



House of  
Energy Markets  
& Finance

## Längerfristige Entwicklungspfade und Metastudie zum Netzentwicklungsplan 2021-2035

Wissenschaftliches Gutachten für die Bundesnetzagentur (NEMO VIII, Los 3)

### Autoren / Autorinnen des Gutachtens

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

Berichtsdatum: 30.06.2022

UNIVERSITÄT  
DUISBURG  
ESSEN

*Open-Minded*

# Inhaltsverzeichnis

Inhaltsverzeichnis.....	I
Abbildungsverzeichnis .....	II
Tabellenverzeichnis .....	V
1 Einleitung .....	1
2 Allgemeine Methodik.....	3
2.1 Beschreibung der Modellkette .....	3
2.2 Regionalisierung .....	5
2.3 Marktmodellierung .....	9
3 Entwicklungspfad 1: Einhaltung der Klimaziele von Paris 2015.....	16
3.1 Beschreibung der Methodik.....	16
3.2 Beschreibung des angepassten Szenariorahmens .....	17
3.3 Ergebnisse der Markt- und Redispatchmodellierung.....	25
3.4 Zusammenfassung Entwicklungspfad 1 – Paris-Szenario .....	33
4 Entwicklungspfad 2: Dezentrale Energiewende ohne Netzausbau.....	34
4.1 Beschreibung der Methodik.....	34
4.2 Beschreibung des angepassten Szenariorahmens .....	42
4.3 Ergebnisse der Markt- und Redispatchmodellierung.....	45
4.4 Zusammenfassung Entwicklungspfad 2 .....	53
5 Entwicklungspfad 3: Kein weiterer Bau von Interkonnektoren .....	55
5.1 Beschreibung der Methodik.....	55
5.2 Beschreibung des angepassten Szenariorahmens .....	59
5.3 Ergebnisse der Modellrechnungen.....	60
6 Metastudie Klimaneutralität 2045 / 2050 .....	64
6.1 Vorgehensweise und berücksichtigte Studien .....	64
6.2 Vergleichende Analyse .....	66
6.3 Zusammenfassung und Fazit.....	75
7 Anhang: Beschreibung der Modelle .....	77
7.1 Investitionsmodell zur Abbildung des regionalen Kapazitätsausbaus .....	77
7.2 Methodik der Zeitreihenerstellung.....	79
7.3 Marktmodell JMM.....	81
7.4 E2M2s.....	84
7.5 Netzmodell.....	86
7.6 KWK-Modell.....	88
8 Literaturverzeichnis.....	92

# Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1: Darstellung der Input-Modelle.....	3
Abbildung 2: Darstellung der Modellkette .....	4
Abbildung 3: Herangezogene Daten des EWL für die Zeitreihenermittlung Wind an Land.....	6
Abbildung 4: Vorgehensweise des EWL für die Zeitreihenermittlung der elektrischen Last .....	8
Abbildung 5: Input-Modellkette des Paris-Szenarios .....	16
Abbildung 6: Ausgangssituation für ein mit dem Pariser Klimaabkommen konformes Szenario.....	18
Abbildung 7: CO <sub>2</sub> -Obergrenzen für den Sektor Elektrizitäts- und Wärmeerzeugung (Referenzjahr 2019 und Simulationsjahre 2025 - 2045) im Paris-Szenario.....	19
Abbildung 8: Exogene und endogene Nachfragemengen für Deutschland im Paris-Szenario.....	21
Abbildung 9: Stromerzeugungs- und -verbrauchsbilanz für Deutschland im Paris-Szenario.....	22
Abbildung 10: Installierte Leistung in Deutschland im Paris-Szenario (Stromerzeugungstechnologien) (E2M2s).....	23
Abbildung 11: Installierte Leistung in Europa im Paris-Szenario (Stromerzeugungstechnologien) in 2035 (JMM).....	24
Abbildung 12: Stromerzeugung nach Energieträgern in 2035 im Paris-Szenario. ....	26
Abbildung 13: CO <sub>2</sub> -Emissionen ausgewählter Länder in 2035 im Paris-Szenario. ....	27
Abbildung 14: Nettoexporte ausgewählter Länder in 2035 im Paris-Szenario. ....	28
Abbildung 15: Durchschnittliche Strompreise ausgewählter Länder in 2035 im Paris-Szenario.....	29
Abbildung 16: Preisdauerlinie für Deutschland in 2035 im Paris-Szenario (inkl. durchschnittlicher Marktpreis). ....	30
Abbildung 17: Marktbasierte EE-Abregelung ausgewählter Länder in 2035 im Paris-Szenario.....	31
Abbildung 18: Negativer (links) und positiver (rechts) Redispatch (inklusive Abregelung) im Paris-Szenario.....	32
Abbildung 19: Übersicht der Redispatchmengen nach Technologie (inklusive Abregelung) im Paris-Szenario.....	32
Abbildung 20: Ergebnis des Clusterings mit 20 deutschen Regionen für das Dezentralitätsszenario .....	36
Abbildung 21: Modellkette Dezentralitätsszenario.....	37

Abbildung 22: Batteriezubau und Abregelung des Iterationsverfahrens im Dezentralitätsszenario .....	43
Abbildung 23: Räumliche Verteilung der gemittelten Kapazitäten im Dezentralitätsszenario .....	44
Abbildung 24: Installierte Leistung ausgewählter Technologien im Dezentralitätsszenario .....	45
Abbildung 25: Stromerzeugung nach Technologien in Deutschland in 2035 im Dezentralitätsszenario .....	46
Abbildung 26: CO <sub>2</sub> -Emissionen in Deutschland in 2035 im Dezentralitätsszenario .....	47
Abbildung 27: Nettoexportpositionen ausgewählter Länder in 2035 im Dezentralitätsszenario .....	48
Abbildung 28: Durchschnittliche Strompreise ausgewählter Länder in 2035 im Dezentralitätsszenario .....	49
Abbildung 29: Preisdauerlinien für Deutschland in 2035 im Dezentralitätsszenario .....	50
Abbildung 30: Marktbasierete Abregelung erneuerbarer Energien ausgewählter Länder in 2035 im Dezentralitätsszenario .....	51
Abbildung 31: Negativer (links) und positiver (rechts) Redispatch (inklusive Abregelung) im Dezentralitätsszenario .....	52
Abbildung 32: Übersicht der Redispatchmengen nach Technologie (inklusive Abregelung) im Dezentralitätsszenario .....	53
Abbildung 33: Durchschnittliche Strompreise in 2035 im Szenario ohne neue Interkonnektoren .....	60
Abbildung 34: Abregelungsmengen in 2035 im Szenario ohne neue Interkonnektoren .....	61
Abbildung 35: Exportsalden in 2035 im Szenario ohne neue Interkonnektoren .....	61
Abbildung 36: Negativer (links) und positiver (rechts) Redispatch (inklusive Abregelung) im Szenario ohne neue Interkonnektoren .....	62
Abbildung 37: Übersicht der Redispatchmengen nach Technologie (inklusive Abregelung) im Szenario ohne neue Interkonnektoren .....	63
Abbildung 38: Bruttostromnachfrage über den Zeitverlauf bis 2045/2050 in Deutschland (Metastudie) .....	67
Abbildung 39: Installierte Leistung Photovoltaik in Deutschland (Metastudie) .....	68
Abbildung 40: Installierte Leistung Wind Onshore in Deutschland (Metastudie) .....	69
Abbildung 41: Installierte Leistung Wind Offshore in Deutschland (Metastudie) .....	70
Abbildung 42: Installierte Leistungen 2045/2050 in Deutschland (Metastudie) .....	71
Abbildung 43: Stromerzeugungsmix 2045/2050 in Deutschland (Metastudie) .....	72

Abbildung 44: Wasserstoffnachfrage nach Sektoren 2045/2050 in Deutschland (Metastudie) .....	73
Abbildung 45: Wasserstoffnachfrage und -herkunft 2045/2050 in Deutschland (Metastudie) .....	74
Abbildung 46: Elektrolysekapazität und Volllaststunden 2045/2050 in Deutschland (Metastudie) .....	75
Abbildung 47: Darstellung der Wochen-Loopingstruktur des JMM.....	83
Abbildung 48: Temperaturabhängigkeit der Wärmenachfrage in Fernwärmenetzen .....	90
Abbildung 49: P-Q-Diagramm einer KWK-Anlage mit Gegendruckturbine .....	91
Abbildung 50: P-Q-Diagramm einer KWK-Anlage mit Entnahmekondensationsturbine .....	91

## Tabellenverzeichnis

Tabelle 1:	Maximaler Strompreis bis zu dem Power-to-Gas-Anlagen eingesetzt werden.....	12
Tabelle 2:	Investitionskostenentwicklung für emissionsfreie Technologieklassen in €/kW.....	20
Tabelle 3:	Ergebnisse der Redispatchberechnungen (Paris-Szenario) .....	31
Tabelle 4:	Ergebnisse der Redispatchberechnungen (Dezentralitätsszenario).....	51
Tabelle 5:	Ergebnisse der Redispatchberechnungen (Szenario ohne neue Interkonnektoren) .....	61
Tabelle 6:	Bewertungsergebnisse für Szenario ohne neue Interkonnektoren in 2035.....	63
Tabelle 7:	Studienauswahl für die Metastudie Klimaneutralität 2045/2050 .....	65

# 1 Einleitung

In Los 3 des Gutachtens zu NEMO VIII erfolgt eine Modellierung und Analyse von Entwicklungspfaden, die nicht Bestandteil des regulären Szenariorahmens zum Netzentwicklungsplan sind. Während die Szenarien in Los 2 nur die energiepolitisch und gesetzlich festgelegten Rahmenbedingungen abbilden sollen, werden in Los 3 weitere Szenarien untersucht, die aus Sicht der Auftraggeberin von öffentlichem Interesse sind. In diesem Fall ist eine Abweichung vom Szenariorahmen nicht nur möglich, sondern teilweise notwendig. Konkret werden die Auswirkungen der folgenden Entwicklungspfade auf den erforderlichen Netzausbau untersucht.

## **Entwicklungspfad 1: Einhaltung der Klimaziele von Paris 2015<sup>1</sup>**

Das Paris-Szenario orientiert sich an den 2015 international vereinbarten Klimazielen und weist einen deutlich restriktiveren CO<sub>2</sub>-Reduktionspfad auf als die Szenarien des NEP. Aufbauend auf den Bestandskapazitäten wird in einem Investitionsmodell der optimale europäische Kraftwerkspark für die Simulationsjahre 2025, 2035, 2040 und 2045 ermittelt. Unter Berücksichtigung angepasster CO<sub>2</sub>-Obergrenzen ergibt sich ein Kraftwerkspark, der deutlich vom Szenariorahmen abweicht. Anschließend erfolgen auf Basis der Kraftwerkskapazitäten für das Jahr 2035 eine detaillierte Marktsimulation und eine abschließende Redispatchberechnung.

## **Entwicklungspfad 2: Dezentrale Energiewende ohne Netzausbau<sup>2</sup>**

Im Dezentralitätsszenario soll die Frage beantwortet werden, inwieweit die räumliche Verteilung von Anlagen zur Stromerzeugung aus fluktuierenden erneuerbaren Energien und stationären Batteriespeichern bis zum Jahr 2035 optimiert werden kann, so dass kein weiterer Netzausbau notwendig ist. Hierzu wird ein Iterationsverfahren entwickelt, in dem drei Modelle interagieren, um die optimalen Kapazitäten für diese Anlagen und deren regionale Aufteilung zu bestimmen. Ziel ist es, einen Zubau von Erneuerbaren und Batteriespeichern zu ermitteln, bei dem die Abregelung erneuerbarer Energien nicht größer ist als im Szenario C 2035 mit Netzausbau gemäß dem Zielnetz.

## **Entwicklungspfad 3: Kein weiterer Bau von Interkonnektoren<sup>3</sup>**

Das Interkonnektor-Szenario ist analog zu den Bewertungen von Interkonnektoren in Los 2 aufgebaut. Es wird untersucht, welche Auswirkung eine Reduktion des BBP Netzes 2035 um die grenzüberschreitenden Interkonnektoren, welche sich zum Zeitpunkt der Erstellung der Studie

---

<sup>1</sup> Im Folgenden als *Paris-Szenario* bezeichnet.

<sup>2</sup> Im Folgenden als *Dezentralitätsszenario* bezeichnet.

