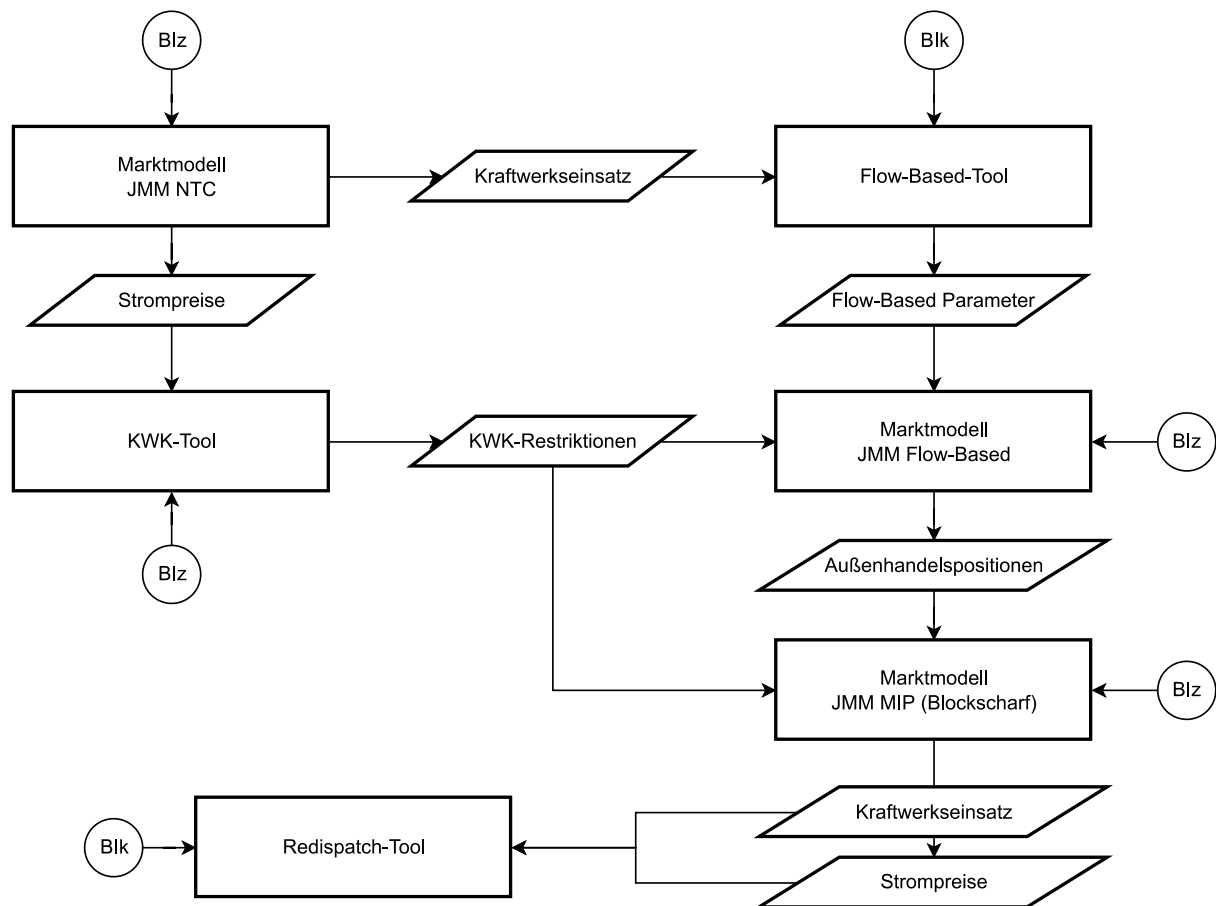


Abbildung 2: Darstellung der Modellkette

In dem vorliegenden Gutachten wird eine vom Gutachter entwickelte und bereits mehrfach verwendete Modellkette eingesetzt, in welcher ausgehend von den grundsätzlichen Szenarioannahmen die für die Hauptmodelle notwendigen Eingangsparameter ermittelt werden (vgl. Abbildung

1), sowie die eigentlichen Markt- und Netz-Modellierungen (vgl. Abbildung 2) durchgeführt werden.

In Abbildung 1 sind die Module dargestellt, welche Inputdaten für alle weiteren Modelle generieren. Hierbei handelt es sich zum einen um eine Datenbank, welche Kraftwerksparameter, Brennstoffkosten, CO₂-Preise und weitere Szenarioparameter beinhaltet. Ausgehend von den Mantelzahlen aus dem Szenariorahmen werden in den Regionalisierungstools die deutschlandweit angegebenen Größen für installierte Leistungen und Gesamtenergiemengen von erneuerbaren Energien und Lasten auf Netzknotenebene regionalisiert sowie dazugehörige stündliche Zeitreihen gebildet (vgl. Abschnitt 3).

Diese Zeitreihen bilden aggregiert auf Gebotszonenebene einen Input für das Marktmodell JMM, sowie auf Netzknotenebene einen Input für das Netzmodell, mit welchem Flow-Based Parameter und notwendige Redispatchmaßnahmen berechnet werden. Der zonenscharfe Basisinput (Blz) bzw. knotenscharfe Basisinput (Blk) wird in Abbildung 2 in abgekürzter Form als Eingangsdaten für die weiteren Modelle dargestellt.

Für die Durchführung der Marktmodellierung werden als weitere Eingangsdaten die operativen Restriktionen für Kraftwerke mit Kraftwärmekopplung (KWK) benötigt. Um diese zu ermitteln, wird zunächst ein initialer JMM-Lauf mit vereinfachten Annahmen (JMM NTC) durchgeführt. Hierbei ermittelte Marktpreise dienen als Referenzpreise für das KWK-Tool, in welchem die Betriebsweise und die damit verbundenen Must-Run-Bedingungen und weitere Restriktionen für KWK-Kraftwerke ermittelt werden. Diese werden im nächsten Schritt im Hauptlauf des Marktmodells (JMM Flow-Based) verwendet.

Zur Modellierung der europäischen Marktkopplung mit dem Flow-Based Market-Coupling Ansatz werden zusätzliche Parameter für das Marktmodell benötigt. Diese werden mit Hilfe des Flow-Based Tools im Netzmodell ermittelt. Hierfür dient sowohl der initiale JMM-Lauf als Eingangsdatum als auch die durch das Regio-Power-Tool bestimmten nodalen Zeitreihen für Erneuerbare und die Nachfrage.

Mit den KWK- und den Flow-Based Parametern wird die erste Stufe der Marktmodellierung durchgeführt. Kraftwerke werden zu Technologiegruppen aggregiert, wodurch die gemeinsame Optimierung des gesamten Betrachtungsraumes ermöglicht wird (JMM Flow-Based). In dieser Modellstufe werden detaillierte Kraftwerksrestriktionen wie Mindestleistungen und Mindestbetriebs- und stillstandszeiten nur näherungsweise berücksichtigt. Dies erfolgt in der zweiten Modellstufe (JMM MIP), in welcher auf Basis der in der vorherigen Stufe berechneten Austauschflüsse zwischen den Gebotszonen einzelne Regionen gesondert mit detaillierten Kraftwerksrestriktionen betrachtet werden.

Die Marktergebnisse bilden schließlich die Eingangsdaten für die Redispatchberechnung.

2.2 Beschreibung der betrachteten Szenarien

Im Rahmen der weiteren Ausführungen werden vier verschiedene Szenarien betrachtet, die im genehmigten Szenariorahmen (BNetzA 2020) genauer charakterisiert werden: A 2035, B 2035, C 2035 und B 2040. Darüber hinaus wird mit C2035_NSWPH eine Sensitivität des Szenarios C 2035 gerechnet, die ebenfalls im genehmigten Szenariorahmen aufgeführt wird. Hierbei wird der North Sea Wind Power Hub (NSWPH) in die Marktberechnungen miteinbezogen, wobei die Anbindungsleistungen des Hubs mit 6 GW nach Deutschland, 4 GW an die Niederlande sowie 2 GW nach Dänemark vorgegeben sind.

In den Szenarien A 2035, B 2035 und C 2035 wird 2035 als Szenariojahr angenommen, im Szenario B 2040 wird hingegen das Jahr 2040 betrachtet. A 2035 stellt das Szenario mit der geringsten Ausprägung von Sektorkopplung und Netzorientierung dar, C 2035 das Szenario mit der höchsten Ausprägung, was sich beispielsweise in der Anzahl der flexiblen Verbraucher wie Wärmepumpen und Power-to-Gas-Anlagen oder aber in der Möglichkeit des intelligenten Ladens bei Elektrofahrzeugen zeigt. A 2035 weist im Gegensatz zu den anderen Szenarien die Besonderheit auf, dass in Deutschland für das Jahr 2035 noch Braunkohlekapazitäten vorhanden sind. In den übrigen Szenarien ist der vollständige Kohleausstieg in Deutschland bereits abgeschlossen.

3 Regionalisierung und Zeitreihenermittlung für Stromnachfrage und Erneuerbareinspeisung

Im Rahmen der Nachfragemodellierung leiten die ÜNB auf Grundlage des Szenariorahmens die zukünftige regionale erneuerbare Erzeugung und Nachfrage ab. Zur Berechnung von notwendigen Netzausbaumaßnahmen ist die genaue Lokalisierung der vertikalen Energieaustauschmengen an jedem Netzknoten wichtig, um darauf basierend Lastflussrechnungen durchführen zu können. Entsprechend wird dazu die Einspeisung der variablen Erneuerbaren (Wind- und Solar-energie) sowie die Nachfrage an einzelne Netzknoten verteilt. Neben Deutschland müssen zudem die Stromnachfragen und Erneuerbareinspeisungen weiterer EU-Länder entsprechend modelliert werden, um Im- und Exporte korrekt abschätzen zu können.

3.1 Regionalisierung und Zeitreihenermittlung der EE-Anlagen

In diesem Abschnitt wird näher auf die räumliche und zeitliche Verteilung der erneuerbaren Energieeinspeisung eingegangen. Die Ansätze des NEP2035 und des Gutachters werden vorgestellt, bewertet und anschließend verglichen.

3.1.1 Modell- und Verfahrensansätze im NEP 2021-2035

Für die **Windenergie an Land** schätzen die ÜNB die lokalen Kapazitäten im Zieljahr auf Gemeinde- bzw. PLZ-Ebene ab. Hierfür wird die in Auftrag gegebene Studie „Regionalisierung des Ausbaus der Erneuerbaren Energien“ (FfE 2021) angewendet. In die Berechnung der zukünftigen regionalen Kapazitäten gehen (1) der Anlagenbestand zum 31.12.2018, (2) Ergebnisse der letzten Ausschreibungsrunden, (3) das modellierte Restpotential, sowie (4) die Ausbauziele der Bundesländer ein. Neben den Bestandsdaten des Marktstammdatenregisters (MaStR) sind Daten der Landesämter, Energieatlanten, sowie OpenStreetMap-Informationen weitere Quellen. Das Restpotential wird basierend auf einer Potentialanalyse, in der Studie als Weißflächenanalyse bezeichnet, bestimmt. Diese basiert u.a. auf in der Studie „Potenziale für Erneuerbare Energien“ (Bundesanstalt für Immobilienaufgaben 2016) erhobenen Informationen für Grundstücke im Besitz des Bundes. Dabei werden die Flächenpläne bis 2015 beachtet und den Flächen wird eine Erschließungswahrscheinlichkeit zugeordnet. Vorrangflächen werden somit priorisiert. Als untere Zubaugrenze pro Bundesland werden die jeweiligen Landesziele festgelegt. Beim Erreichen der Zielzahl reduziert sich die Erschließungswahrscheinlichkeit der Flächen des relevanten Bundeslands, sodass der weitere Zubau in anderen Bundesländern verstärkt incentiviert wird. Dieses Vorgehen ist nachvollziehbar und sachgerecht. Für die Ermittlung des zeitlichen Einspeiseprofiles wird das Wetterjahr 2012 zugrunde gelegt. Die Herleitung von lokalen Einspeisezeitreihen mit-

tels detaillierter Informationen über genutzte Wetterparameter, Leistungskurven von Windturbinen und Annahmen zur regulatorischen Abregelungen wird nicht erläutert und somit können diese nicht bewertet werden.

Die regionale Verteilung der **Windenergie auf See** (Wind-Offshore) erfolgt basierend auf dem Langfristszenario des Flächenentwicklungsplans 2019 des Bundesamtes für Seeschifffahrt und Hydrographie (Bundesamt für Seeschifffahrt und Hydrographie 2019) für die genannten Planungszahlen, verteilt auf Nord- und Ostsee. Je nach Szenario werden unterschiedliche jährliche Zubaumengen angenommen. Der Hauptfokus des Zubaus liegt im Gebiet der Nordsee. Auf die Methode zur Ermittlung der Erzeugungszeitreihen von Windpark-Standorten wird analog zur Winderzeugung an Land (s.o.) nicht detailliert eingegangen. Eine Bewertung ist daher nicht möglich.

Für die Regionalisierung von **Photovoltaik** wählen die ÜNB eine Aufteilung aller Photovoltaikanlagen auf zwei Kategorien: Gebäude-Photovoltaik und Freiflächen-Photovoltaik. Analog zu Windenergie an Land erfolgt eine Allokation der Anlagen auf die Bundeslandebene, um bundeslandspezifische Unterschiede (z. B. Nutzbarkeit benachteiligter landwirtschaftlicher Flächen) zu berücksichtigen. Die ÜNB verwenden für die Regionalisierung von Photovoltaik die Daten des MaStR und ihrer eigenen Anlagenregister, welche zusammen mit Bewegungsdaten und Daten zur Spannungsebene mit einem digitalen Landschaftsmodell verschnitten werden. Dadurch wird eine georeferenzierte Bestandsanalyse mit Rückschlüssen auf den Anlagentyp ermöglicht. Für **Gebäude-PV** bestimmen die ÜNB das gemeindegrenzförmige Zubaupotenzial über die Auswertung von Solardachkatasterdaten. Aufbauend darauf bestimmen die ÜNB den Zubau von Gebäude-PV, indem sie den Ausbaugrad als Verhältnis von Bestand zu Potenzial berechnen und unter Berücksichtigung historischer Anlagenentwicklung eine gemeindegrenzförmige Ausbaudynamik bestimmen. Diesen Ansatz bewertet der Gutachter als nachvollziehbar und sachgerecht. Für **Freiflächen-PV** wird ebenfalls ein mehrschrittiges Verfahren für die Regionalisierung angewendet. In einem ersten Schritt werden Flächenpotenziale für einzelne Gemeinden identifiziert. Dazu wird, neben dem Potenzial in einem Streifen von 110 m Breite entlang von Autobahnen und Schienenwegen, das Potenzial auf landwirtschaftlichen Flächen innerhalb von benachteiligten Gebieten einbezogen (ausschließlich in den Bundesländern, die § 37c des EEG in Anspruch nehmen). Eine Betrachtung von Konversionsflächen findet nicht statt. Neben dem Flächenpotenzial wird ein Ertragsindex gebildet, welcher die mittlere jährliche Globalstrahlung der Gemeinde ins Verhältnis zur mittleren jährlichen Globalstrahlung von Deutschland setzt. Daraus berechnet sich ein Freiflächenindex, über den der notwendige Zubau auf die Gemeinden verteilt wird. Aus Sicht des Gutachters ergibt sich durch die Nichtbetrachtung von Konversionsflächen eine mögliche Modellierungsungenauigkeit. Diese ist jedoch auf Grund der schlechten Datenverfügbarkeit ver-

ständiglich. Daher hält der Gutachter das angewendete Verfahren für nachvollziehbar und sachgerecht. Eine Bewertung der Ermittlung von Einspeisezeitreihen ist nicht möglich, da es keine Informationen der ÜNB zu der Methodik der angewendeten Zeitreihenermittlung gibt.

Für **sonstige erneuerbare Energien**, wie Biomasse und Laufwasser, erfolgt eine Regionalisierung gemäß des aktuellen Anlagenbestands, sowie der erwarteten installierten Leistungen, welche durch eine Abfrage pro Bundesland ermittelt wurden. Die Methode zur Verteilung der installierten Leistungen ist in der Studie „Regionalisierung des Ausbaus der Erneuerbaren Energien“ (FfE 2021) näher erläutert. Volllaststunden werden exogen angenommen und mit dem aktuellen Förderrahmen und Flexibilitätsanforderungen begründet. Die verwendete Methode ist für den Gutachter, auf Grund geringer Zubauraten und einem damit einhergehenden geringen Einfluss auf den Übertragungsnetzausbaubedarf, nachvollziehbar und sachgerecht. Eine detaillierte Beschreibung der Zeitreihenermittlung, bzw. ob diese endogen im Marktmodell ermittelt werden, erfolgt nicht und diese kann daher nicht bewertet werden.

Die bereits im NEP 2030 aus dem Jahr 2019 (Übertragungsnetzbetreiber 2019) genutzte Methode der **Spitzenkappung** wird auch im NEP 2021-2035 angewendet. Hier wird eine flächendeckende Spitzenkappung von 3 % nach der Systematik der „BMW-Verteilernetzstudie“ (E-Bridge et al. 2014) genutzte Methode der **Spitzenkappung** wird auch im NEP 2021-2035 angewendet. Hier wird eine flächendeckende Spitzenkappung von 3 % nach der Systematik der „BMW-Verteilernetzstudie“ (E-Bridge et al. 2014) zugrunde gelegt. Dieses Vorgehen wurde bereits im NEMO VII-Gutachten als nachvollziehbar und sachgerecht bewertet.

3.1.2 Modell- und Verfahrensansätze des Gutachters

Für die regionale Verteilung von **Windenergieanlagen an Land** nutzt der Gutachter ein selbst erstelltes Investitionsmodell, das den Zubau als diskrete Entscheidungen modelliert und daraus Ausbauwahrscheinlichkeiten ermittelt. Das Modell ist als Nested-Logit-Modell formuliert: Auf der ersten Ebene wird entschieden, wie viel der Fläche einer NUTS 3¹-Region für Zubau genutzt wird. Auf der zweiten Ebene wird entschieden, welche der Typanlagen errichtet wird. Eine detaillierte Beschreibung des Investitionsmodells ist dem Abschnitt 6.1 zu entnehmen.

Als Eingangsdaten für das Investitionsmodell werden zum einen Informationen zur Wirtschaftlichkeit von Investitionen benötigt, insbesondere die erwarteten Baukosten und Angaben zu den erwarteten Winderträgen je nach Standort sowie weiteren Faktoren, die die Erlöse bestimmen. Zum anderen sind auch die regionalen Potentialgrenzen zu berücksichtigen, um übermäßigen

¹ Die NUTS 3-Regionen entsprechen in Deutschland Landkreisen und kreisfreien Städten. Die entsprechenden administrativen Einheiten im EU-Ausland haben vergleichbare Flächen und Einwohnerzahlen.

Zubau zu verhindern. Hierfür wird für das Bundesgebiet eine Potentialanalyse durchgeführt. Mittels frei verfügbarer Geoinformationsdaten wird je NUTS 3-Region eine Zubauobergrenze ermittelt. Ausgehend von der gesamten Fläche werden Negativflächen abgezogen, die nicht für Windenergie an Land geeignet bzw. erlaubt sind. Zu den Negativflächen zählen Siedlungen sowie angrenzende Gebiete (entsprechend Bundesland-spezifischen Abstandsgrenzen), zu schützende Lufträume in der Nähe von Flughäfen und Wetterstationen, Naturschutzgebiete, Wälder, Verkehrsflächen und Gewässer, sowie Steilhanggebiete. Abzüglich dem 2035 zu erwarteten Anlagenbestand, welcher aus dem Marktstammdatenregister und einer typischen Anlagenlebensdauer ermittelt wird, kann so die noch verfügbare Zubaumenge je Landkreis bestimmt werden.

Basierend auf der durch das Investitionsmodell hergeleiteten installierten Leistung pro Windenergieanlagentyp je Region sowie Wetterinformationen aus dem COSMO-REA6 Wettermodell und Leistungskurven für verschiedene Windenergieanlagentypen werden die jeweiligen Einspeisezeitreihen auf NUTS 3-Ebene berechnet, wie in Abbildung 3 aufgezeigt. Die Bestimmung von knotengenauen Zeitreihen am Lehrstuhl für Energiewirtschaft erfolgt grundsätzlich in zwei Schritten: Zunächst werden basierend auf historischen Zeitverläufen und regionalen Kenngrößen regionale Zeitreihen für jede NUTS 3-Region ermittelt. Anschließend werden diese Zeitreihen anteilig auf die relevanten Netzknoten verteilt. Siehe hierzu auch Abschnitt 6.2 für eine detailliertere Darstellung.

Ein technischer Verfügbarkeitsfaktor von 97 %, sowie ein geschwindigkeitsabhängiger Windpark-Verlust werden bei jeder regionalen Zeitreihe beachtet. Anschließend wird jede Zeitreihe unter Annahme einer perfekten Voraussicht auf regionaler Ebene modifiziert, sodass 3 % der Energiemenge durch Spitzenkappung abgeregelt werden.

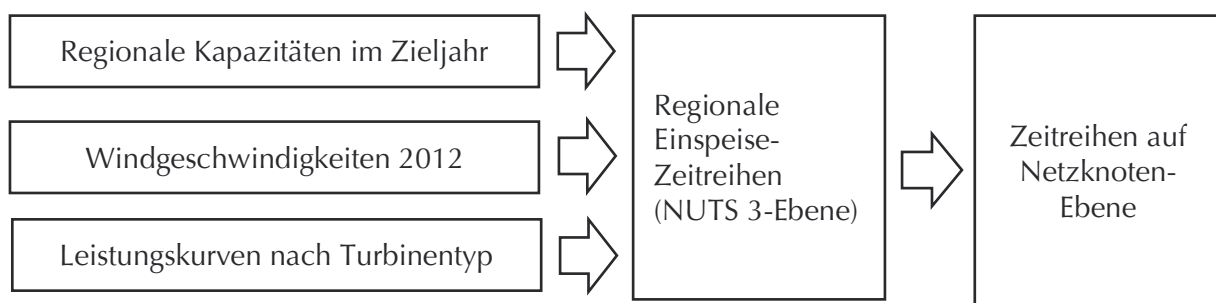


Abbildung 3: Herangezogene Daten des EWL für die Zeitreihenermittlung Wind an Land

Für die Regionalisierung von **Windenergieanlagen auf See** werden Geoinformationen der aktuellen Windparks genutzt. Für Deutschland werden Kapazitäten für das Zieljahr 2035 aus dem Szenariorahmen regionalisiert, für das Ausland werden die mittleren Ausbaumwerte des Szenarios Distributed Energy des TYNDP 2020 (ENTSO-E und ENTSG 2020) genutzt. Die Ermittlung der Einspeisezeitreihen von Windenergieanlagen auf See erfolgt unter Verwendung von zwei reprä-

sentativen Offshore-Windturbinentypen. Wake-Effekte werden pauschal von der Windpark-Zeitreihe abgezogen und die Spitzenkappung von 3 % wird berücksichtigt. Das Verfahren entspricht dem oben für die Windenergie an Land näher erläuterten.

Für die Regionalisierung von **Photovoltaik** verwendet der Gutachter einen analogen Modellierungsansatz zur Regionalisierung von Windenergieanlagen an Land. Eine getrennte Betrachtung von Dach- und Freiflächen-Photovoltaikanlagen ist auf Grund der abweichenden Vergütungsstruktur sowie den unterschiedlichen Anreizstrukturen und begrenzenden Faktoren essenziell. Den Ausgangspunkt der Regionalisierung liefert eine Analyse der Bestandsanlagen und Dachflächen auf NUTS 3-Ebene. Bei den Dachflächenanlagen wird, in Vorbereitung auf die Modellierung, zwischen privaten und gewerblichen PV-Anlagen unterschieden. Für die Regionalisierung werden im Anschluss wie bei den Windenergieanlagen an Land diskrete Entscheidungsmodelle (Logit-Modelle) geschätzt, vgl. auch Abschnitt 6.1.2. Dabei werden für private und gewerbliche Anlagen unterschiedliche Variablen genutzt, um die treibenden und limitierenden Einflussfaktoren bei den verschiedenen Anwendertypen zu berücksichtigen. So begrenzt beispielsweise die Anzahl der gewerblichen Gebäude pro NUTS 3-Gebiet die Anzahl der möglichen gewerblichen PV-Anlagen und die Anzahl der Wohngebäude die Anzahl der privaten PV-Anlagen. Auf Basis der empirisch validierten diskreten Entscheidungsmodelle werden die regionscharfen Zubauwerte abgeschätzt. Für Freiflächen-Photovoltaikanlagen wird, in einem vergleichbaren Ansatz wie bei den Windenergieanlagen an Land, eine Bestimmung der Flächenpotenziale vorgenommen. Den Ausgangspunkt der Regionalisierung bilden die aktuell installierten Kapazitäten auf der NUTS 3-Ebene. Über eine Flächenanalyse werden die regulatorischen Bedingungen für Freiflächen-PV Anlagen abgebildet. Dabei werden Seitenstreifen entlang von Bahntrassen und Autobahnen ebenso einbezogen wie benachteiligte landwirtschaftliche Flächen in Bundesländern, welche den Bau von PV Anlagen auf ebendiesen Flächen erlauben. Eine Berücksichtigung von Potenzialen auf Konversionsflächen kann auf Grund von fehlenden Daten nicht vorgenommen werden. Über eine Modellierung diskreter Investitionsentscheidungen werden die regionscharfen Zubauwerte bestimmt.

Für die Bestimmung der Einspeisezeitreihen für Photovoltaikanlagen werden die ermittelten Kapazitäten für die Anlagentypen in den verschiedenen Regionen mit entsprechenden Solarstrahlungsdaten unter Berücksichtigung der Ausrichtung der Anlagen verknüpft. Zusätzlich verwendet der Gutachter eine Spitzenkappung analog zum Vorgehen bei der Windenergie an Land.

Die **PV-Batteriespeicher** werden proportional zu der installierten Leistung privater PV-Anlagen verteilt. Anschließend werden die berechneten PV-Zeitreihen modifiziert, um das Verhalten von

PV-Heimspeichern abzubilden. In einem Optimierungsmodell wird für ein hypothetischen Haushalt der Eigenverbrauch der PV-Einspeisemengen maximiert, wobei die Speicherrestriktionen als Nebenbedingungen in das Modell eingehen.

Die **sonstigen erneuerbare Energieerzeugungstechnologien** werden folgendermaßen regionalisiert: Die regionale Verteilung des (begrenzten) Zubaus an Biomasse-Erzeugungskapazitäten erfolgt proportional zu den Bestandsanlagen. Die Fahrweise der Biomasse-Anlagen wird endogen im Marktmodell bestimmt, wobei eine Orientierung an den im Szenariorahmen vorgegebenen Benutzungsstunden erfolgt. Kleinere Laufwasserkraftwerke werden proportional zur jährlichen nodalen Nachfrage den Netzknoten zugeordnet, die größeren Anlagen werden entsprechend ihres Standorts zugeordnet. Ihre Einspeisemengen ergeben sich aus den Zeitreihen des Wasserzuflusses.

3.1.3 Ergebnisvergleich

Die Ergebnisse der Regionalisierung für Erneuerbare Energien werden im folgenden Abschnitt vergleichend diskutiert. Dabei werden neben den Kapazitäten zusätzlich die Zeitreihen der EE-Anlagen verglichen.

Windenergie

Die vom Gutachter für das Szenario B 2035 abgeleiteten regionalen Kapazitäten übersteigen die Schätzungen der ÜNB in den Bundesländern Baden-Württemberg und Niedersachsen substantiell (vgl. Abbildung 4 und Tabelle 1). Auch in den Bundesländern Hessen und Bayern sowie den Stadtstaaten Bremen und Hamburg kommt es zu deutlichen Abweichungen. Hingegen erwarten die ÜNB einen stärkeren Zubau bis 2035 insbesondere in Nordrhein-Westfalen und Schleswig-Holstein, aber auch in Brandenburg, Sachsen-Anhalt und Thüringen. Der Ausbau im Szenario B von 2035 bis 2040 geschieht nach der Methode des Gutachters ausgewogen auf die Bundesländer verteilt, wobei Baden-Württemberg und Brandenburg einen überdurchschnittlichen Zubau erkennen lassen. Bei der von den ÜNB angewandten Methode wird zusätzlicher Anlagenausbau mit einem Schwerpunkt in Thüringen erwartet. Im Szenario A 2035 sind Unterschiede in den regional installierten Kapazitäten zwischen den Gutachtern und den ÜNB in Baden-Württemberg, Mecklenburg-Vorpommern und Sachsen-Anhalt. Im Szenario C 2035 verschiebt sich der Zubau bei den ÜNB deutlich Richtung Baden-Württemberg, Rheinland-Pfalz und Thüringen, hingegen erwartet der Gutachter keine deutliche Veränderung der regionalen Aufteilung im Vergleich zu Szenario B 2035. Insgesamt verdeutlicht der Vergleich der installierten Kapazitäten auf Bundeslandebene, dass die Ergebnisse der regionalisierten Kapazitäten der ÜNB und die des Gutachters in derselben Größenordnung liegen, bei den ÜNB jedoch die Einflussfaktoren auf den Zubau zwischen den Szenarien stärker variieren. Die Regionalisierung der ÜNB ist jedoch auf jeden Fall als plausibel einzustufen.

Die lokale Windhöffigkeit hat Einfluss auf die jährlichen Einspeisemengen an elektrischer Energie durch Windenergieanlagen an Land. In den südlichen Bundesländern ergeben sich sowohl bei den ÜNB als auch beim Gutachter geringere Erträge pro installierter Kapazität. Die regionale Verteilung der Erzeugungsmengen weist daher ein ähnliches Bild auf wie die Verteilung der installierten Leistungen (vgl. Abbildung 5 und Tabelle 2).

Ein grafischer Vergleich der geordneten Erzeugungsganglinien (vgl. Abbildung 6) illustriert, dass die von den ÜNB ermittelten Zeitreihen eine ähnlich hohe nationale Spitzeneinspeisung aufweisen, wie die Zeitreihe der Gutachter. In den 4000 Stunden mit der höchsten Energieeinspeisemenge, weisen die Einspeisemengen der Gutachter höhere Werte auf. Die Unterschiede zwischen den Zeitreihen können auf die unterschiedlichen genutzten Wettermodelle sowie deren unterschiedliche räumliche Auflösung, einschließlich der Interpolation der Wetterinformationen auf Nabenhöhe, zurückgeführt werden. In den windschwachen Stunden des Jahres sind die Einspeisezeitreihen annähernd gleich. Insgesamt sind die ermittelten Einspeisezeitreihen der ÜNB aber zweifellos als plausibel einzustufen.