<sup>3</sup> Im Folgenden als *Interkonnektor-Szenario* bezeichnet.

noch nicht mindestens im Planfeststellungsverfahren befanden, auf die sozioökonomische Wohlfahrt sowie weitere Indikatoren hat.

### **Metastudie 2045 / 2050**

Begleitend zu den Entwicklungspfaden wird eine Metastudie zu langfristigen Energiesystemstudien mit Fokus auf Klimaneutralität mit dem Zieljahr 2045 bzw. 2050 durchgeführt. Erkenntnisse dieser Metaanalyse fließen bereits bei der Aufbereitung der Eingangsdaten für die Entwicklungspfade ein.

Das vorliegende Gutachten gliedert sich wie folgt. Zuerst erfolgt die Darstellung der Methodik und Ergebnisse des Paris-Szenarios (Abschnitt 3), gefolgt vom Dezentralitätsszenario (Abschnitt 4). Den Abschluss der Entwicklungspfade bildet das Szenario ohne zusätzliche Interkonnectoren (Abschnitt 5). Abschließend erfolgt die Beschreibung der Ergebnisse der Metastudie (Abschnitt 6).



## 2 Allgemeine Methodik

Im folgenden Abschnitt ist die vom Gutachter allgemein verwendete Modellkette und die grundlegende Methodik der Regionalisierung und der Marktmodellierung erläutert. Sie bilden die Grundlage für die Modellierung der drei Entwicklungspfade, bei denen teilweise jedoch veränderte Methoden zum Einsatz kommen. Abweichungen bzw. Erweiterungen der allgemeinen Methodik sind in den Abschnitten zu den Entwicklungspfaden gesondert erläutert.

### 2.1 Beschreibung der Modellkette

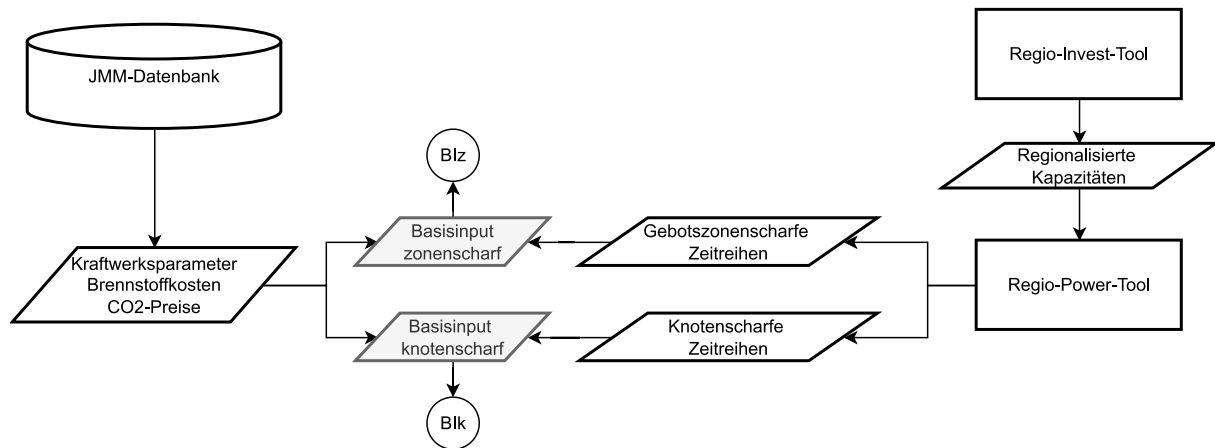


Abbildung 1: Darstellung der Input-Modelle

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, CO<sub>2</sub>-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 2).

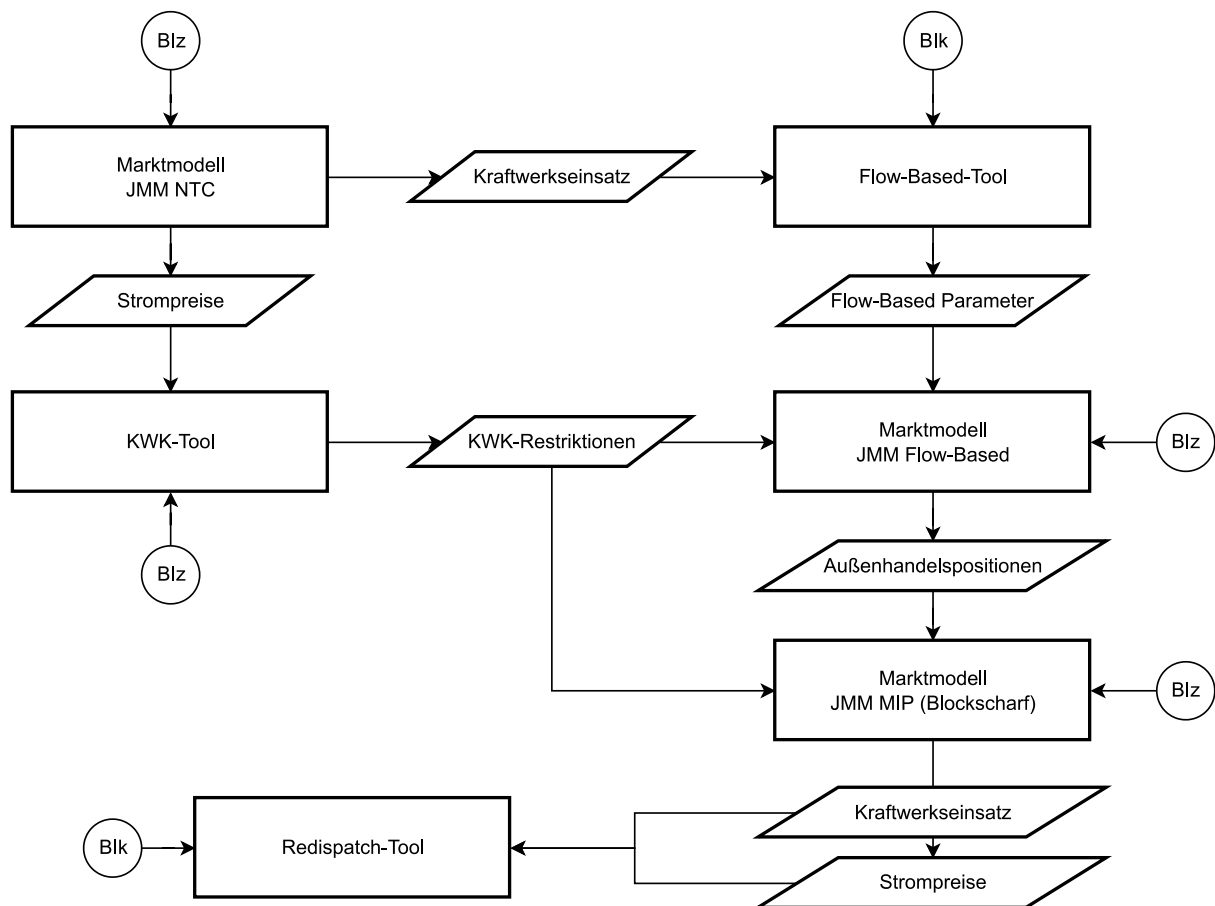


Abbildung 2: Darstellung der Modellkette

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 zonen-scharfe 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 Regionalisierung

Im Folgenden ist die Methodik der Regionalisierung und Zeitreihenermittlung der Stromnachfrage sowie der EE-Anlagen erläutert.

### 2.2.1 Regionalisierung und Zeitreihenermittlung der EE-Anlagen

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 3<sup>4</sup> Region für Zubau genutzt wird. Auf der zweiten Ebene wird entschieden, welche der Typanlagen errichtet wird. Eine detaillierte Beschreibung des Investitionsmodells ist dem Abschnitt 7.1 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 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.

---

<sup>4</sup> Die NUTS 3-Regionen entsprechen in Deutschland Landkreisen und kreisfreien Städten. Die entsprechenden administrativen Einheiten im EU-Ausland haben vergleichbare Flächen und Einwohnerzahlen.

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 Einspeiszeitreihen 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 7.2 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.

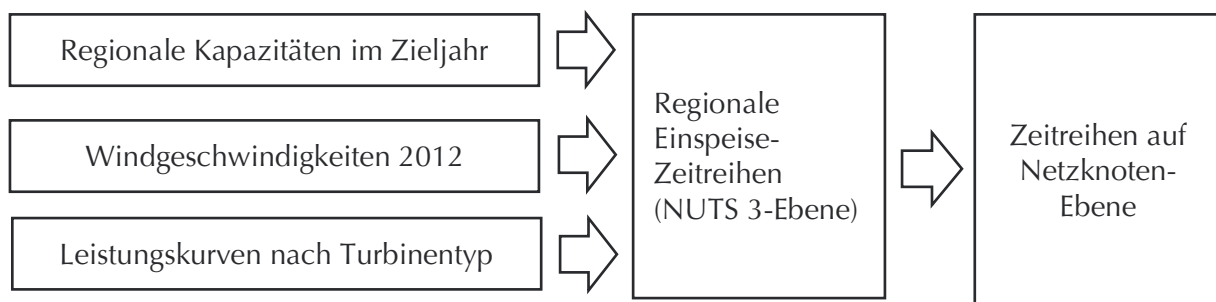


Abbildung 3: Herangezogene Daten des EWL für die Zeitreihenermittlung Wind an Land

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 Ausbauwerte des Szenarios Distributed Energy des TYNDP 2020 (ENTSO-E und ENTSG 2020) genutzt. Die Ermittlung der Einspeiszeitreihen von Windenergieanlagen auf See erfolgt unter Verwendung von zwei repräsentativen 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 7.1.2. 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 einen hypothetischen Haushalt der Eigenverbrauch der PV-Einspeisemengen maximiert, wobei die Speicherrestriktionen als Nebenbedingungen in das Modell eingehen.

Die **sonstigen erneuerbaren 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.

## 2.2.2 Regionalisierung und Zeitreihenermittlung der Nachfrage

Abbildung 4 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 2.2.1 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 7.2 zu finden.

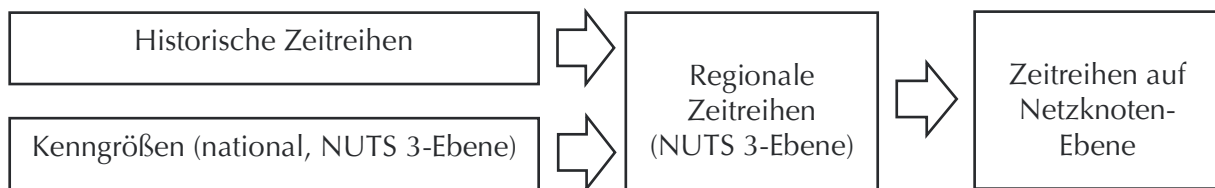


Abbildung 4: Vorgehensweise des EWL für die Zeitreihenermittlung der elektrischen Last

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 Flexibilitätsbereitstellung 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, das 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 (PtH<sub>2</sub>) 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.

## **2.3 Marktmodellierung**

Für die Marktsimulationen des Gutachters wird das Strommarktmodell JMM genutzt, das im Anhang (vgl. Abschnitt 7.3) genauer beschrieben wird. Die Rechnungen erfolgen in stündlicher Auflösung für das jeweilige Szenariojahr. Im Folgenden werden wesentliche Aspekte der Marktmodellierung näher erläutert.

### **2.3.1 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 zu-

grunde 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 CO<sub>2</sub>-Obergrenze von 120 Mt in 2035 und 60 Mt in 2040 gesetzt. Das JMM verwendet einen sogenannten rollierenden Planungsansatz (vgl. Abschnitt 7.3), so dass eine CO<sub>2</sub>-Obergrenze für das Gesamtjahr nicht ohne weiteres vorgegeben werden kann. Vielmehr wird ein CO<sub>2</sub>-Preis vorgegeben und in den Marktmodellläufen können die CO<sub>2</sub>-Emissionen entsprechend ggf. über oder unter der CO<sub>2</sub>-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 CO<sub>2</sub>-Preises so lange durchgeführt, bis die Emissionsgrenze eingehalten wird. Sollte im Szenario B 2040 eine Überschreitung der CO<sub>2</sub>-Obergrenze auftreten, so ist eine Verringerung des Emissionsfaktors von Erdgas vorzunehmen. Die CO<sub>2</sub>-Emissionsfaktoren 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 ENTSG veröffentlichten Ten Year Net Development Plan (ENTSO-E und ENTSG 2020) sowie die dazugehörigen veröffentlichten Szenariodaten zurückgegriffen. Dies betrifft insbesondere Übertragungskapazitäten (NTC) zwischen den Ländern, Kraftwerkskapazitäten sowie Brennstoffpreise.