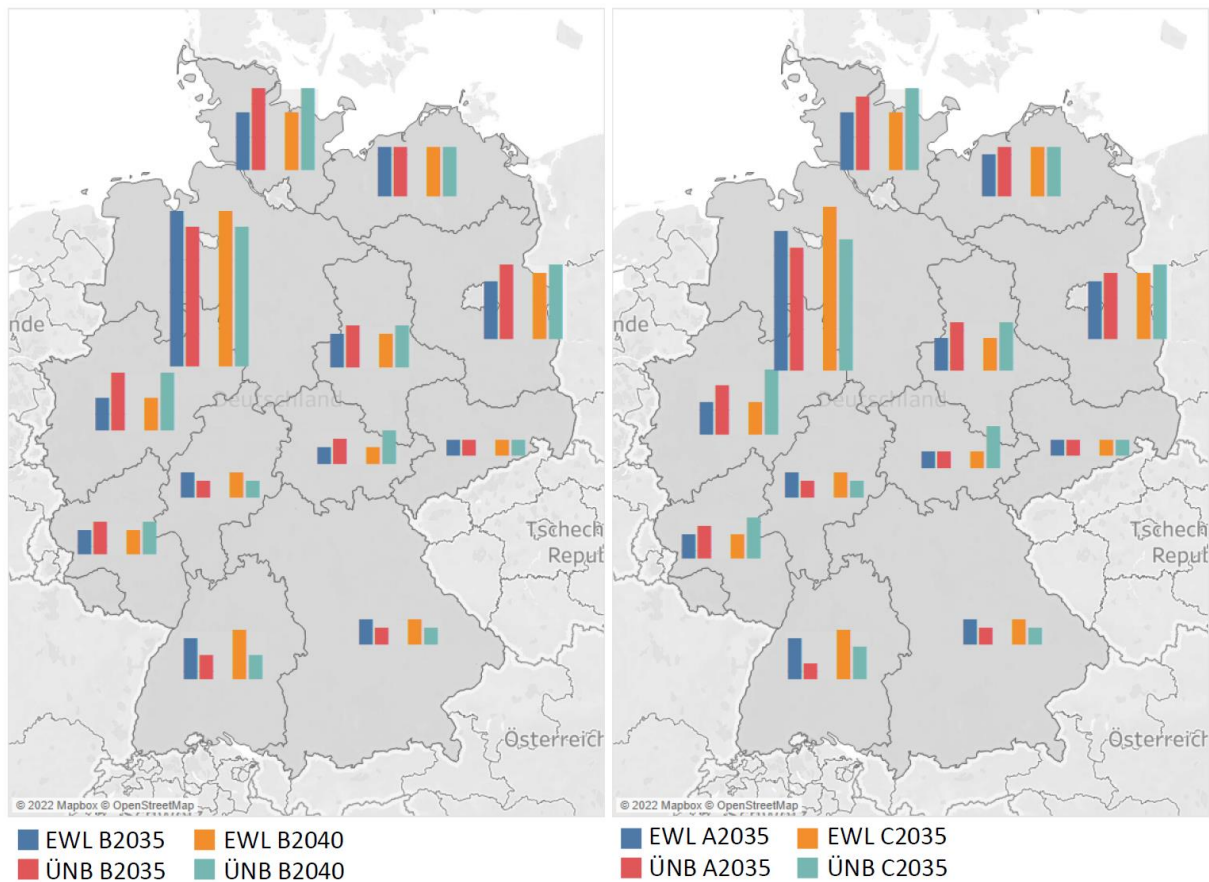


Abbildung 4: Geographische Verteilung der installierten Leistung Windenergie an Land

Tabelle 1: Installierte Leistung Windenergie an Land [GW]

Installierte Leistung [GW]	B2035		B2040		A2035		C2035	
	EWL	ÜNB	EWL	ÜNB	EWL	ÜNB	EWL	ÜNB
Baden-Württemberg	6,77	3,46	7,38	3,82	6,56	2,65	7,64	4,49
Bayern	3,82	2,89	4,01	2,94	3,77	2,79	4,06	3,02
Berlin	0,57	0,04	0,58	0,04	0,54	0,04	0,59	0,04
Brandenburg	9,24	10,66	9,40	10,71	8,74	9,92	9,58	10,81
Bremen	2,41	0,05	2,43	0,05	2,20	0,05	2,49	0,05
Hamburg	1,33	0,10	1,35	0,10	1,22	0,10	1,39	0,10
Hessen	3,84	2,52	3,91	2,59	3,66	2,36	3,98	2,71
Mecklenburg-Vorpommern	7,19	7,24	7,31	7,31	6,61	7,65	7,52	7,43
Niedersachsen	23,58	20,60	23,93	20,75	21,51	18,70	24,64	19,98
Nordrhein-Westfalen	5,29	8,49	5,36	8,78	5,16	7,79	5,41	9,33
Rheinland-Pfalz	3,71	4,97	3,77	5,21	3,59	4,43	3,83	5,66
Saarland	0,27	0,51	0,27	0,52	0,26	0,50	0,27	0,52
Sachsen	2,11	1,88	2,17	1,91	1,96	2,63	2,23	1,96
Sachsen-Anhalt	4,97	6,69	5,10	6,77	4,68	7,97	5,23	6,92
Schleswig-Holstein	8,99	12,45	9,01	12,53	8,49	10,90	9,15	12,09
Thüringen	2,72	4,23	2,81	4,76	2,54	3,00	2,89	5,78

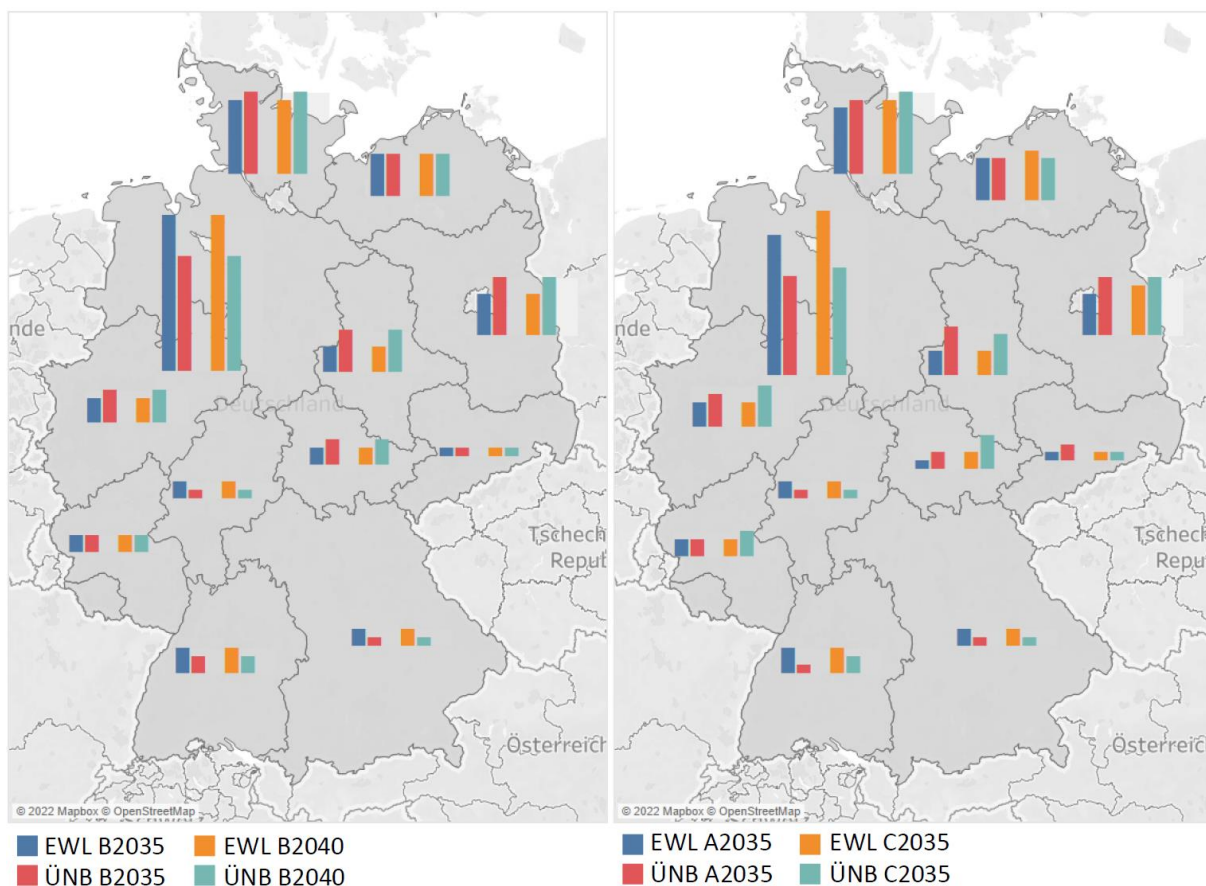


Abbildung 5: Geographische Verteilung der Erzeugungsmengen Windenergie an Land

Tabelle 2: Erzeugungsmengen Windenergie an Land [TWh]

Erzeugungsmengen [TWh]	B 2035		B 2040		A 2035		C 2035	
	EWL	ÜNB	EWL	ÜNB	EWL	ÜNB	EWL	ÜNB
Baden-Württemberg	9,42	4,22	9,76	5,56	10,59	6,07	10,97	7,25
Bayern	5,77	3,99	5,85	4,19	6,15	4,21	6,22	4,44
Berlin	1,06	0,08	1,11	0,08	1,13	0,08	1,17	0,08
Brandenburg	17,59	23,03	18,56	24,79	18,98	24,57	19,37	25,16
Bremen	7,57	0,08	8,27	0,08	8,35	0,08	8,57	0,08
Hamburg	3,06	0,16	3,33	0,16	3,39	0,16	3,48	0,16
Hessen	7,42	3,56	7,78	3,87	7,94	3,94	8,09	4,27
Mecklenburg-Vorpommern	17,18	17,09	18,67	16,05	19,09	15,85	19,65	16,55
Niedersachsen	60,99	43,75	66,81	48,76	67,99	48,27	70,07	47,09
Nordrhein-Westfalen	10,64	13,65	10,89	15,23	11,07	15,64	11,17	17,13
Rheinland-Pfalz	6,47	7,07	6,66	8,16	6,79	8,51	6,91	9,53
Saarland	0,49	0,75	0,50	0,77	0,50	0,77	0,51	0,79
Sachsen	3,70	6,16	4,00	4,40	4,14	4,39	4,25	4,59
Sachsen-Anhalt	9,54	21,09	10,10	17,53	10,43	17,45	10,70	18,14
Schleswig-Holstein	29,22	30,28	30,92	35,92	31,05	35,60	31,56	34,59
Thüringen	4,94	6,14	5,30	8,99	5,50	10,09	5,66	12,64

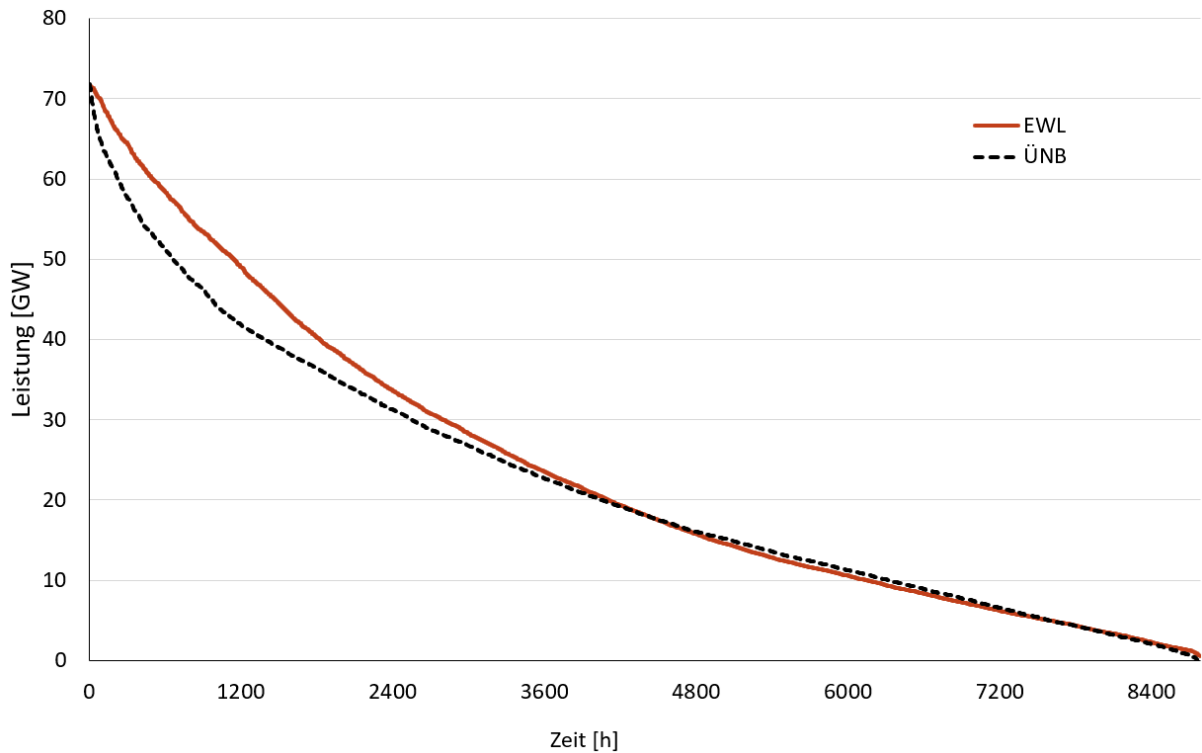


Abbildung 6: Vergleich der geordneten Erzeugungszeitreihen Windenergie an Land für das Szenario B 2035 nach Abregelung

Für die Ermittlung der Einspeisezeitreihen der Windenergie auf See haben die Gutachter kein Modell zur Bestimmung von installierten Leistungen erstellt, sondern die vorhandenen und geplanten Erzeugungsstandorte für die Zeitreihenerstellung zugrunde gelegt. Zwischen den regionalisierten Einspeisezeitreihen des Gutachters und der ÜNB ergeben sich folglich ausschließlich Abweichungen in den Einspeisezeitreihen der Anlagenparks auf Grund der unterschiedlichen Verarbeitung von Wettermodell-Daten, sowie der technischen Abbildung der Windparks.

Photovoltaik

Abbildung 7 und Tabelle 3 zeigen die installierten Kapazitäten je Bundesland entsprechend den Berechnungen der Gutachter und der ÜNB. Grundsätzlich sind die Ergebnisse der Kapazitätsverteilung vergleichbar. In einzelnen Bundesländern ergeben sich Unterschiede zwischen den Ergebnissen der ÜNB und den Berechnungen des Gutachters, welche sich über die angewandte Methodik und der verwendeten Datengrundlage erklären lassen. Diese Unterschiede treten sowohl bei den Szenarien B 2035 und B 2040 (linke Bildhälfte) als auch bei den Szenarien A 2035 und C 2035 auf. Besonders in den Bundesländern Baden-Württemberg und Sachsen ermitteln die ÜNB niedrigere Zubauzahlen als der Gutachter, während umgekehrt v.a. in Nordrhein-Westfalen und Mecklenburg-Vorpommern die Kapazitäten des Gutachters jeweils unter den von den ÜNB abgeschätzten Kapazitäten liegen.

Abbildung 8 und Tabelle 4 illustrieren die geographische Verteilung der erzeugten Elektrizitätsmengen. Die regionalen Energiemengen der Gutachter und der ÜNB sind vergleichbar, die verbleibenden Unterschiede entsprechen im Wesentlichen den Unterschieden in den installierten Leistungen. Die Regionalisierung der Photovoltaik-Einspeisung bei den ÜNB erscheint dementsprechend sachgerecht.

Abbildung 9 zeigt einen Vergleich der Jahresdauerlinie der Einspeisezeitreihen für Photovoltaik für das Szenario B 2035 zwischen ÜNB und Gutachter. Es ist ein vergleichbarer Verlauf zu erkennen. Die auftretenden Unterschiede sind gering, die Gleichzeitigkeit der Einspeisung ist bei hohen Einspeisewerten bei den ÜNB geringfügig höher. Dies kann wiederum auf Unterschiede in den genutzten Wetterdaten und Modellkalibrierungen zurückgeführt werden. Der Gutachter hält daher die von den ÜNB ermittelten Zeitreihen für belastbar.

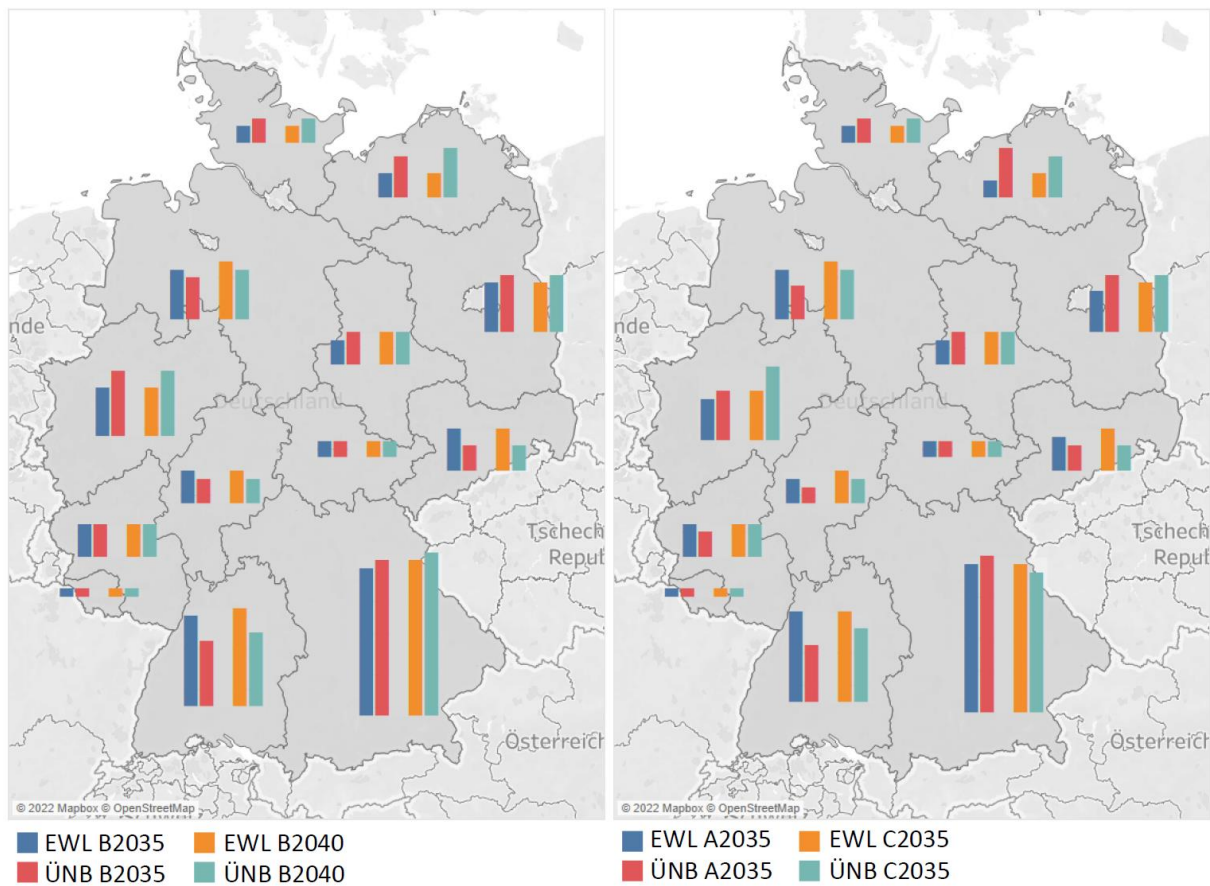


Abbildung 7: Geographische Verteilung der Leistung Photovoltaik

Tabelle 3: Installierte Leistung Photovoltaik [GW]

Installierte Leistung [GW]	B2035		B2040		A2035		C2035	
	EWL	ÜNB	EWL	ÜNB	EWL	ÜNB	EWL	ÜNB
Baden-Württemberg	18,25	13,66	19,55	14,57	17,28	11,54	18,56	15,18
Bayern	29,53	30,73	31,84	32,72	28,81	31,18	28,89	28,40
Berlin	1,26	0,52	1,37	0,59	1,16	0,35	1,27	0,70
Brandenburg	9,53	11,44	10,41	11,99	8,97	11,75	9,43	10,72
Bremen	0,99	0,06	1,05	0,07	0,94	0,04	1,00	0,09
Hamburg	0,94	0,24	1,00	0,27	0,88	0,15	0,96	0,34
Hessen	6,03	4,79	6,41	5,18	5,70	3,83	6,17	5,60
Mecklenburg-Vorpommern	4,59	8,98	4,89	9,59	4,05	9,86	4,95	7,56
Niedersachsen	10,29	8,56	10,81	9,17	9,52	6,83	10,78	10,06
Nordrhein-Westfalen	9,27	12,42	9,68	13,40	8,50	9,51	9,89	15,01
Rheinland-Pfalz	6,41	5,92	6,94	6,39	6,24	5,35	6,27	6,22
Saarland	0,98	1,32	1,05	1,43	0,93	1,16	1,00	1,43
Sachsen	7,60	5,31	8,11	5,65	6,62	4,93	8,27	5,49
Sachsen-Anhalt	5,67	6,33	6,04	6,73	5,05	6,41	6,05	5,95
Schleswig-Holstein	2,67	4,56	2,80	4,90	2,50	4,55	2,77	4,33
Thüringen	3,70	2,95	3,93	3,14	3,18	2,75	4,05	3,02

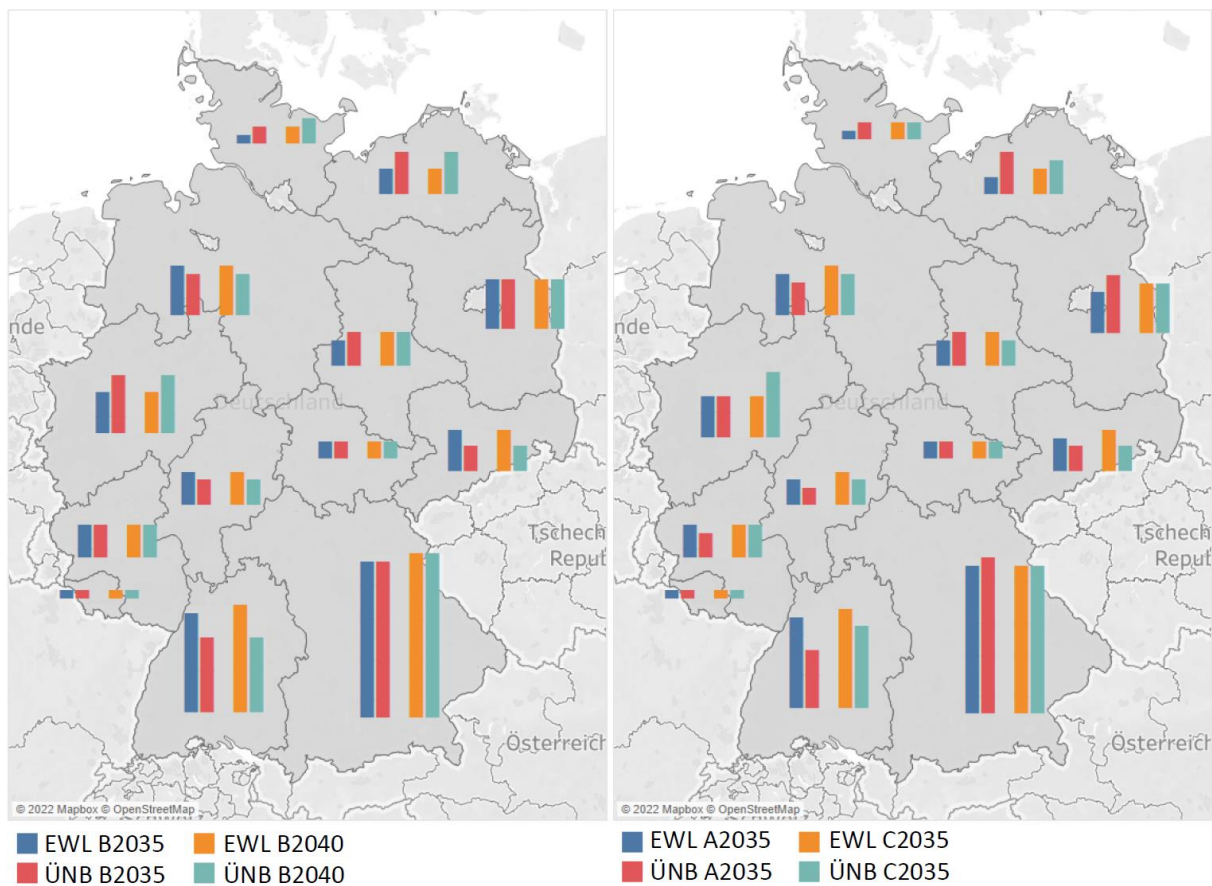


Abbildung 8: Geographische Verteilung der Erzeugungsmengen Photovoltaik

Tabelle 4: Erzeugungsmengen Photovoltaik [TWh]

Erzeugungsmengen [TWh]	B2035		B2040		A2035		C2035	
	EWL	ÜNB	EWL	ÜNB	EWL	ÜNB	EWL	ÜNB
Baden-Württemberg	18,21	11,84	19,21	13,96	20,57	14,57	19,50	15,52
Bayern	29,43	31,26	30,12	30,71	32,49	31,99	29,40	28,43
Berlin	1,11	0,32	1,20	0,48	1,31	0,53	1,21	0,63
Brandenburg	8,71	10,60	9,23	10,28	10,09	10,53	9,10	9,64
Bremen	0,83	0,04	0,87	0,06	0,93	0,06	0,88	0,08
Hamburg	0,79	0,13	0,84	0,20	0,90	0,23	0,85	0,29
Hessen	5,40	3,63	5,71	4,52	6,07	4,79	5,84	5,30
Mecklenburg-Vorpommern	3,80	8,74	4,29	7,92	4,57	8,28	4,61	6,67
Niedersachsen	8,52	5,98	9,20	7,46	9,67	7,82	9,62	8,78
Nordrhein-Westfalen	7,61	8,54	8,29	11,11	8,66	11,75	8,83	13,45
Rheinland-Pfalz	6,15	5,18	6,30	5,71	6,83	6,03	6,16	6,01
Saarland	0,92	1,14	0,97	1,29	1,03	1,37	0,98	1,40
Sachsen	6,60	4,67	7,57	5,02	8,08	5,22	8,23	5,19
Sachsen-Anhalt	4,90	5,85	5,50	5,75	5,85	5,98	5,85	5,41
Schleswig-Holstein	2,26	3,91	2,40	3,90	2,52	4,11	2,50	3,71
Thüringen	3,10	2,58	3,60	2,76	3,83	2,87	3,94	2,83

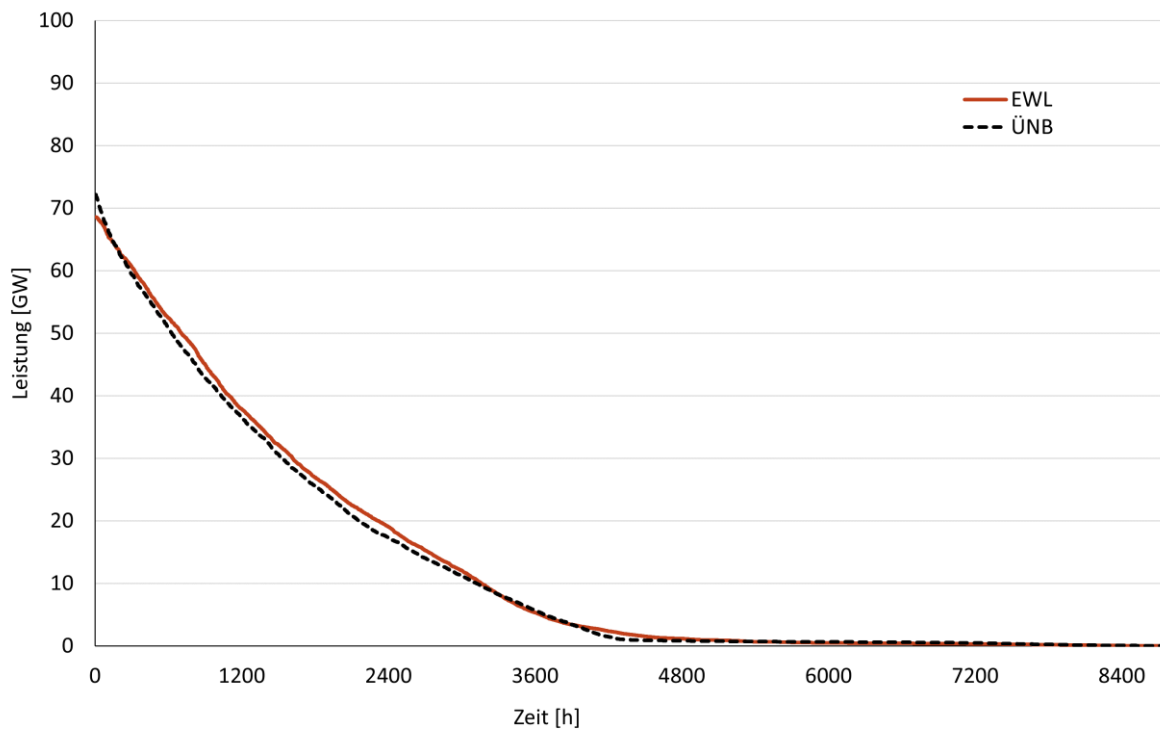


Abbildung 9: Vergleich der geordneten Erzeugungszeitreihen Photovoltaik für das Szenario B 2035

3.2 Regionalisierung und Zeitreihenermittlung der Nachfrage

Im Folgenden werden die Methoden zur Regionalisierung und Zeitreihenermittlung der Nachfrage im NEP 2035 vorgestellt und im Vergleich dazu die vom Gutachter verwendeten Verfahren dargestellt. Die mit den beiden Methoden ermittelten Ergebnisse werden anschließend vergleichend gegenübergestellt.

3.2.1 Modell- und Verfahrensansätze im NEP 2021-2035

Die Regionalisierung der Nachfragemengen geschieht mittels Energiebedarfen nach Sektoren auf nationaler Ebene. Diese werden mittels regionaler statistischer Kenngrößen geographisch lokal zugeordnet. Bevölkerung, Anzahl der Haushalte, Einkommen, Anzahl der Erwerbstätigen, Bruttowertschöpfung, Fahrleistungen von Schienenverkehrsmitteln, Stromverwendung von Betrieben und die Anzahl der Betriebe werden mit entsprechenden Gewichtungen genutzt, um regionale Strombedarfe nach Sektoren (Haushalten, Gewerbe-Handel-Dienstleistungen (GHD), Verkehr, verarbeitendes Gewerbe bzw. Industrie, Umwandlungsbereich) abzuleiten. Nach der Bestimmung der regionalen Sektorbedarfe, welche approximativ den aktuellen Verbrauch abbilden, werden im nächsten Schritt Szenarioannahmen zu Energieeffizienz, Bevölkerungsentwicklung und Elektrifizierung genutzt, um zukünftige Bedarfe abzuschätzen. Folgende Trends werden für die einzelnen Sektoren abgebildet: Die zukünftige Stromnachfrage der Haushalte wird gemäß der erwarteten Bevölkerungsentwicklung spezifisch je Landkreis einschließlich Wanderungssalden ermittelt, sodass sich für die verschiedenen Szenarien unterschiedliche Werte ergeben, da

die zugrunde gelegte nationale Bevölkerung je Szenario unterschiedlich ist. Dabei wird eine jährliche Effizienzverbesserung um 0,5 % sowie die daraus resultierende Reduktion der Haushaltslast berücksichtigt. Mangels plausibler Prognosewerte wurde für den Sektor Gewerbe-Handel-Dienstleistungen (GHD) eine Befragung der Verteilnetzbetreiber durchgeführt. Der jährliche Effizienzgewinn wurde gemäß Umfrage in diesem Bereich mit 0,2 % angenommen. Analog wurden die Prognosen der Verbräuche im Sektor Industrie abgeleitet. Für die elektrische Last für schienengebundene Mobilität wird ein Zuwachs zwischen 25 % und 33 % je nach Zieljahr zugrunde gelegt. Die verwendeten Methoden und Annahmen bezüglich der Regionalisierung sind aus Sicht des Gutachters plausibel.

Für den zeitlichen Verlauf der Nachfrage werden Zeitreihen-Information aus dem Jahr 2012 zugrunde gelegt, welche den ÜNB durch die Marktregeln für die Durchführung der Bilanzkreisabrechnung Strom bereitgestellt werden. Auf Grund der geringen Anzahl von Elektrofahrzeugen und Wärmepumpen in den Daten wird angenommen, dass die Daten nur die übrigen Elektrizitätsanwendungen abbilden. Weitere Informationen sind nicht verfügbar, so dass keine Bewertung der Zeitreihen auf Netzknotenebene möglich ist.

Demand Side Management-Kapazitäten, kategorisiert in Lastabschaltung, Lastverlagerung und Eigenerzeugung, werden gemäß der Studie „Entwicklung der regionalen Stromnachfrage und Lastprofile“ (Elsland et al. 2016) abgeschätzt. Das Vorgehen ist als sachgerecht einzustufen. Aus dem Szenariorahmenentwurf (Übertragungsnetzbetreiber 2020) wird jedoch nicht erkenntlich, inwiefern diese die Zeitreihe der Stromnachfrage beeinflussen, insbesondere ob eine Zeitreihen-Modifikation vor der Marktmodellierung geschieht, oder die Potentiale in die Marktmodellierung eingehen.

Auf **zukünftige Stromgroßverbraucher** wie Batteriefabriken oder neue Anlagen in der Stahl- und Aluminiumindustrie wird hingewiesen. Mittels einer Befragung der Verteilnetzbetreiber wurde der Zubau von Rechenzentren je Bundesland abgeschätzt und ein nationaler Energiebedarf von 35-54 TWh ermittelt. Das zugrunde gelegte gleichmäßige Lastprofil (6000 Volllaststunden) erscheint als sachgerecht, da die Rechenzentren rund um die Uhr betrieben werden. Allerdings sollte ins Auge gefasst werden, ob zukünftig anhand empirischer Daten mögliche systematische Variationen im Stromverbrauch auf Grund von Schwankungen in der Auslastung und in den Umgebungsbedingungen nicht abgebildet werden.

Ausgehend von Annahmen zur typischen Dimensionierung einer **Wärmepumpe** in Wohngebäuden werden Leistungs- und Energiebedarfe abgeschätzt. Die Gesamtanzahl der Anlagen ist der Studie „Wärmewende 2030“ von Agora Energiewende (Fraunhofer IWES/IBP 2017) entnommen. Deren regionale Aufteilung wird entsprechend der Anzahl von Ein- und Zweifamilienhäusern pro

Landkreis durchgeführt. Ein Standardbezugsprofil wird für den zeitlichen Verlauf der Last angewendet. Die Zeitreihe wird je nach Szenario angepasst, um die Gleichzeitigkeit der Nutzung und die Bewirtschaftung von Wärmepufferspeichern abzubilden. Die Annahmen zur Regionalisierung sind nachvollziehbar und sachgerecht. Eine detaillierte Prüfung des zeitlichen Profils ist mangels Methodenbeschreibung nicht möglich.

Neben KWK-Anlagen kann Wärme in Industrie- und Fernwärmenetzen durch die Technologien **Großwärmepumpen und Elektroheizer** bereitgestellt werden. Für den Zubau von Großwärmepumpen wird die Studie „Flexibilisierung der Kraft-Wärme-Kopplung“ (FfE 2017) für alle NEP-Szenarien zugrunde gelegt. Für Elektroheizer wird von einer marktorientierten Fahrweise ausgegangen, da angenommen wird, dass mindestens zwei Bereitstellungstechnologien in jedem lokalen Wärmenetz zur Verfügung stehen. Elektroheizer und Großwärmepumpen werden zunehmend installiert, um insbesondere Industrie-KWK-Kraftwerke flexibler betreiben zu können. Für beide Technologien wird die Regionalisierung nicht näher erläutert. Zudem ist nicht ersichtlich, inwiefern die Energiemengen dieser Technologien exogen oder endogen in die Marktmodellierung eingehen. Eine Bewertung ist daher nicht möglich.

Power-to-Gas wird differenziert in Power-to-Wasserstoff (Erzeugung von Wasserstoff durch Elektrolyse) und Power-to-Methan (Erzeugung von synthetischem Methan). Der zweitgenannte Wandlungsprozess spielt eine untergeordnete Rolle. Die Regionalisierung der erstgenannten Anlagen erfolgt zunächst entsprechend der Verteilung der bestehenden und geplanten Anlagen, sodann wird der zukünftige zusätzliche Wasserstoffbedarf berücksichtigt. Industrielle Prozesse, die Wasserstoff als Energiesubstitut zur Emissionsreduktion nutzen können, werden erläutert. Der regionale Wasserstoffbedarf ist vom Szenariorahmenentwurf NEP Gas 2020-2030 (Fernleitungsnetzbetreiber 2021) abgeleitet. Im Szenario C 2035 wird zusätzlich angenommen, dass weitere Elektrolyseure netzorientiert zugebaut werden. Entsprechend werden diese Anlagen überwiegend in Norddeutschland installiert. Der Zubau von Power-to-Methan-Anlagen basiert auf dem heutigen und zukünftigen CO₂-Potential durch Biomethananlagen. Zwei Drittel der Kapazitäten werden im Netzausbaugebiet verortet. Die Betriebsweise wird endogen in der Marktmodellierung ermittelt. Die Ansätze sind nachvollziehbar und sachgerecht.

3.2.2 Modell- und Verfahrensansätze des Gutachters

Abbildung 10 verdeutlicht, dass zur Bestimmung von knotengenauen Lastzeitreihen grundsätzlich in zwei Schritten vorgegangen wird. Zunächst werden basierend auf historischen Zeitverläufen und regionalen Kenngrößen regionale Zeitreihen für jede NUTS 3-Region ermittelt. Anschließend werden diese Zeitreihen anteilig auf die relevanten Netzknoten verteilt. Dieses Vorgehen wurde gewählt, da wesentliche sozioökonomische Daten auf der Ebene der NUTS 3-Regionen

vorliegen. Der zweite Schritt der Zuordnung von Zeitreihen von Regionen zu Knoten erfolgt dabei analog zum in Abschnitt 3.1.2 erläuterten Verfahren. Dieses Verfahren wurde auf Grund der Datenverfügbarkeit gewählt. Die Methode wird entsprechend auch für weitere EU-Staaten angewendet, um die vertikale Last an den Netzknotenpunkten des Höchst- und Hochspannungsnetz festzulegen. Eine detaillierte Beschreibung des Vorgehens ist in Abschnitt 6.2 zu finden.

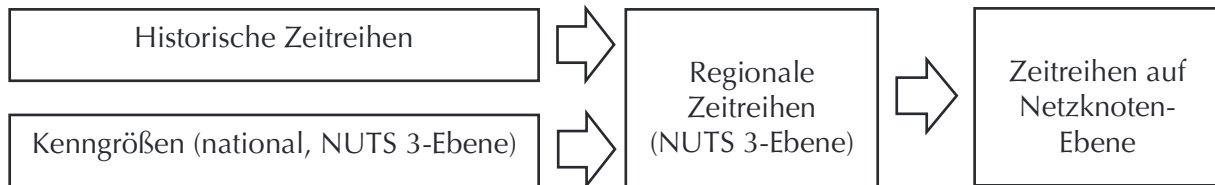


Abbildung 10: Vorgehensweise des EWL für die Zeitreihenermittlung der elektrischen Last

Neben der Regionalisierung von „konventionellem“ Verbrauch ergibt sich ein veränderter Elektrizitätsbedarf durch neue Anwendungen. Hier kann zwischen ungesteuerten und gesteuerten Verbrauchern differenziert werden. Für Erstere wird basierend auf der Anzahl der regionalen Einheiten jeweils eine Zeitreihe berechnet, welche zu dem regionalen „konventionellen“ Verbrauch hinzukommt. Für Letztere muss die regionale Verteilung der Kapazitäten vorab bestimmt werden, während die Fahrweise dieser Anlagen als flexible Einheiten abgebildet werden kann.

Für die zukünftige Nachfrage von Elektrofahrzeugen wird der Markthochlauf näherungsweise durch ein Diffusionsmodell abgebildet. Basierend auf dem aktuellen Bestand werden zukünftige regionale Fahrzeugmengen abgeleitet. Mittels Fahrdaten der Studien „Mobilität in Deutschland“ (infas et al. 2018) und „Kraftfahrzeugverkehr in Deutschland“ (WVI et al. 2012) und Daten des Kraftfahrtbundesamts werden stündliche Fahrprofil-Verbräuche auf regionaler Ebene für ungesteuertes Laden erstellt. Dabei wird zwischen Laden zu Hause und bei der Arbeit, sowie Schnellladen an Tankstellen differenziert. Für die Übersetzung der Einzelwege in Fahrprofile werden verschiedene Details, wie ein geschwindigkeitsabhängiger Verbrauch oder unterschiedliche Lademöglichkeiten (Laden am Arbeitsort) berücksichtigt. In der Studie „Mobilität in Deutschland“ (MiD) (infas et al. 2018) sind weite Wege unterrepräsentiert, was ohne Anpassungen in einem zu geringen Stromverbrauch und einer zu hohen Verfügbarkeit der Elektrofahrzeuge für die Flexibilität bereitstellung resultiert. Um diesem Problem zu begegnen wurde der fehlende Anteil zum Gesamtstromverbrauch auf einem separaten Weg in die notwendigen NUTS-Regionen verteilt. Hierfür werden autobahnnahen Tankstellen proportional zu ihrer Häufigkeit in der jeweiligen Region ein Ladeprofil zugeordnet, dass auf langen Einzelfahrten aus der MiD-Studie basiert. Für den Anteil von Kraftfahrzeugen wurde methodisch analog zur MiD-Studie vorgegangen. Datengrundlage bilden jedoch Wegedaten aus der Studie „Kraftfahrzeugverkehr in Deutschland“ (WVI et al. 2012). Der Anteil, welcher ungesteuertes Laden repräsentiert, wird zur Last hinzugefügt, wohingegen der steuerbare Anteil als Flexibilität im Marktmodell endogen eingesetzt wird

Die regionalen Ziel-Kapazitäten von Wärmepumpen auf privater Haushaltsebene werden anhand des derzeitigen Gebäudebestand an Ein- und Zweifamilienhäuser geographisch auf die Landkreise und kreisfreien Städte verteilt. Dasselbe Vorgehen wird für industrielle Großwärmepumpen und Elektroheizer angewendet.

Für Anlagen, die für Demand-Side-Management genutzt werden können, erfolgt die regionale Verteilung gemäß der jährlichen konventionellen Jahresenergienachfrage. Flexible Nachfrage durch Großverbraucher wird nach dem gleichen Schlüssel auf die einzelnen NUTS 3-Regionen verteilt.

Die Kapazitäten von Power-to-Gas-Anlagen setzen sich aus Power-to-Wasserstoff (PtH₂) und Power-to-Methan (PtM) zusammen. Für Power-to-Wasserstoff erfolgt eine Regionalisierung teilweise anhand der regionalen Industrienachfrage, und teilweise nach den Einspeisemengen von Windenergie an Land. Im zweiten Fall werden jedoch nur die Regionen bei der Verteilung berücksichtigt, in denen die Windenergieerzeugung den Mittelwert aller Regionen um mindestens 10 % überschreitet. Damit sind Power-to-Wasserstoff-Kapazitäten teils erzeugerseitig und teils verbraucherseitig installiert. Power-to-Methan-Kapazitäten werden anhand von Bestandsdaten von Biogas-Anlagen aufgeteilt, da diese Anlagen regional weiträumig verteilt sind und bei einer solchen Konfiguration Synergien bei der Gaseinspeisung genutzt werden können.

3.2.3 Ergebnisvergleich

Die Ergebnisse der Nachfrage-Regionalisierung und -zeitreihenerstellung auf Basis der oben dargestellten Methoden werden nachfolgend vergleichend diskutiert. Dabei wird der Fokus auf die konventionelle Nachfrage sowie dem zusätzlichen Verbrauch für Elektromobilität und Wärmepumpen gelegt. Die übrigen flexiblen Verbraucher, wie Power-to-Gas Anlagen, werden explizit nicht berücksichtigt, da deren Fahrweise und auch der resultierende Stromverbrauch stark von den Ergebnissen der Marktmodellierung abhängig sind und entsprechend nicht als Teil der Beschreibung der Datengrundlage einfließen sollen.

Die entsprechenden Nachfragemengen nach Bundesland sind in Abbildung 11 und Tabelle 5 dargestellt. Die Gesamtnachfrage beträgt im Szenario B 2035 jeweils 593 TWh. In den südlichen Bundesländern (Baden-Württemberg und Bayern) übertrifft die Energienachfrage des Gutachters die regionalisierten Mengen der ÜNB. Demgegenüber leiten die ÜNB in den westlichen Bundesländern (Nordrhein-Westfalen und Rheinland-Pfalz) eine höhere Nachfrage ab. Diese Unterschiede sind insbesondere auf die verschiedene Regionalisierung der Großverbraucher, d.h. der energieintensiven Industrie, zurückzuführen. Die Gutachter zählen diese zum produzierenden Gewerbe, wohingegen die ÜNB eine separate Regionalisierung durchführen. Gemäß Szenariorahmen nimmt die Gesamtenergienachfrage von Szenario B 2035 zu Szenario B 2040 zu. Die

unflexible Nachfrage nimmt entsprechend anteilig zu, wobei die Verhältnisse zwischen den Regionen jeweils sehr ähnlich gegenüber Szenario B 2035 bleiben. Erkennbar ist eine Lastzunahme zwischen den oben genannten Szenarien insbesondere in Niedersachsen. Im Szenario A 2035 tritt bei dem Gutachter, wie auch bei den ÜNB, eine etwas niedrigere Nachfragemenge auf, wohingegen im Szenario C 2035 der nationale Nachfragewert um knapp 3 % steigt. In beiden Szenarien, A 2035 und C 2035, ergeben sich strukturell ähnliche regionale Nachfrageabweichungen auf Bundeslandebene, wie in den zuvor diskutierten Szenarien. Die Ergebnisse zur Regionalisierung der Energienachfrage der ÜNB werden dementsprechend als plausibel bewertet, durch die separate Berücksichtigung von Großverbrauchern wird hier ein detaillierteres Ergebnis erreicht.

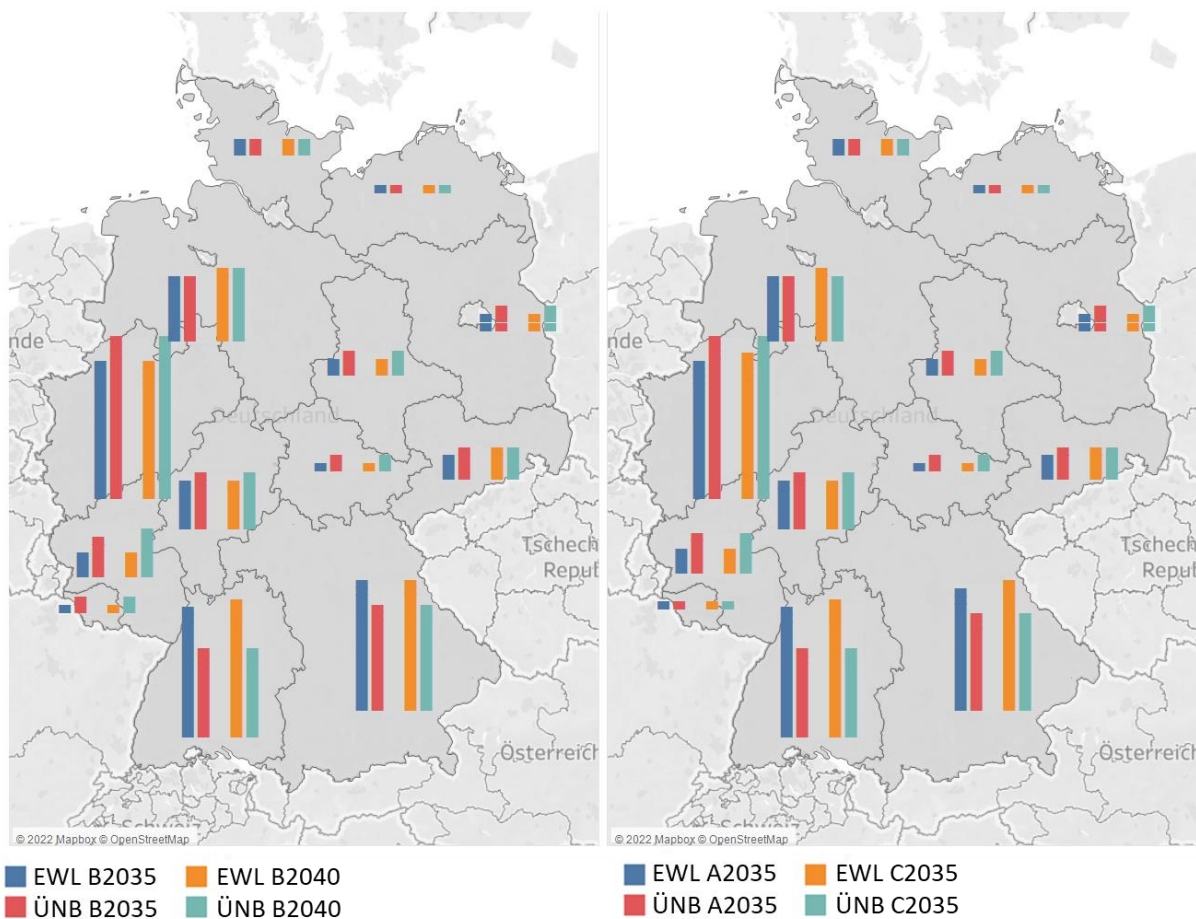


Abbildung 11: Regionalisierte Verbrauchsmengen des EWL und der ÜNB

Tabelle 5: Regionalisierte Verbrauchsmengen des EWL und der ÜNB [TWh]

Verbrauchsmengen [TWh]	B2035		B2040		A2035		C2035	
	EWL	ÜNB	EWL	ÜNB	EWL	ÜNB	EWL	ÜNB
Baden-Württemberg	113,85	76,72	116,31	78,00	112,45	76,20	117,11	77,22
Bayern	108,79	87,96	111,18	89,66	107,22	87,12	111,89	95,68
Berlin	20,95	14,66	21,18	14,96	20,86	14,62	21,16	14,72
Brandenburg	12,55	18,46	12,83	18,65	12,22	18,32	12,99	19,08
Bremen	7,30	4,45	7,45	4,51	7,18	4,46	7,51	4,44
Hamburg	18,83	13,10	19,14	13,17	18,62	13,23	19,22	13,00
Hessen	43,15	48,54	44,12	49,32	42,52	48,12	44,25	48,88
Mecklenburg-Vorpommern	8,65	9,09	8,83	9,26	8,44	8,94	8,92	9,24
Niedersachsen	58,58	58,23	59,92	59,63	57,43	57,80	60,50	58,72
Nordrhein-Westfalen	119,17	139,30	121,75	139,66	117,34	139,57	122,39	139,43
Rheinland-Pfalz	20,36	37,17	20,90	42,36	19,87	32,22	21,09	42,04
Saarland	4,12	10,62	4,23	11,48	4,03	9,81	4,26	11,43
Sachsen	24,04	26,40	24,56	26,68	23,66	26,19	24,68	26,64
Sachsen-Anhalt	12,00	19,45	12,27	19,62	11,74	19,38	12,39	20,59
Schleswig-Holstein	12,23	14,89	12,49	15,09	11,92	14,69	12,65	15,11
Thüringen	8,56	13,47	8,77	13,67	8,40	13,34	8,82	13,59

In der nationalen Nachfrage-Dauerlinie² (vgl. Abbildung 12) sind ebenfalls die Verbräuche inkl. Elektromobilität und Haushaltswärmepumpen abgebildet. Beim Vergleich dieser Verbrauchsarten wird ersichtlich, dass die vom Gutachter erstellten Zeitreihen in den Spitzenstunden eine etwas höhere Last aufweisen, wohingegen die Zeitreihen der Übertragungsnetzbetreiber in den Stunden mit geringem Verbrauch größere Werte besitzen. Dies weist auf einen höheren Beitrag der neuen Energieanwendungen zur Lastglättung hin. Die aus den jährlichen regionalisierten Energiemengen abgeleiteten Zeitreihen der ÜNB werden jedoch vom Gutachter zweifelsfrei als valide und realistisch eingeschätzt.

² Dauerlinie: Stündliche Werte nach Größe absteigend sortiert

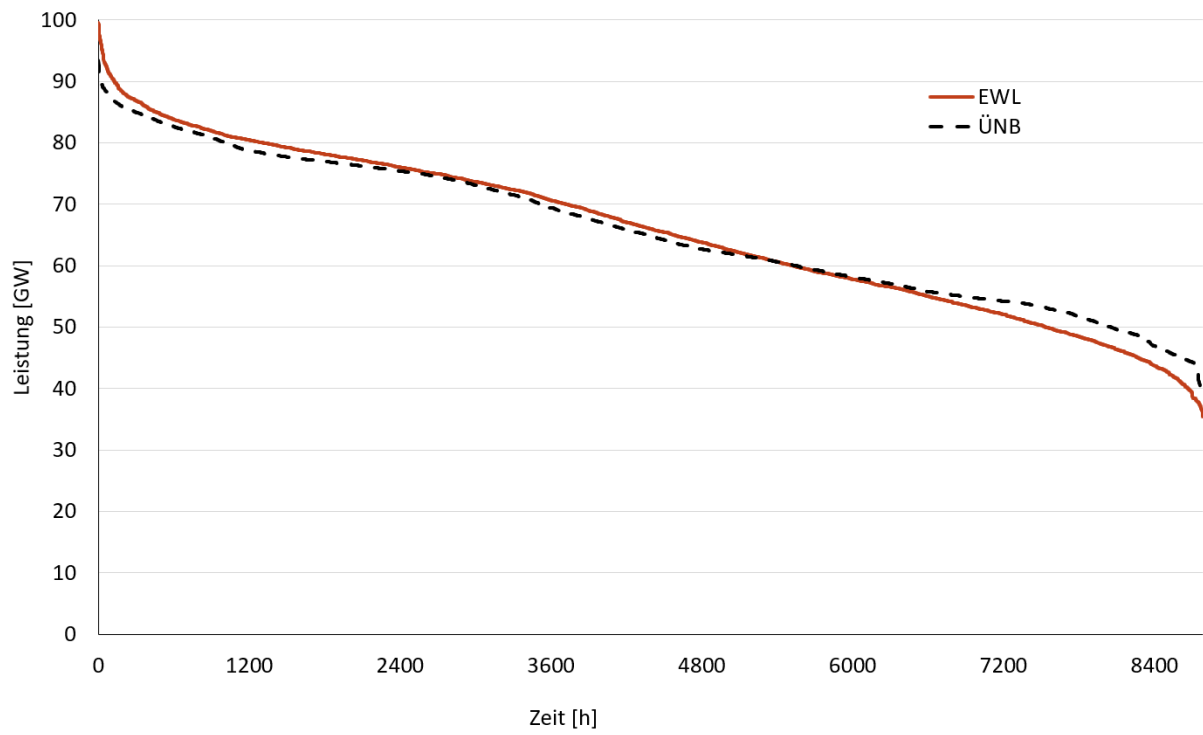


Abbildung 12: Vergleich der geordneten Verbrauchszeitreihen inkl. Elektromobilität und Haushaltswärmepumpen für B 2035

4 Marktmodellierung

In diesem Abschnitt wird die Marktmodellierung für die Abschnitt 2.2 vorgestellten Szenarien beschrieben. Hierzu wird in Abschnitt 4.1 zunächst auf die Methodik des Gutachters eingegangen. In Abschnitt 4.2 werden die Ergebnisse der Marktmodellierung dargestellt und abschließend erfolgt eine Zusammenfassung in Abschnitt 4.3.

4.1 Beschreibung der Methodik

Für die Marktsimulationen des Gutachters wird das Strommarktmodell JMM genutzt, das im Anhang A (vgl. Abschnitt 6.3) genauer beschrieben wird. Die Rechnungen erfolgen in stündlicher Auflösung für das jeweilige Szenariojahr. Im Folgenden werden wesentliche Aspekte der Marktmodellierung näher erläutert.

4.1.1 Eingangsdaten und Rahmenbedingungen

Die Grundlage der Marktmodellierung der NEP-Szenarien bildet der durch die Bundesnetzagentur genehmigte Szenariorahmen von Juni 2020 (BNetzA 2020). Bei den Marktrechnungen des Gutachters wurden bei den Eingangsdaten und Rahmenbedingungen die dortigen Vorgaben zugrunde gelegt, nur in Einzelfällen ergaben sich auf Grund methodischer Spezifika des verwendeten Marktmodells bzw. der Modellkette kleinere Abweichungen. Genauere Informationen zu den Vorgaben können dem genehmigten Szenariorahmen (BNetzA 2020) entnommen werden.

In den Marktrechnungen werden die Länder des kontinentaleuropäischen ENTSO-E Verbundnetzes (frühere UCTE) sowie Schweden, Norwegen, Finnland, UK, Irland sowie die baltischen Staaten berücksichtigt. Eine detaillierte Auswertung der Marktergebnisse erfolgt dabei für Deutschland und die Nachbarländer, wobei auf eine nähere Analyse von Dänemark wegen der beiden dortigen Marktgebiete verzichtet wird.

Im genehmigten Szenariorahmen (BNetzA 2020) wird eine CO₂-Obergrenze von 120 Mt in 2035 und 60 Mt in 2040 gesetzt. Das JMM verwendet einen sogenannten rollierenden Planungsansatz (vgl. Anhang 6.3), so dass eine CO₂-Obergrenze für das Gesamtjahr nicht ohne weiteres vorgegeben werden kann. Vielmehr wird ein CO₂-Preis vorgegeben und in den Marktmodellläufen können die CO₂-Emissionen entsprechend ggf. über oder unter der CO₂-Emissionsgrenze liegen, gleiches gilt im Übrigen auch für die Rechnungen der Übertragungsnetzbetreiber. Bei einer Unterschreitung werden keine Anpassungen vorgenommen, bei einer Überschreitung wird in den Szenarien für das Jahr 2035 eine Erhöhung des CO₂-Preises so lange durchgeführt, bis die Emissionsgrenze eingehalten wird. Sollte im Szenario B 2040 eine Überschreitung der CO₂-Obergrenze auftreten, so ist eine Verringerung des Emissionsfaktors von Erdgas vorzunehmen. Die

CO₂-Emissionfaktoren der einzelnen Brennstoffe entsprechen den Vorgaben aus dem genehmigten Szenariorahmen. Hierbei ist insbesondere zu beachten, dass bei Abfall ein biogener Anteil in Höhe von 50 % angenommen wird.

Neben dem genehmigten Szenariorahmen (BNetzA 2020), der primär als Grundlage für die Eingangsdaten genutzt wird, wird weiterhin insbesondere auf das Distributed Energy-Szenario des von ENTSO-E und ENTSOG veröffentlichten Ten Year Net Development Plan (ENTSO-E und ENTSOG 2020) sowie die dazugehörigen veröffentlichten Szenariodaten zurückgegriffen. Dies betrifft insbesondere Übertragungskapazitäten (NTC) zwischen den Ländern, Kraftwerkskapazitäten sowie Brennstoffpreise.

4.1.2 Modellierung des europäischen Kraftwerkspark

Bei der Modellierung des europäischen Kraftwerksparkes wird zwischen Deutschland sowie den restlichen Ländern unterschieden. Deutsche Kraftwerke werden auf Basis der Kraftwerksliste im Anhang des genehmigten Szenariorahmens (BNetzA 2020) bei einer Größe von > 10 MW kraftwerksscharf abgebildet. Für die Durchführung der vor den MIP-Läufen vorgelagerten LP-Läufe erfolgt eine Zusammenfassung mehrerer Kraftwerke zu Kraftwerksgruppen. Aus der Kraftwerksliste werden neben den Kraftwerkskapazitäten auch weitere Informationen miteinbezogen. Dies betrifft zum einen den Standort und das Inbetriebnahmejahr der jeweiligen Anlagen, zum anderen aber auch Kraftwerkseigenschaften wie den Hauptenergieträger sowie die KWK-Fähigkeit. Teilweise werden für Kraftwerksparameter, für die keine Vorgaben aus dem genehmigten Szenariorahmen vorliegen, eigene Annahmen getroffen, etwa für Mindestbetriebs- und -stillstandszeiten sowie Volllast- und Teillastwirkungsgrade. Diese Annahmen richten sich nach dem Kraftwerkstyp sowie dem Inbetriebnahmejahr.

Der sich ergebende deutsche Kraftwerkspark unterscheidet sich je nach Szenario. Dies betrifft insbesondere die Kapazitäten von KWK-Ersatzanlagen, bei denen bestehende Kraftwerke, vor allem Steinkohlekraftwerke, durch Erdgas-KWK-Anlagen ersetzt werden. Diese Umrüstungskapazitäten fallen in den C-Szenarien mit 13 GW am größten, im Szenario A 2035 mit 4,4 GW am niedrigsten aus. Im Szenario A 2035 werden im Gegensatz zu den anderen Szenarien noch 7,8 GW an Braunkohlekapazität antizipiert, in den anderen Szenarien sind keine Kohlekapazitäten mehr vorhanden.

Der restliche europäische Kraftwerkspark wird im genehmigten Szenariorahmen (BNetzA 2020) nicht näher definiert. Die Modellierung erfolgt daher auf Basis des TYNDP 2020 Distributed Energy-Szenario (ENTSO-E und ENTSOG 2020). Für das Szenariojahr 2035 erfolgt dabei eine Mittelung der Kapazitätswerte für 2030 und 2040. Hierbei erfolgt jedoch kein kraftwerksscharfer Abgleich wie für den deutschen Kraftwerkspark. Die Kraftwerkskapazitäten aus dem TYNDP werden nach Brennstoffen aggregiert vorgegeben und mit der internen Datenbank des Gutachters

verglichen. Die dort hinterlegten europäischen Kraftwerksdaten beruhen auf Daten von Platts (jetzt S & P). Bei Kapazitätsabweichungen erfolgt entweder eine Abschaltung von Kraftwerken oder ein Zubau von generischen Einheiten (Dummy-Units), um eine Einhaltung der vorgegebenen Kapazitäten sicherzustellen.

4.1.3 Abbildung der Flexibilitäten

Zusätzlich zu den Kraftwerken werden bei den Marktberechnungen auch verschiedene Flexibilitätsoptionen berücksichtigt. Diese umfassen Power-to-Gas-Anlagen, Wärmepumpen, Elektrodenheizkessel, Elektrofahrzeuge, Demand-Side-Management (DSM) in der Industrie sowie Batteriespeicher. Die jeweiligen Leistungen in Deutschland richten sich nach den Angaben im genehmigten Szenariorahmen (BNetzA 2020). Ebenda wird bei Batteriespeichern zudem auch die Speicherkapazität vorgegeben. Für das europäische Ausland werden Kapazitäten aus dem TYNDP 2020 (ENTSO-E und ENTSOG 2020) für Batteriespeicher sowie DSM angenommen, andere Flexibilitäten im Ausland werden in der Marktmodellierung des Gutachters nicht abgebildet.

Industrielles Demand-Side-Management (DSM)

Bei der Abbildung von industriellem DSM wird zwischen Lastverschiebung und Lastabwurf unterschieden. Es wird dabei zwischen 21 DSM-Optionen differenziert, durch die die Papier-, Aluminium-, Zement- sowie Stahlindustrie berücksichtigt werden. Das jeweilige Potenzial zu Lastverschiebung sowie die variablen Kosten variieren zwischen den Optionen.

Für den Lastabwurf werden ausreichend hohe Einsatzkosten angenommen, so dass ein Lastabwurf in der Regel nur zum Einsatz kommt, wenn ansonsten die Stromnachfrage auch durch Importe sowie Nutzung anderer Verschiebungspotenziale nicht gedeckt werden kann.

Die Gesamteinsatzkapazität für DSM wird aus dem genehmigten Szenariorahmen (BNetzA 2020) für die jeweiligen Szenarien übernommen und anhand eigener Annahmen auf die verschiedenen DSM-Technologien verteilt. Insbesondere die Gewichtung von Lastabwurf richtet sich dabei nach Recherchen zu abschaltbaren Lasten, die auf veröffentlichten Daten der Übertragungsnetzbetreiber (Übertragungsnetzbetreiber 2022) beruhen. Für die Abbildung von DSM-Kapazitäten im Ausland werden die Kapazitäten aus dem TYNDP 2020 Distributed Energy-Szenario (ENTSO-E und ENTSOG 2020) genutzt. Hierbei wird sich jedoch bei der Modellierung auf eine DSM-Verschiebeoption sowie die Möglichkeit des Lastabwurfes beschränkt.

Power-to-Gas

Bei der Abbildung von Power-to-Gas (PtG) wird zwischen Power-to-Methan (PtM) und Power-to-Wasserstoff (PtH₂) differenziert. Für PtM wird ein Stromumwandlungswirkungsgrad von 0,6 angenommen, für PtH₂ von 0,73. Eine Rückverstromung wird nicht berücksichtigt. Die Modellierung des Gutachters orientiert sich an dem Vorgehen in Bucksteeg et al. (2021). Der Einsatz

von PtG richtet sich dabei nach dem Strompreis. Es wird ein Einsatzpreis als Eingangsparameter im Modell vorgegeben, der den maximalen Strompreis darstellt, bis zu dem eine Umwandlung von Strom zu Wasserstoff oder Methan erfolgt. Ist der Strompreis niedriger als der Einsatzpreis, wird PtG genutzt. Der Gesamtstromverbrauch steigt bei dem Einsatz von PtG entsprechend an. Die Berechnung des vorgegebenen Einsatzpreises bezieht die Kosten von Substituten für Wasserstoff (Wasserstoff aus Dampfreformierung) und Methan (Erdgas) sowie die vermiedenen CO₂-Kosten mit ein und variiert daher sowohl für PtH₂ und PtM als auch, auf Grund der unterschiedlichen Preise, für das jeweilige Szenariojahr. Die zugrunde gelegten Werte sind in Tabelle 6 dargestellt.

Tabelle 6: Maximaler Strompreis, bis zu dem Power-to-Gas-Anlagen eingesetzt werden

[€/MWh]	Power-to-Methan	Power-to-Wasserstoff
2035	24,56	55,52
2040	27,81	62,06

Die Stromentnahmekapazitäten werden aus dem genehmigten Szenariorahmen (BNetzA 2020) übernommen. Für das europäische Ausland werden keine PtG-Kapazitäten berücksichtigt.

Power-to-Heat

Die Abbildung von Power-to-Heat (PtH) beinhaltet sowohl Großwärmepumpen und Elektrodenheizer in Wärmenetzen als auch kleinere Haushaltswärmepumpen, wobei für Haushaltswärmepumpen zusätzlich noch eine regionale Einteilung in Nord und Süd erfolgt. Für die Parametrierung von Wärmepumpen wird entsprechend dem genehmigten Szenariorahmen (BNetzA 2020) eine Jahresarbeitszahl von 3 angenommen. Für Haushaltswärmepumpen wird diese Jahresarbeitszahl für Nord- und Süddeutschland leicht angepasst.

Der Einsatz von Haushaltswärmepumpen wird modellendogen im JMM bestimmt, indem eine Wärmenachfrage, die sich aus dem Stromjahresverbrauch im genehmigten Szenariorahmen ergibt, gedeckt werden muss. Die Haushaltswärmepumpen sind dabei mit einem Wärmespeicher versehen, sodass eine begrenzte zeitliche Verschiebung des Stromverbrauches möglich ist.

Großwärmepumpen und Elektrodenheizer werden im vorgelagerten KWK-Modell abgebildet, indem die im genehmigten Szenariorahmen (BNetzA 2020) angegebenen Gesamtkapazitäten auf verschiedene Wärmenetze aufgeteilt werden. In den jeweiligen Wärmenetzen sind auch Wärmespeicher integriert, sodass auch hier eine zeitliche Verlagerung des Stromverbrauches möglich ist.

Batteriespeicher

Neben Pumpspeicherkraftwerken werden zusätzlich auch Großbatteriespeicher sowie PV-Batteriespeichersysteme als zusätzliche kurzfristige Speicher in die Marktmodellierung miteinbezogen. Bei den Großbatteriespeichern wird dabei zwischen gewerblichen Speichern mit einer Leistung zwischen 30 kW und 150 kW sowie zwischen Großspeichern mit mehr als 150 kW Leistung, die am Regelleistungsmarkt eingesetzt werden, unterschieden. In der Abbildung im JMM weisen diese beiden Speicherarten unterschiedliche Verhältnisse zwischen Einspeicherleistung und Speicherkapazität auf, die sich nach den Vorgaben aus dem genehmigten Szenariorahmen (BNetzA 2020) richten. Der Speichereinsatz beider Speicherarten wird modellendogen im JMM bestimmt. Der Einsatz von kleinen Speichern, die zur privaten Einspeicherung von PV-Strom dienen, wird hingegen in einem vorgelagerten Optimierungsmodell bestimmt (vgl. Abschnitt 3.1.2) und modellexogen über die PV-Zeitreihe als Eingangsgröße im JMM berücksichtigt.

Für Batteriespeicher im europäischen Ausland werden die Kapazitäten aus dem TYNDP 2020 Distributed Energy-Szenario (ENTSO-E und ENTSOG 2020) übernommen. Wie auch für die konventionellen Kraftwerke wird hierbei für das Szenariojahr 2035 eine Interpolation zwischen den Jahren 2030 und 2040 vorgenommen. Das Speichervolumen wird entsprechend der Vorgaben im genehmigten Szenariorahmen (BNetzA 2020) für deutsche Großbatteriespeicher > 150 kW parametrisiert.

Elektromobilität

Der zusätzliche Stromverbrauch, der sich aus der Nutzung von Elektrofahrzeugen im Mobilitätssektor ergibt, wird im genehmigten Szenariorahmen für jedes Szenario vorgegeben und in der Abbildung von Elektromobilität berücksichtigt. Darüber hinaus bietet sich ein Flexibilisierungspotenzial für einen Teil der Ladevorgänge, die zu Hause oder am Arbeitsplatz stattfinden. Der Anteil der Fahrzeuge (E-PKW) mit der Möglichkeit zum flexiblen, verschiebbaren Laden variiert dabei zwischen den Szenarien von 50 % im Szenario A 2035, 70 % im Szenario B 2035, 90 % im Szenario B 2040 und 100 % im Szenario C 2035 sowie in der C 2035_NSWPH-Sensitivität entsprechend den Vorgaben des genehmigten Szenariorahmens (BNetzA 2020). Dieses Flexibilitätpotenzial wird im JMM abgebildet, indem das flexible Laden modellendogen optimiert wird, wohingegen das nicht verschiebbare Laden als Teil der Nachfragezeitreihe vorgegeben wird. Zusätzlich wird im JMM ein Batteriemindestfüllstand für die Aggregation aller Fahrzeuge berücksichtigt, wodurch die Flexibilität während des Ladens begrenzt wird.