### **2.3.2 Modellierung des europäischen Kraftwerkspark**

Bei der Modellierung des europäischen Kraftwerksparkes wird zwischen Deutschland sowie den restlichen Ländern unterschieden. Deutsche Kraftwerke werden auf Basis der Kraftwerkliste 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 Kraftwerkliste 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 Kohlekapazität 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.

### **2.3.3 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 ENTSG 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 (PtH<sub>2</sub>) differenziert. Für PtM wird ein Stromumwandlungswirkungsgrad von 0,6 angenommen, für PtH<sub>2</sub> 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 CO<sub>2</sub>-Kosten mit ein und variiert daher sowohl für PtH<sub>2</sub> und PtM als auch, auf Grund der unterschiedlichen Preise, für das jeweilige Szenariojahr. Die zugrunde gelegten Werte sind in Tabelle 1 dargestellt.

Tabelle 1: 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 2.2.1) 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 ENTSG 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 Flexibilitätspotenzial 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.

#### **2.3.4 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 Frei-

heitsgraden 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 7.6) 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.

### **2.3.5 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 angebundenen Anrainerstaaten mit Ausnahme des Marktgebiets Dänemark-West angewendet. Genauere Informationen zur Modellierung sind im Anhang Abschnitt 7.5 zu finden.

## 3 Entwicklungspfad 1: Einhaltung der Klimaziele von Paris 2015

### 3.1 Beschreibung der Methodik

#### 3.1.1 Modellkette

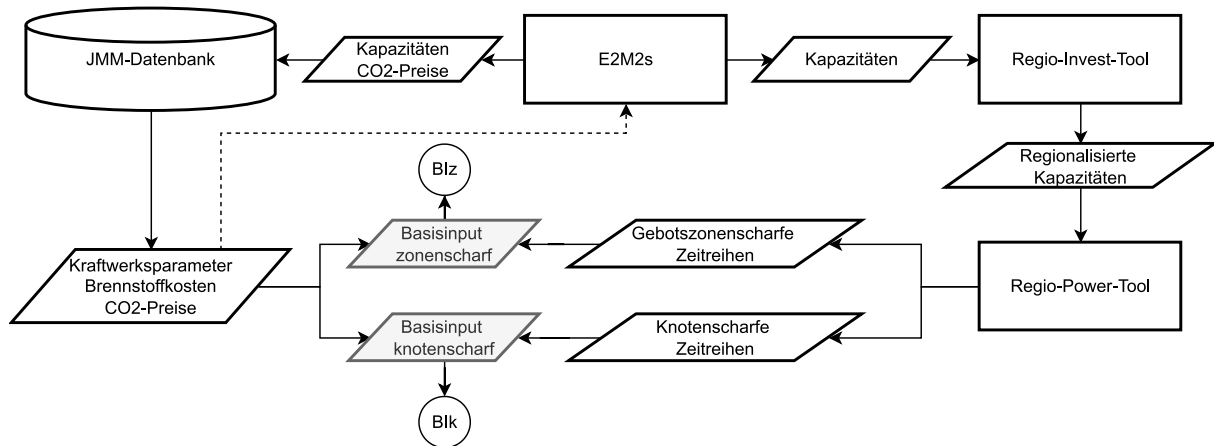


Abbildung 5: Input-Modellkette des Paris-Szenarios

Die Input-Modellkette des Paris-Szenarios ist in Abbildung 5 dargestellt. Der wesentliche Unterschied zur Input-Modellkette in Abschnitt 2.1 besteht darin, dass die Kapazitäten und die CO<sub>2</sub>-Preise für die Marktsimulationen im JMM durch das Investitionsmodell E2M2s endogen bestimmt werden. Dieser Prozess ist in den folgenden Abschnitten detailliert erläutert. Auch das E2M2s nutzt dazu bereits Basisinput aus der JMM-Datenbank wie zum Beispiel Brennstoffpreise und Kraftwerksparameter (hier als gestrichelte Linie dargestellt). Des Weiteren werden im Zuge der Regionalisierung auf Basis der angepassten Kapazitäten neue Zeitreihen der erneuerbaren Energien sowie Lastzeitreihen erstellt. Für eine umfangreiche Modellbeschreibung wird auf Abschnitt 7 verwiesen.

#### 3.1.2 Regionalisierung

Für die Regionalisierung und die Zeitreihenermittlung für Nachfrage und EE-Erzeugung wird auf Abschnitt 2.2 verwiesen.

#### 3.1.3 E2M2s

Das Marktmodell E2M2s ist ein Planungstool für die langfristige Entwicklung des europäischen Elektrizitäts- und Wärmemarktes und ermöglicht insbesondere die Ermittlung des Zubaus von konventionellen und erneuerbaren Anlagenkapazitäten. Es basiert auf der Minimierung der Systemkosten und bildet damit ein Marktergebnis bei funktionierendem Wettbewerb nach. Der Zubau von erneuerbaren Kapazitäten ist modellendogen abgebildet. Für das Paris-Szenario wird das Modell maßgeblich durch die exogen vorgegebenen Emissionspfade beschränkt. Für eine vollständige Modellbeschreibung wird auf Abschnitt 7.4 verwiesen.

### **3.1.4 Markt- und Redispatchmodellierung**

Die Marktmodellierung und die Redispatchberechnung folgen der in Abschnitt 2.3 bzw. Abschnitt 7.5.2 beschriebenen Methodik, wobei Anpassungen an den Inputdaten im folgenden Abschnitt erläutert sind. Die Reihenfolge der Marktsimulationen und Redispatchberechnungen entspricht dem Schema in Abbildung 2.

## **3.2 Beschreibung des angepassten Szenariorahmens**

### **3.2.1 Herleitung des CO<sub>2</sub>-Budgets**

Ziel dieses Entwicklungspfad war die Modellierung eines Elektrizitätssystems, welches es ermöglicht, die auf der Pariser Klimaschutzkonferenz von 2015 beschlossenen Klimaziele zu erreichen. Hierzu zählt insbesondere, Anstrengungen zu unternehmen, um die Erderwärmung auf 1,5 Grad Celsius gegenüber dem vorindustriellen Zeitalter zu beschränken. Die Bundesregierung hat hierzu während der Bearbeitungszeit der vorliegenden Studie die Zielsetzung beschlossen, dass Deutschland bis zum Jahr 2045 klimaneutral werden soll. Im Rückblick wird zudem deutlich, dass in der Vergangenheit die Emissionsminderung in der Energiewirtschaft deutlich schneller erfolgte als in den meisten anderen Sektoren (vgl. Abbildung 6). Auf Grund erheblicher Trägheit in den Bereichen Gebäude, Verkehr und Industrie sowie stark gesunkener Kosten für die Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien ist weiterhin davon auszugehen, dass auch zukünftig die Dekarbonisierung bei der Elektrizitätserzeugung einfacher erreichbar ist als in anderen Sektoren. Daher wird für das Paris-Szenario davon ausgegangen, dass bereits im Jahr 2035 der Sektor der Elektrizitäts- und Wärmeerzeugung weitgehend dekarbonisiert ist, d. h., dass eine Emissionsreduktion um mindestens 95 % gegenüber dem Jahr 1990 erfolgt ist. Hierfür werden die Rahmenbedingungen des genehmigten Szenariorahmens 2021-2035 entsprechend angepasst.

In Anbetracht der aktuellen Beschlusslage in Europa und der Entwicklung in den vergangenen Jahren ist für die Strom- und Wärmeerzeugung in den übrigen europäischen Ländern ein weniger ambitionierter Dekarbonisierungspfad festgelegt worden. Darin spiegelt sich auch wider, dass die deutsche Bundesregierung das Ziel Klimaneutralität im Jahr 2045 erreichen will, während die EU sich zum Ziel gesetzt hat, bis zum Jahr 2050 klimaneutral zu werden.

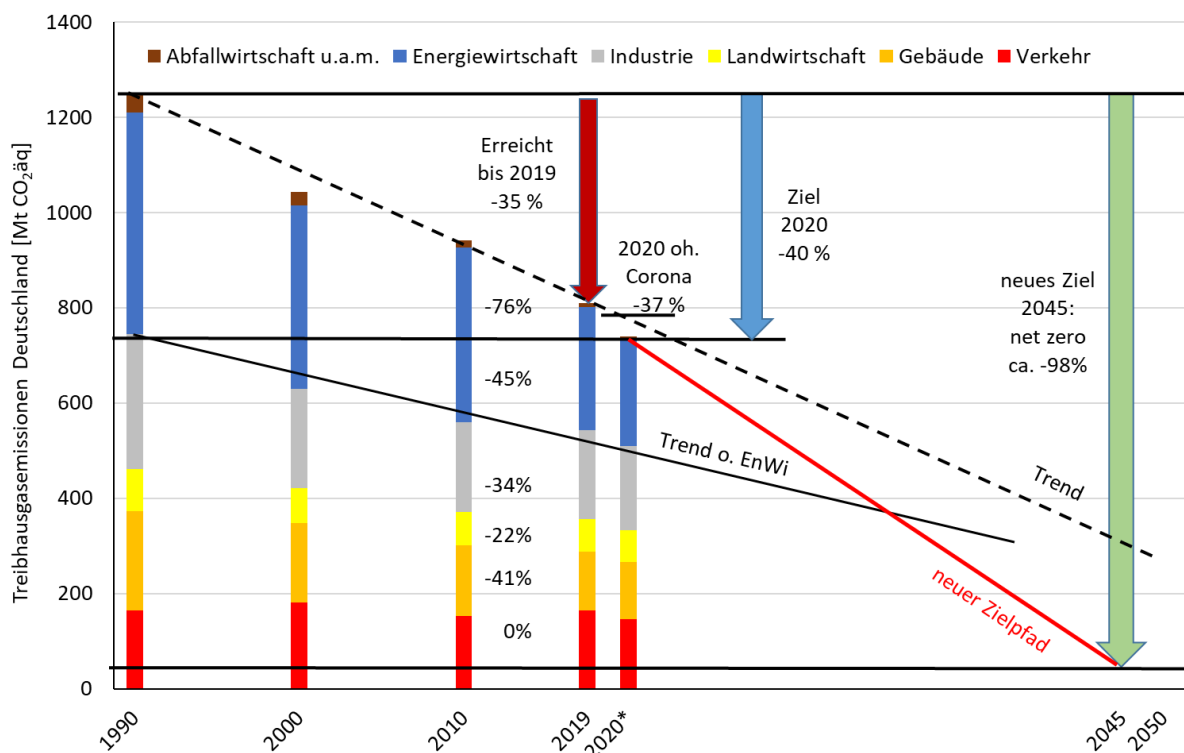


Abbildung 6: Ausgangssituation für ein mit dem Pariser Klimaabkommen konformes Szenario.

Auf Grundlage der historischen Emissionsdaten der europäischen Umweltagentur (European Environment Agency 2021) sind dementsprechend für den Sektor Strom- und Wärmeenerzeugung in Deutschland die nachfolgenden Emissionshöchstgrenzen in den betrachteten Jahren festgelegt worden (Abbildung 7): Jahr 2025 118,5 Mt CO<sub>2</sub> (entspricht -65 % ggü. Niveau von 1990), Jahr 2035 16,9 Mt CO<sub>2</sub> (-95 %), Jahre 2040 und 2045 0 Mt CO<sub>2</sub> (-100 %). Für Europa (exklusive Deutschland) ergeben sich für den Sektor Elektrizitäts- und Wärmeenerzeugung die nachfolgenden Emissionshöchstgrenzen in den betrachteten Jahren: Jahr 2025 431,3 Mt CO<sub>2</sub> (entspricht -62,5 % ggü. Niveau von 1990), Jahr 2035 115,0 Mt CO<sub>2</sub> (-90 %), Jahr 2040 57,5 Mt CO<sub>2</sub> (-95 %), Jahr 2045 0 Mt CO<sub>2</sub> (-100 %). Diese Reduktionspfade stellen einen auf den Sektor Elektrizitäts- und Wärmeenerzeugung heruntergebrochenen Entwicklungspfad entsprechend dem Bundes-Klimaschutzgesetz dar, dem insbesondere die Prämisse zugrunde liegt, dass die Elektrizitätserzeugung wesentlich früher dekarbonisiert sein muss als die anderen Sektoren.



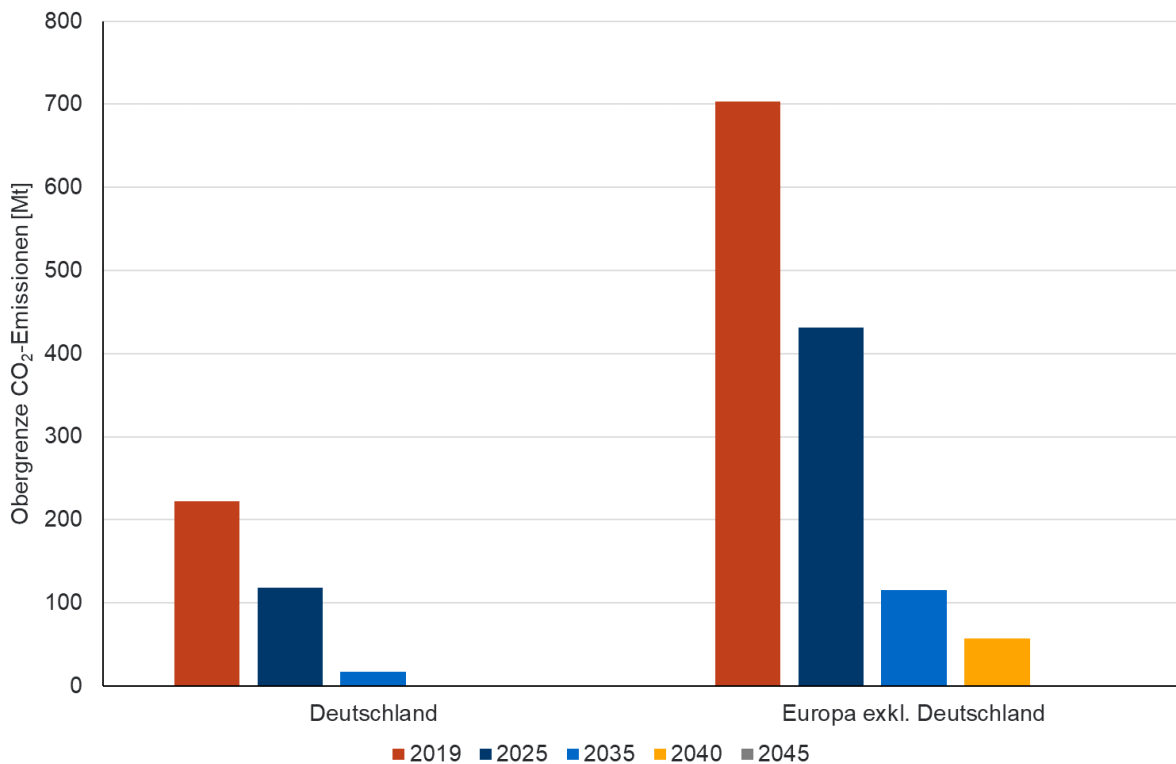


Abbildung 7: CO<sub>2</sub>-Obergrenzen für den Sektor Elektrizitäts- und Wärmeerzeugung (Referenzjahr 2019 und Simulationsjahre 2025 - 2045) im Paris-Szenario

### 3.2.2 Endogene Investitionen

Das Investitionsmodell E2M2s ermöglicht einen endogenen Zubau von Erzeugungsanlagen und Flexibilitätstechnologien. Hierbei sind Investitionen in konventionelle sowie erneuerbare Technologien möglich. Zudem besteht die Option in Flexibilitätstechnologien wie Batteriespeicher und Wasserstoff-Elektrolyseure zu investieren. Hierbei ist berücksichtigt, dass sich die Kosten für eine bestimmte Technologie in verschiedenen Simulationsjahren unterscheiden können (u. a. auf Grund technologischen Fortschritts). Unter Berücksichtigung des Optimierungskalküls – Minimierung der Gesamtkosten – sowie der Nebenbedingung der Einhaltung der vorgegebenen Emissionsobergrenze wählt das Modell auf dieser Basis den bestmöglichen Kraftwerkspark für das jeweilige Simulationsjahr.

Dabei sind auch folgende Aspekte relevant: Zum einen wird für die Investitionsrechnungen ein initialer Kraftwerkspark entsprechend den aktuell installierten Kapazitäten vorgegeben. In zukünftigen Simulationsjahren werden die Kapazitäten aus dem initialen Kraftwerkspark berücksichtigt, sofern die Anlagen nicht das Ende ihrer Nutzungszeit erreicht haben. Zudem ist es im E2M2s möglich, Mindestkapazitäten für bestimmte Technologien vorzugeben, sodass u. a. der aktuell geplante Ausbaupfad der erneuerbaren Energien abgebildet werden kann. Eine maximale Zubaugrenze sowie eine vorzeitige Außerbetriebnahme können ebenfalls berücksichtigt werden, um u. a. den Kohleausstieg abzubilden.

Für die Investitionskosten sind verschiedene Quellen herangezogen und verglichen worden.<sup>5</sup> Die gewählten Parameter für die emissionsfreien Investitionstechnologien sind in Tabelle 2 zusammengefasst. Neben den strom- bzw. strom- und wärmeerzeugenden Technologien (Biomasse, Wasserstoffkraftwerke, Kernkraft, Photovoltaik, Offshore und Onshore Windanlagen), sind ebenfalls die Flexibilitätsoptionen Batteriespeicher und Elektrolyseure dargestellt. Wie der Tabelle zu entnehmen ist, wird im Zeitraum bis 2050 von einer Investitionskostendegression ausgegangen, einzige Ausnahme bilden die (im europäischen Ausland teilweise zubaubaren) Kernkraftwerke. Die Bandbreiten bei Biomasse und Wasserstoffkraftwerken sind auf unterschiedliche Anlagentypen (u. a. KWK-fähige und nicht-KWK-fähige Anlagen) zurückzuführen.

Tabelle 2: Investitionskostenentwicklung für emissionsfreie Technologieklassen in €/kW

Technologiekategorie	Status Quo	2030	2050
Batteriespeicher	550	444	233
Biomasse	2848-3298	2845-3294	2839-3287
Elektrolyseur (H <sub>2</sub> )	1294	733	431
H <sub>2</sub> -Kraftwerke	709-1396	545-1106	467-953
Kernkraft	3323	3323	3323
Photovoltaik	989	714	578
Wind Offshore	3078	2250	1845
Wind Onshore	1242	1083	1035

### 3.2.3 Ergebnisse E2M2s

Um die Entwicklung des Energiesystems im zeitlichen Verlauf wiederzugeben, werden nachfolgend die wesentlichen Ergebnisse des E2M2s mit Fokus auf Deutschland vorgestellt.

Die Nachfragemengen für Elektrizität, Wärme und Wasserstoff werden im E2M2s teilweise exogen vorgegeben, teilweise werden sie jedoch auch endogen bestimmt, z. B. die Elektrizitätsnachfrage für die Elektrolyse. Die exogenen Mengen sind auf Basis der Metaanalyse (vgl. Abschnitt 6) für die Simulationsjahre vorgegeben worden (vgl. Abbildung 8).

Entsprechend wird für die Modellierung der Wasserstoffnachfrage in Deutschland, abweichend vom Szenariorahmen, z. B. eine Basisnachfrage i. H. v. 107 TWh H<sub>2</sub> im Jahr 2035 im E2M2s vorgegeben. Hierunter fällt insbesondere die Nachfrage der Industrie. Die Nachfrage nach Wasserstoff durch stromerzeugende Anlagen, hier die Wasserstoff-Kraftwerke, wird hingegen im E2M2s endogen bestimmt. Die Bereitstellung des Wasserstoffs erfolgt teilweise durch die Elektrolyseure im Inland (s. u.), die übrige Wasserstoffnachfrage wird durch Importe abgedeckt.

<sup>5</sup> Hierzu zählen u. a.: Fraunhofer-Institut für System- und Innovationsforschung ISI und Öko-Institut e.V. 2015, Fraunhofer-Institut für System- und Innovationsforschung ISI et al. 2017, The Boston Consulting Group (BCG) und Prognos 2018, Deutsche Energie-Agentur GmbH (dena) und ewi Energy Research & Scenarios gGmbH 2018, Erlach et al. 2018, Gils et al. 2019, Lux und Pfluger 2020, ENTSO-E und ENTSOE 2020.

Im Jahr 2025 liegt die exogene Nachfrage für Strom bei 545 TWh, für Wärme bei 154 TWh und für Wasserstoff bei 26 TWh. Die endogene Nachfrage erhöht die absolute Nachfragemenge für Strom auf 589 TWh. Die endogene Nachfrage für Wasserstoff ist hingegen in dem Jahr vernachlässigbar. Im Jahr 2035 erhöhen sich die exogenen Nachfragemengen für Strom auf 583 TWh, für Wärme auf 182 TWh und für Wasserstoff auf 107 TWh. Die endogene Nachfrage erhöht die Gesamtnachfrage für Strom auf 733 TWh und für Wasserstoff auf 117 TWh. Bis zum Simulationsjahr 2045 erhöhen sich die exogenen Nachfragemengen für Strom, Wärme und Wasserstoff weiter auf 696 TWh, 217 TWh und 236 TWh. Zusammen mit den endogenen Nachfragen bei Strom und Wasserstoff ergeben sich Gesamtnachfragemengen von 955 TWh bei Strom und 367 TWh bei Wasserstoff.

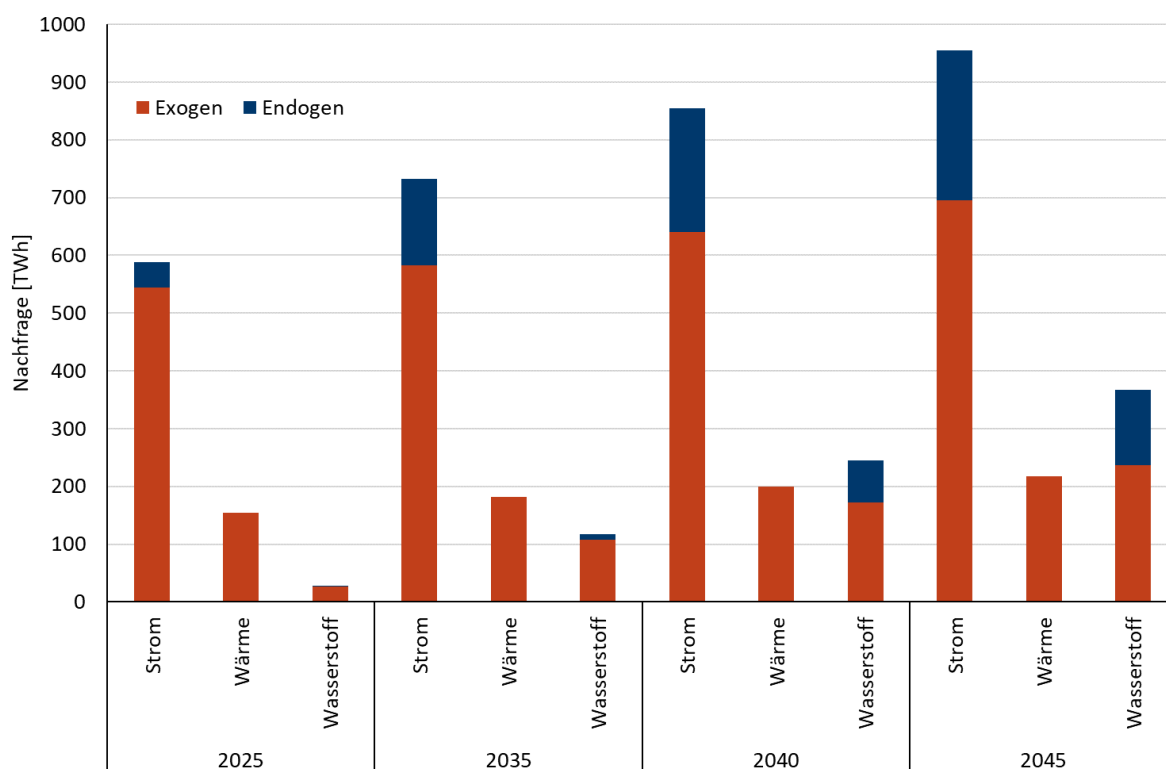


Abbildung 8: Exogene und endogene Nachfragemengen für Deutschland im Paris-Szenario

In Abbildung 9 ist die detaillierte Stromerzeugungs- und Verbrauchsbilanz dargestellt. Im positiven Bereich über der X-Achse ist die Strombereitstellung differenziert nach Technologien für jedes Simulationsjahr dargestellt. Im negativen Bereich unter der X-Achse ist entsprechend die Stromnachfrage nach Technologien bzw. Kategorien dargestellt. Wie in der Abbildung ersichtlich wird ein Großteil der Stromnachfrage durch die inländische Produktion aus Photovoltaik, Wind Onshore und Wind Offshore gedeckt. Die inländische Produktion dieser Technologien steigt dabei in jedem Simulationsjahr an. Des Weiteren nimmt die inländische Produktion durch Wasserkraftwerke von 2025 bis 2045 zu. In den Simulationsrechnungen des E2M2s wird ebenfalls ein wesentlicher Anteil an Strom zur Lastdeckung importiert. Die Nachfrage ergibt sich aus der

Basislast und weiteren strombeziehenden Einheiten. Hierzu zählen Batteriespeicher, Elektrolyseure, Wärmepumpen, smart-ladende Elektromobile, Pumpspeicher sowie die exportierten Strommengen.