Die Abbildung des verschiebbaren Ladens der Elektromobilität beschränkt sich dabei auf den flexiblen Anteil der Fahrzeuge in Deutschland. Die modellendogene Optimierung berücksichtigt dabei Fahrprofile, die auf der Studie „Mobilität in Deutschland“ (infas et al. 2018) fußen. Inhalt

der Studie ist ein Datensatz an Wegeprofilen, aus denen der tägliche Stromverbrauch sowie das Fahrverhalten eines durchschnittlichen Fahrzeugs in der Alltagsmobilität abgeleitet werden kann.

4.1.4 Must-Run

Bestimmte Anlagentypen weisen auf Grund von Must-Run-Bedingungen eine eingeschränkte Flexibilität bei der Stromerzeugung auf. Bei der Marktsimulation werden diese Must-Run-Bedingungen auf unterschiedliche Weise berücksichtigt.

KWK-Anlagen

Bei KWK-Anlagen wird zusätzlich zum Strom auch Wärme produziert, die für die Wärmeversorgung notwendig ist und dadurch die Stromerzeugung beschränken kann. Die Modellierung der Fahrweise von KWK-Anlagen, auch von Klein-KWK-Anlagen (< 10 MW) und Industrie-KWK-Anlagen, erfolgt im vorgelagerten KWK-Modell. bei Klein-KWK-Anlagen findet dabei eine Aggregation statt. Im KWK-Modell werden regionale Wärmenetze abgebildet, in denen neben KWK-Anlagen auch Heizkraftwerke, Spitzenlastkessel, Heizelemente, Wärmespeicher sowie Großwärmepumpen zur Wärmebereitstellung genutzt werden. Bei KWK-Anlagen wird dabei zwischen Gegendruckanlagen mit einem Freiheitsgrad und Entnahme-Kondensationsanlagen mit zwei Freiheitsgraden unterschieden, die zu unterschiedlichen Restriktionen für die Stromerzeugung führen. Insbesondere die abgebildeten Wärmespeicher ermöglichen dabei eine flexiblere Fahrweise der KWK-Anlagen. Die Dimensionierung der Wärmespeicher für jedes Wärmenetz ist dabei so ausgelegt, dass der durchschnittliche stündliche Verbrauch eines Tages mit mittlerer Außentemperatur über 6 Stunden durch die Wärmespeicher gedeckt werden kann. Für eine genauere Beschreibung des KWK-Modells und seiner Funktionsweise wird auf den Anhang (vgl. Abschnitt 6.5) verwiesen. Die Must-Run-Bedingungen für die Stromerzeugung von KWK-Anlagen stellen Ergebnisse aus der Wärmeeinsatzplanung der jeweiligen Wärmenetze dar und sind ein Output des KWK-Tools. Es wird dabei für jede KWK-Anlage (oder jede Gruppe von KWK-Anlagen im Fall von LP-Berechnungen) eine Obergrenze und eine Untergrenze für die Stromerzeugung in jedem Zeitschritt als Eingangsparameter des JMM vorgegeben.

Abfall- und Kuppelgaskraftwerke

Ähnlich dem Vorgehen der ÜNB, das im genehmigten Szenariorahmen (BNetzA 2020) beschrieben wird, wird bei Abfall- und Kuppelgaskraftwerken ein kontinuierlicher Betrieb mit zusätzlichem, wenn auch begrenztem, Flexibilitätspotenzial angenommen. Hierfür wird für die Stromerzeugung dieser Kraftwerke fortlaufend sowohl eine Unter- als auch eine Obergrenze vorgegeben. Bei Flexibilitätsbedarf kann die Erzeugung innerhalb dieser Grenzen angepasst werden.

4.1.5 Flow-Based Market Coupling

Zur Abbildung des europäischen Energiehandels im Marktmodell wird der Ansatz des Flow-Based Market Coupling (FBMC) angewendet. Die Modellierung basiert auf der von ACER genehmigten „Day-ahead capacity calculation methodology of the Core capacity calculation region“ (ACER 2019). In Absprache mit der Auftraggeberin wird FBMC für Deutschland sowie alle über Wechselstromleitungen direkt angebotenen Anrainerstaaten mit Ausnahme des Marktgebiets Dänemark-West angewendet. Genauere Informationen zur Modellierung sind im Anhang in Abschnitt 6.4 zu finden.

4.2 Marktergebnisse

Im Folgenden wird auf die Marktergebnisse in den vier Szenarien A 2035, B 2035, B 2040 und C 2035 näher eingegangen. Erzeugungsmengen, Verbrauchsmengen, Speichereinsatz, Vollbenutzungsstunden, Erneuerbarenanteil sowie CO₂-Emissionen werden dabei auf der Basis der Ergebnisse aus den MIP-Läufen dargestellt, wohingegen die Strompreise aus den vorgelagerten LP-Flow-Based-Läufen bestimmt werden. Da die Marktergebnisse der North-Sea-Wind-Power-Hub-Sensitivität C 2035_NSWPH nur vergleichsweise geringfügig von den Ergebnissen des Szenarios C 2035 abweichen, werden sie im Anschluss an die Marktergebnisse der vier Szenarien in einem eigenen Abschnitt zusammengefasst.

4.2.1 Erzeugungs- und Verbrauchsmengen in Deutschland



Abbildung 13: Stromerzeugungs- und Verbrauchsmengen in Deutschland, Vergleich EWL und ÜNB

In Abbildung 13 sind die jährlichen Erzeugungs- und Verbrauchsmengen in Deutschland für jedes Szenario dargestellt, die sich aus den MIP-Rechnungen ergeben. Im Folgenden wird dabei auf die Marktergebnisse des Gutachters eingegangen. Die Import- und Exportmengen sind im Saldo bei beiden Modellrechnungen ähnlich, allerdings werden bei den Zahlen des Gutachters nur die stündlichen Nettoimport- und -exportmengen aufsummiert, während bei den ÜNB durchweg eine separate Bilanzierung von Import- und Exportflüssen erfolgt. Die Gesamterzeugungsmenge ohne Einspeisung aus Pump- und Batteriespeichern und anderen Flexibilitätsoptionen ist im Szenario A 2035 mit 621,3 TWh am niedrigsten und im Szenario C 2035 mit 688,5 TWh am höchsten. Dies ist bedingt durch die Unterschiede im Stromverbrauch, die sich vor allem auf Grund der unterschiedlichen Ausnutzung von Flexibilitätsoptionen ergeben. Im Szenario A 2035 sind die Kapazitäten von Power-to-Gas (3,5 GW) ebenso wie der dazugehörige Stromverbrauch (8,4 TWh) z. B. niedriger als im Szenario B 2035 (5,5 GW / 15,5 TWh), im Szenario C 2035 (8,5 GW / 23,4 TWh) oder im Szenario B 2040 (10,5 GW / 42,8 TWh). Auch im Wärme- und Mobilitätsbereich zeigen sich im Szenario A 2035 die niedrigsten Verbrauchswerte.

In allen Szenarien wird der größte Teil des Stroms aus erneuerbaren Energien gewonnen. Onshore-Wind stellt dabei den bedeutendsten Energieträger mit 30,8 % im Szenario B 2040 und 31,4 % im Szenario C 2035 dar, gefolgt von Offshore-Wind und PV. Im Szenario B 2040 ist dabei

die Stromerzeugung aus Offshore-Wind auf Grund von höheren Offshore-Kapazitäten mit 170,2 TWh besonders hoch.

Der wichtigste konventionelle Energieträger ist Erdgas. Die entsprechende Stromerzeugung ist vor allem im Szenario B 2035 mit einer Erzeugung von 92,8 TWh am höchsten. Niedrigere Erdgaserzeugungsmengen in den anderen Szenarien lassen sich einerseits durch höhere Erzeugungsmengen aus Erneuerbaren in den Szenarien B 2040 und C 2035 und andererseits durch die Erzeugung von 21,1 TWh aus Braunkohle im Szenario A 2035 erklären. Da nur im Szenario A 2035 noch Braunkohlekraftwerke am Markt sind, gibt es ausschließlich in diesem Szenario auch eine entsprechende Erzeugung. Die Erzeugung aus Ölkraftwerken spielt auf Grund der hohen variablen Kosten in allen Szenarien eine eher untergeordnete Rolle.

Die Erzeugung in Abfallkraftwerken zeigt auf Grund der Must-Run-Modellierung über alle Szenarien hinweg ähnliche Ergebnisse. Bei Kuppelgaskraftwerken kommt es im Szenariojahr 2040 zu einer Reduktion der Erzeugungsmenge auf 0,7 TWh im Vergleich zu 5,3 TWh in den 2035-Szenarien. Da Kuppelgas einen vergleichsweise hohen Emissionsfaktor aufweist, ist dies zumindest teilweise auf den höheren CO₂-Preis im Jahr 2040 zurückzuführen.

Die ÜNB-Ergebnisse erscheinen im Vergleich mit den Werten des Gutachters plausibel. Die Erzeugungs- und Verbrauchsmengen unterscheiden sich auf Grund der teilweise unterschiedlichen Modellierungsweisen, allerdings sind diese Unterschiede begrenzt und erweisen sich als nachvollziehbar. Für die Erneuerbareenerzeugung aus PV und Wasserkraft ergeben sich sehr ähnliche Werte. Im Vergleich zu den NEP-Werten der ÜNB fallen insbesondere die Winderzeugungsmengen sowohl für Offshore-Wind als auch für Onshore-Wind in allen Szenarien deutlich höher aus. Im Szenario B 2040 stehen 378,4 TWh Winderzeugung aus der Marktsimulation des Gutachters 352,9 TWh aus der Marktsimulation der ÜNB gegenüber. Dies ist eine Folge der abweichenden Erneuerbaren-Modellierung (vgl. Abschnitt 3.1) Auch bei Biomasse kommt es in der Modellierung des Gutachters in den Szenarien B 2035, B 2040 und C 2035 zu höheren Produktionsmengen auf Grund vergleichsweise hoher Verfügbarkeit der Anlagen bzw. niedriger Brennstoffkosten. Im Szenario A 2035 hingegen stimmt die Stromerzeugung aus Biomasse mit den ÜNB-Werten annähernd überein – hier geht der Gutachter von höheren effektiven Brennstoffkosten für Biomasse als in den anderen Szenarien aus, die abweichenden politischen Prioritäten entsprechen. Bei Abfall- und Kuppelgaskraftwerken führen Unterschiede in der Must-Run-Modellierung bzw. bei den zugrunde gelegten Wärmenachfragen ebenfalls zu Unterschieden. Die Erzeugung aus Erdgaskraftwerken ist vor allem im Szenario B 2040 sehr ähnlich, im Szenario C 2035 hingegen liegt die Erzeugung des Gutachters fast 20 TWh unter den Ergebnissen der ÜNB. Hierbei spielt unter anderem die unterschiedliche Abbildung im Hinblick auf marktorientierte Fahrweise und Flexibilitätseinsatz eine Rolle. Bei der Betrachtung der Flexibilitätsoptionen fällt dabei auf, dass

nicht nur im Szenario C 2035 sondern auch in den anderen Szenarien Power-to-Heat in den Marktrechnungen des Gutachters deutlich intensiver genutzt wird. Im Szenario B 2040 wird etwa ein um 21,2 TWh höherer Stromverbrauch aus Power-to-Heat (Großwärmepumpen und Elektrodenheizer) ermittelt. Bei Power-to-Wasserstoff hingegen fällt der Stromverbrauch des Gutachters nur im Szenario B 2040 höher aus (+7 TWh), im Szenariojahr 2035 sind niedrigere Stromverbräuche zu beobachten.

4.2.2 Stromerzeugung der Nachbarländer

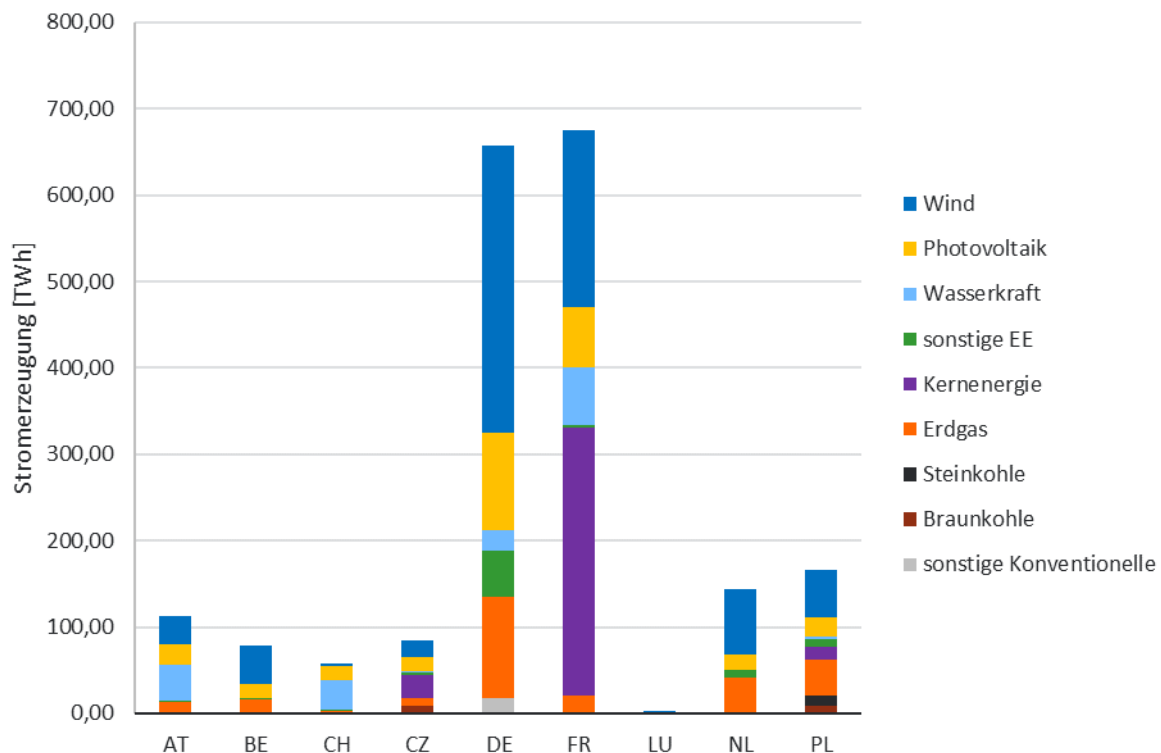


Abbildung 14: Stromerzeugungsmix (ohne Einspeisung aus Speichern und anderen Flexibilitätsoptionen) für Deutschland und Nachbarländer (ohne Dänemark) für Szenario B 2035

Die Erzeugung in den Nachbarländern variiert ebenfalls zwischen den einzelnen Szenarien. Abbildung 14 fokussiert das Szenario B 2035, für die anderen Szenarien finden sich entsprechende Abbildungen in Anhang B. Die Stromerzeugung aus Speichern (inklusive Pumpspeicher) oder anderen Flexibilitätsoptionen wird dabei nicht berücksichtigt.

Insbesondere das Szenario B 2040 führt in allen Nachbarländern zu steigenden Wind- und damit verbunden zu steigenden Gesamtstromerzeugungsmengen, da in diesen Ländern nur im Szenario B 2040 ein höheres Winddargebot abgebildet wird. Zwischen den Szenarien A 2035, B 2035 und C 2035 variiert das Winddargebot nicht, jedoch erhöhen sich im Szenario B 2040 in allen Nachbarländern die Windstromerzeugungsmengen ebenso wie auch die Gesamtstromerzeugung und der Stromverbrauch. Deutschland und Frankreich sind über alle Szenarien hinweg die Län-

der mit den größten Stromerzeugungsmengen. Die Erzeugungsmengen von Frankreich liegen dabei zwischen 674,1 TWh im Szenario A 2035 und 709,5 TWh im Szenario B 2040, wobei der größte Anteil mit Ausnahme des Szenarios B 2040 auf die Kernenergie entfällt. In Österreich und der Schweiz ist Wasserkraft in allen vier Szenarien von besonderer Relevanz. Polen und Tschechien sind in beiden Simulationsjahren die einzigen Nachbarländer, in denen auch Kohle zur Stromerzeugung beiträgt.

4.2.3 Speichernutzung

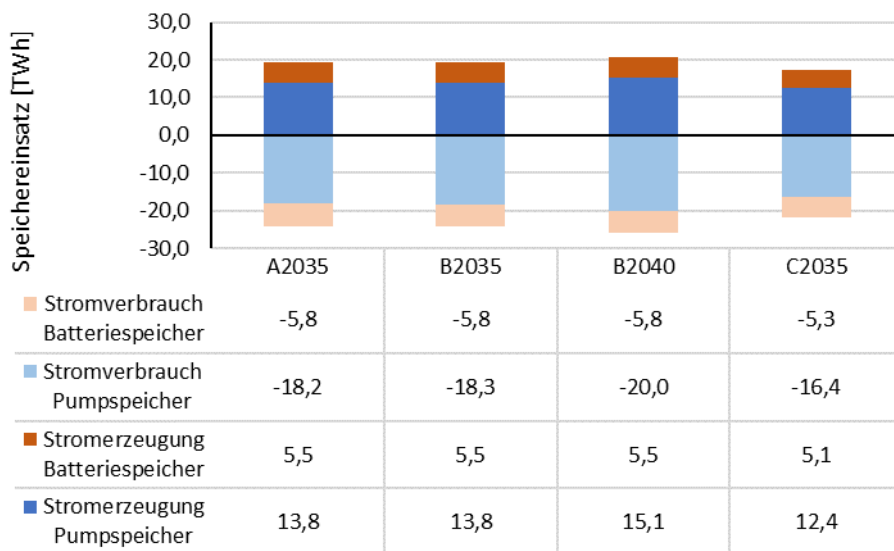


Abbildung 15: Speichernutzung von Batterie- und Pumpspeichern in Deutschland

Die Ein- und Ausspeicherung von Pump- sowie Batteriespeichern in Deutschland ist für alle vier Szenarien in Abbildung 15 dargestellt, wobei Pumpspeicher den größeren Anteil an der Stromspeicherung ausmachen. Da Speicherverluste in der Modellierung berücksichtigt sind, übersteigt der Stromverbrauch für beide Speichertechnologien die Stromerzeugung.

Die Nutzung der Speicher ist im Szenario B 2040 etwas stärker ausgeprägt als in den anderen Szenarien, was in Zusammenhang mit dem höheren Dargebot an Erneuerbarem Strom im Szenariojahr 2040 steht. Die Veränderung ist dabei hauptsächlich auf Pumpspeicherkraftwerke zurückzuführen, die im Szenario B 2040 mit 15,1 TWh eine höhere Erzeugung aufweisen als in den Szenarien A 2035 und B 2035 mit 13,8 TWh sowie C 2035 mit 12,4 TWh. Die höheren Flexibilitätspotenziale im Szenario C 2035 lassen die Auslastung sowohl der Batteriespeicher als auch der Pumpspeicher sinken.

4.2.4 Vollbenutzungsstunden

Auf Basis der Erzeugungsmengen und Kapazitäten lassen sich die Vollbenutzungsstunden berechnen, mit denen die Auslastung der einzelnen Kraftwerkstypen verglichen werden können.

Die Vollbenutzungsstunden werden in Abbildung 16 nach Brennstoffen bzw. Technologien gruppiert für die verschiedenen Szenarien abgebildet, in Abbildung 17 ist für das Szenario B 2035 ein Vergleich mit den Vollbenutzungsstunden der Übertragungsnetzbetreiber dargestellt.

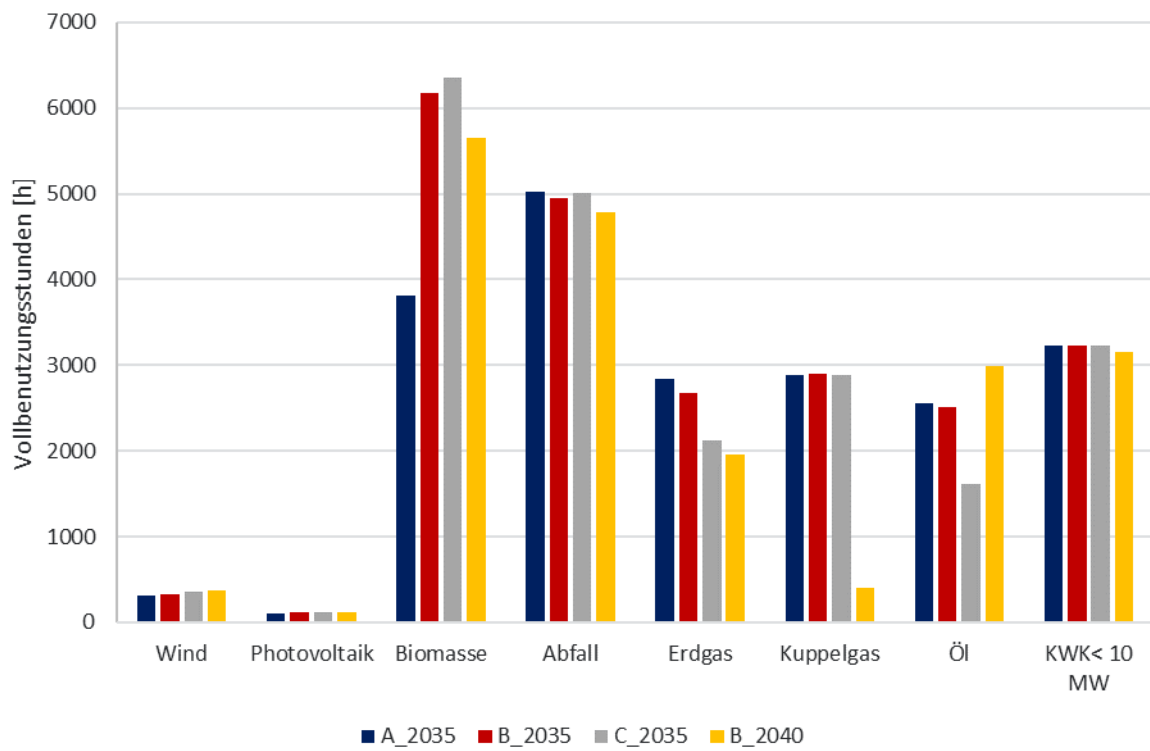


Abbildung 16: Vollbenutzungsstunden nach Technologien in Deutschland

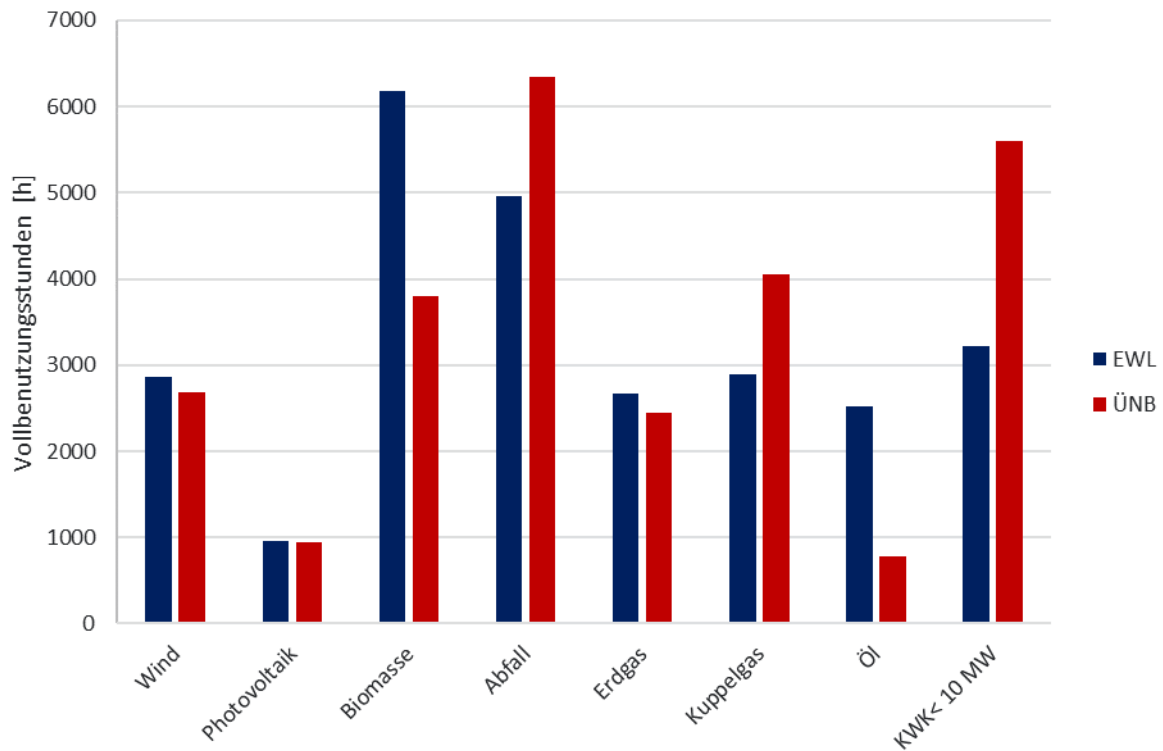


Abbildung 17: Vollbenutzungsstunden nach Technologien in Deutschland, Vergleich EWL und ÜNB für Szenario B 2035

Die höchsten Vollbenutzungsstunden im Szenario B 2035 lassen sich für Biomasse (6179 h) feststellen, was auf die niedrigen variablen Kosten zurückzuführen ist. Die Vollbenutzungsstunden des Gutachters liegen dabei über den Volllaststunden, die die ÜNB ermittelt haben. Ursächlich sind dafür die Annahmen zu den effektiven Betriebskosten beim Gutachter – bei der abweichenden Modellierung der Betriebskosten im Szenario A 2035 sind die Vollbenutzungsstunden auf einem vergleichbaren Niveau wie bei den ÜNB.

Die Vollbenutzungsstunden von Erdgas- und Ölkraftwerken sind hingegen mit 2676 h und 2518 h in B 2035 deutlich niedriger, da die variablen Kosten für diese Kraftwerke vergleichsweise hoch sind. Die Auslastung der Erdgaskraftwerke ähnelt dabei den Ergebnissen aus den ÜNB-Marktläufen, bei den Ergebnissen für ölgefeuerten Anlagen sind die Unterschiede zumindest teilweise darauf zurückzuführen, dass kleine ölgefeuerten KWK-Anlagen unterschiedlich zugeordnet werden. In den Szenarien B 2040 und C 2035 sinkt die Nutzung der Erdgaskraftwerke in den Rechnungen des Gutachters auf Grund höherer EE-Erzeugungsmengen im Vergleich zu den Szenarien A 2035 und B 2035. Bei den Ölkraftwerken tritt hingegen im Szenario B 2040 ein Anstieg der Vollbenutzungsstunden auf, der sich durch weniger installierte Nicht-KWK-Kapazitäten erklären lässt.

Für Abfall- und Kuppelgaskraftwerke sowie KWK-Anlagen < 10 MW lässt sich eine relativ konstante Vollbenutzungsstundenzahl von um die 5000 h (Abfall), 2900 h (Kuppelgas) und 3230 h

(KWK < 10 MW) für alle Szenarien mit Ausnahme von B 2040 beobachten, was sich auf die Must-Run-Modellierung im KWK-Tool zurückführen lässt. Auch bei den ÜNB-Ergebnissen ist eine solche Must-Run-Abbildung in den Vollbenutzungsstunden insbesondere bei KWK < 10 MW erkennbar, wobei die absoluten Vollbenutzungsstunden für alle drei Kraftwerkskategorien höher ausfallen, was nahelegt, dass die Anlagenauslegung im Vergleich zum Wärmeabsatz unterschiedlich erfolgt. Auch die höhere Nutzung von Power-to-Heat-Technologien (vgl. Abschnitt 4.2.1) spielt hier zweifellos eine Rolle.

Im Szenario B 2040 gehen die Vollbenutzungsstunden in den Marktergebnissen des Gutachters jedoch bei den meisten konventionellen Erzeugungsanlagen zurück, was eine Folge der höheren Erneuerbareneinspeisung und des höheren CO₂-Preises ist. Insbesondere bei Kuppelgas, das sich durch einen besonders hohen CO₂-Emissionsfaktor auszeichnet, ist der Rückgang der Vollbenutzungsstunden um etwa 2500 h deutlich erkennbar. Dem entspricht in diesem Szenario eine verstärkte Nutzung von (grünem) Wasserstoff in der Eisen- und Stahlindustrie. Bei den ÜNB-Ergebnissen ist für die Abfall- und Kuppelgaskraftwerke ebenfalls ein Rückgang zu beobachten, die Vollbenutzungsstunden für KWK-Anlagen < 10 MW bleiben jedoch quasi unverändert, was auf eine fehlende Nutzung von Flexibilitätspotenzialen hindeutet.

4.2.5 Erneuerbarenanteil

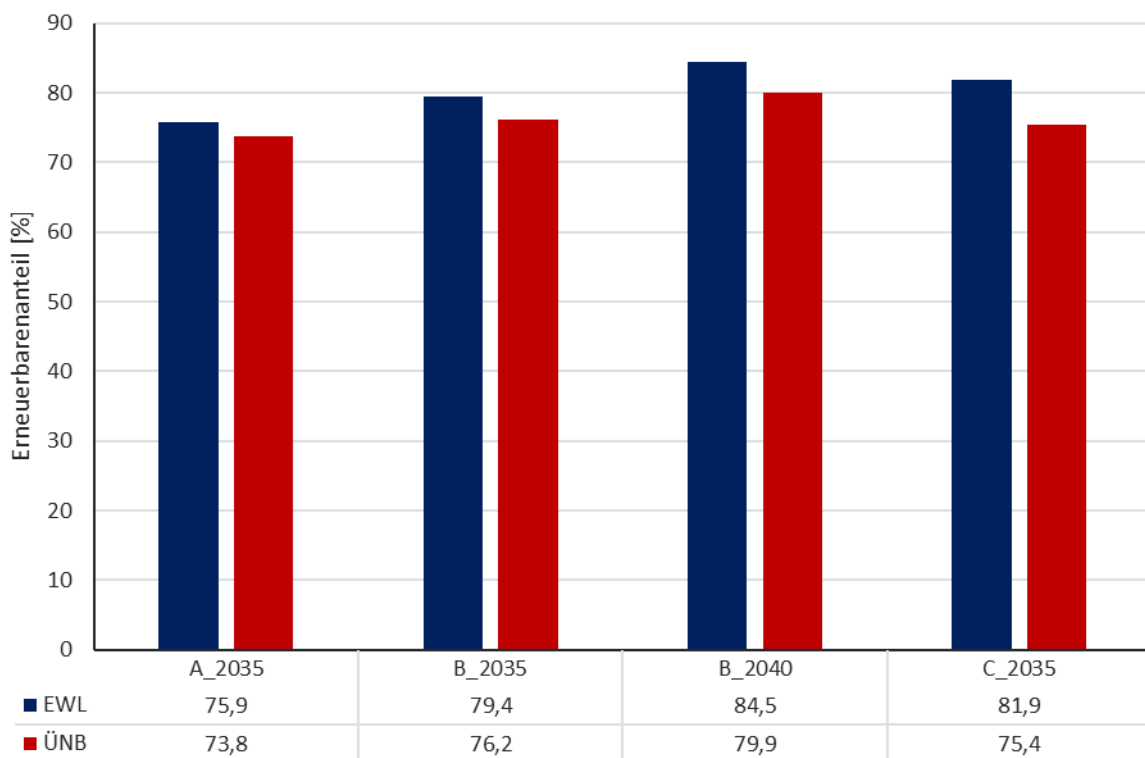


Abbildung 18: Erneuerbarenanteil an Gesamterzeugung (ohne Einspeisung aus Speichern oder anderen Flexibilitätsoptionen) in Deutschland, Vergleich EWL und ÜNB

In allen Szenarien ist der Großteil des erzeugten Stromes ohne Berücksichtigung von Speichern und anderen Flexibilitätspotenzialen auf erneuerbare Energien zurückzuführen, wie Abbildung 18 zeigt. Hierunter fallen neben Strom aus Wind und PV auch Erzeugung aus Biomasse-, Laufwasser- und Speicherwasserkraftwerken, sonstige erneuerbare Energien sowie 50 % der Erzeugung aus Abfallkraftwerken. Der größte EE-Anteil lässt sich dabei im Szenario B 2040 mit 84 % feststellen, was vor allem durch die höheren Windkapazitäten bedingt ist. Im Szenario A 2035, das die geringsten Wind- und PV-Kapazitäten aufweist, ist der EE-Anteil mit 76 % am niedrigsten. Neben geringeren Wind- und PV-Erzeugungsmengen ist hierbei auch eine niedrigere Produktion aus Biomasse sowie eine ausschließlich im Szenario A 2035 vorhandene Erzeugung aus Braunkohle relevant. Die EE-Anteile der ÜNB fallen dabei in allen Szenarien niedriger aus, was unter anderem auf höhere Winderzeugungsmengen in den Marktberechnungen des Gutachters zurückgeführt werden kann.

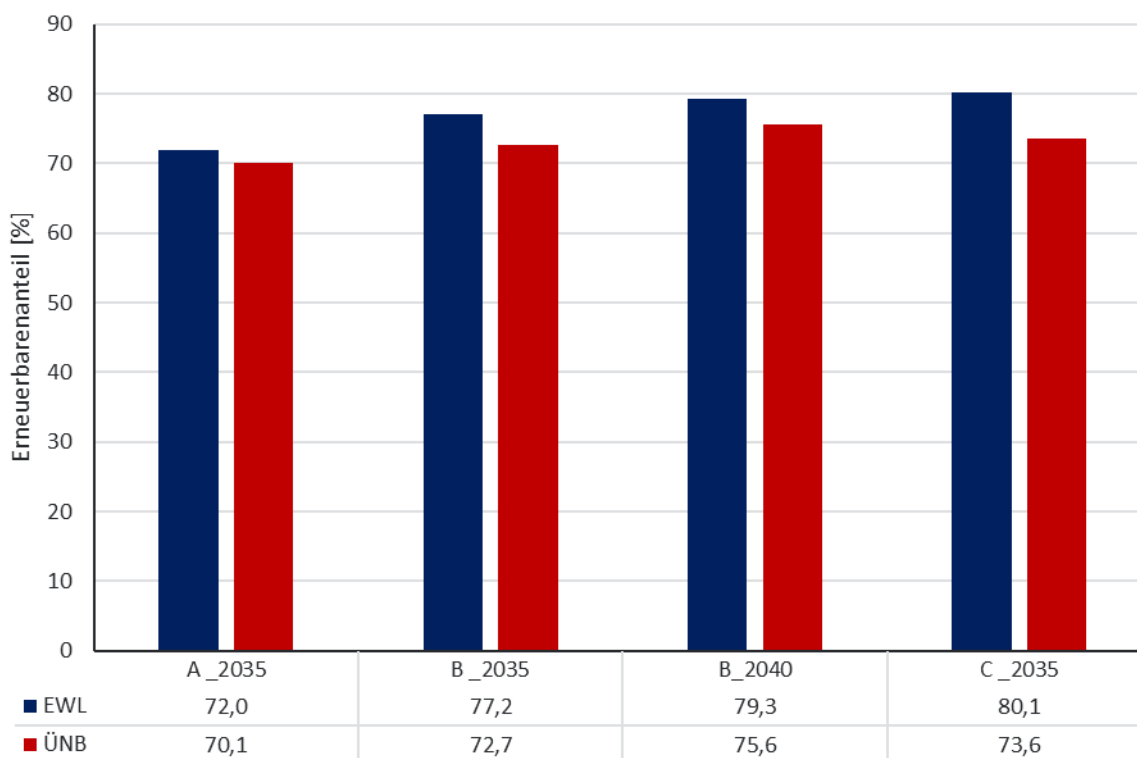


Abbildung 19: Erneuerbarenanteil am Bruttostromverbrauch in Deutschland, Vergleich EWL und ÜNB

Der Erneuerbarenanteil am Bruttostromverbrauch in Deutschland ist für alle Szenarien in Abbildung 19 dargestellt. Der Bruttostromverbrauch setzt sich dabei aus dem Nettostromverbrauch zuzüglich der Netzverluste, dem Kraftwerkseigenverbrauch, für den die angesetzten Werte aus dem genehmigten Szenariorahmen übernommen wurden, sowie dem Stromverbrauch der Pumpspeicherkraftwerke zusammen. In allen Szenarien übersteigt der Erneuerbarenanteil dabei 65 % entsprechend der klimapolitischen Ziele für das Jahr 2030. Für das Szenario A 2035 ergibt sich der niedrigste Anteil von 72 %, in den Szenarien B 2035 (77 %) und B 2040 (79 %) steigt der

Anteil etwas an und im Szenario C 2035 wird der höchste Erneuerbarenanteil mit über 80 % erreicht. Die Werte fallen dabei für alle Szenarien in den Marktergebnissen des Gutachters etwas höher aus als in den Marktergebnissen der Übertragungsnetzbetreiber, was ebenfalls unter anderem durch die unterschiedlichen Winderzeugungsmengen erklärt werden kann.

Bei der genaueren Betrachtung der einzelnen Energieträger in Abbildung 20 wird deutlich, dass hauptsächlich Winderzeugung für die hohen Erneuerbarenanteile am Bruttostromverbrauch verantwortlich ist, gefolgt von PV- und Biomasseerzeugung.

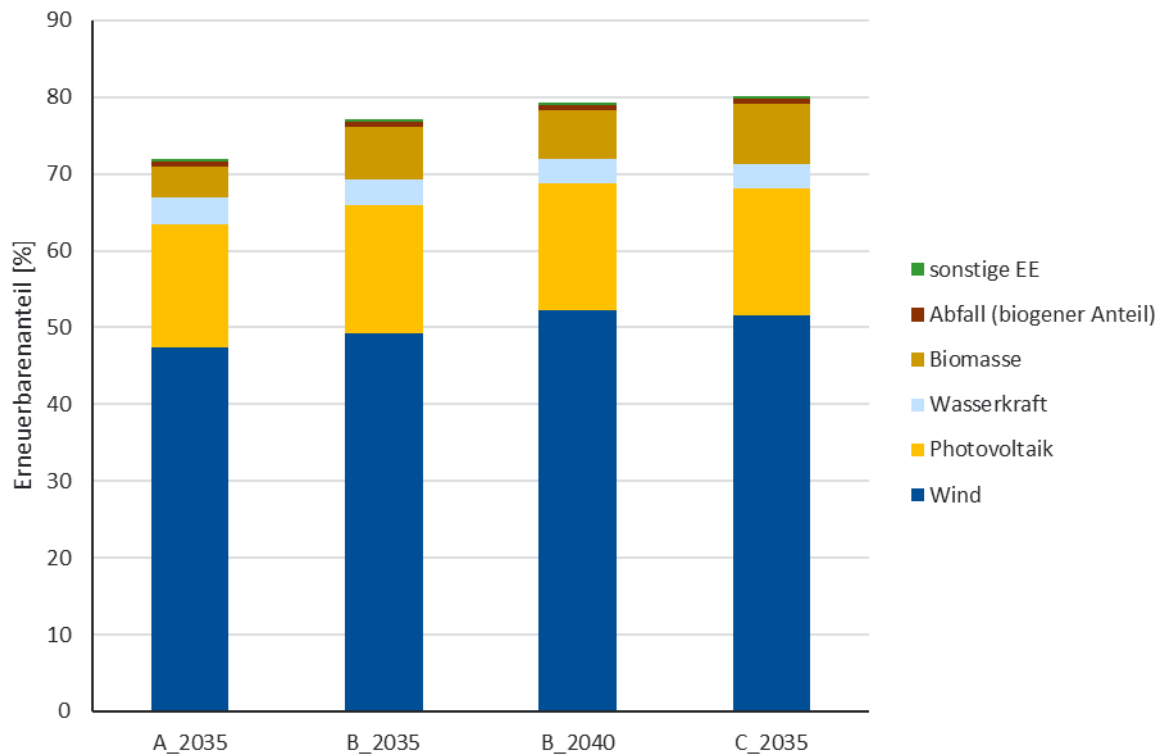


Abbildung 20: Erneuerbarenanteil am Bruttostromverbrauch nach Energieträgern in Deutschland

4.2.6 Abregelungsmengen

Im Marktmodell kann bei einem Stromüberangebot sowohl Wind- als auch PV-Erzeugung abge-regelt werden. Diese marktseitige Abregelung ohne Berücksichtigung von Spitzenkappung ist in Abbildung 21 für das Szenario B 2035 dargestellt. Die höchsten Abregelungsmengen (6,5 TWh) treten dabei in Deutschland auf, gefolgt von Frankreich (3,5 TWh) und den Niederlanden (1,9 TWh). In der Schweiz und Luxemburg ist hingegen die Abregelung von Wind und PV mit weniger als 100 GWh nur von sehr geringer Bedeutung.

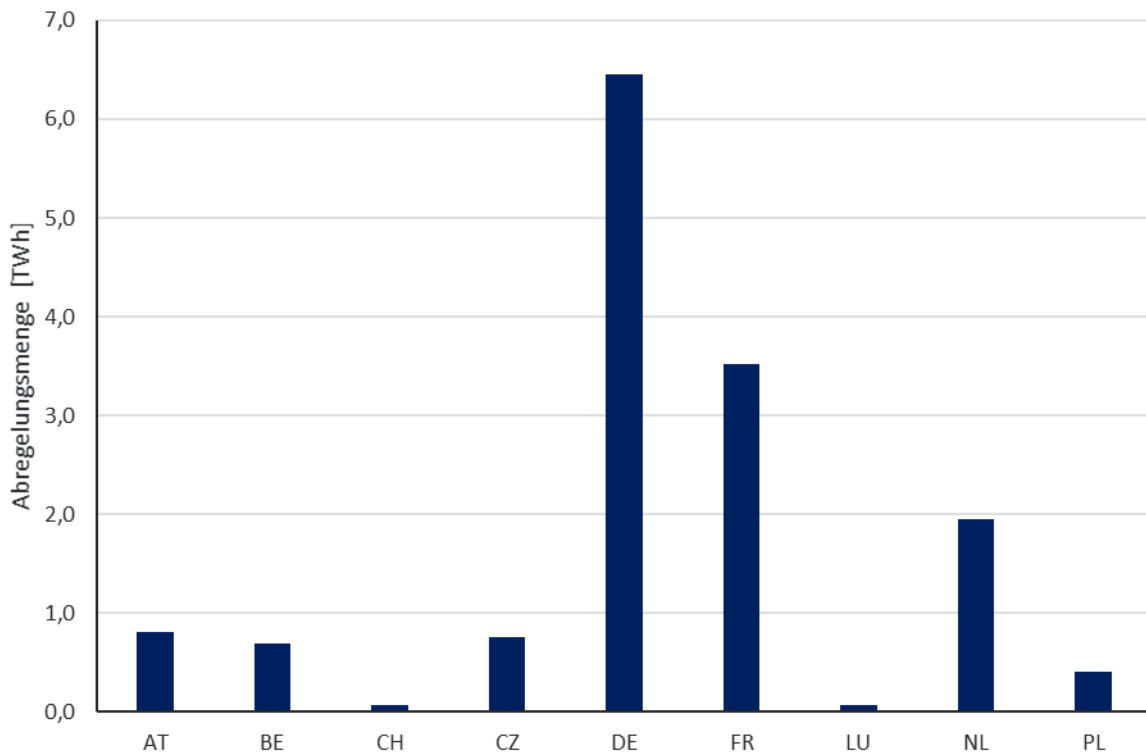


Abbildung 21: Marktseitige Abregelungsmengen für Wind und PV in Deutschland und Nachbarländern (ohne Dänemark) für Szenario B 2035

In Abbildung 22 wird die Abregelung in Deutschland für die vier Szenarien verglichen und mit den ÜNB-Werten aus dem NEP gegenübergestellt. Das höhere Angebot an Wind im Szenario B 2040 führt sowohl bei den Marktergebnissen des Gutachters als auch bei den NEP-Marktergebnissen zu deutlich erhöhten Abregelungsmengen. So wird in den Rechnungen des Gutachters die Einspeisung aus Wind- und PV-Strom durch Abregelung im Szenario B 2040 um 11,3 TWh reduziert, in den Szenarien A 2035 (8,3 TWh), B 2035 (6,5 TWh) und C 2035 (4 TWh) fallen die Reduktionen deutlich geringer aus. Zwischen den ÜNB-Werten und den Gutachter-Werten treten vor allem in den Szenarien B 2040 sowie C 2035 Unterschiede auf. Die Abregelungsmengen des Gutachters liegen im Szenario B 2040 um 6,5 TWh und im Szenario C 2035 um 4,8 TWh niedriger, was zum Teil die höheren Wind- und PV-Erzeugungsmengen in den Gutachter-Marktergebnissen erklärt. Eine mögliche Ursache für die Differenz stellt die unterschiedliche Flexibilitätsabbildung dar, die insbesondere in den Szenarien B 2040 und C 2035 von Bedeutung ist. Im Szenario A 2035 hingegen liegt mit 8,3 TWh eine leicht höhere Abregelung vor.

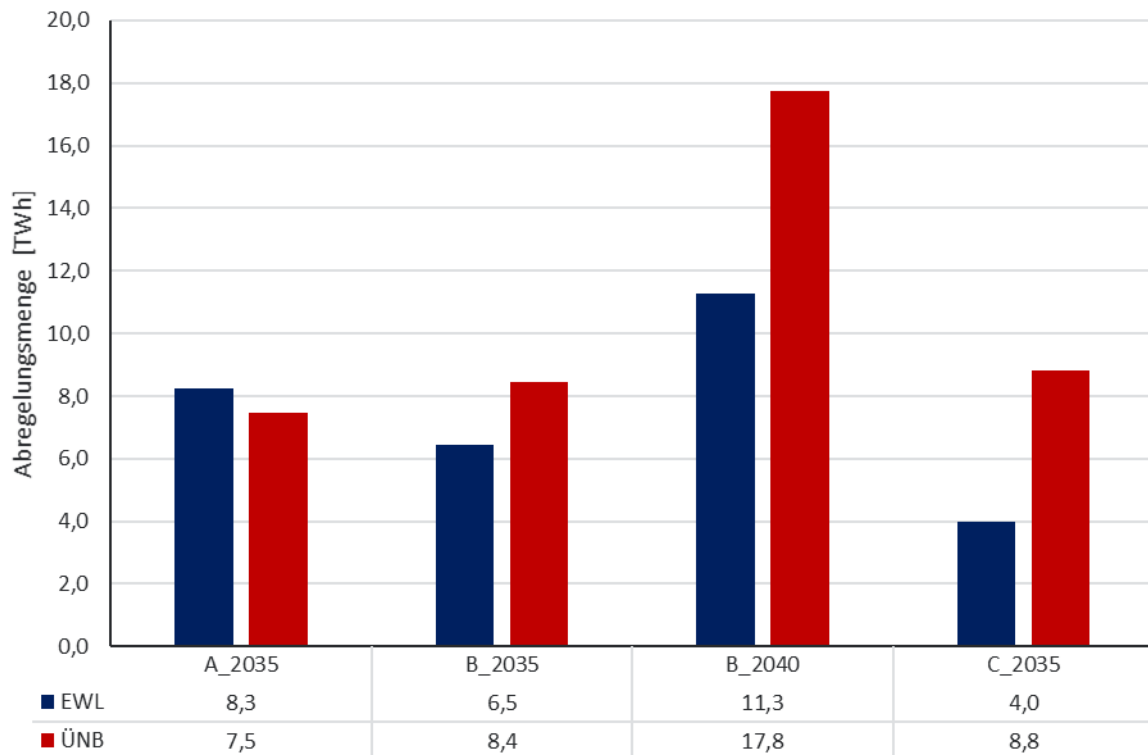


Abbildung 22: Marktseitige Abregelungsmengen in Deutschland, Vergleich EWL und ÜNB

4.2.7 CO₂-Emissionen

Zur Einhaltung der klimapolitischen Ziele der Bundesregierung wird im genehmigten Szenariorahmen (BNetzA 2020) eine CO₂-Obergrenze von 120 Mt in 2035 sowie 60 Mt in 2040 für Deutschland vorgegeben. Wie in Abbildung 23 zu erkennen, wird dieser Grenzwert in 2035 in den Marktläufen des Gutachters ebenso wie in den Marktläufen der Übertragungsnetzbetreiber in allen drei Szenarien nicht überschritten. Der Vergleich der Marktergebnisse zeigt, dass die Emissionsmengen des Gutachters im Szenario A 2035 mit 115,4 Mt etwa 8 % über den ÜNB-Werten liegen und im Szenario B 2035 mit 93,7 Mt vergleichbar mit den ÜNB-Ergebnissen sind. Im Szenario C 2035 stellen sich hingegen niedrigere CO₂-Emissionen von 84,2 Mt ein. Für das Szenariojahr 2040 sinken die CO₂-Emissionen im Vergleich zum Szenariojahr 2035 unter anderem auf Grund von höheren Erneuerbarenkapazitäten sowie einem gestiegenen CO₂-Preis, dennoch kann der Emissionsgrenzwert in der Marktsimulation ohne Anpassungen von Eingangsdaten bzw. Vorgaben nicht eingehalten werden, so dass hier, wie im Szenariorahmen vorgesehen, der Emissionsfaktor für Gas reduziert wurde. Dies gilt sowohl für die Marktergebnisse der ÜNB als auch für die des Gutachters, somit wird durch den Gutachter die Tendenz der CO₂-Entwicklungen bei den ÜNB bestätigt. Die CO₂-Emissionen in den Marktrechnungen des Gutachters übersteigen die Zielvorgabe von 60 Mt um 2,8 Mt. Für eine Einhaltung der Obergrenze ist eine Ab-

senkung des Emissionsfaktors um etwa 4 % erforderlich. Die höhere Überschreitung des Grenzwertes bei den ÜNB ist u.a. auf die höheren verbleibenden Emissionen aus Kuppelgaskraftwerken zurückzuführen.

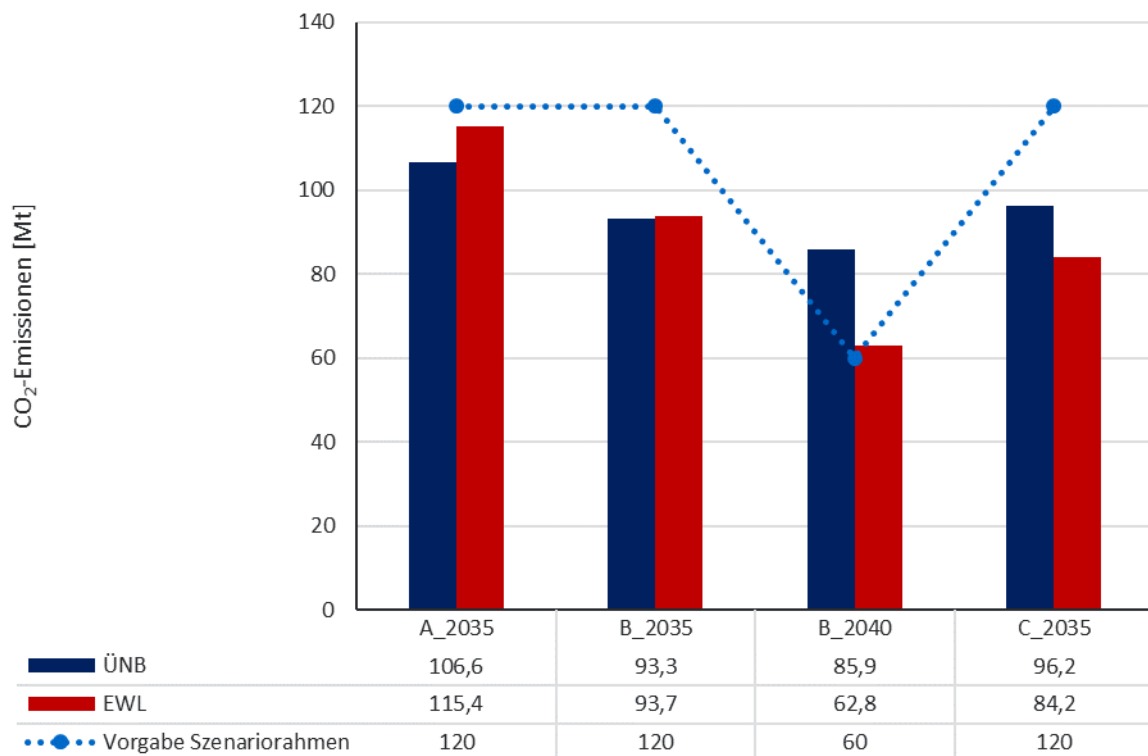


Abbildung 23: CO₂-Emissionen in Deutschland ohne Anpassung des Emissionsfaktors von Gas, Vergleich EWL und ÜNB

4.2.8 Preise

Die durchschnittlichen Strompreise für Deutschland sowie die Nachbarländer sind in Abbildung 24 dargestellt. Hierbei handelt es sich um die Preise, die sich in den europaweiten LP-Modellläufen unter Berücksichtigung des Flow-Based-Market Coupling ergeben haben.

Der durchschnittliche Strompreis beträgt in Deutschland 57,52 €/MWh im Szenario B 2035. Vor allem das Strompreisniveau in Frankreich liegt deutlich unter dem Preisniveau der anderen betrachteten Länder (26,73 €/MWh in B 2035), was sich auf die vergleichsweise günstige Erzeugung aus Kernkraft zurückführen lässt. In Polen hingegen lässt sich, mit Ausnahme von Szenario B 2040, ein deutlich höheres Preisniveau als in den anderen betrachteten Ländern feststellen. Im Szenario B 2035 liegt dies mit 68,18 €/MWh mehr als 10 €/MWh über dem Preisniveau in Deutschland.

In allen Ländern sind die durchschnittlichen Preise im Szenario B 2040 trotz erhöhtem CO₂-Preis am niedrigsten, was sich zu einem großen Teil auf die erhöhte Erneuerbareenerzeugung, die ohne

variable Kosten abgebildet wird, zurückführen lässt. In Deutschland ergibt sich so ein durchschnittlicher Strompreis von 52,52 €/MWh im Vergleich zu 58,61 €/MWh im Szenario A 2035, 57,52 €/MWh im Szenario B 2035 und 56,66 €/MWh im Szenario C 2035.

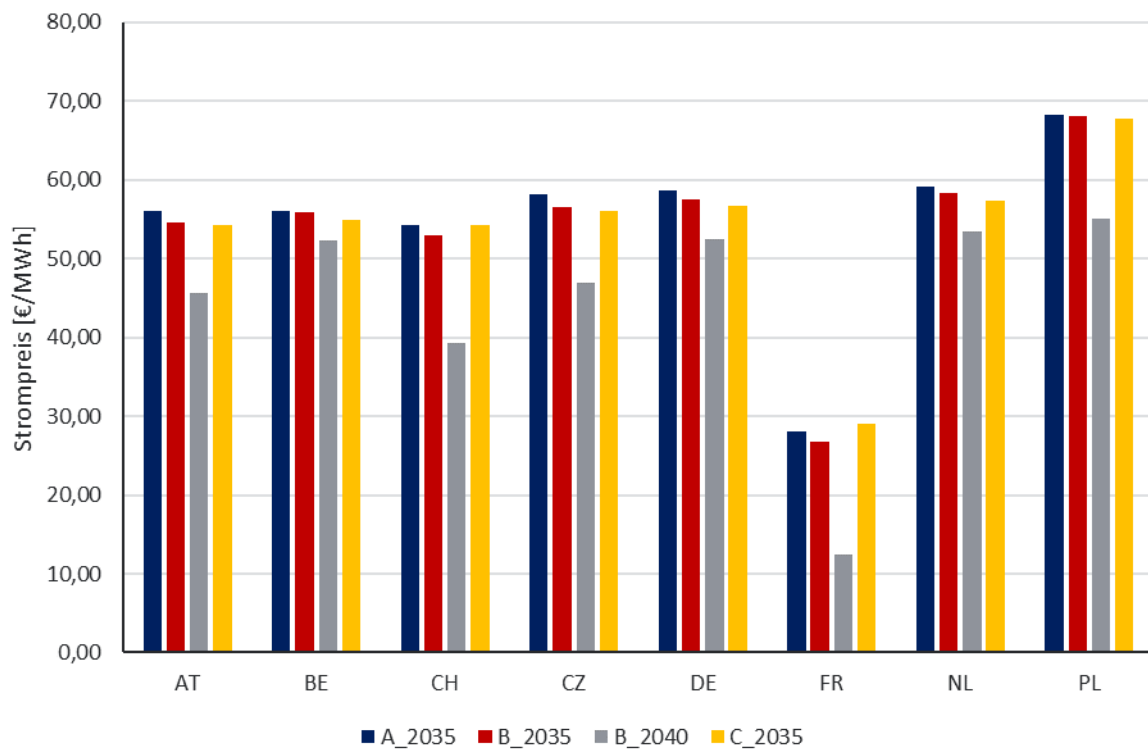


Abbildung 24: Durchschnittliche Strompreise auf Basis der LP-Flow-Based-Läufe in Deutschland und Nachbarländern

4.2.9 Austauschflüsse

Die Stromaustauschflüsse werden als Nettoexportsaldo in Abbildung 25 für Deutschland und die Nachbarländer zusammengefasst. Deutschland ist in allen Szenarien Nettoimporteur, ebenso wie die Niederlande, Belgien, Luxemburg und Polen. Im Szenario B 2040 sind die Nettoimporte dabei mit 28 TWh am höchsten, im Szenario C 2035 hingegen sind Stromimport und Stromexport mit einem Nettoimport von weniger als 1 TWh nahezu ausgeglichen. Das Szenario B 2035 weist einen Nettoimport von knapp 4 TWh und das Szenario A 2035 von 17 TWh auf.

Der mit Abstand größte Nettoexporteur ist Frankreich, das sich durch deutlich niedrigere Strompreise im Vergleich zu den anderen Ländern auszeichnet. In allen vier Szenarien kommen dabei Nettoexporte von mehr als 150 TWh zustande, im Szenario C 2035 steigen sie auf 161 TWh. Neben Frankreich exportieren auch Österreich und Tschechien mehr Strom als sie importieren, allerdings in einem wesentlich geringeren Ausmaß. So tritt in Österreich ein maximaler Nettoexport von rund 3 TWh im Szenario B 2040 und in Tschechien von 11 TWh im gleichen Szenario auf.

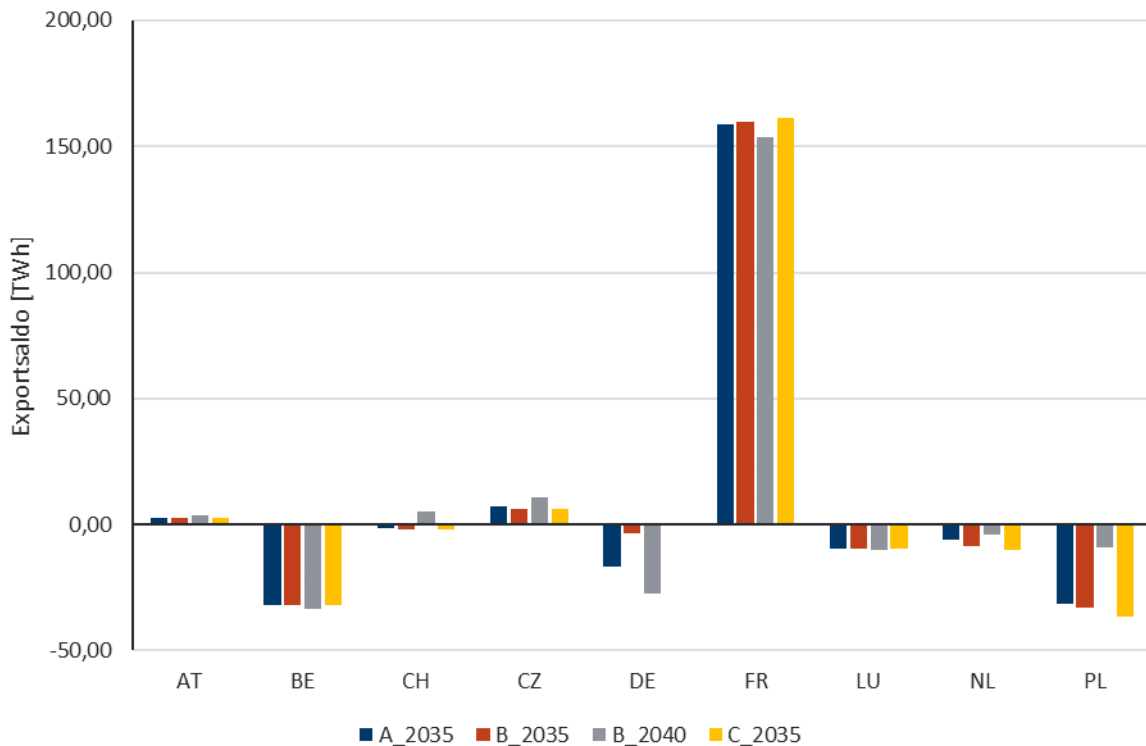


Abbildung 25: Exportsaldo Deutschland und Nachbarländer (ohne Dänemark)

Ein Vergleich des Exportsaldos in Deutschland in den Berechnungen des Gutachters mit denen der ÜNB in Abbildung 26 zeigt für die vier Szenarien durchweg ähnliche Tendenzen. Deutschland ist in allen Szenarien Nettoimporteur, wobei im Szenario C 2035 die niedrigsten Nettoimporte und im Szenario B 2040 die höchsten Nettoimporte auftreten. Sehr ähnlich sind die Ergebnisse sowohl für das Szenario A 2035 mit einer Abweichung von 1 TWh und für das Szenario C 2035 mit 2 TWh Differenz. Im Szenario B 2035 sind hingegen größere Unterschiede (13 TWh) erkennbar. Eine mögliche Ursache hierfür stellen die höheren Wind- und PV-Erzeugungsmengen des Gutachters dar, die den Importbedarf reduzieren. Im Szenario B 2040 übersteigt der Nettoimport des Gutachters den Nettoimport der Übertragungsnetzbetreiber um rund 6 TWh. Dies kann damit in Verbindung gebracht werden, dass der Stromverbrauch (inkl. Power-to-Heat und Power-to-Gas) des Gutachters den Stromverbrauch der Übertragungsnetzbetreiber im Szenario B 2040 am deutlichsten übersteigt und so zu einer erhöhten Nachfrage nach Strom aus dem Ausland führt.

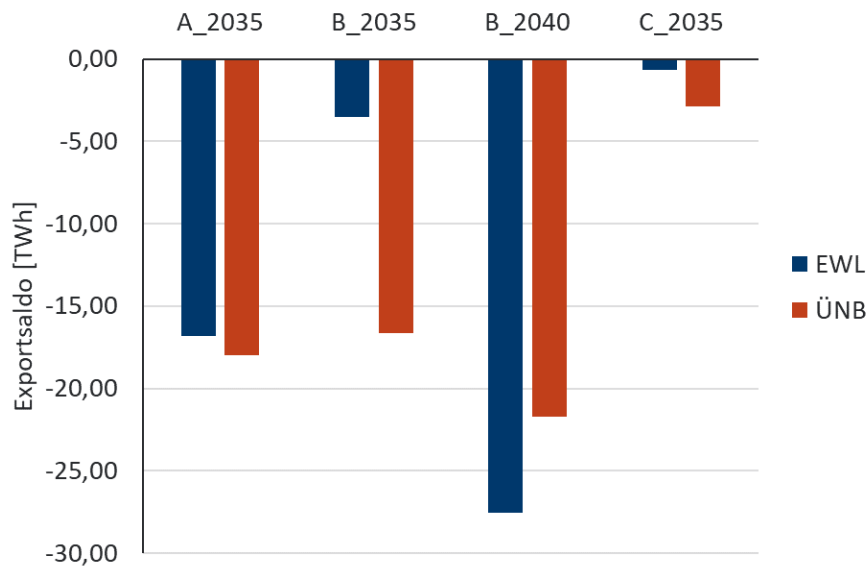


Abbildung 26: Exportsaldo in Deutschland, Vergleich EWL und ÜNB

4.2.10 Sensitivitätsrechnung North Sea Wind Power Hub

Neben den vier Szenarien A 2035, B 2035, B 2040 und C 2035 wurde für das Szenario C 2035 zusätzlich die Sensitivitätsrechnung C 2035_NSWPH durchgeführt, die den geplanten North Sea Wind Power Hub in die Marktrechnungen miteinbezieht. Hierbei dient der North Sea Wind Power Hub als Anbindungspunkt von Offshore-Anlagen in der Nordsee, wobei die Windeinspeisemengen sich im Vergleich zum Szenario C 2035 nicht ändern. Durch die Anschlussleistung von 6 GW nach Deutschland, 4 GW an die Niederlande sowie 2 GW nach Dänemark wird ein Stromtransport von der Offshore-Plattform in die jeweiligen Länder sowie auch über die Plattform zwischen den Ländern ermöglicht.

Die Marktergebnisse, die sich für diese Sensitivität ergeben, weisen dabei nur geringe Unterschiede zu den Marktergebnissen des Szenarios C 2035 auf. Der Vergleich des Stromerzeugungsmix zwischen dem Szenario C 2035 und der Sensitivität C 2035_NSWPH in Abbildung 27 verdeutlicht, dass sich nur kleine Abweichungen von weniger als 1 TWh für die einzelnen Energieträger ergeben. Dementsprechend weisen das Szenario C 2035 und die Sensitivität C 2035_NSWPH auch ähnliche Vollbenutzungsstunden, Erneuerbarenanteile und CO₂-Emissionen auf. Abbildung 28 zeigt, dass sich die durchschnittlichen Strompreise in Frankreich am stärksten ändern. Dort steigen die Strompreise in der Sensitivitätsrechnung um 2,22 €/MWh an, was einer Steigerung um etwa 8 % entspricht. In Belgien (-1,93 €/MWh) und den Niederlanden (-2,10 €/MWh) fallen die Preise um etwa 4 %. Dies verdeutlicht, dass die zusätzlichen Stromtransportmöglichkeiten über die Offshore-Plattform zu einer moderaten Angleichung der Preise im Durchschnitt führen. In Deutschland ist hingegen nur eine sehr geringe Preisabsenkung von 0,42 €/MWh (-1 %) zu erkennen, in Polen ist der Preis mit einer Absenkung von 0,22 €/MWh nahezu unverändert.