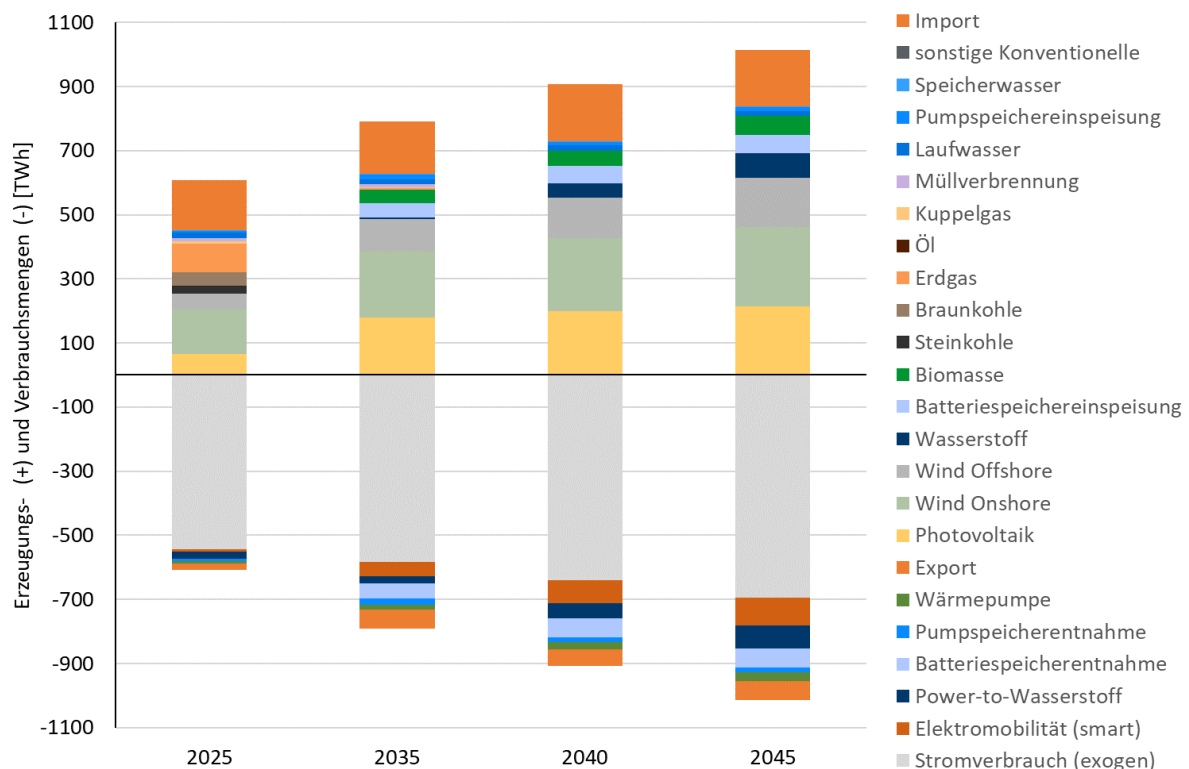


Abbildung 9: Stromerzeugungs- und -verbrauchsbilanz für Deutschland im Paris-Szenario

In Abbildung 10 ist der endogen bestimmte Kraftwerkspark für jedes Simulationsjahr dargestellt. Auf Grund der restriktiven CO<sub>2</sub>-Emissionsgrenzen entwickelt sich der Kraftwerkspark zu einem durch erneuerbare Energien und emissionsfreie Technologien geprägten Portfolio. Deutlich zeigt sich dies in den ansteigenden Kapazitäten für Photovoltaik-Anlagen, Onshore- und Offshore-Windenergieanlagen sowie Wasserstoffkraftwerke. Restbestände konventioneller Technologien sind auf die Restlaufzeit der Anlagen zurückzuführen. So sind beispielsweise im Simulationsjahr 2035 noch Kapazitäten von Stein- und Braunkohlekraftwerken im Kraftwerkspark vorhanden, wobei diese auf Grund der strengen CO<sub>2</sub>-Restriktion keine Erzeugung mehr aufweisen (vgl. Abbildung 7). Für die weitere Modellkette dienen die Ergebnisse des Simulationsjahres 2035 als Grundlage.

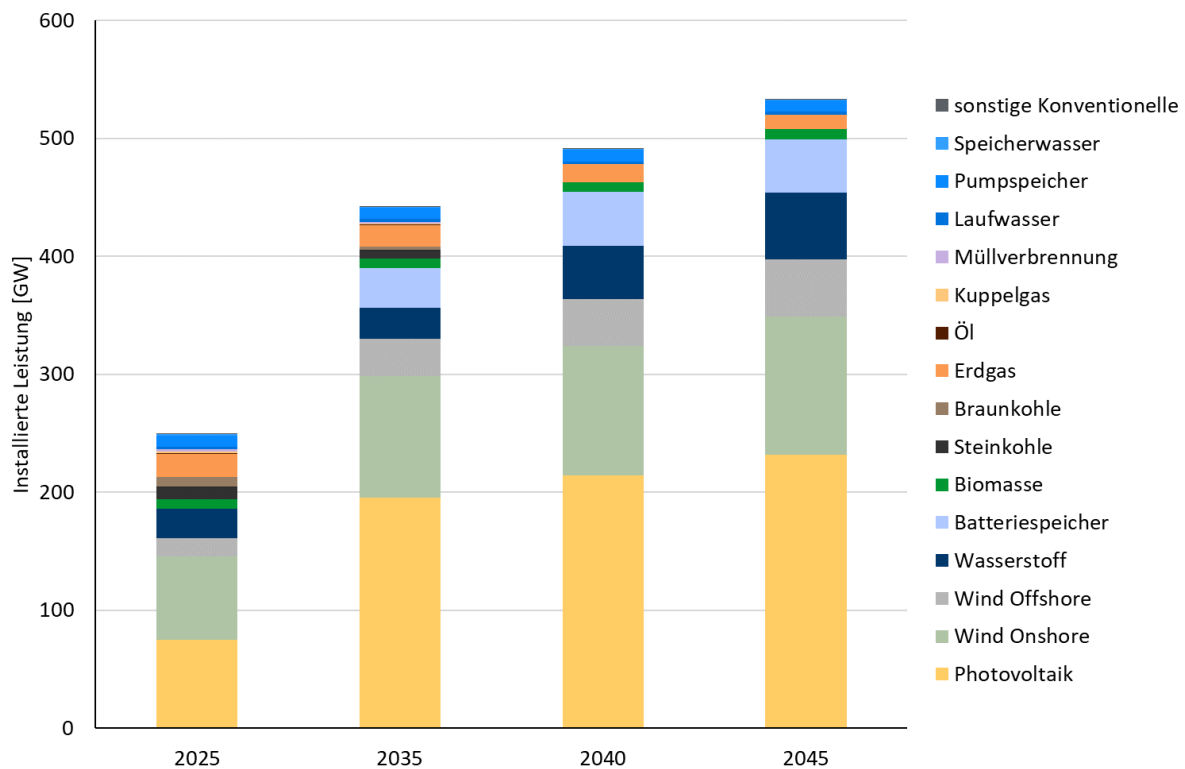


Abbildung 10: Installierte Leistung in Deutschland im Paris-Szenario (Stromerzeugungstechnologien) (E2M2s)

Ein weiteres Modellergebnis aus dem E2M2s, das als Input für das JMM dient, ist der endogen bestimmte CO<sub>2</sub>-Preis. Dieser ergibt sich als Schattenpreis aus der dualen Lösung der europäischen und der strengeren deutschen CO<sub>2</sub>-Obergrenze im E2M2s. Für das Jahr 2035 ergibt sich für Europa ein CO<sub>2</sub>-Preis i. H. v. 225 €/t und für Deutschland i. H. v. 377 €/t. Damit unterscheiden sich die CO<sub>2</sub>-Preise im Paris-Szenario deutlich von dem im Szenariorahmen festgelegten Preis von 76,5 €/t.

### 3.2.4 Inputdaten für Markt- und Redispatchmodellierung

Nachfolgend werden die wesentlichen Annahmen für das Simulationsjahr 2035 im JMM dargestellt. Diese werden auf der Basis der mit E2M2s bestimmten Erzeugungskapazitäten und CO<sub>2</sub>-Preise festgelegt. Der zugrunde gelegte Kraftwerkspark ist in Abbildung 11 für Deutschland und die Nachbarländer außer Dänemark dargestellt. In Deutschland weist Photovoltaik die höchste installierte Leistung mit 195,6 GW auf. Offshore- und Onshore-Windenergie erreichen 31,5 GW und 102,7 GW. Eine wesentliche Änderung zu den Szenarien aus Los 2 stellen die Wasserstoffverbrennenden Gaskraftwerke mit einer installierten Leistung i. H. v 27,6 GW dar. Die installierte Leistung von (Groß-)Batteriespeichern beträgt 17,0 GW. Im E2M2s sind 34 GW Batteriespeicher ausgewiesen worden, ein Teil dieser Leistung wird jedoch als Speicher für Photovoltaik-Aufdachanlagen berücksichtigt. Deren Einsatz wird dementsprechend nicht im Marktmodell bestimmt, sondern bereits in den Einspeisezeitreihen der Photovoltaikanlagen berücksichtigt (vgl. Abschnitt 2.2.1).

Auf Grund der restriktiven CO<sub>2</sub>-Emissionsgrenzen verbleibt lediglich ein residuärer Anteil an Kuppelgas- (0,8 GW) und Müllverbrennungsanlagen (1,6 GW) im System. Dies spiegelt wider, dass bis zum Jahr 2035 voraussichtlich nicht alle Industrieprozesse unmittelbar dekarbonisiert oder durch emissionsfreie Prozesse substituiert werden können. Die installierte Leistung von Elektrolyseuren liegt bei 19,6 GW. Des Weiteren sind im Kraftwerkspark 8,0 GW Biomasse-Anlagen sowie 14,3 GW Wasserkraftanlagen enthalten.