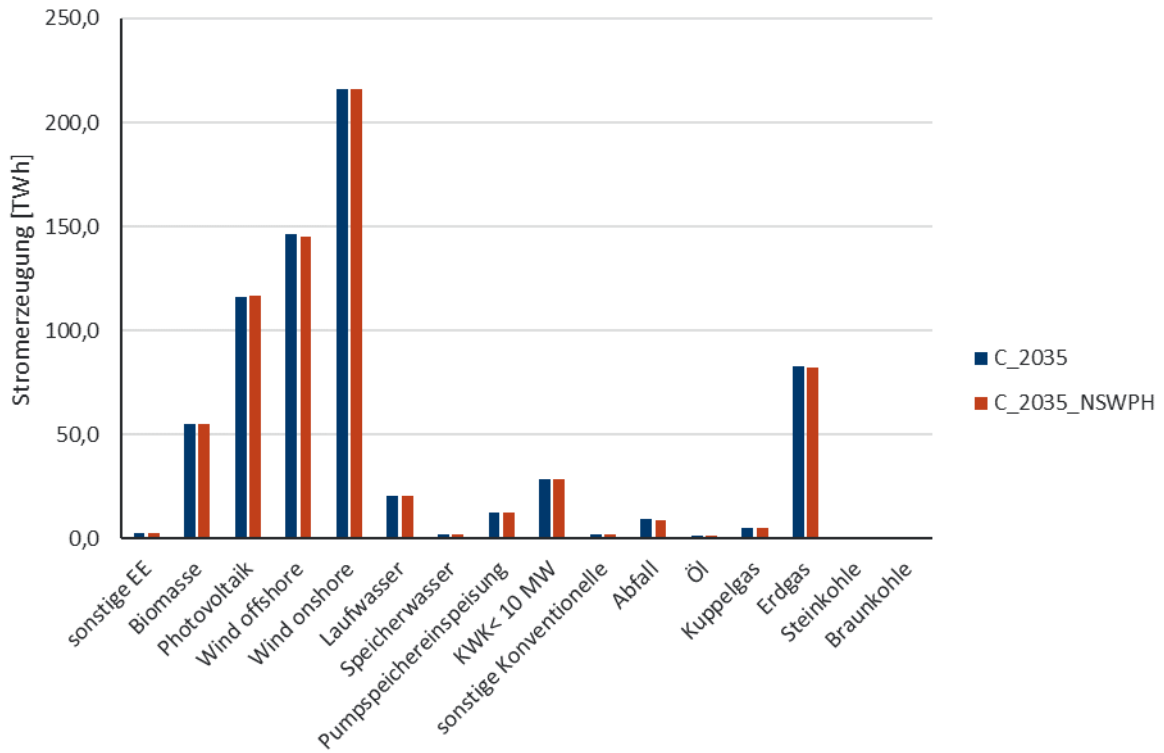


Abbildung 27: Stromerzeugung nach Energieträgern in Deutschland, Vergleich Szenario C 2035 und Sensitivität C 2035_NSWPH

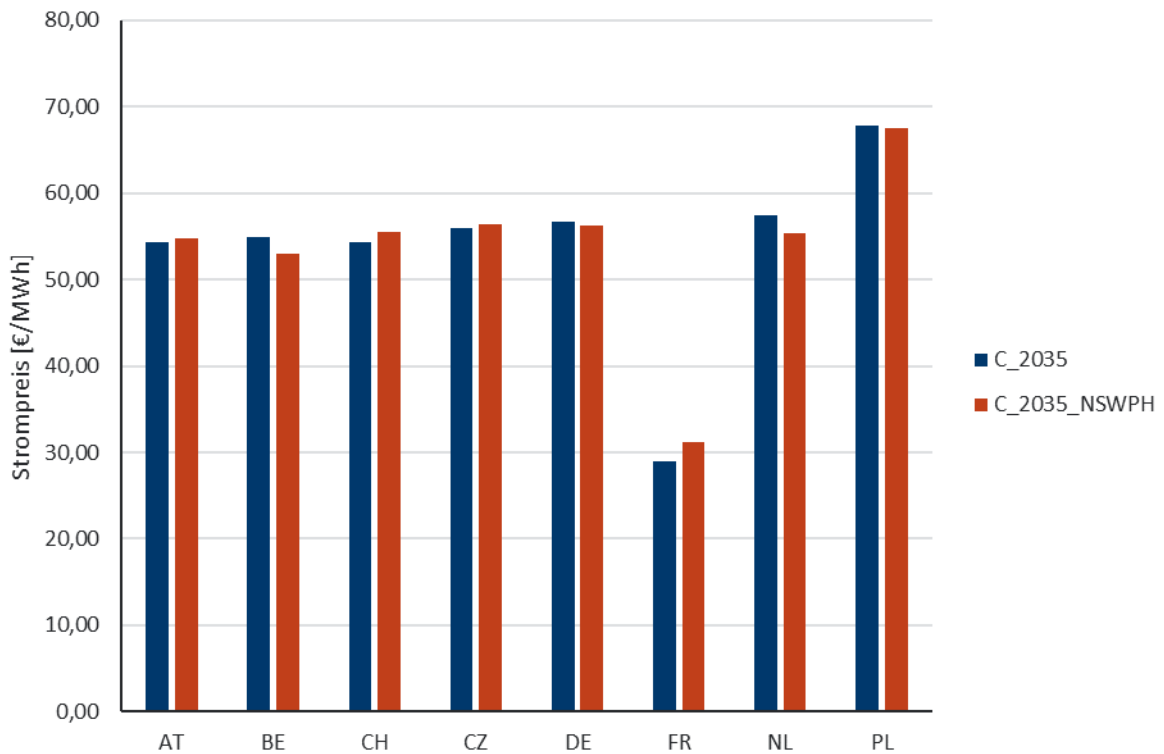


Abbildung 28: Durchschnittliche Strompreise in Deutschland und Nachbarländern (ohne Dänemark), Vergleich C 2035 und Sensitivität C 2035_NSWPH

4.3 Zusammenfassung des Vergleichs der Marktergebnisse mit den Ergebnissen der ÜNB

Der Vergleich der Marktergebnisse der ÜNB-Rechnungen und der Gutachter-Rechnungen zeigt, dass die für den NEP durchgeführten Marktsimulationen der ÜNB plausible Ergebnisse liefern. Es gibt zwar Unterschiede zwischen den Marktsimulationen, allerdings sind diese begrenzt. Die Unterschiede lassen sich vor allem auf teilweise unterschiedliche Eingangsdaten sowie Modellierungsweisen zurückführen. Bei den Eingangsdaten sind dabei insbesondere die Wind- und PV-Zeitreihen zu nennen, bei denen auch die Jahresmengen abweichen. Diese haben einen entscheidenden Einfluss auf die Erzeugungsstruktur und Abregelungsmengen und damit zusammenhängend auch auf andere Modellergebnisse wie Vollbenutzungstunden, CO₂-Emissionen, Preise und Exportsalden. Unterschiede in den Modellierungsweisen treten etwa bei der Abbildung mancher Flexibilitätsoptionen auf und können ebenfalls die Modellergebnisse erheblich beeinflussen. Dies zeigt sich beispielsweise in deutlich voneinander abweichenden Stromverbrauchsmengen bei einzelnen Flexibilitätsoptionen wie Power-to-Heat.

5 Interkonnektorbewertung

5.1 Beschreibung der Methodik

Im Hinblick auf eine Kosten-Nutzen-Analyse (KNA, englisch: Cost-Benefit-Analysis bzw. CBA) werden die folgenden Indikatoren betrachtet.

- Volkswirtschaftlicher Mehrwert laut Marktsimulation – B1. Socio-economic welfare (SEW)
- Änderung des CO₂-Ausstoßes – B2. CO₂ emissions
- Integration erneuerbarer Energien – B3. RES integration
- Klimafolgekosten – B4. Societal well-being as result of RES integration and change in CO₂ emissions benefits
- Netzverluste und entsprechende Verlustkosten – B5. Variation in grid losses
- Redispatchmenge und -kosten
- Gesamter volkswirtschaftlicher Mehrwert

Dies entspricht dem Vorgehen der ÜNB (Übertragungsnetzbetreiber 2021) und basiert auf ENTSO-E (2018). Zusätzlich zu den dort aufgelisteten Indikatoren weist der Gutachter auch die Kosten der Netzverluste (B5) sowie die Redispatchmenge und die damit einhergehenden Kosten aus. Weiterhin wird der gesamte volkswirtschaftliche Mehrwert aus den Ergebnissen der Marktsimulation sowie den weiteren Kostenkomponenten ermittelt.

Im Folgenden wird die Methodik zur Bestimmung der einzelnen Indikatoren beschrieben. Um den Nutzen eines Projektes zu ermitteln, wird für die einzelnen Indikatoren jeweils die Differenz zum Referenzszenario gebildet. Dies erfolgt gesondert für die Marktsimulation und die Redispatchberechnung.

Die Kosten der einzelnen Projekte werden nachfolgend nicht betrachtet (Kategorien C1. CAPEX und C2. OPEX in ENTSO-E (2018)). Hier wird auf die Angaben der jeweiligen ÜNB im Rahmen des Netzentwicklungsplans verwiesen.

5.1.1 Volkswirtschaftlicher Mehrwert laut Marktsimulation (SEW)

Die Bestimmung des volkswirtschaftlichen Nutzens erfolgt auf Basis der Konsumenten-, Produzenten und Engpassrenten, die sich aus den Modellergebnissen der Marktsimulation berechnen lassen. Im Ergebnisteil werden die entsprechenden Ergebnisse für Deutschland ausgewiesen. Dies erfordert detaillierte Berechnungen, die über einen einfachen Vergleich der Systemkosten für die verschiedenen Netzkonfigurationen hinausgehen, um insbesondere eine sachgerechte Bewertung von Veränderungen bei Importen und Exporten zu ermöglichen.

Die Konsumentenrente einer Marktregion wird anhand Gleichung (1) berechnet:

$$R_r^{Cons} = \sum_t ((p_{t,r}^{VLL} - p_{t,r}) \cdot D_{t,r}) \quad (1)$$

$p_{t,r}^{VLL}$ bezeichnet den *Value of Lost Load* und entspricht im Modell den Kosten für Lastabwurf, d.h. der Pönale i.H.v. 2000 €/MWh für den Ausgleich der Nachfragedeckungsgleichung bei zu niedrigem Stromangebot. Kann die Nachfrage stets gedeckt werden, entfällt bei einer Differenzenbildung zwischen Projekt- und Referenzfall die Summe über $p_{t,r}^{VLL}$. Dementsprechend entspricht die Veränderung der Konsumentenrente in einer Region der negativen (mit der Nachfrage $D_{t,r}$) mengengewichteten Summe der stündlichen Preisänderungen $p_{t,r}$.

Die Produzentenrente einer Marktregion ergibt sich wie in Gleichung (2) dargestellt:

$$R_r^{Prod} = \sum_t ((D_{t,r} + \sum_{r'} (E_{t,r,r'}^{NTC} - E_{t,r',r}^{NTC}) + E_{t,r}^{FB}) \cdot p_{t,r}) - C_r^{Sys} \quad (2)$$

Zur Nachfrage $D_{t,r}$ werden die Exporte aus Region r in alle verbundenen Regionen r' addiert und die Importe aus diesen Regionen subtrahiert. Dies gilt nur für die Nachbarregionen, für die der Stromaustausch über bilaterale Austausche modelliert wird, d. h. im Fall von Hochspannungsgleichstromleitungen (HGÜ) bzw. wenn der Austausch basierend auf dem NTC-Ansatz modelliert ist. Des Weiteren wird der Nettoexportsaldo $E_{t,r}^{FB}$ der Region r innerhalb des über FBMC gekoppelten Verbunds addiert. Diese Bilanz wird mit dem Strompreis $p_{t,r}$ multipliziert und anschließend erfolgt die Subtraktion der Systemkosten C_r^{Sys} . Die Systemkosten basieren auf den kurzfristigen Gesamtkosten, die sich aus dem Kraftwerkseinsatz ergeben, der im Marktmodell JMM bestimmt wird. Die Berechnung der korrigierten Gesamtkosten erfolgt dabei entsprechend Gleichung (3).

$$C_r^{Sys} = C_r^{JMM} - (L_{T,r}^{Hydro} - L_{t_1,r}^{Hydro}) \cdot p_r^{Hydro} - \sum_t (y_{t,r}^{PtH2} \cdot u^{PtH2} + y_{t,r}^{PtM} \cdot u^{PtM}) \quad (3)$$

Der erste Term C_r^{JMM} stellt die kurzfristigen Systemkosten in der Marktsimulation dar. Diese werden um den Wert der Füllstandsdifferenz der Reservoirs zwischen letztem und erstem Zeitschritt korrigiert. Die Anfangsfüllstände $L_{t_1,r}^{Hydro}$, die von den Endfüllständen $L_{T,r}^{Hydro}$ subtrahiert werden, unterscheiden sich zwischen den JMM-Läufen eines Szenarios nicht. Diese Differenz wird mit den Wasserschattenpreisen p_r^{Hydro} multipliziert, um den Wert des zusätzlich verfügbaren Wassers zu bestimmen. Der letzte Term umfasst die Erlöse, die mit der Produktion von Wasserstoff und synthetischem Methan aus PtG-Anlagen erzielt werden. Diese Erlöse verringern im JMM den Zielfunktionswert und dienen der Bestimmung der optimalen Fahrweise der Elektrolyseure. Sie

ergeben sich aus der Produktion des jeweiligen Gases ($y_{t,r}^{PtH2/PtM}$) multipliziert mit dem entsprechenden Einsatzpreis $u^{PtH2/PtM}$ (vgl. Abschnitt 4.1.3).

Die Engpassrente wird in Anlehnung an die in CWE CIA WG (2020) detailliert beschriebene Methodik auf die Marktregionen verteilt.

Der gesamte volkswirtschaftliche Mehrwert (Wohlfahrtszuwachs) einer Region auf Basis der Marktsimulation (SEW_r^M) ergibt sich aus den Renten wie folgt:

$$SEW_r^M = R_r^{Cons} + R_r^{Prod} + R_r^{Cong} \quad (4)$$

Zusätzlich wird für die KNA der volkswirtschaftliche Mehrwert auf Basis der Redispatchberechnung bestimmt, um den Gesamtnutzen eines Projektes zu ermitteln. Hierfür werden die durch die im Redispatch angepasste Fahrweise der Erzeuger bzw. Verbraucher tatsächlich verursachten Kosten herangezogen. Im Falle der Abregelung erneuerbarer Energien werden 50 €/MWh als Kosten angesetzt. Die Kosten für die Anpassung anderer Erzeugungstechnologien ergeben sich aus den zusätzlichen bzw. vermiedenen Kosten für die Erzeugung.

5.1.2 Änderung des CO₂-Ausstoßes

Die CO₂-Emissionen einer Marktsimulation werden auf Basis des Brennstoffverbrauches der Erzeugungseinheiten und der CO₂-Intensität der Brennstoffe bestimmt. Im Zuge der KNA werden die Emissionen der Marktsimulation eines Szenarios und der Referenzsimulation verglichen, um die Änderung des CO₂-Ausstoßes zu ermitteln.

Dies wird analog für die Änderungen des CO₂-Ausstoßes durchgeführt, die sich aus Redispatchmaßnahmen ergeben, um die gesamte Änderung des CO₂-Ausstoßes zu bestimmen.

5.1.3 Integration erneuerbarer Energien

Der entsprechende Indikator ergibt sich aus der Differenz der Abregelung fluktuierender erneuerbarer Energien zwischen der Marktsimulation für das Projekt und der Referenzsimulation.

Zur Bestimmung des Gesamtbeitrags zur Integration erneuerbarer Energien wird dieser Wert mit der Änderung der Abregelung aus der Redispatchberechnung für Referenz- und Interkonnektorlauf verrechnet.

5.1.4 Klimafolgekosten

Für die Klimafolgekosten werden die Annahmen des Netzentwicklungsplan zugrunde gelegt, diese sind dementsprechend identisch zu denen der ÜNB. Für die Monetarisierung werden die Klimafolgekosten von 224 €/t CO₂ bzw. 232 €/t CO₂ in den Jahren 2035 und 2040 um die CO₂-Zertifikatspreise der Marktsimulation verringert, um eine Doppelzählung zu vermeiden. Die so

ermittelten Kosten von 147,5 €/t CO₂ bzw. 132 €/t CO₂ werden mit den zuvor ermittelten Änderungen der CO₂-Emissionen (vgl. Abschnitt 5.1.2) multipliziert, um die gesamte Änderung der Klimafolgekosten zu bestimmen.

5.1.5 Veränderung der Netzverluste

Da die Ermittlung des Redispatch auf Basis eines DC-OPFs durchgeführt wird (vgl. Abschnitt 5.1.7), sind die Netzverluste kein direktes Ergebnis der Redispatchberechnungen und werden daher ex-post angenähert. Die Berechnung erfolgt auf Basis der berechneten Beträge der Stromflüsse und der bekannten Resistanz der entsprechenden Netzelemente.

5.1.6 Kosten der Netzverluste

Die Kosten der Netzverluste werden berechnet, indem die angenäherten Übertragungsnetzverluste (vgl. Abschnitt 5.1.5) mit den für den jeweiligen Zeitschritt und die zum Netzelement gehörige Gebotszone im Marktmodell errechneten Strompreisen bewertet werden.

5.1.7 Redispatch und Redispatchkosten

Für die Bewertung der Interkonnektoren müssen die Redispatchmengen und -kosten berechnet werden. Hierfür wird das Redispatchtool des Gutachters verwendet, welches basierend auf den Marktergebnissen eine Redispatchberechnung durchführt.

Grundlage der Redispatchberechnung ist die durch die Auftraggeberin bereitgestellte Netztopologie³. Basierend auf den Ergebnissen des Marktmodells werden die Erzeugungsmengen so angepasst, dass ein überlastungsfreier Netzzustand hergestellt wird. Das Modell basiert im Kern auf der Matlab Netzberechnungstoolbox Matpower (Zimmerman et al. 2011), mit welcher ein DC-Optimal-Power-Flow (DC-OPF) berechnet wird. Genauere Informationen zur Modellierung sind im Anhang in Abschnitt 6.4.2 zu finden.

Beispielhaft sind die nodale Redispatcharbeit und die im Jahresverlauf überlasteten Netzelemente für das Referenzszenario B 2035 in Abbildung 29 und Abbildung 30 dargestellt. In beiden Grafiken ist deutlich das Nord-Süd-Gefälle zu erkennen. Abregelung findet vorrangig in den windreichen Regionen im Norden Deutschlands statt, die hochfahrenden Kraftwerke befinden sich entsprechend eher südlich.

³ Der Netzausbaustand entspricht dem BBP-Netz und beinhaltet damit alle Maßnahmen des Startnetzes sowie alle Maßnahmen, die zum Zeitpunkt der Berechnungen bereits in den Bundesbedarfsplan aufgenommen waren.

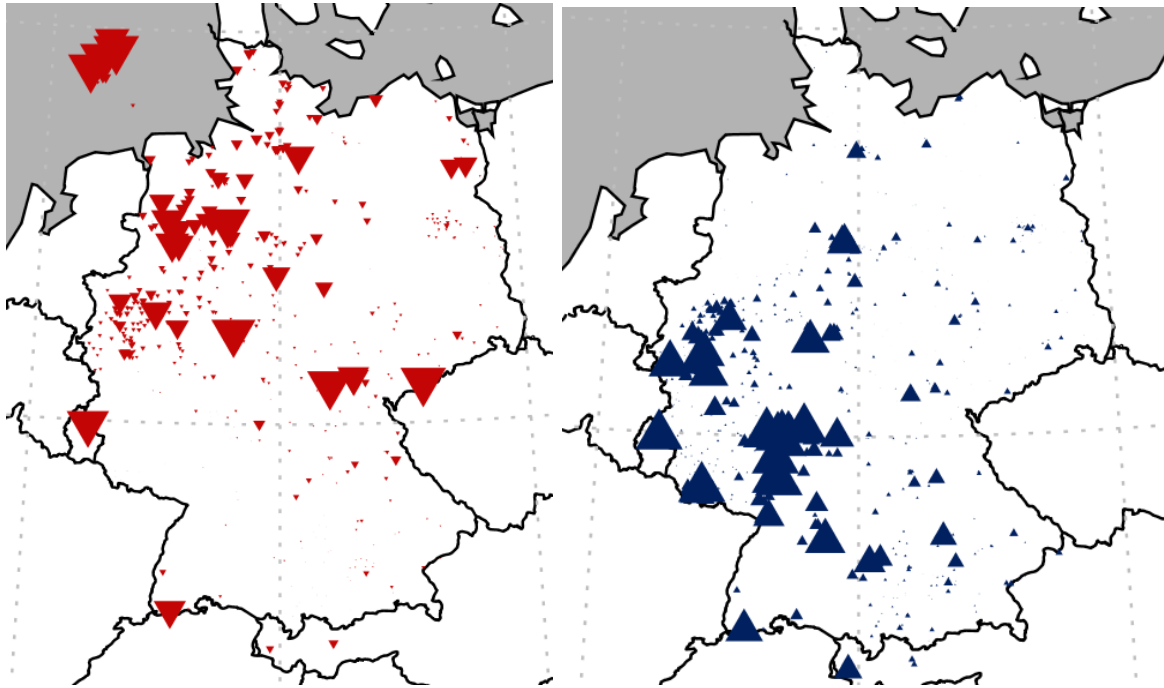


Abbildung 29: Aufteilung der Redispatchmengen nach Netzknoten für den Referenzlauf B 2035

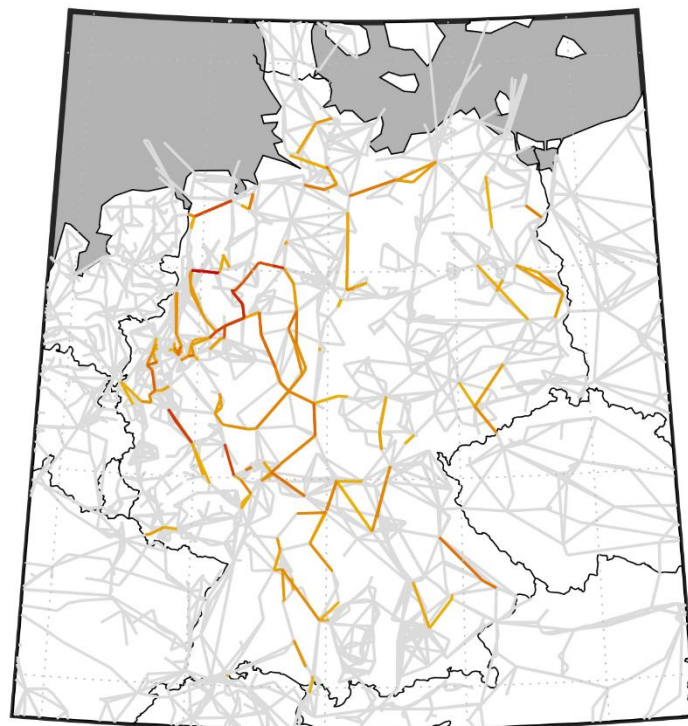


Abbildung 30: Überlastete Netzelemente in Deutschland für den Referenzlauf B 2035

5.1.8 Gesamter volkswirtschaftlicher Mehrwert

Abschließend wird der gesamte volkswirtschaftliche Mehrwert berechnet. Dazu werden Klimafolgekosten und die Kosten der Netzverluste mit dem volkswirtschaftlichen Nutzen laut Marktsimulation verrechnet. Eine Reduktion der Klimafolgekosten und der Kosten für Netzverluste wirken sich positiv auf den gesamten volkswirtschaftlichen Mehrwert aus.

5.2 Ergebnisse der Bewertungen

Im Folgenden sind die Ergebnisse für die Interkonnektorbewertung tabellarisch dargestellt. Falls nicht anders gekennzeichnet, werden die Interkonnektoren nach dem PINT-Prinzip (Put in one at a time) bewertet, bei dem nur der zu bewertende Interkonnektor dem Referenznetz hinzugefügt wird. Alternativ können Interkonnektoren nach dem TOOT-Prinzip (Take out one at a time) bewertet werden, bei dem alle Interkonnektoren implementiert sind und nur der zu bewertende Interkonnektor entfernt wird.

Folgende Projekte werden im Rahmen dieses Gutachtens bewertet:

- P52: Netzverstärkung südliches Baden-Württemberg (DE – AT)
- P74: Netzverstärkung und -ausbau in Bayerisch Schwaben (DE – AT)
- P170: Netzverstärkung Uchtelfangen – Ensdorf – Vigy (DE – FR)
- P176: Netzverstärkung südwestliches Baden-Württemberg/Grenzregion Frankreich (DE – FR) (TOOT)
- P204: 380-kV-Umstellung zwischen Tiengen und Beznau (DE – CH)
- P221: DC-Netzausbau: 2. Ausbaustufe Hansa PowerBridge (HPB II) (DE – SE)
- P313: Netzausbau der grenzüberschreitenden Kuppelkapazität zwischen Deutschland und Belgien (DE – BE)
- P328: DC-Netzausbau: Errichtung eines DC-Interkonnektors zwischen Deutschland und Großbritannien (NeuConnect) (DE – GB) (TOOT)
- P367: Erhöhung der Kuppelkapazität zwischen Deutschland und den Niederlanden (DE – NL)

Beim volkswirtschaftlichen Mehrwert auf Basis der Marktsimulation (SEW_r^M) zeigen positive Werte (schwarz) eine Erhöhung der Wohlfahrt, d.h. eine Verbesserung an. Bei der Änderung der CO₂-Emissionen bedeutet ein positiver Wert (rot) eine Verschlechterung, da die Emissionen gegenüber der Referenzrechnung angestiegen sind. Bei der Integration erneuerbarer Energien weist ein positiver Wert (schwarz) dagegen eine Verringerung der Abregelung gegenüber der Referenzrechnung aus und stellt somit eine Verbesserung dar. Die Redispatchmenge umfasst die Redispatcharbeit in beide Richtungen. Ein positiver Wert (rot) signalisiert einen Anstieg der Redispatcharbeit gegenüber der Referenzrechnung. Auch bei den Netzverlusten weisen positive Werte (rot) eine Verschlechterung aus. Die Kosten der Netzverluste ergeben sich aus der Bewertung der Verlustmenge mit den stündlichen regionalen Preisen. Die Vorzeichenkonvention entspricht den Netzverlusten. Bei den Klimafolgekosten (Monetarisierung der Änderung der CO₂-Emissionen) wird die gleiche Konvention wie bei der Änderung der CO₂-Emissionen angewandt. In der letzten

Spalte wird der volkswirtschaftliche Mehrwert mit Klimafolge- und Netzverlustkosten verrechnet.⁴ Bei den Interkonnektoren, die nach dem TOOT-Prinzip bewertet werden, enthält der Referenzfall bereits den Interkonnektor. Entsprechend ist die Vorzeichenkonvention umgekehrt. Schwarze Werte kennzeichnen aber weiterhin Verbesserungen und rote Werte Verschlechterungen gegenüber der Referenzrechnung.

5.2.1 P52: Interkonnektor Deutschland - Österreich

Tabelle 7: Bewertungsergebnisse für Interkonnektor P52 (DE - AT) für 2035 und 2040⁵

2035	SEW	Änderung CO ₂ -Emissionen	Integration Erneuerbare	Redispatch- menge	Netzverluste	Kosten Netzverluste	Klimafolge- kosten	SEW abzgl. weiterer Kosten
P52: DE - AT	[Mio. €]	[kt]	[GWh]	[GWh]	[GWh]	[Mio. €]	[Mio. €]	[Mio. €]
Marktsim. DE	17	-20	-108				-3	20
davon KR	33							
davon PR	3							
davon ER	-19							
Redispatch	-8	21	-76	188	-18	1	3	-12
Gesamt	10	1	-185	188	-18	1	0	8

2040	SEW	Änderung CO ₂ -Emissionen	Integration Erneuerbare	Redispatch- menge	Netzverluste	Kosten Netzverluste	Klimafolge- kosten	SEW abzgl. weiterer Kosten
P52: DE - AT	[Mio. €]	[kt]	[GWh]	[GWh]	[GWh]	[Mio. €]	[Mio. €]	[Mio. €]
Marktsim. DE	35	-52	838				-7	42
davon KR	229							
davon PR	-167							
davon ER	-27							
Redispatch	-22	48	-154	187	18	-4	6	-25
Gesamt	13	-5	685	187	18	-4	-1	17

Die sozio-ökonomische Bewertung (SEW) des Interkonnektors P52 zwischen Deutschland und Österreich auf Basis der Marktsimulation weist positive Werte für beide Simulationsjahre aus (10 und 13 Mio. €). Diese beruhen im Wesentlichen auf einer Erhöhung der Konsumentenrenten. Bei den CO₂-Emissionen im Jahr 2035 wird die Reduktion i. H. v. 20 kt in der Marktsimulation durch eine Erhöhung von 21 kt im Redispatch überkompensiert. Im Jahr 2040 fällt die Bilanz mit einer Reduktion von 5 kt dagegen positiv aus. Ein gemischtes Ergebnis ergibt sich auch bei der Integration der erneuerbaren Energien. Während die Abregelung im Redispatch in beiden Jahren steigt (76 und 154 GWh), erfolgt bei der Marktsimulation ein Vorzeichenwechsel von -108 GWh zu 838 GWh und damit zu einem insgesamt positiven Ergebnis im Jahr 2040. Die Redispatchmengen steigen in beiden Jahren nahezu identisch gegenüber dem Referenzlauf an (188 bzw. 187 GWh). Kein einheitliches Bild ergibt sich bei den Netzverlusten und den daraus resultierenden Kosten. Während im Jahr 2035 eine Verringerung der Netzverluste von 18 GWh zu einem Kostenanstieg von 1 Mio. € führt, resultiert im Jahr 2040 aus einem Anstieg von 18 GWh eine

⁴ Rein informativ und nicht Teil der Interkonnektorbewertung bei den ÜNB.

⁵ Für alle Bewertungstabellen gilt: KR – Konsumentenrente, PR – Produzentenrente, ER – Engpassrente

Kostenreduktion von 4 Mio. €. Auch unter Berücksichtigung der weiteren Kosten ergibt sich weiterhin ein positiver gesamter SEW (8 bzw. 17 Mio. €).

5.2.2 P74: Interkonnektor Deutschland - Österreich

Tabelle 8: Bewertungsergebnisse für Interkonnektor P74 (DE - AT) für 2035 und 2040

2035	SEW	Änderung CO ₂ -Emissionen	Integration Erneuerbare	Redispatch- menge	Netzverluste	Kosten Netzverluste	Klimafolge- kosten	SEW abzgl. weiterer Kosten
P74: DE - AT	[Mio. €]	[kt]	[GWh]	[GWh]	[GWh]	[Mio. €]	[Mio. €]	[Mio. €]
Marktsim. DE	4	2	-467				0	4
davon KR	-12							
davon PR	22							
davon ER	-5							
Redispatch	-1	4	-25	92	-38	0	1	-2
Gesamt	3	5	-492	92	-38	0	1	2

2040	SEW	Änderung CO ₂ -Emissionen	Integration Erneuerbare	Redispatch- menge	Netzverluste	Kosten Netzverluste	Klimafolge- kosten	SEW abzgl. weiterer Kosten
P74: DE - AT	[Mio. €]	[kt]	[GWh]	[GWh]	[GWh]	[Mio. €]	[Mio. €]	[Mio. €]
Marktsim. DE	-8	21	201				3	-11
davon KR	-26							
davon PR	14							
davon ER	4							
Redispatch	-10	23	-56	108	3	-3	3	-10
Gesamt	-17	44	146	108	3	-3	6	-20

Mit Projekt P74 wird ein weiterer Interkonnektor zwischen Deutschland und Österreich bewertet (vgl. auch Abschnitt 5.2.1). Im Gegensatz zu P52 fällt der SEW nur für das Jahr 2035 insgesamt positiv aus (3 Mio. €), wobei sich der Mehrwert gegenüber dem Referenzfall ausschließlich aus der Produzentenrente ergibt. Für das Jahr 2040 kehrt sich das Ergebnis um und positive Veränderungen der Produzenten- und Engpassrente können die negativen Werte bei Konsumentenrente und Redispatch nicht kompensieren, wodurch sich ein insgesamt negativer volkswirtschaftlicher Nutzen i. H. v. 17 Mio. € ergibt. Bei den CO₂-Emissionen führt der Interkonnektor in beiden Simulationsjahren zu einem Anstieg – sowohl bei Marktsimulation als auch bei Redispatch. Im Jahr 2035 werden in Marktsimulation und Redispatch deutlich mehr Erneuerbare abgeregelt, was zu einem negativen Beitrag zur Integration erneuerbarer Energien in Höhe von 492 GWh führt. Im Jahr 2040 fällt die Abregelung in der Marktsimulation dagegen deutlich niedriger als im Referenzszenario aus und führt trotz negativer Integrationseffekte im Redispatch zu einem insgesamt positiven Ergebnis (146 GWh). Die Netzverluste sinken im ersten Simulationsjahr zwischen Referenz- und Interkonnektorlauf um 38 GWh. Dies schlägt sich allerdings nicht in den Kosten nieder, bei denen keine substantielle Änderung zu verzeichnen ist. Im zweiten Simulationsjahr steigen die Netzverluste dagegen um 3 GWh zwischen Referenz- und Interkonnektorlauf. Durch die Bewertung mit den stündlichen regionalen Preisen ergibt sich dennoch eine Reduktion der Netzverlustkosten von 3 Mio. €. Die Bewertung der Klimafolgekosten fällt entsprechend der Änderung der CO₂-Emissionen aus und die Vorzeichen bleiben beim volkswirtschaftlichen Gesamtwert auch nach Berücksichtigung der weiteren Kosten unverändert.

5.2.3 P170: Interkonnektor Deutschland - Frankreich

Tabelle 9: Bewertungsergebnisse für Interkonnektor P170 (DE - FR) für 2035 und 2040

2035	SEW	Änderung CO ₂ -Emissionen	Integration Erneuerbare	Redispatch- menge	Netzverluste	Kosten Netzverluste	Klimafolge- kosten	SEW abzgl. weiterer Kosten
P170: DE - FR	[Mio. €]	[kt]	[GWh]	[GWh]	[GWh]	[Mio. €]	[Mio. €]	[Mio. €]
Marktsim. DE	259	-1785	-210				-263	522
<i>davon KR</i>	2110							
<i>davon PR</i>	-1764							
<i>davon ER</i>	-87							
Redispatch	10	-70	-41	-488	-103	-31	-10	51
Gesamt	269	-1855	-251	-488	-103	-31	-274	573

2040	SEW	Änderung CO ₂ -Emissionen	Integration Erneuerbare	Redispatch- menge	Netzverluste	Kosten Netzverluste	Klimafolge- kosten	SEW abzgl. weiterer Kosten
P170: DE - FR	[Mio. €]	[kt]	[GWh]	[GWh]	[GWh]	[Mio. €]	[Mio. €]	[Mio. €]
Marktsim. DE	418	-1442	287				-190	609
<i>davon KR</i>	2724							
<i>davon PR</i>	-2254							
<i>davon ER</i>	-52							
Redispatch	7	-40	89	-624	-79	-53	-5	66
Gesamt	425	-1483	376	-624	-79	-53	-196	674

Der Interkonnektor P170 zwischen Deutschland und Frankreich führt hinsichtlich des SEW in beiden Simulationsjahren zu eindeutig positiven Effekten (259 bzw. 418 Mio. €). Hier übersteigen positive Konsumentenrenten jeweils negative Produzenten- und Engpassrenten. Außerdem trägt in beiden Jahren eine Reduktion der Redispatchkosten zum positiven SEW bei. Auch bei der Änderung der CO₂-Emissionen zeigt sich ein deutlich positives Bild mit Reduktionen von 1.855 kt und 1.483 kt gegenüber dem Referenzlauf. Die Integration der erneuerbaren Energien verbessert sich mit 376 GWh dagegen nur im Jahr 2040, wohingegen im Jahr 2035 hier ein Rückgang um 251 GWh auftritt. Sowohl bei den Emissionen als auch bei der EE-Integration sind die Effektrichtungen bei Marktsimulation und Redispatchberechnung identisch. Auch hinsichtlich der weiteren Indikatoren Redispatchmenge, Netzverluste und deren Kosten sowie Klimafolgekosten ergeben sich für beide Jahre eindeutige Verbesserungen gegenüber dem Referenzlauf. Abgesehen von der Integration erneuerbarer Energien im Jahr 2035 ist dieses Interkonnektorprojekt insgesamt durchweg positiv zu bewerten.

5.2.4 P176: Interkonnektor Deutschland - Frankreich (TOOT)⁶

Tabelle 10: Bewertungsergebnisse für Interkonnektor P176 (DE - FR) für 2035 und 2040

2035	SEW	Änderung CO ₂ -Emissionen [kt]	Integration Erneuerbare [GWh]	Redispatch- menge [GWh]	Netzverluste [GWh]	Kosten Netzverluste [Mio. €]	Klimafolge- kosten [Mio. €]	SEW abzgl. weiterer Kosten [Mio. €]
P176: DE - FR (TOOT)	[Mio. €]							
Marktsim. DE	-43	137	-267				20	-63
davon KR	-213							
davon PR	195							
davon ER	-25							
Redispatch	-30	177	-62	1139	10	7	26	-62
Gesamt	-73	314	-329	1139	10	7	46	-126

2040	SEW	Änderung CO ₂ -Emissionen [kt]	Integration Erneuerbare [GWh]	Redispatch- menge [GWh]	Netzverluste [GWh]	Kosten Netzverluste [Mio. €]	Klimafolge- kosten [Mio. €]	SEW abzgl. weiterer Kosten [Mio. €]
P176: DE - FR (TOOT)	[Mio. €]							
Marktsim. DE	-121	103	499				14	-134
davon KR	-694							
davon PR	561							
davon ER	13							
Redispatch	-113	444	-282	2588	15	10	59	-182
Gesamt	-234	547	217	2588	15	10	72	-317

Mit P176 wird ein weiterer Interkonnektor zwischen Deutschland und Frankreich bewertet (vgl. auch Abschnitt 5.2.3) – die Bewertung erfolgt hier allerdings nach dem TOOT-Prinzip, bei dem das Fehlen des Interkonnektors im Netz simuliert wird. Der volkswirtschaftliche Nutzen nach Marktsimulation und Redispatch fällt mit 73 und 234 Mio. € klar positiv aus. Maßgeblich hierfür sind Konsumentenrente und Redispatch und in 2035 auch die Engpassrente. Ein einheitliches Bild ergibt sich auch bei den Änderungen der CO₂-Emissionen, sowohl in der Marktsimulation als auch im Redispatch gibt es hier positive Effekte. Dagegen verbessert sich die Integration der erneuerbaren Energien nur im ersten Simulationsjahr (329 GWh), während im Jahr 2040 die reduzierte Abregelung in der Marktsimulation bei Herausnahme des Interkonnektors zu einer höheren Integration erneuerbarer Energien führt. Alle weiteren Indikatoren weisen für beide Simulationsjahre Verbesserungen aus.

⁶ Auf Grund des TOOT-Prinzips sind die Differenzen zwischen Simulations- und Referenzfall umgekehrt zu interpretieren.

5.2.5 P204: Interkonnektor Deutschland - Schweiz

Tabelle 11: Bewertungsergebnisse für Interkonnektor P204 (DE - CH) für 2035 und 2040

2035	SEW	Änderung CO ₂ -Emissionen	Integration Erneuerbare	Redispatch- menge	Netzverluste	Kosten Netzverluste	Klimafolge- kosten	SEW abzgl. weiterer Kosten
P204: DE - CH	[Mio. €]	[kt]	[GWh]	[GWh]	[GWh]	[Mio. €]	[Mio. €]	[Mio. €]
Marktsim. DE	26	16	157				2	24
davon KR	-57							
davon PR	105							
davon ER	-22							
Redispatch	-12	37	-83	314	18	6	5	-23
Gesamt	15	53	74	314	18	6	8	1

2040	SEW	Änderung CO ₂ -Emissionen	Integration Erneuerbare	Redispatch- menge	Netzverluste	Kosten Netzverluste	Klimafolge- kosten	SEW abzgl. weiterer Kosten
P204: DE - CH	[Mio. €]	[kt]	[GWh]	[GWh]	[GWh]	[Mio. €]	[Mio. €]	[Mio. €]
Marktsim. DE	32	-40	371				-5	38
davon KR	106							
davon PR	-45							
davon ER	-29							
Redispatch	-21	44	-148	402	25	3	6	-29
Gesamt	11	4	223	402	25	3	0	8

Interkonnektor P204 zwischen Deutschland und der Schweiz weist in beiden Simulationsjahren einen positiven SEW auf Basis der Marktsimulation auf. In 2035 ist hierfür die Produzentenrente und in 2040 die Konsumentenrente ausschlaggebend. Dagegen fallen die Änderungen bei Engpassrenten und Redispatchkosten in beiden Jahren negativ aus. In beiden Jahren steigen auch die CO₂-Emissionen gegenüber dem Referenzlauf an (53 bzw. 4 kt). Während dieses Ergebnis im ersten Jahr durch Marktsimulation und Redispatchberechnung bedingt ist, führt im zweiten Jahr ausschließlich der Anstieg bei der Redispatchberechnung zum Gesamtanstieg der Emissionen. Bei der Integration der erneuerbaren Energien führen die positiven Werte aus der Marktsimulation zu einer insgesamt besseren Integration gegenüber dem Referenzlauf (74 bzw. 223 GWh). Die nachfolgenden Indikatoren weisen durchweg eine Verschlechterung aus. Bezieht man die weiteren Kosten in den SEW ein, ergibt sich weiterhin ein positiver Gesamtwert, welcher allerdings in 2035 um 14 Mio. € und in 2040 um 3 Mio. € niedriger ausfällt.

5.2.6 P221: Interkonnektor Deutschland - Schweden

Tabelle 12: Bewertungsergebnisse für Interkonnektor P221 (DE - SE) für 2035 und 2040

2035	SEW	Änderung CO ₂ -Emissionen	Integration Erneuerbare	Redispatch- menge	Netzverluste	Kosten Netzverluste	Klimafolge- kosten	SEW abzgl. weiterer Kosten
P221: DE - SE	[Mio. €]	[kt]	[GWh]	[GWh]	[GWh]	[Mio. €]	[Mio. €]	[Mio. €]
Marktsim. DE	114	-231	102				-34	148
davon KR	225							
davon PR	-119							
davon ER	9							
Redispatch	2	-8	-22	-22	38	11	-1	-7
Gesamt	117	-239	80	-22	38	11	-35	142

2040	SEW	Änderung CO ₂ -Emissionen	Integration Erneuerbare	Redispatch- menge	Netzverluste	Kosten Netzverluste	Klimafolge- kosten	SEW abzgl. weiterer Kosten
P221: DE - SE	[Mio. €]	[kt]	[GWh]	[GWh]	[GWh]	[Mio. €]	[Mio. €]	[Mio. €]
Marktsim. DE	143	-253	15				-33	177
davon KR	527							
davon PR	-390							
davon ER	6							
Redispatch	-1	0	-80	44	106	2	0	-3
Gesamt	142	-253	-66	44	106	2	-33	173

Der Interkonnektor P221 zwischen Deutschland und Schweden ist mit Blick auf den volkswirtschaftlichen Mehrwert in der Marktsimulation von 117 bzw. 142 Mio. € als vorteilhaft zu bewerten. Dies bestätigt sich auch nach Einbezug weiterer Kosten (142 bzw. 173 Mio. €). In beiden Jahren führen positive Konsumenten- und Engpassrenten zu diesem Ergebnis. Bei der Veränderung der Redispatchkosten ergibt sich mit 2 bzw. -1 Mio. € kein eindeutiges Bild. Die CO₂-Emissionen reduzieren sich um 239 kt in 2035 und sogar 253 kt in 2040, was auch zu positiven Ergebnissen bei den Klimafolgekosten führt. Eine verbesserte Integration der erneuerbaren Energien erfolgt dagegen nur im ersten Simulationsjahr (80 GWh). Im Jahr 2040 führt ein Anstieg der Abregelung im Redispatch zu einem insgesamt negativen Wert i. H. v. 66 GWh. Auch bei der Redispatchmenge zeigt sich ein Wechsel zwischen Reduktion in 2035 (-22 GWh) und Anstieg (44 GWh) in 2040. Die Netzverluste und deren Kosten erhöhen sich in beiden Simulationsjahren gegenüber dem Referenzlauf.

5.2.7 P313: Interkonnektor Deutschland - Belgien

Tabelle 13: Bewertungsergebnisse für Interkonnektor P313 (DE - BE) für 2035 und 2040

2035	SEW	Änderung CO ₂ -Emissionen	Integration Erneuerbare	Redispatch- menge	Netzverluste	Kosten Netzverluste	Klimafolge- kosten	SEW abzgl. weiterer Kosten
P313: DE - BE	[Mio. €]	[kt]	[GWh]	[GWh]	[GWh]	[Mio. €]	[Mio. €]	[Mio. €]
Marktsim. DE	58	-558	250				-82	140
davon KR	320							
davon PR	-207							
davon ER	-56							
Redispatch	-6	14	-74	188	79	4	2	-12
Gesamt	52	-545	176	188	79	4	-80	128

2040	SEW	Änderung CO ₂ -Emissionen	Integration Erneuerbare	Redispatch- menge	Netzverluste	Kosten Netzverluste	Klimafolge- kosten	SEW abzgl. weiterer Kosten
P313: DE - BE	[Mio. €]	[kt]	[GWh]	[GWh]	[GWh]	[Mio. €]	[Mio. €]	[Mio. €]
Marktsim. DE	69	-501	528				-66	136
davon KR	181							
davon PR	-118							
davon ER	6							
Redispatch	-4	-17	-93	-87	51	-2	-2	1
Gesamt	66	-518	435	-87	51	-2	-68	136

Auch bei Interkonnektor P313 zwischen Deutschland und Belgien ergibt sich insgesamt ein positiver volkswirtschaftlicher Mehrwert. Ausschlaggebend sind hierfür insbesondere die Konsumentenrenten. Einen großen Nutzen hat der Interkonnektor für die Reduktion der CO₂-Emissionen. Diese sinken um 545 bzw. 518 kt und entsprechend verringern sich die Klimafolgekosten ebenfalls merklich. Die Integration der erneuerbaren Energien steigt um 176 GWh in 2035 und sogar 435 GWh in 2040. Kein eindeutiges Bild ergibt sich bei der Redispatchmenge, die wie auch die Netzverluste und deren Kosten in 2035 gegenüber dem Referenzlauf ansteigen. Im Jahr 2040 ist ein Anstieg nur bei den Netzverlusten zu verzeichnen, während Redispatchmenge und Netzverlustkosten sinken. Der volkswirtschaftliche Mehrwert unter Einbeziehung weiterer Kosten fällt durch den starken Effekt der Klimafolgekosten deutlich positiver aus (128 bzw. 136 Mio. €).

5.2.8 P328: Interkonnektor Deutschland - Großbritannien (TOOT)⁷

Tabelle 14: Bewertungsergebnisse für Interkonnektor P328 (DE - GB) für 2035 und 2040

2035	SEW	Änderung CO ₂ -Emissionen [kt]	Integration Erneuerbare [GWh]	Redispatch- menge [GWh]	Netzverluste [GWh]	Kosten Netzverluste [Mio. €]	Klimafolge- kosten [Mio. €]	SEW abzgl. weiterer Kosten [Mio. €]
P328: DE - GB (TOOT)	[Mio. €]							
Marktsim. DE	-285	323	-545				48	-333
davon KR	-774							
davon PR	493							
davon ER	-4							
Redispatch	-47	77	-456	1135	-106	-13	11	-46
Gesamt	-333	400	-1001	1135	-106	-13	59	-379

2040	SEW	Änderung CO ₂ -Emissionen [kt]	Integration Erneuerbare [GWh]	Redispatch- menge [GWh]	Netzverluste [GWh]	Kosten Netzverluste [Mio. €]	Klimafolge- kosten [Mio. €]	SEW abzgl. weiterer Kosten [Mio. €]
P328: DE - GB (TOOT)	[Mio. €]							
Marktsim. DE	-525	498	-625				66	-591
davon KR	-2561							
davon PR	1945							
davon ER	92							
Redispatch	-33	62	-387	1131	-115	5	8	-46
Gesamt	-557	560	-1012	1131	-115	5	74	-637

Mit dem Projekt P328 für eine Verbindung zwischen Deutschland und Großbritannien wird ein weiterer Interkonnektor nach dem TOOT-Prinzip bewertet. Das Entfernen des Interkonnektors führt in beiden Simulationsjahren zu einer Reduktion des SEW, wobei dafür insbesondere die Konsumentenrente ausschlaggebend ist. Auch hinsichtlich der Änderung der CO₂-Emissionen (400 und 560 kt), der Integration erneuerbarer Energien (-1001 und -1012 GWh) und der Redispatchmenge (1135 und 1131 GWh) führt die Herausnahme des Projekts zu Verschlechterungen gegenüber dem Referenzlauf. Obwohl die Netzverluste in beiden Jahren mit der Herausnahme des Interkonnektors sinken (-106 bzw. -115 GWh), reduzieren sich die Kosten der Netzverluste nur im Jahr 2035 um 13 Mio. €. Auch nach Berücksichtigung weiterer Kosten ist P328 positiv zu bewerten, denn die Herausnahme führt zu negativen volkswirtschaftlichen Effekten (-379 bzw. 637 Mio. €).

⁷ Auf Grund des TOOT-Prinzips sind die Ergebnisse umgekehrt zu interpretieren.

5.2.9 P367: Interkonnektor Deutschland - Niederlande

Tabelle 15: Bewertungsergebnisse für Interkonnektor P367 (DE - NL) für 2035 und 2040

2035	SEW	Änderung CO ₂ -Emissionen	Integration Erneuerbare	Redispatch- menge	Netzverluste	Kosten Netzverluste	Klimafolge- kosten	SEW abzgl. weiterer Kosten
P367: DE - NL	[Mio. €]	[kt]	[GWh]	[GWh]	[GWh]	[Mio. €]	[Mio. €]	[Mio. €]
Marktsim. DE	-4	25	17				4	-7
davon KR	-75							
davon PR	88							
davon ER	-17							
Redispatch	47	-73	470	-1063	109	10	-11	48
Gesamt	44	-48	487	-1063	109	10	-7	41

2040	SEW	Änderung CO ₂ -Emissionen	Integration Erneuerbare	Redispatch- menge	Netzverluste	Kosten Netzverluste	Klimafolge- kosten	SEW abzgl. weiterer Kosten
P367: DE - NL	[Mio. €]	[kt]	[GWh]	[GWh]	[GWh]	[Mio. €]	[Mio. €]	[Mio. €]
Marktsim. DE	14	-45	-51				-6	20
davon KR	84							
davon PR	-57							
davon ER	-14							
Redispatch	48	19	744	-1326	116	5	2	40
Gesamt	62	-27	694	-1326	116	5	-4	60

Interkonnektor P367 zwischen Deutschland und den Niederlanden ist insgesamt als volkswirtschaftlich vorteilhaft zu bewerten. Während im Jahr 2035 Produzentenrente und Redispatchkosten ausschlaggebend für die Vorteilhaftigkeit sind, sind es im Jahr 2040 Konsumentenrente und Redispatchkosten. So ergibt sich ein volkswirtschaftlicher Mehrwert von 44 Mio. € in 2035 und 62 Mio. € in 2040. Bezieht man die weiteren Kosten mit ein bleibt die Vorteilhaftigkeit bestehen – die Werte sinken allerdings etwas auf 41 Mio. € bzw. 60 Mio. €. Die in beiden Jahren sinkenden CO₂-Emissionen (-48 bzw. -27 kt) sind im ersten Jahr durch eine Reduktion im Redispatch, im zweiten Jahr dagegen durch eine Reduktion in der Marktsimulation bedingt. Die Integration der erneuerbaren Energien verbessert sich insbesondere in der Redispatchberechnung mit 470 und 744 GWh gegenüber der Referenzrechnung. Die Verringerung der Redispatchmengen ist mit jeweils über einer TWh vergleichsweise groß. Die Netzverluste und deren Kosten erhöhen sich in beiden Simulationsjahren.

6 Anhang A: Beschreibung der Modelle

Im Folgenden werden die vom Gutachter genutzten Modelle detaillierter beschrieben. Zum einen werden die Marktmodelle beschrieben. Zum anderen wird auf weitere Modelle eingegangen, die plausible Informationen für die Marktmodellierung generieren.

6.1 Investitionsmodell zur Abbildung des regionalen Kapazitätsausbaus

Um regionale Erzeugung abzubilden, muss einerseits die regionale Verteilung der Bestandsanlagen dargestellt und andererseits der Zubau von neuen dezentralen Anlagen abgeschätzt werden. Für den zukünftigen Zubau werden sogenannte Discrete Choice Modelle zugrunde gelegt, die für alle verfügbaren Standorte die Wahrscheinlichkeit eines Zubaus ermitteln. Für weitere Informationen zu Discrete Choice Modellen wird auf Train (2009) verwiesen.

6.1.1 Windenergie an Land

Für die Bestimmung der Kapazitäten der Windenergie an Land erfolgt eine detailliertere Betrachtung für Deutschland und eine vereinfachte Modellierung für die relevanten europäischen Länder.

Für Deutschland erfolgt eine ausführliche Analyse ausgehend von Bestandsdaten des Marktstammdatenregisters und vom Restpotential an Zubauf Flächen auf NUTS 3-Niveau (Landkreise und kreisfreie Städte). Vorbereitend werden mittels GIS-Analyse pro Region Negativflächen identifiziert. Hierzu zählen urbane Landnutzung inkl. Abstandsregelungen je nach Bundesland, Naturschutzgebiete, Wälder, Gewässer, terrestrische Verkehrsflächen, freizuhaltende Bauschutzbereiche um Flughäfen und Wetterstationen, sowie Steilhanggebiete. Als Datenquellen werden hierbei Shapefiles des Corine Land Cover CLC 2018 (European Environment Agency) und xyz-Punkte des digitalen Geländemodells mit Gitterweite 200 m (Bundesamt für Kartographie und Geodäsie 2020) genutzt.

Das Discrete Choice Modell wird als sogenanntes Nested-Logit-Modell spezifiziert, d. h. es erfolgt auf einer oberen Ebene die grundsätzliche Entscheidung für die Errichtung von Windenergieanlagen und auf einer unteren Ebene die Auswahl eines Turbinentyps. Als Prädiktor für den Zubau im Discrete Choice Modell wird insbesondere die Annuität einer entsprechenden Investition herangezogen. Diese wird basierend auf Anlagenparametern, der Windgeschwindigkeitsverteilung und entsprechenden Windenergieerträgen sowie dem durchschnittlichen Vergütungssatz und dem standortspezifischen Referenzertrag ermittelt. Da nicht einzelne Investitionsentscheidungen betrachtet werden, wird als abhängige Variable die Ausbauwahrscheinlichkeit für Windenergieanlagen, gemessen als relativ genutzte Landfläche pro Landkreis modelliert. Auf Basis des bisherigen Zubaus werden die Einflussstärken der erklärenden Faktoren und die weiteren Parameter des Modells empirisch bestimmt. Dazu wird eine Maximum-Likelihood-Schätzung durchgeführt.

Für die Schätzung der Modellparameter werden nur die in den letzten fünf Jahren zugebauten Anlagen berücksichtigt, um den Einfluss aktueller Trends auf die Investitionsentscheidungen abzubilden, wie etwa hohe Nennleistungen und Repowering. In einem iterativen Verfahren werden die relativen Ausbauwahrscheinlichkeiten mit der zur Verfügung stehenden Restfläche multipliziert und zu den Bestandsanlagen addiert. In jeder Iteration wird der durchschnittliche Vergütungssatz angepasst, was zu veränderten regionalen Kapazitäten führt. Dies wird solange wiederholt, bis die nationale Zielzahl erreicht wird.

Für das europäische Ausland wurden in Frage kommende regionale Nutzungsflächen mittels der Rasterdaten (European Environment Agency) initial abgeschätzt und anschließend um nicht durch Landnutzung begründbare Potentialbeschränkungen, z.B. auf Grund von Abstandsregelungen, weiter reduziert. Hierfür wurden mittels der detaillierten Datengrundlage (Deutschland, s.o.) anhand von sozio-ökonomischen (Bevölkerungsdichte) und geographischen Informationen (absolute Fläche, relative Fläche der Negativfläche) eine Regression erstellt, um anschließend zusätzliche Nutzungsrestriktionen in europäischen Regionen abzubilden.

6.1.2 Photovoltaik

Zur Bestimmung der Photovoltaik-Kapazitäten wird der gleiche Modellierungsansatz wie für Windenergie an Land genutzt. Neben den Kapazitäten in Deutschland werden zudem die regionalen Kapazitäten von relevanten europäischen Staaten abgeschätzt. Für Deutschland wird eine Unterscheidung zwischen Aufdach- und Freiflächen-Photovoltaikanlagen vorgenommen. Als Datengrundlage liefert das Marktstammdatenregister Informationen zum Anlagenbestand und zur Betreiberstruktur der PV-Anlagen. Über einen Datenvalidierungsalgorithmus können fehlerhafte Daten ausgeschlossen werden.

Für die beiden PV-Anlagentypen nutzt der Gutachter jeweils ein binomiales Logit-Modell, für das in einer logistischen Regression mit Hilfe einer Maximum-Likelihood Schätzung die Parameter bestimmt werden. Dabei wird die Zubauwahrscheinlichkeit in einer NUTS 3-Region modelliert. Für Aufdachanlagen wird eine weitere Aufteilung auf Basis der Betreiberinformation vorgenommen. Hierbei werden privat und gewerblich betriebene Photovoltaikanlagen unterschieden. Für privat betriebene Aufdachanlagen werden als erklärende Variablen Daten zu Einkommen, Urbanisierungstyp und Erwerbslosigkeit genutzt, während für gewerblich betriebene PV-Anlagen neben dem Urbanisierungstyp BIP-Daten zur Wirtschaftskraft der NUTS 3-Regionen verwendet werden. Als zentral erklärende Variable wird für beide Typen wiederum die mit einer durchschnittlichen Anlage zu erwirtschaftende Annuität herangezogen, in welche maßgeblich die regionale Solareinstrahlung eingeht. Als Potenziale für private PV-Anlagen werden die verfügbaren Dachflächen von Ein- und Zweifamilienhäusern berücksichtigt, von denen die bereits bebauten Aufdachflächen abgezogen werden. Für gewerbliche PV-Anlagen bezieht sich das Potenzial auf

gewerbliche Dachflächen. Freiflächen-PV Potenziale bestimmt der Gutachter über eine Flächenmodellierung. Dabei werden neben Potenzialen auf benachteiligten landwirtschaftlichen Flächen in einzelnen Bundesländern vor allem Randflächen um Schienenwege und Autobahnen berücksichtigt. Über das für Windenergieanlagen beschriebene iterative Verfahren werden die regionalen Kapazitäten bis zur Erreichung des deutschlandweiten Zielwerts abgeschätzt.

Für das europäische Ausland nutzt der Gutachter zwei unterschiedliche Methoden in Abhängigkeit der jeweiligen Datenverfügbarkeit. Dabei wird für Länder, für die Open Power Systems Daten verfügbar sind, der jeweilige regionale Verteilschlüssel genutzt, um die Landeszielwerte auf die einzelnen Regionen zu verteilen. Verteilschlüssel für Länder, für die diese Daten nicht zur Verfügung stehen, hat der Gutachter über eine Regression von Solarstrahlung, Bevölkerung und Flächen auf die vorhandenen Kapazitäten geschätzt und auf dieser Basis Kapazitäten für die jeweiligen Regionen prognostiziert und hochgerechnet.

6.2 Methodik der Zeitreihenerstellung

Basierend auf dezentralen Erzeugungskapazitäten und sozio-ökonomischen Kennzahlen werden stündliche Zeitreihenprofile für die Einspeisemengen der erneuerbaren Erzeugungstechnologien, sowie für die ungesteuerte Last auf Netzknotenebene erstellt. Diese Zeitreihen bezüglich der vertikalen Energieaustauschmengen an jedem Netzknoten sind notwendig, um Lastflussrechnungen und folglich die Netzauslastung zu berechnen. In einem ersten Schritt werden regionale Zeitreihen auf NUTS 3-Ebene erstellt, anschließend werden diese in einem zweiten Schritt an die Netzknoten verteilt.

6.2.1 Regionale Zeitreihenerstellung

Die Einspeisezeitreihe für Windenergie an Land wird auf Landkreisebene anhand der Bestandsanlagen vor Ort und Wetterdaten berechnet. Auf Grund fehlender technischer Informationen, d.h. Leistungskurven, werden die Bestandsanlagen Typanlagen zugeordnet. Die Zuordnung geschieht anhand der Merkmale Nennleistung, Nabenhöhe und Rotordurchmesser. Die Bestandsanlagen abzüglich der bis zum Zieljahr aus dem Betrieb genommenen Anlagen und die regionalen Zubau-Mengen je Typanlage – vgl. Abschnitt 6.1 – werden als Anlagenpark für die Erstellung der regionalen Einspeisezeitreihe zugrunde gelegt. Weiterhin werden Wetterdaten des Reanalysemodells COSMO-REA6 des Deutschen Wetterdienstes genutzt. Mittels lokalen Windgeschwindigkeiten und Leistungskurven wird die lokale Energiebereitstellung berechnet. Hierfür muss jedoch die Wind-Zeitreihe zuvor entsprechend modifiziert werden, so dass sie die Windgeschwindigkeit auf Nabenhöhe abbildet. Anschließend wird ein windgeschwindigkeitsabhängiger Verlust einberechnet, um Windparkverluste zu berücksichtigen. Außerdem wird pauschal ein Verfügbarkeitsfaktor bei allen Anlagen von 97 % angenommen, welcher Ausfall- und Wartungszeiten abbildet. Schließlich wird bei jeder regionalen Zeitreihe Spitzenkappung angewendet, sodass in

Summe 3 % der jährlichen Einspeisemenge in den Stunden mit den höchsten Einspeiseleistungen abgezogen werden.

Die Zeitreihen für Photovoltaik-Einspeisung auf NUTS 3-Ebene werden anhand der regional installierten Leistung und Wetterinformationen berechnet. Zur Bestimmung der regional installierten Leistungen wird das in Abschnitt 6.1.2 beschriebene Investitionsmodell angewendet. In einem weiteren Schritt wird der Summe an PV-Anlagen eine Wahrscheinlichkeitsverteilung für die Anlagenausrichtung zugeordnet. Hierbei werden die Himmelsrichtung und der Azimut-Winkel der Anlagen modelliert. Zur Bestimmung der Einspeiseleistung wird weiterhin der Sonnenstand benötigt. Hierfür wird für die Flächenschwerpunkt-Koordinate der jeweiligen NUTS 3-Ebene die mittlere Ortszeit bestimmt. Aus dem COSMO-REA6 Reanalysemodell des Deutschen Wetterdienstes werden Direktstrahlung, Albedo, und Temperatur des nächsten Modellgitterpunktes ausgelesen und daraus Werte für Direkt- und Diffusionsstrahlung, sowie ein temperaturabhängiger Zellenwirkungsgradfaktor bestimmt. Schließlich wird ein Modulwirkungsgrad von 98 % eingerechnet, um die regional aggregierte Erzeugungsleistung zu erhalten.

Für die ungesteuerte Nachfrage werden basierend auf historischen Zeitreihen die nationalen Lastprofile der Gesamtnachfrage, der Industrienachfrage, der Nachfrage im Haushalts- & Dienstleistungssektor sowie der übrigen Nachfrage ermittelt. Diese verschiedenen Nachfragekomponenten werden anschließend mittels statistischer Kenngrößen auf regionaler Ebene auf die NUTS 3-Regionen verteilt. Als Kenngrößen werden die regionale Bruttowertschöpfung nach Sektoren sowie die Bevölkerungsanzahl verwendet. Für die verschiedenen europäischen Länder werden die Elektrizitätsverbräuche nach Elektrizitätsanwendung herangezogen. Diese bestimmen, wie viel der jährlichen Energiemenge jeder Verbrauchsart zugeordnet sind. Nationale Zeitreihen für die Gesamtlast und Zeitreihen der industriellen Verbraucher werden als zu regionalisierende Zeitreihenverläufe herangezogen und normiert. Der nationale Gesamtlastverlauf (normierte Zeitreihe multipliziert mit dem nationalen Elektrizitätsverbrauch) abzüglich der nationalen Industrienachfrage ergibt die restliche Nachfrage bestehend aus einem Anteil, der Gewerbe-Handel-Dienstleistungen (GHD) und Haushalte repräsentiert, sowie einem weiteren Restanteil. In einem weiteren Schritt werden dann die nationalen sektoralen Verbrauchsprofile anhand regionaler Kennzahlen auf die NUTS 3-Regionen aufgeteilt. Industrieverbrauch wird nach dem Industrie-BIP-Anteil auf die Unterregionen verteilt, Gewerbe-Handel-Dienstleistungen und Haushalte anhand des Einwohner- und des GHD-BIP-Anteils je zu gleichen Anteilen, sowie der Restanteil anhand des Industrie-BIP- (50 %), des Einwohner- (25 %) und des GHD-BIP-Anteils (25 %).

6.2.2 Knotenscharfe Zeitreihenerstellung

Im zweiten Schritt der Zuordnung erfolgt der Übergang von den in Abschnitt 6.2.1 beschriebenen regionalen Zeitreihen zu Netzknoten. Dieser basiert dabei auf folgendem Vorgehen: Zuerst werden die Netzknoten herausgefiltert, die nach der Netztopologie über eine Last verfügen – im Gegensatz zu Knoten, an denen ausschließlich Leistung von Erneuerbaren Energien eingespeist wird. Darauffolgend wird anhand Knotenkoordinaten bestimmt, welche Netzknoten in welchen Regionen verortet sind. Bevor die regionalen Größen zu gleichen Anteilen auf die entsprechenden Knoten verteilt werden, findet zusätzlich eine Analyse statt, welche Regionen über keine Netzknoten verfügen. Hier wird der geographisch nächste Knoten identifiziert und die regionale Information wird ausschließlich diesem Knoten zugeordnet. So wird gewährleistet, dass die Knoten-Zeitreihen in Summe die gleiche Energiemenge umfassen wie die regionalen Zeitreihen.

6.3 Marktmodell JMM

Das WILMAR Joint Market Model (JMM) ist ein Modell zur operativen Systemoptimierung, das insbesondere eine dynamische Kraftwerks- und Anlageneinsatzplanung durchführt. Es wurde ursprünglich im Rahmen des von der EU geförderten Projekts Wind Power Integration in Liberalised Electricity Markets (WILMAR) entwickelt und ist seit über zehn Jahren in Forschung und Industrie im Einsatz. Es existieren eine LP- und eine MIP-Formulierung, die zu weiten Teilen identisch sind, auf die gleiche Datenbasis zugreifen können, und über einen Software-Schalter ausgewählt werden können. Das Modell ist in der Programmiersprache General Algebraic Modeling System (GAMS) geschrieben und wird in der Regel mit dem Solver CPLEX gelöst.

In der Zielfunktion werden die variablen Systemkosten über die gesamte Optimierungsperiode minimiert. Die variablen Kosten umfassen Brennstoffkosten, CO₂-Kosten, Anfahrkosten und weitere variable Kosten für Wartung und Versicherung. Technische Restriktionen wie Anfahrzeiten, Mindestbetriebs- und -stillstandszeiten, Teillastwirkungsgrade, minimale und maximale Erzeugung und Reserveanforderungen werden berücksichtigt. Neben der Nachfrage nach Strom muss auch die Nachfrage nach Wärme in allen 8.760 Stunden des Jahres gedeckt sein. Die modellierten Marktpreise reflektieren die marginalen Erzeugungskosten. Als Eingangsdaten dienen dem Modell die lehrstuhleigene europaweite Kraftwerksdatenbank sowie detaillierte Last- und Wetterdaten, die regional aufgelöst vorliegen. Die Daten werden in einer Datenbank strukturiert vorgehalten und gepflegt und können für unterschiedliche Szenarien gezielt zusammengestellt werden. Die Kraftwerksdatenbank umfasst dabei rund 7.500 Kraftwerksblöcke. Neben konventionellen Kraftwerken können im Modell auch verschiedene Speichertechnologien sowie nachfrage-seitige Flexibilitäten (Demand Side Management) abgebildet werden. Folgende Kraftwerkstypen sind im Modell implementiert:

- Biomasseanlagen

- Braun- und Steinkohlekraftwerke
- Gaskraftwerke (auch GuD-Kraftwerke)
- Atomkraftwerke
- Müllverbrennungsanlagen
- Ölkraftwerke
- Pumpspeicherkraftwerke, Wasserreservoirs und Laufwasserkraftwerke
- Wärmekessel
- Wind- und PV-Anlagen

Die konventionellen Kraftwerkstypen sind außerdem in Technologieklassen unterteilt, um z.B. verschiedene Turbinentypen zu unterscheiden.

- Dampfturbinen
 - auch Entnahmekondensations- und Gegendruckturbinen
- Gasturbinen
 - mit fester oder flexibler Abwärmenutzung
- gekoppelte Gas- und Dampfturbinen (GuD)
 - auch Entnahmekondensations- und Gegendruckturbinen
- Verbrennungsmotoren
 - mit fester oder flexibler Abwärmenutzung

Eine weitere Unterscheidung der Kraftwerkstypen erfolgt nach Anlagenalter. Insgesamt lassen sich die Kraftwerke also nach Brennstoff, Technologie und Alter unterscheiden, was zu einer breiten Differenzierung hinsichtlich ihrer Parameter führt.

Bei den LP-Läufen werden die Kraftwerke aggregiert nach Kraftwerkstyp und Altersklasse abgebildet. Diese werden für europaweite Läufe zur Bestimmung der Austauschflüsse und Preise eingesetzt. Bei den MIP-Läufen werden die Kraftwerke blockscharf abgebildet. Diese Läufe werden zur Bestimmung des Kraftwerkeinsatzes unter fixierten Austauschflüssen auf Marktgebietsebene gerechnet und bestimmen die stundengenauen Kraftwerks- und Speicherfahrpläne.