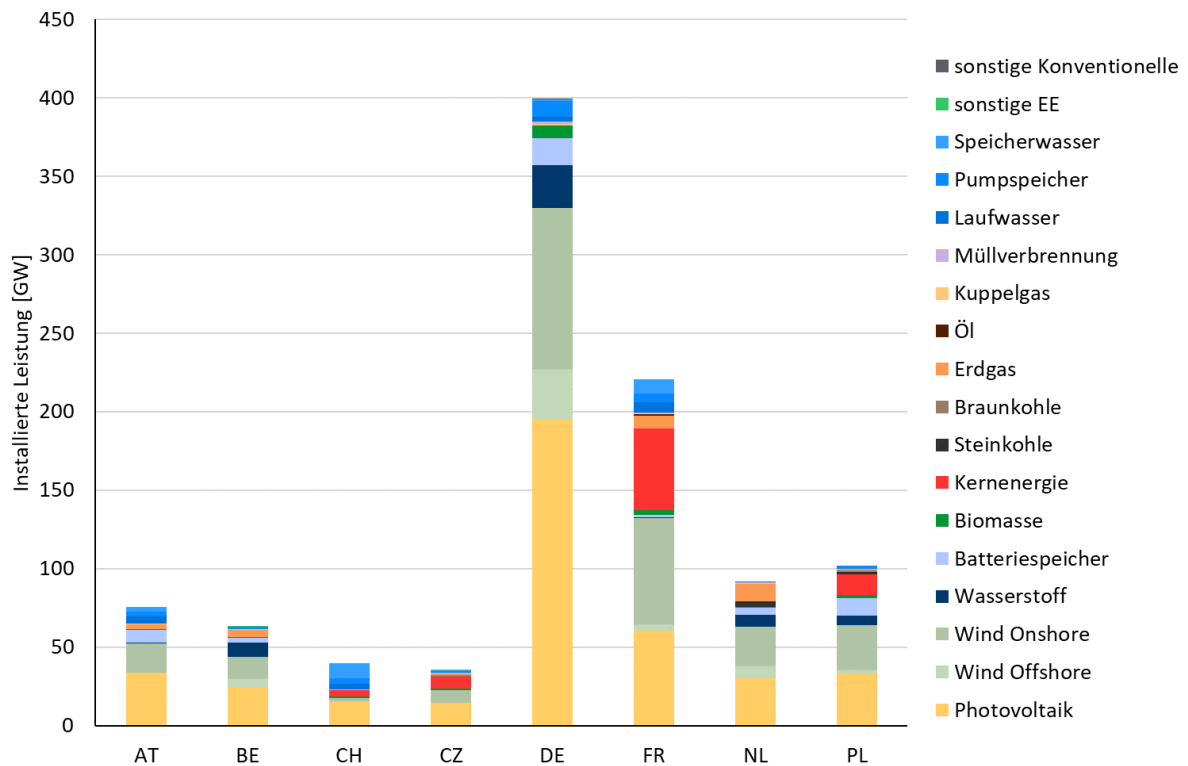


Abbildung 11: Installierte Leistung in Europa im Paris-Szenario (Stromerzeugungstechnologien) in 2035 (JMM)

Für die Stromnachfrage im Jahr 2035 wird anknüpfend an den Annahmen für E2M2s ein Nettostromverbrauch i. H. v. 583 TWh, zzgl. Übertragungsnetzverluste berücksichtigt. In der Basislast ist die Nachfrage des Mobilitätssektors in Form von Elektrofahrzeugen, die ungesteuert laden, i. H. v. 11,7 TWh enthalten. Die Nachfrage weiterer Sektoren im Rahmen der Sektorenkopplung ist hierin nicht enthalten. Diese umfasst neben der Elektromobilität die Elektrodenheizer (13,4 TWh), die Haushaltswärmepumpen (22,4 TWh) sowie die Großwärmepumpen (30,5 TWh). Die endogen bestimmte Nachfrage der gesteuert ladenden Elektrofahrzeuge beträgt 46,6 TWh.

Für die Modellierung der Wasserstoffbereitstellung und -nachfrage wird eine vom E2M2s abweichende aber dazu konsistente Vorgehensweise gewählt. Im JMM wird anstelle einer Nachfragemenge der relevante Marktpreis exogen vorgegeben, der die Wasserstoffproduktion bzw. die Fahrweise der Elektrolyseure bestimmt. Dieser Marktpreis entspricht den Grenzkosten der Bereitstellung aus einer anderen Quelle – im vorliegenden Paris-Szenario den Kosten des Imports grünen Wasserstoffs. Für eine detaillierte Beschreibung der Methodik zur Wasserstoffmodellierung

im JMM wird auf Abschnitt 2.3.3 verwiesen. Die durch den Preis endogen bestimmten Erzeugungsmengen spiegeln somit die inländische Produktion wider. Implizit bedeutet dies, dass zur Deckung der zuvor exogen vorgegebenen Wasserstoffnachfrage sowie der Nachfrage der Wasserstoffkraftwerke zusätzlich Importe genutzt werden können bzw. ein Überschuss auch exportiert werden könnte – wobei letzteres in dem untersuchten Szenario nur eine theoretische Möglichkeit darstellt.

### **3.3 Ergebnisse der Markt- und Redispatchmodellierung**

#### **3.3.1 Marktsimulation**

Die Ergebnisse der detaillierten Marktmodellierung (MIP-Rechnung) zur Stromerzeugung in Deutschland im Jahr 2035 veranschaulichen die Implikationen der im Szenario unterstellten nahezu vollständigen Dekarbonisierung des Elektrizitäts- und Wärmesektors (Abbildung 12). Die Erzeugung aus Wind- (379,0 TWh) und Solarenergie (186,8 TWh) überwiegt hierbei in Deutschland. Der Anteil von Wind- und Solarenergie an der Gesamterzeugung liegt in Deutschland bei 76,6 %. Die in Deutschland vorhandenen Wasserstoff-Kraftwerke erzeugen 63,2 TWh. Zur Lastdeckung werden zudem Batteriespeicher (21,8 TWh), Biomasse-Anlagen (39,5 TWh), Wasserkraftwerke (39,5 TWh) sowie Anlagen zur Nutzung von Kuppelgasen und Müllverbrennungsanlagen (9,2 TWh) eingesetzt. Das in der MIP-Rechnung simulierte europäische Ausland setzt ähnlich zu Deutschland überwiegend emissionsfreie Erzeugungstechnologien zur Lastdeckung ein. Neben Wind- und Solarenergie ist der Einsatz von Kernenergie zur Lastdeckung in der Schweiz (23,0 TWh), Tschechien (45,7 TWh), Frankreich (277,4 TWh) und Polen (76,5 TWh) bedeutend. Auf Grund der weniger restriktiven Emissionsgrenzen im übrigen Europa entfallen zudem Erzeugungsanteile auf Anlagen, die die Brennstoffe Stein- und Braunkohle sowie Gas und Öl einsetzen. Wasserstoff-Kraftwerke tragen ebenfalls überall mehr als 1 TWh zur Stromerzeugung bei - außer in der Schweiz, Tschechien und Frankreich.

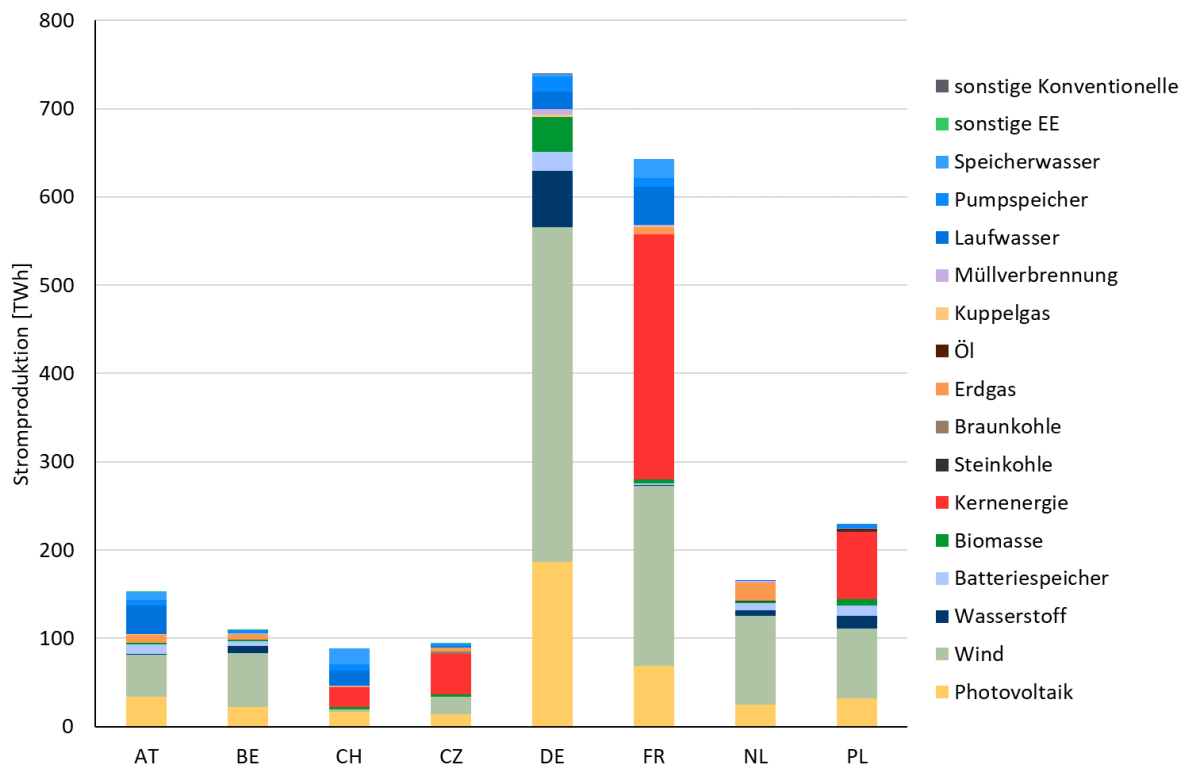


Abbildung 12: Stromerzeugung nach Energieträgern in 2035 im Paris-Szenario.

Die Ergebnisse der MIP-Rechnung zu den erzeugungsabhängigen CO<sub>2</sub>-Emissionen im Jahr 2035 zeigen, dass die Emissionsgrenze i. H. v 16,9 Mt CO<sub>2</sub> in Deutschland mit insgesamt 15,9 Mt CO<sub>2</sub>-Emissionen eingehalten wird (Abbildung 13). Dabei entfallen 10,0 Mt CO<sub>2</sub> auf Emissionen aus Stromerzeugungsprozessen unter Einsatz von Kuppelgasen und 5,9 Mt CO<sub>2</sub> auf Emissionen aus Müllverbrennungsprozessen. Für das restliche Europa wird die Emissionsgrenze i. H. v. 115,0 Mt CO<sub>2</sub> ebenfalls eingehalten. Wie in den MIP-Ergebnissen zu sehen ist, entfallen die Emissionen für den Rest Europas insbesondere auf Stein- und Braunkohle sowie Erdgas.



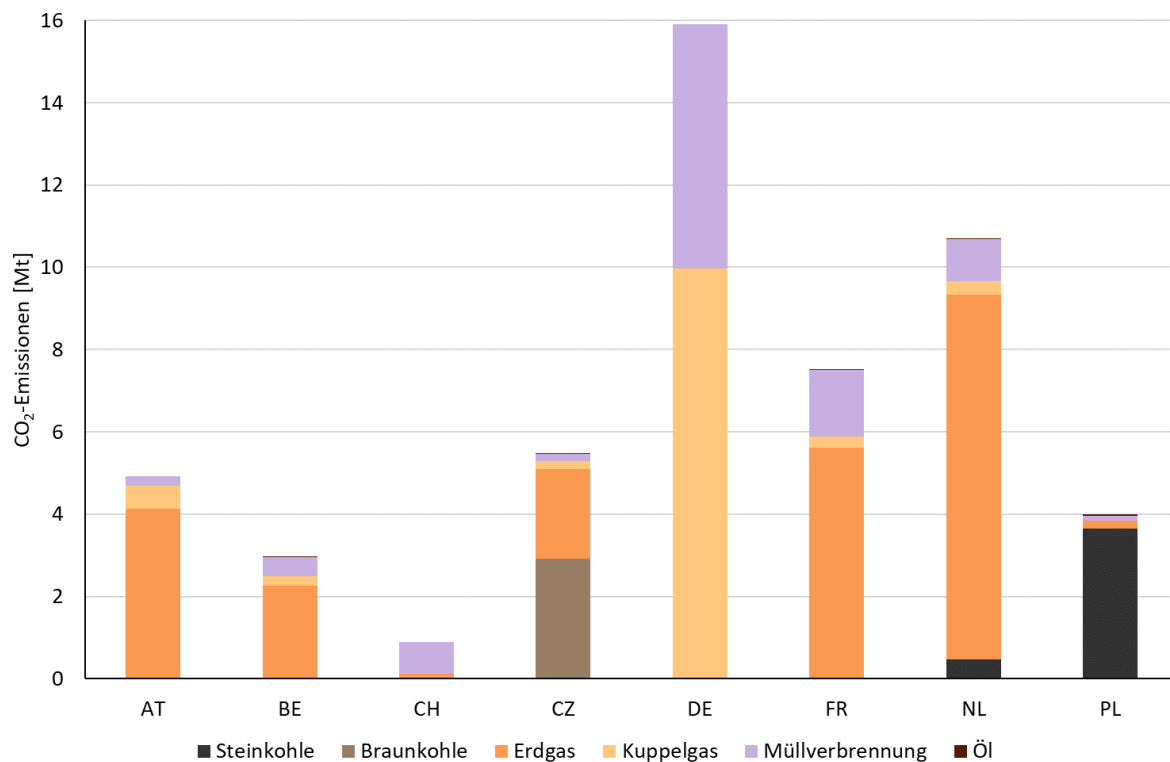


Abbildung 13: CO<sub>2</sub>-Emissionen ausgewählter Länder in 2035 im Paris-Szenario.