Um eine möglichst große Realitätsnähe zu schaffen, werden die Wechselwirkungen zwischen konventionellem Kraftwerkeinsatz, Einspeisung erneuerbarer Energien, verfügbarer Reserveleistung (Primär-, Sekundär- und Minutenreserve) und verfügbaren Übertragungskapazitäten abgebildet. Durch die Modellierung regionaler Wärmemärkte können zudem potenzielle Einschränkungen wärmegeführter KWK-Anlagen im Strommarkt abgebildet werden. Darüber hinaus wird

der internationale Stromhandel über das Flow-Based Market Coupling (FBMC) mittels PTDF-Ansatz abgebildet. Die Abbildung über ein lineares Transportmodell mittels NTC-Ansatz ist für Regionen, die nicht am FBMC teilnehmen, ebenfalls möglich. Der geographische Abbildungsraum des JMM umfasst aktuell die 27 EU-Staaten (außer Malta und Zypern), Großbritannien, Norwegen, Schweiz und den Balkan.

Eine wichtige Funktionalität des JMM ist die rollierende Planung, die insbesondere das Zusammenspiel von Day-Ahead- und Intraday-Markt abbildet und es ermöglicht, das Eintreffen neuer Information zu modellieren. Im Rahmen der gutachterlichen Tätigkeit wurde jedoch eine Variante des JMM verwendet, die eine wöchentlich rollierende Planung durchführt. Hierbei startet alle 180 Stunden ein neuer Optimierungszeitraum, wobei sich die letzten 12 Stunden mit den ersten 12 Stunden des darauffolgenden Optimierungszeitraum überlappen, um so etwa Betriebszeitbeschränkungen oder Speicherfüllstände adäquat berücksichtigen zu können.

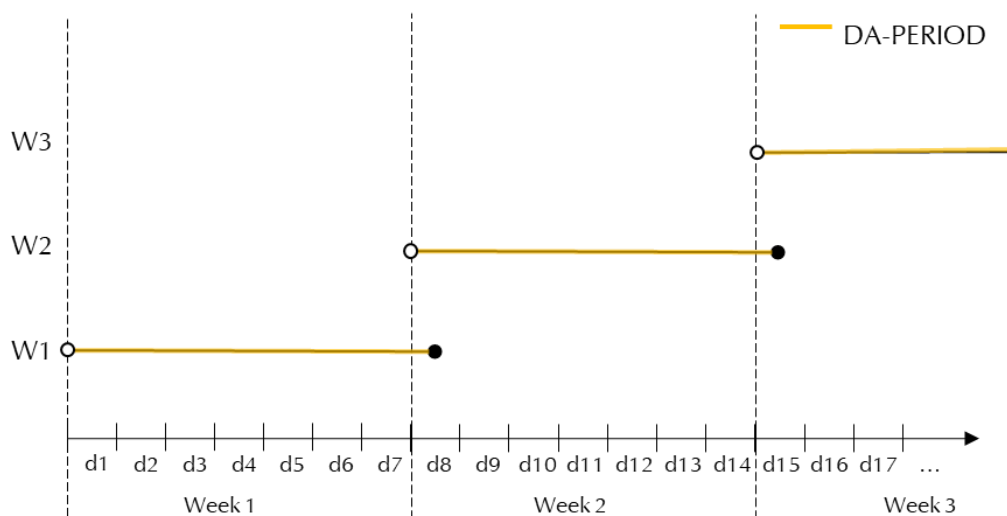


Abbildung 31: Darstellung der Wochen-Loopingstruktur des JMM

Das JMM liefert einen umfangreichen stündlich aufgelösten Output, der unter anderem die folgenden Punkte umfasst:

- Strompreise
- Systemkosten und Wohlfahrtseffekte
- Strom- und Wärmeproduktion pro Anlage
- Regelleistungsbereitstellung pro Anlage
- Speicherfüllstände
- Auslastungsraten
- EE-Abregelung

- Stromaustausch zwischen Marktgebieten
- Übertragungsverluste
- Brennstoffverbrauch
- CO₂-Emissionen

6.4 Netzmodell

Das verwendete Netzmodell basiert auf der Open Source Matlab Toolbox Matpower (Zimmerman et al. (2011), Zimmerman und Murillo-Sanchez (2020)). Als Basis für die Netzdaten werden die von der Auftraggeberin bereitgestellten Netztopologien verwendet. Abgebildet werden die Höchstspannungsnetze sowie einige Hochspannungsnetze des größten Teils der CORE Region sowie Schweiz, Italien und Dänemark-West.⁸ Es werden sowohl HGÜ-Leitungen als auch Phasenschiebertransformatoren (PST) berücksichtigt. Die Im- und Exporte über die Grenzkuppelleitungen zu Ländern, deren Übertragungsnetz nicht modelliert wird, werden entsprechend der Ergebnisse aus dem Marktmodell als Last- oder Erzeugungsganglinie an den Grenzknoten aufgebracht.

6.4.1 Flow-Based Market Coupling

Zur Abbildung des europäischen Energiehandels im Marktmodell wird der Flow-Based Market Coupling (FBMC) Ansatz angewendet. Die Modellierung basiert auf der von ACER genehmigten „Day-ahead capacity calculation methodology of the Core capacity calculation region“ (ACER 2019).

Auf eine detaillierte Beschreibung der allgemeinen FBMC-Grundsätze wird an dieser Stelle verzichtet. Im Folgenden wird auf die Berechnung der Flow-Based Parameter und dafür benötigten Eingangsdaten im vorliegenden Modell eingegangen.

Zugrundeliegende Lastflussberechnung

Als Eingangsdatum für die Berechnung der Flow-Based Parameter wird zunächst ein Marktmodell-Lauf auf NTC-Basis durchgeführt. Mit dem hieraus resultierenden Einsatz von Kraftwerken und Flexibilitäten wird eine DC-Lastflussberechnung durchgeführt, aus welcher die Flow-Based Parameter abgeleitet werden können.

Für die zugrundeliegende Netztopologie wird angenommen, dass sich Phasenschiebertransformatoren in neutraler Stellung befinden sowie dass Gebotszonen-interne HGÜs zu 50 % in Standardflussrichtung ausgelastet werden. Für sonstige Schalterstellungen wird der Schaltzustand des zur Verfügung gestellten Netzes verwendet.

Zonale Power Transfer Distribution Factors

Die zonalen Power Transfer Distribution Factors (PTDF) bilden den Einfluss einer Änderung der Nettoposition einer Gebotszone auf Netzelemente ab. Die zonalen PTDFs werden anhand der nodalen PTDFs berechnet, indem über Generation Shift Keys (GSK) eine bestimmte Verteilung

⁸ Deutschland, Österreich, Belgien, Schweiz, Tschechien, Dänemark-West, Frankreich, Ungarn, Italien, Luxemburg, Niederlande, Polen, Slowenien, Slowakei

der für die Änderung der Nettoposition verantwortlichen Erzeugungsveränderung auf die Knoten unterstellt wird.

Generation Shift Keys

Der Generation Shift Key (GSK) eines Knoten gibt an, welcher Anteil einer Änderung der Nettoposition der Zone von diesem Knoten geleistet wird. Die Summe der GSKs einer Zone ist 1.

In der hier verwendeten Methodik werden GSKs für alle disponiblen Generatoren berechnet. Die Berechnung erfolgt nach der freien Erzeugungskapazität eines Generators relativ zur gesamten freien Erzeugungskapazität in der Zone.

Remaining Available Margins

Neben den zonalen PTDFs bilden die für den Handel zur Verfügung stehenden Leitungskapazitäten (Remaining Available Margins, RAM) den zweiten wesentlichen Eingangsparameter für die Anwendung des FBMC.

In der vorliegenden Anwendung werden RAMs für alle kritischen Elemente mit jeweils drei unterschiedlichen Ausfällen berechnet (Critical Network Elements and Contingencies, CNEC). Als kritische Elemente (CNE) werden alle grenzüberschreitenden Leitungen zwischen am FBMC teilnehmenden Gebotszonen definiert. Die Ausfälle (Contingencies) bilden den n-1 Fall ab.

Um das n-1 Kriterium abzubilden, werden für jedes CNE die drei kritischsten Ausfälle betrachtet. Für jeden Zeitschritt werden für jedes CNE die drei Ausfälle bestimmt, die in diesem Zeitschritt jeweils zu dem höchsten zusätzlichen Fluss auf dem entsprechenden CNE führen. Hierzu werden die sogenannten Line Outage Distribution Factors (LODF) verwendet. Diese geben an, wie sich der Fluss auf einem Netzelement erhöht, wenn ein anderes Netzelement ausfällt. Die Ausfälle werden über alle Zeitschritte hinweg bewertet, um die drei insgesamt kritischsten Ausfälle pro CNE festzustellen. Für jedes CNE wird jeweils für sich und für die drei höchstgerankten Ausfälle die RAM und die zonale PTDF bestimmt. Jedes CNE taucht als CNEC demnach vierfach auf.

Bei der Berechnung der RAMs wird das minRAM Kriterium, also eine mindestens zur Verfügung stehende Kapazität berücksichtigt. Als minRAM wird 70 % der thermischen Kapazität veranschlagt. Die Höhe der Sicherheitsmargen (Flow Reliability Margins, FRM) wird pauschal auf 5 % der thermischen Kapazität festgelegt.

Abbildung gebotszonenübergreifender HGÜs

Für die Abbildung gebotszonenübergreifender HGÜs wird auf die Evolved Flow-Based Methode zurückgegriffen, wie sie auch in ACER (2019) beschrieben wird. Hierbei wird für jedes Ende der HGÜ eine eigene virtuelle Gebotszone eingeführt, welche als zonale PTDF die nodale PTDF des entsprechenden Knotens im Netz erhält. Die beiden virtuellen Regionen werden so miteinander verknüpft, dass ihre Exporte und Importe genau gegenläufig sein müssen, demnach der Export

einer Region immer gleichzeitig der Import der anderen Region ist. Durch die Verwendung der nodalen PTDFs wird hiermit der entlastende Effekt eines Stromtransportes über die HGÜ auf die weiteren CNECs abgebildet, wie er in ACER (2019) beschrieben wird

6.4.2 Redispatch

Die Redispatchberechnungen basieren auf den Marktergebnissen der vorgelagerten Stufe des Marktmodells JMM (vgl. Abschnitt 6.3). Basierend auf den Ergebnissen des Marktmodells werden die Erzeugungsmengen so angepasst, dass ein überlastungsfreier Netzzustand hergestellt wird. Das Modell basiert im Kern auf der Matlab Netzberechnungstoolbox Matpower (Zimmerman et al. (2011), Zimmerman und Murillo-Sanchez (2020)), mit welcher ein DC-Optimal-Power-Flow berechnet wird.

Für die Berechnung des Redispatchbedarfs werden nur Grenzwertverletzungen von Leitungen innerhalb Deutschlands betrachtet. Zudem wird die Kapazität dieser Leitungen auf 85 % ihrer thermischen Kapazität reduziert, um das n-1 Kriterium abzubilden.

Zur Ermittlung des Redispatchbedarfs wird für die kritischen Stunden eines Simulationsjahres eine detaillierte Redispatchberechnung im Netzmodell des deutschen Übertragungsnetzes vorgenommen. Dabei wird die Kostenfunktion der Kraftwerke im DC-OPF so angepasst, dass eine Abweichung von dem gemäß Marktmodell vorgesehenen Fahrplan pönalisiert wird. Für inländische Kraftwerke greift zunächst eine Mengenpönalisierung. Hierfür wird auf die Kosten der Kraftwerke je nach Richtung der Anpassung ein Betrag aufgeschlagen oder abgezogen. Die Höhe des Betrags wird so gewählt, dass für jedes Kraftwerk sowohl ein Hochfahren als auch ein Herunterfahren zu Kosten führt und somit keine nachträgliche Optimierung des Marktergebnisses stattfindet.

Neben dieser Mengenpönale gibt es weitere Pönalen, die auf bestimmte Kraftwerke angewendet werden können und die die ansonsten höchsten Anpassungskosten multiplikativ erhöhen. Für das Absenken von Erzeugung aus Kraft-Wärme-Kopplung wird ein Faktor 5 angenommen, für die Abregelung erneuerbarer Energien in Deutschland der Faktor 10 angewendet. Zudem wird für alle Anlagen außerhalb der deutschen Gebotszone ein Faktor 15 auf die ansonsten höchsten Kosten aufgeschlagen. Kraft-Wärme-Kopplung, erneuerbare Energien und Anlagen im Ausland werden demnach in dieser Reihenfolge erst nachgelagert zu sonstigen Anlagen für den Redispatch eingesetzt.

6.5 KWK-Modell

Das KWK-Modell des Lehrstuhls für Energiewirtschaft ist ein Berechnungstool zur detaillierten Abschätzung der Stromerzeugung aus Anlagen mit Kraft-Wärme-Kopplung (KWK). Je Fernwärmenetz wird eine Wärmenachfrage und der zur Deckung notwendige Einsatz unterschiedlicher

Erzeugungstechnologien (Entnahme-Kondensations- und Gegendruck-Turbinen sowie Heizwerke, Spitzenlastkessel, Heizelemente und Wärmespeicher) modelliert. Wesentliches Ergebnis neben der Wärmenachfrage und -auskopplung sind technische Erzeugungsrestriktionen und -flexibilitäten der modellierten KWK-Anlagen. Bei der Wärmebereitstellung werden zwei Netztypen unterschieden. In detailliert abgebildeten Fernwärmenetzen wird die Einsatzplanung zur Wärmebedarfsdeckung über eine Merit-Order der Nettowärmeerzeugungskosten gebildet. Kleinere Netze werden vereinfacht modelliert. Dabei wird von einem ähnlichen Erzeugungsprofil je Brennstoff, Technologietyp und Land ausgegangen.

Nachfolgend wird ein grober Überblick über die Modelllogik und wesentliche Berechnungsschritte des KWK-Modells gegeben.

1. Ermittlung der Wärmenachfrage
2. Berechnung der Wärmeauskopplung
3. Festlegung der Restriktionen der Stromerzeugung aus KWK-Anlagen

Bestimmung der Wärmenachfrage

Die Ermittlung des zeitlich aufgelösten Wärmebedarfs ab KWK-Anlage basiert auf vier wesentlichen Parametern – der geometrischen Reihe der Temperaturverläufe des jeweiligen Fernwärmenetzstandortes, der jährlichen Wärmemenge, den Spitzenlaststunden und den Tagesprofilen (nach Jahreszeit).

Zunächst wird aus den Temperaturdaten des jeweiligen Fernwärmenetzes bestimmt, wie hoch der Anteil der temperaturabhängigen Nachfrage ist. Dabei wird die Temperaturabhängigkeit mit einer Sigmoidfunktion abgebildet. Die Parameter des Temperaturdiagramms (Grundlast und Steigung der Wärmenachfrage) werden durch die integralen Zusammenhänge für jedes Fernwärmenetz bestimmt und ermöglichen die Ermittlung der stündlichen Wärmenachfrage.

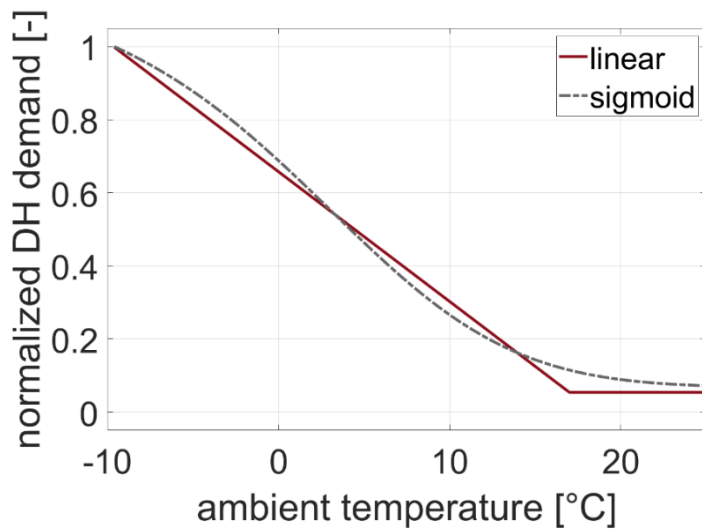


Abbildung 32: Temperaturabhängigkeit der Wärmenachfrage in Fernwärmenetzen

Wärmeauskopplung

Bei der Berechnung der Wärmeauskopplung der Wärmeerzeuger werden zwei Modellierungsweisen unterschieden:

1. Netze, die auf Grund der Anzahl an angeschlossenen Wärmeerzeugern über die Möglichkeit zum kostenminimalen Wärmeerzeugereinsatz verfügen und die auf Grund ihrer Größe zugleich die relevantesten Fernwärmenetze darstellen: In diesen Netzen wird der Wärmeerzeugereinsatz unter Verwendung eines erweiterten Merit-Order-Ansatzes bestimmt.
2. Kleinere Fernwärmenetze und solche Netze, die nicht innerhalb der Fokusgebiete der Strommarktsimulation liegen: Da es zu einem unverhältnismäßig hohen Rechercheaufwand führen würde, auch relativ kleine Fernwärmenetze zu erfassen, und zugleich in diesen Netzen nur eine begrenzte Flexibilität bzgl. des Einsatzes von Wärmeerzeugern (auf Grund derer geringen Anzahl im jeweiligen Netz) besteht, werden die übrigen Fernwärmenetze zusammengefasst.

Minimale und maximale Stromerzeugung

Nachdem die Wärmeauskopplung bestimmt wurde, wird diese in technische Restriktionen der KWK-Anlagen umgerechnet. Dies erfolgt auf Grundlage vereinfachter P-Q-Diagramme wie nachfolgend in Abbildung 33 und Abbildung 34 dargestellt. Diese Daten dienen als Eingangsparameter für das Marktmodell JMM.

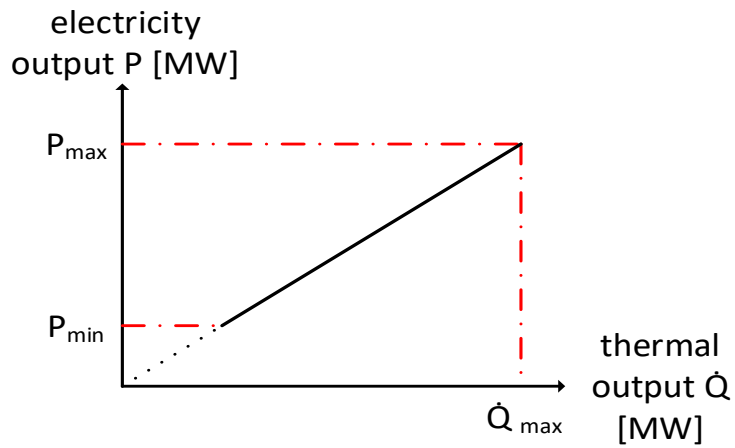


Abbildung 33: P-Q-Diagramm einer KWK-Anlage mit Gegendruckturbine

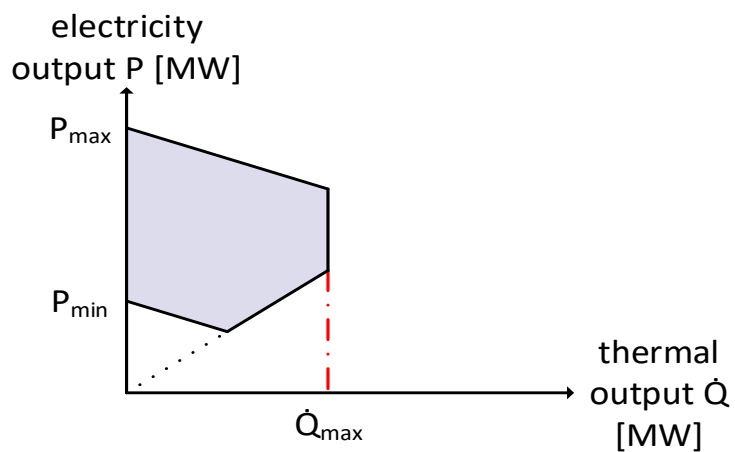


Abbildung 34: P-Q-Diagramm einer KWK-Anlage mit Entnahmekondensationsturbine

Beispielsweise wird bei Gegendruckanlagen die lineare Abhängigkeit von Strom- und Wärmezeugung berücksichtigt (vgl. Abbildung 33). Die Flexibilität von Entnahmekondensationskraftwerken ist in Abbildung 34 durch den grau schraffierten Bereich gekennzeichnet.

7 Anhang B: Weitere Marktergebnisse

Nachfolgend wird der Stromerzeugungsmix Deutschlands und der Nachbarländer (ohne Dänemark) für die Szenarien A 2035, B 2040 und C 2035 dargestellt.

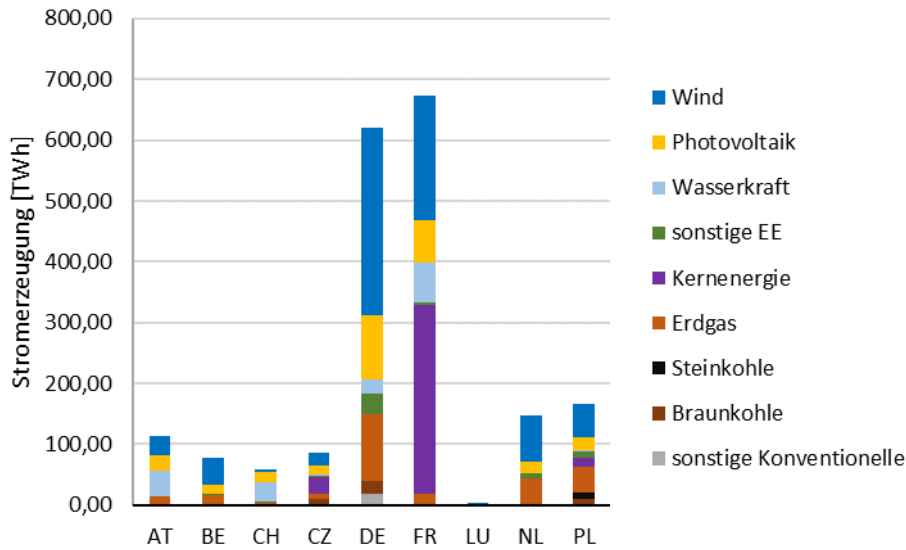


Abbildung 35: Stromerzeugungsmix (ohne Einspeisung aus Speichern und anderen Flexibilitätsoptionen) für Deutschland und Nachbarländer (ohne Dänemark) für Szenario A 2035

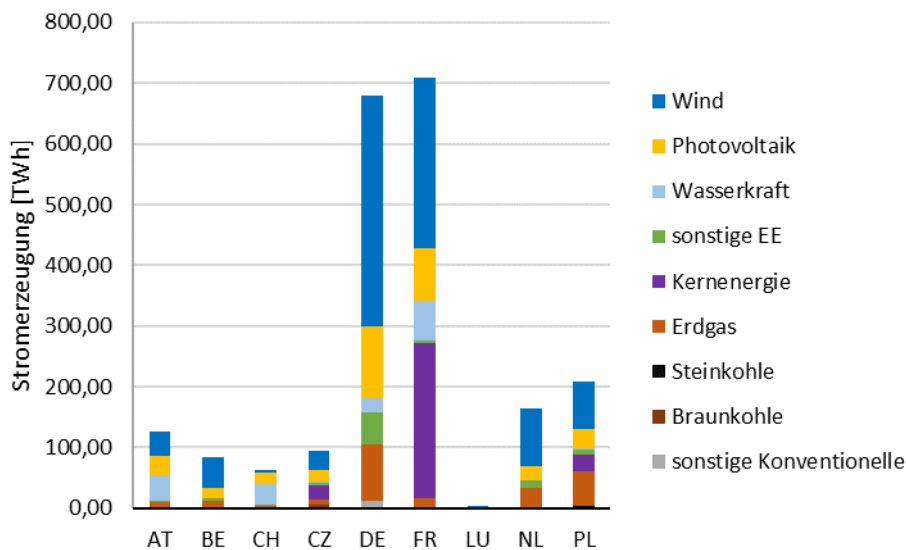


Abbildung 36: Stromerzeugungsmix (ohne Einspeisung aus Speichern und anderen Flexibilitätsoptionen) für Deutschland und Nachbarländer (ohne Dänemark) für Szenario B 2040

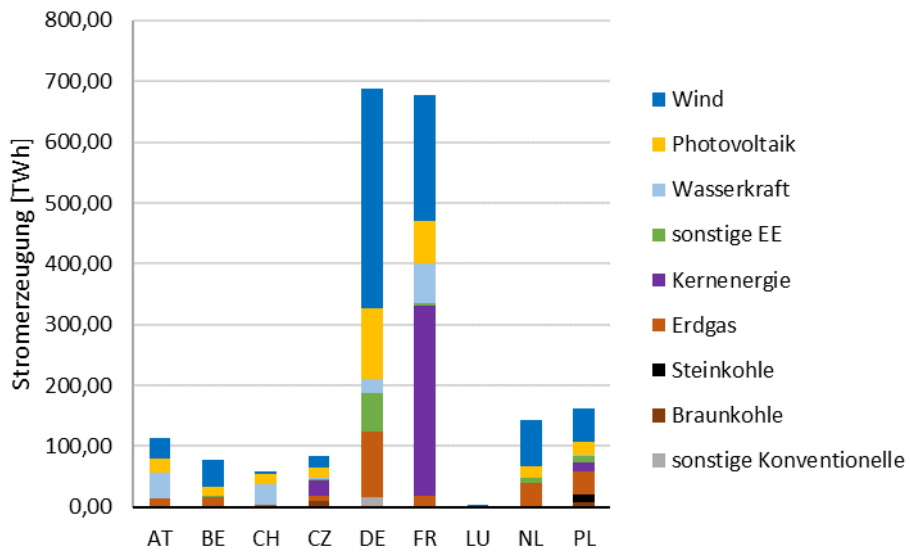


Abbildung 37: Stromerzeugungsmix (ohne Einspeisung aus Speichern und anderen Flexibilitätsoptionen) für Deutschland und Nachbarländer (ohne Dänemark) für Szenario C 2035

8 Literaturverzeichnis

ACER (2019): Day-ahead capacity calculation methodology of the Core capacity calculation region. ACER Decision on Core CCM: Annex 1. Online verfügbar unter https://documents.acer.europa.eu/Official_documents/Acts_of_the_Agency/ANNEXESTODECISIONOFTHEAGENCYNo022019/Annex%20I%20-%20ACER%20Decision%20on%20Core%20CCM.pdf, zuletzt geprüft am 27.04.2022.

BNetzA (2020): Genehmigung des Szenariorahmens 2021-2035. Online verfügbar unter https://www.netzentwicklungsplan.de/sites/default/files/paragraphs-files/Szenariorahmen_2035_Genehmigung_1.pdf, zuletzt geprüft am 27.04.2022.

Bucksteeg, Michael; Mikurda, Jennifer; Weber, Christoph (2021): Market integration of power-to-gas during the energy transition—Assessing the role of carbon pricing. Hg. v. ZBW - Leibniz Information Centre for Economics. Online verfügbar unter <https://www.econstor.eu/handle/10419/242982>, zuletzt geprüft am 23.06.2022.

Bundesamt für Kartographie und Geodäsie (2020): Digitales Geländemodell Gitterweite 200 m (DGM200). Online verfügbar unter <https://gdz.bkg.bund.de/index.php/default/digitale-geodaten/digitale-gelandemodelle/digitales-gelandemodell-gitterweite-200-m-dgm200.html>, zuletzt geprüft am 30.06.2022.

Bundesanstalt für Immobilienaufgaben (2016): Potenziale für Erneuerbare Energien. Forschungsprojekt zur Eignung von Flächen für Windkraft- und Photovoltaik-Freiflächenanlagen. Online verfügbar unter <https://cdn0.scrvt.com/8a7fb8c945e2d564ea89e3facb7da507/b856655ab7a2e0a4/435a348fd8f0/Potenziale-fuer-Erneuerbare-Energien-Forschungsprojekt-zur-Eignung-von-Flaechen-fuer-Windkraft--und-Photovoltaik---Freiflaechenanlagen.pdf>, zuletzt geprüft am 30.06.2022.

CWE CIA WG (2020): Congestion income allocation under Flow-Based Market Coupling. Online verfügbar unter <https://www.jao.eu/sites/default/files/2021-05/CWE%20FBMC%20AP%20Annex%2014.32%20CID%20report%2012%20months%20after%20DE-AT%20v20200710.pdf>, zuletzt geprüft am 27.04.2022.

E-Bridge; IAEW; OFFIS; E (2014): Moderne Verteilernetze für Deutschland (Verteilernetzstudie). Abschlussbericht. Online verfügbar unter https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Publikationen/Studien/verteilernetzstudie.pdf?__blob=publicationFile&v=5.

Elsland, Rainer; Boßmann, Tobias; Klingler, Anna-Lena; Herbst, Andrea; Klobasa, Marian; Wietzel, Martin (2016): Entwicklung der regionalen Stromnachfrage und Lastprofile. Begleitgutachten / Netzentwicklungsplan Strom. Fraunhofer-Institut für System- und Innovationsforschung ISI.

ENTSO-E (2018): 2nd ENTSO-E Guideline For Cost Benefit Analysis of Grid Development Projects. Hg. v. ENTSO-E. ENTSO-E. Online verfügbar unter <https://eepublicdownloads.entsoe.eu/clean-documents/tyndp-documents/Cost%20Benefit%20Analysis/2018-10-11-tyndp-cba-20.pdf>, zuletzt geprüft am 30.06.2022.

ENTSO-E; ENTSOG (2020): TYNDP 2020 - Scenario Report. Final Report, June 2020. Online verfügbar unter https://2020.entsoe-tyndp-scenarios.eu/wp-content/uploads/2020/06/TYNDP_2020_Joint_ScenarioReport_final.pdf, zuletzt geprüft am 09.05.2022.

European Environment Agency: Corine Land Cover (CLC) 2018. Version 2020. Online verfügbar unter <https://land.copernicus.eu/pan-european/corine-land-cover>.

Fernleitungsnetzbetreiber (2021): Netzentwicklungsplan Gas 2020-2030. Online verfügbar unter https://fnb-gas.de/wp-content/uploads/2021/09/fnb_gas_nep_gas_2020_de-1.pdf, zuletzt geprüft am 30.06.2022.

FfE (2017): Flexibilisierung der Kraft-Wärme-Kopplung. Unter Mitarbeit von Jochen Conrad, Simon Greif, Britta Kleinertz und Christoph Pellinger. Forschungsstelle für Energiewirtschaft e.V. Online verfügbar unter https://www.netzentwicklungsplan.de/sites/default/files/paragraphs-files/FfE_Kurzstudie_Flexibilisierung_KWK_%282017%29_1.pdf, zuletzt geprüft am 30.06.2022.

FfE (2021): Regionalisierung des Ausbaus der Erneuerbaren Energien. Begleitdokument zum Netzentwicklungsplan Strom 2035 (Version 2021). Unter Mitarbeit von Tobias Schmid, Fabian Jetter und Timo Limmer. Forschungsstelle für Energiewirtschaft e.V.

Fraunhofer IWES/IBP (2017): Wärmewende 2030. Schlüsseltechnologien zur Erreichung der mittel- und langfristigen Klimaschutzziele im Gebäudesektor. Studie im Auftrag von Agora Energiewende. Online verfügbar unter https://static.agora-energiewende.de/fileadmin/Projekte/2016/Sektoruebergreifende_EW/Waermewende-2030_WEB.pdf, zuletzt geprüft am 30.06.2022.

infas; DLR; IVT; infas 360 (2018): Mobilität in Deutschland. MiD Ergebnisbericht. im Auftrag des BMWI. Unter Mitarbeit von Claudia Nobis und Tobias Kuhnimhof. Bonn, Berlin. Online verfügbar unter http://www.mobilitaet-in-deutschland.de/pdf/MiD2017_Ergebnisbericht.pdf.

Train, Kenneth (2009): Discrete Choice Methods with Simulation. New York: Cambridge University Press.

Übertragungsnetzbetreiber (2019): Netzentwicklungsplan Strom 2030, Version 2019, Zweiter Entwurf. Online verfügbar unter https://www.netzentwicklungsplan.de/sites/default/files/paragraphs-files/NEP_2030_V2019_2_Entwurf_Teil1.pdf.

Übertragungsnetzbetreiber (2020): Szenariorahmen zum Netzentwicklungsplan Strom 2035, Version 2021. Entwurf der Übertragungsnetzbetreiber. Online verfügbar unter https://www.netzentwicklungsplan.de/sites/default/files/paragraphs-files/Szenariorahmenentwurf_NEP2035_2021_1.pdf, zuletzt geprüft am 30.06.2022.

Übertragungsnetzbetreiber (2021): Netzentwicklungsplan Strom 2035, Version 2021. Zweiter Entwurf der Übertragungsnetzbetreiber. Online verfügbar unter https://www.netzentwicklungsplan.de/sites/default/files/paragraphs-files/NEP_2035_V2021_2_Entwurf_Teil1.pdf, zuletzt geprüft am 27.04.2022.

Übertragungsnetzbetreiber (2022): regelleistung.net. Online verfügbar unter <https://www.regelleistung.net/ext/static/abla>, zuletzt geprüft am 23.06.2022.

WVI; IVT; DLR; KBA (2012): Kraftfahrzeugverkehr in Deutschland 2010. Schlussbericht. Online verfügbar unter <https://daten.clearingstelle-verkehr.de/240/9/KiD2010-Schlussbericht.pdf>, zuletzt geprüft am 30.06.2022.

Zimmerman, Ray D.; Murillo-Sánchez, Carlos E. (2020): MATPOWER (Version 7.1): Zenodo. Online verfügbar unter <https://matpower.org>.

Zimmerman, Ray Daniel; Murillo-Sanchez, Carlos Edmundo; Thomas, Robert John (2011): MATPOWER: Steady-State Operations, Planning, and Analysis Tools for Power Systems Research and Education. In: *IEEE Trans. Power Syst.* 26 (1), S. 12–19. DOI: 10.1109/TPWRS.2010.2051168.