Die Ergebnisse der MIP-Rechnung hinsichtlich der Austauschflüsse zeigen, dass Deutschland mit einem Außenhandelsaldo i. H. v. -133,3 TWh Netto-Importeur ist (Abbildung 14). Frankreich ist auf Grund vergleichsweise preiswerter Kernenergie ein großer Netto-Exporteur mit einem Außenhandelsaldo von +116 TWh. Die übrigen Netto-Exporteure unter den Nachbarländern sind Österreich (25 TWh), Schweiz (21 TWh), Tschechien (13 TWh), Niederlande (4 TWh) und Polen (14 TWh). Belgien importiert 10 TWh.

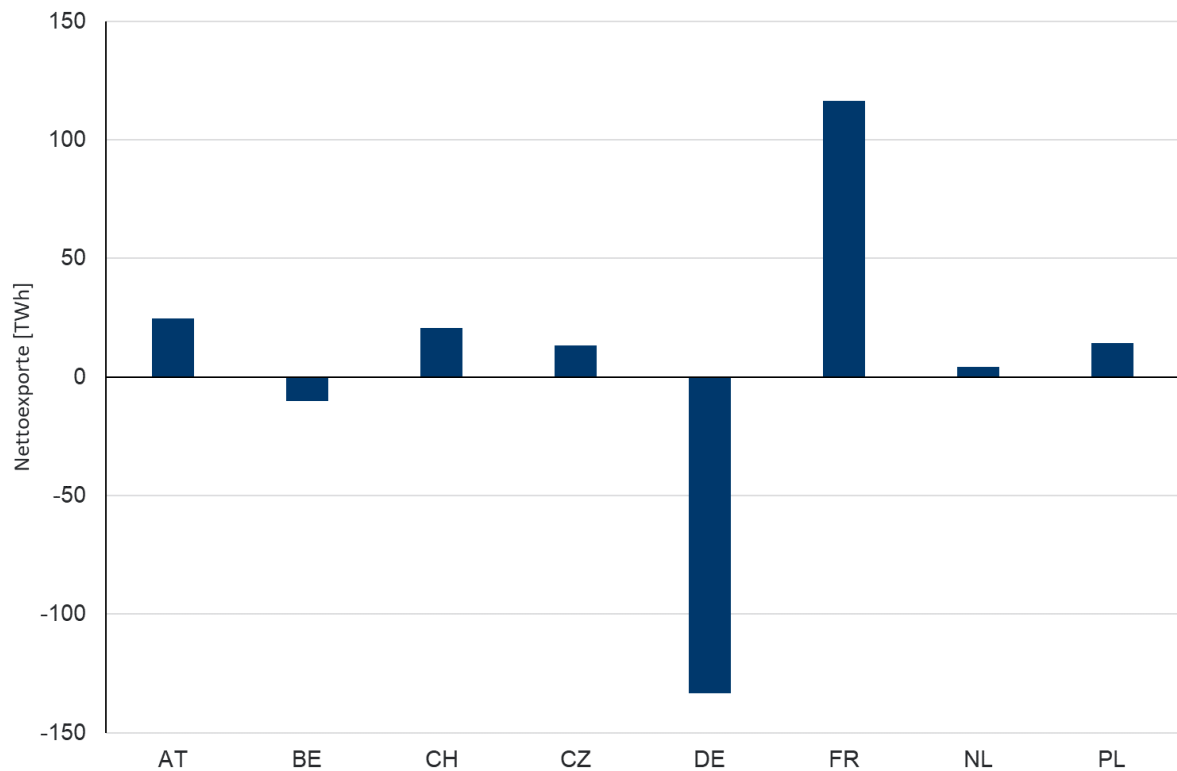


Abbildung 14: Nettoexporte ausgewählter Länder in 2035 im Paris-Szenario.

Abbildung 15 zeigt die durchschnittlichen Elektrizitätspreise für Deutschland und die gelisteten Anrainer. Deutschland weist mit 60,02 €/MWh den höchsten Durchschnittswert auf. In absteigender Reihenfolge folgen Niederlande (56,12 €/MWh), Belgien (54,98 €/MWh), Polen (47,53 €/MWh), Tschechien (47,13 €/MWh), Österreich (45,17 €/MWh), Schweiz (35,83 €/MWh) und Frankreich (18,15 €/MWh). Die Divergenz zwischen Frankreich und den restlichen Regionen ist im Wesentlichen auf die Rolle der Kernenergie in Frankreich zurückzuführen. Dass auch die übrigen Länder niedrigere Preise als Deutschland aufweisen, ist maßgeblich auf den niedrigeren CO<sub>2</sub>-Preis zurückzuführen. Zudem sind diese Länder ebenfalls in der Lage Strom aus Kernenergie zu produzieren, bzw. diesen zu importieren.

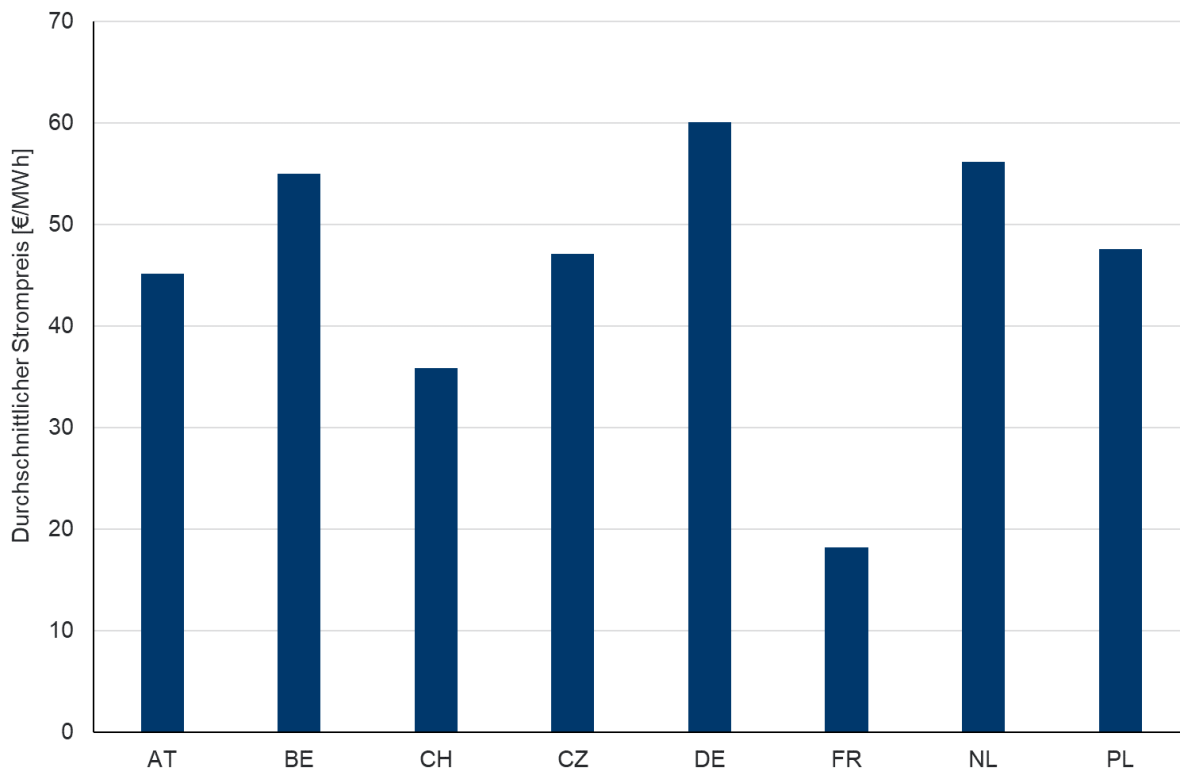


Abbildung 15: Durchschnittliche Strompreise ausgewählter Länder in 2035 im Paris-Szenario

In Abbildung 16 ist die Preisdauerlinie für Deutschland im Jahr 2035 zusammen mit dem durchschnittlichen Marktpreis dargestellt. Der maximale Marktpreis beträgt 221,20 €/MWh. Der minimale Marktpreis liegt bei -50 €/MWh und entspricht den Abregelungskosten im System. Auffällig ist das Plateau bei 85 €/MWh, oberhalb des durchschnittlichen Marktpreises von 60,02 €/MWh. Dieses Preisniveau entspricht dem Einsatzpreis von Power-to-Wasserstoff, der sich nach dem Wert des erzeugten Wasserstoffs richtet. Wie in Abschnitt 2.3.3 erwähnt, wird dabei ein Einsatzpreis als Eingangsparameter im Modell vorgegeben, der den maximalen Strompreis darstellt, bis zu dem eine Umwandlung von Strom zu Wasserstoff erfolgt. Ist der Strompreis niedriger als der Einsatzpreis, wird Power-to-Wasserstoff genutzt. Der Gesamtstromverbrauch steigt bei dem Einsatz von Power-to-Wasserstoff entsprechend an. Die entsprechende Stromnachfrage der Elektrolyseure im Jahr 2035 wird in diesem Szenario zu 109,1 TWh berechnet. An dem Plateau in der Preisdauerlinie ist dabei die Preissetzung durch die Nachfrage der Elektrolyseure sichtbar. Insgesamt liegen trotz des Einsatzes der Elektrolyseure in 1317 Stunden des Jahres negative Preise vor, d.h. in diesen Stunden übersteigt das Stromangebot der variablen erneuerbaren Energien nicht nur die exogene Stromnachfrage, sondern auch die Aufnahmekapazitäten der Elektrolyseure und anderer Stromspeicher. Umgekehrt liegt der Preis in 2201 Stunden des Jahres oberhalb von 100 €/MWh.

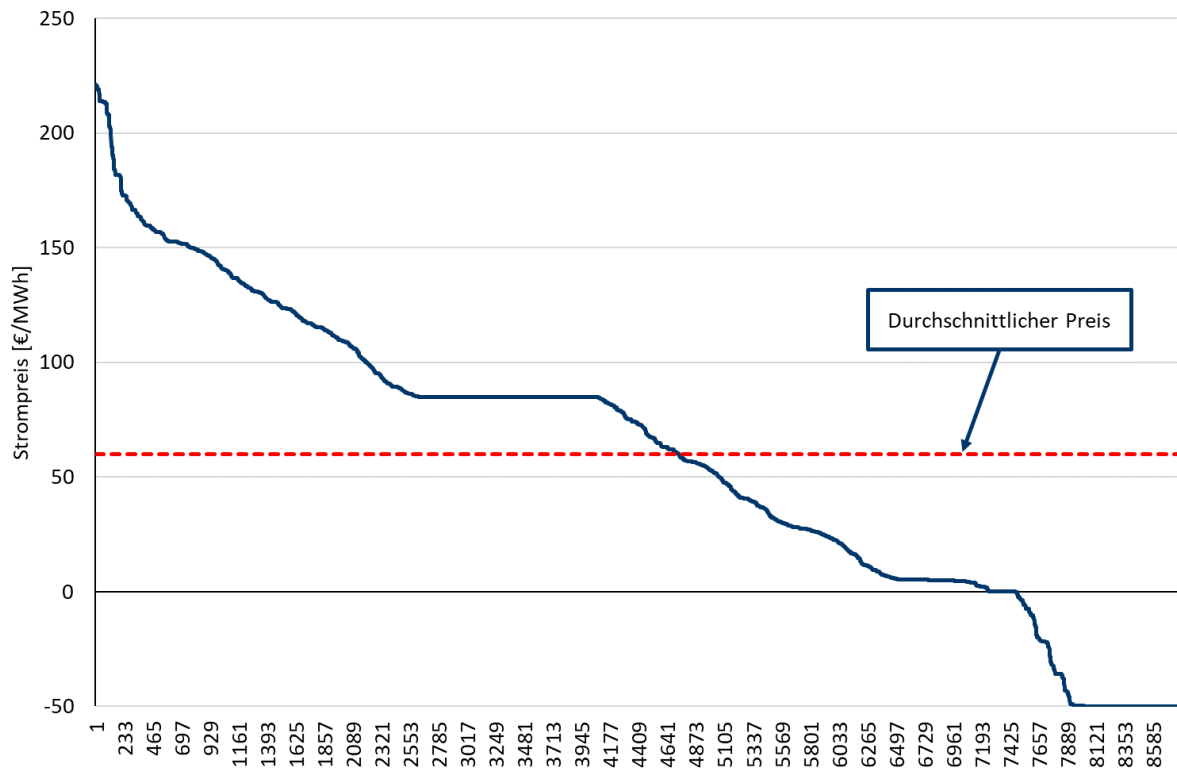


Abbildung 16: Preisdauerlinie für Deutschland in 2035 im Paris-Szenario (inkl. durchschnittlicher Marktpreis).

Die marktbasierende EE-Abregelung in 2035 (Abbildung 17) liegt in Deutschland bei 8,6 TWh. Frankreich (8,6 TWh) und Niederlande (10,6 TWh) weisen ähnliche Abregelungsmengen aus. Die Ergebnisse in den übrigen, durchweg kleineren Ländern Österreich (5,4 TWh), Belgien (5,8 TWh), Schweiz (1,8 TWh), Tschechien (3,1 TWh) und Polen (4,1 TWh) liegen unter den beobachteten Abregelungsmengen in Deutschland. Bei der Interpretation der Ergebnisse ist allerdings zu beachten, dass die Abregelung mit Kosten von 50 €/MWh pönalisiert wurde, die Minimierung der Abregelung jedoch kein zusätzliches Ziel im Paris-Szenario darstellt.

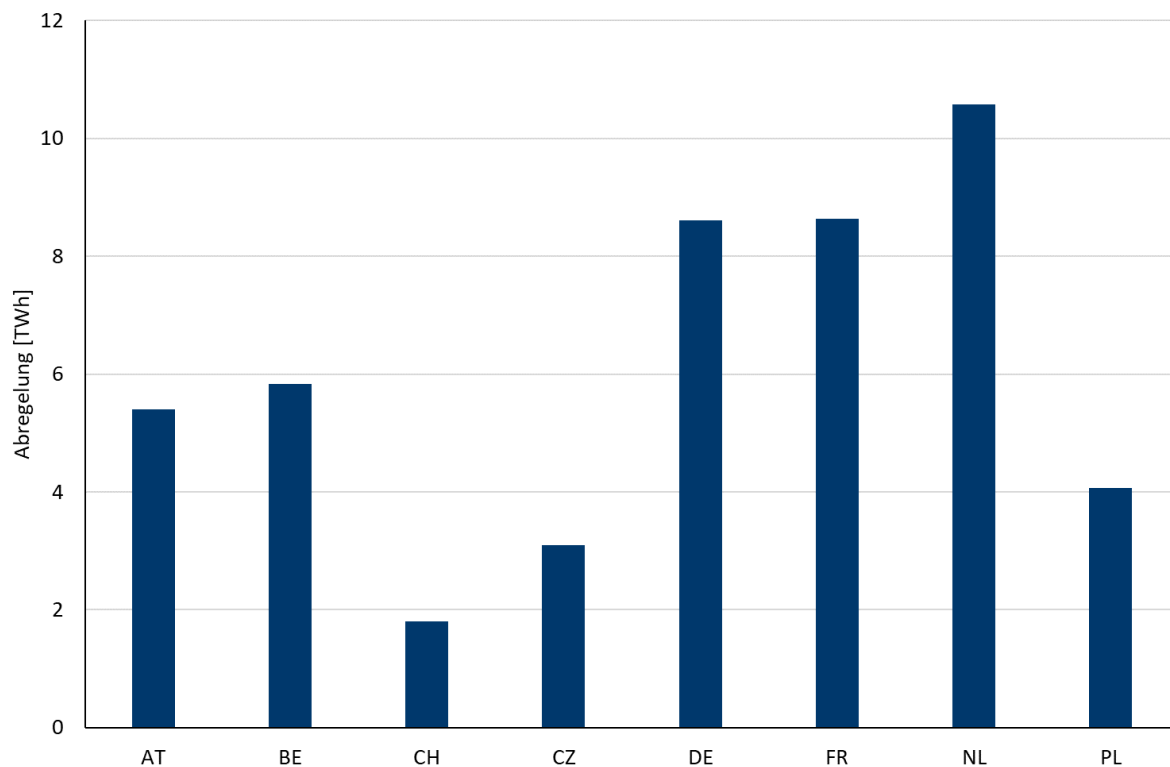


Abbildung 17: Marktbasierter EE-Abregelung ausgewählter Länder in 2035 im Paris-Szenario.

### 3.3.2 Redispatch

Tabelle 3: Ergebnisse der Redispatchberechnungen (Paris-Szenario)

Betrachtetes Szenario	Systemkosten [Mio. €/a]	CO <sub>2</sub> -Ausstoß [Mt/a]	Integration der EE [TWh/a]	Redispatchmenge [TWh/a]	Netzverluste [TWh/a]	Netzverlustkosten [Mio. €/a]
<b>B 2035</b>	383	1,09	2,66	11,23	16,98	753
<b>B 2040</b>	973	2,50	6,54	26,18	17,81	628
<b>Paris-Szenario</b>	1144	0	2,98	23,90	18,01	727

In Abbildung 18 und Abbildung 19 sowie in Tabelle 3 sind die Ergebnisse des Redispatch in Deutschland dargestellt. Als Vergleich dienen die Szenarien B 2035 und B 2040 aus Los 2, die auf dem BBP-Netz basieren (EWL 2022). Die Dreiecke in Abbildung 18 verdeutlichen entsprechend ihrer Größe die geografisch verortbare Beteiligung von Speichern, Elektrolyseuren und Kraftwerken am Redispatch (inklusive Abregelung). In dem Balkendiagramm in Abbildung 19 sind die Redispatchmengen je Technologie dargestellt. Aus Darstellungsgründen sind die Technologien Erdgas und Speicherwasser nicht in der Abbildung aufgeführt, da diese zusammengekommen lediglich ein Redispatchvolumen von 21,26 GWh aufweisen. Die Redispatchkosten liegen mit 1.144 Mio. €/Jahr auf einem ähnlichen Niveau wie im Szenario B 2040. Der CO<sub>2</sub>-Ausstoß liegt erwartungsgemäß bei 0 Tonnen CO<sub>2</sub>, da keine CO<sub>2</sub>-emittierenden Technologien am Redispatch beteiligt sind, bzw. in diesem Szenario zur Verfügung stehen. Der Umfang der Abregelung erneuerbarer Energien, ersichtlich in der Spalte Integration der EE, ist mit - 2.978 GWh/Jahr in einer ähnlichen Höhe wie im Referenzszenarios B 2035. Die Gesamtmenge

des Redispatch i. H. v. 23.897 GWh/Jahr ist hingegen eher mit dem Szenario B 2040 vergleichbar. Als Spezifikum des Paris-Szenarios zeigt sich, dass die Wasserstoff-Kraftwerke maßgeblich am Redispatch beteiligt sind.

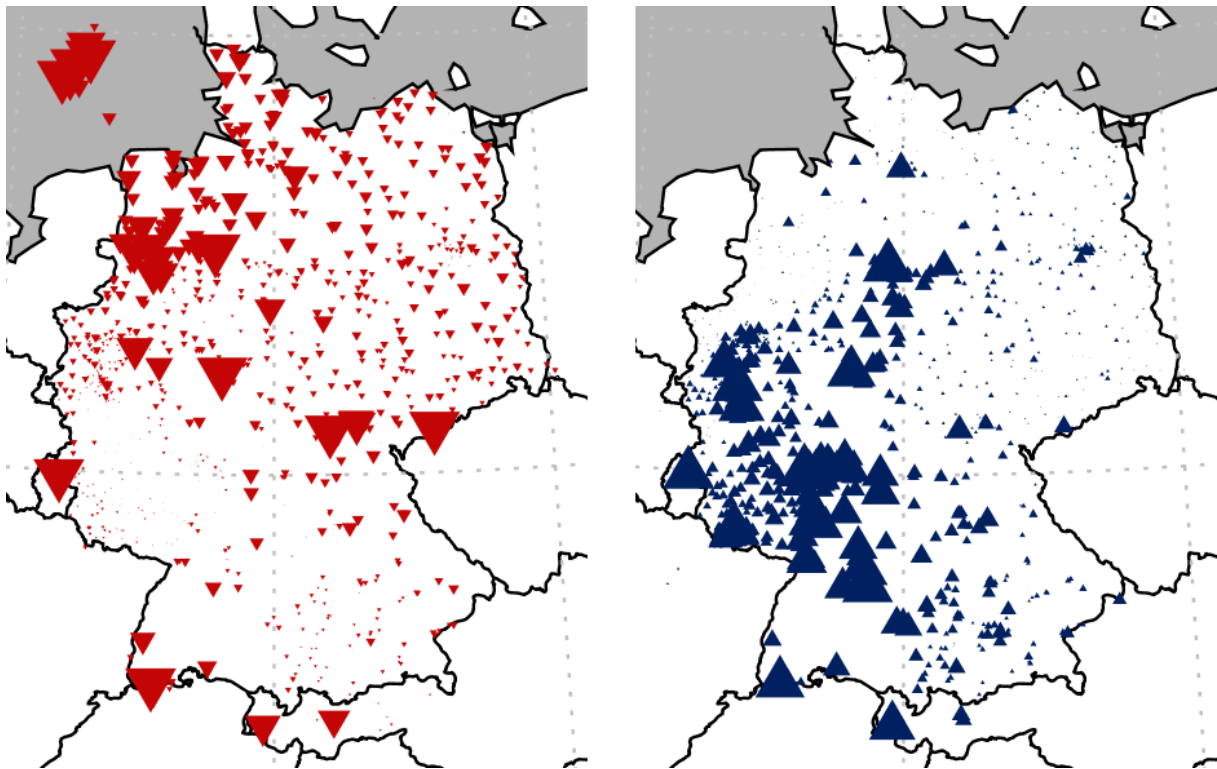


Abbildung 18: Negativer (links) und positiver (rechts) Redispatch (inklusive Abregelung) im Paris-Szenario

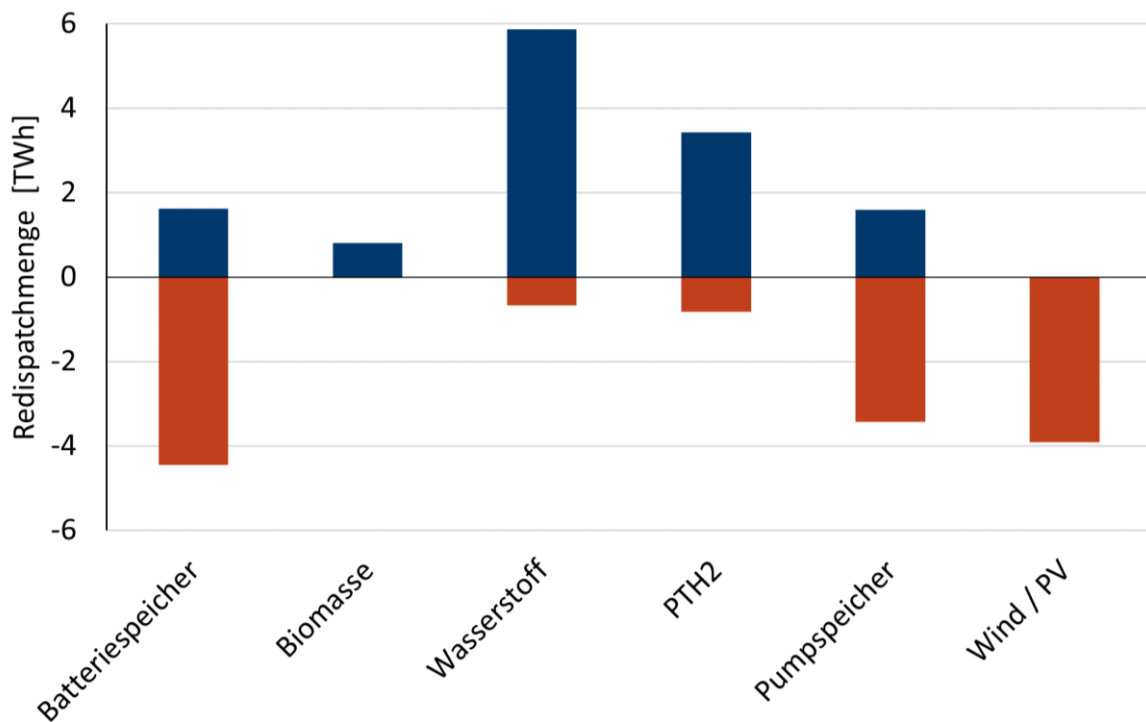


Abbildung 19: Übersicht der Redispatchmengen nach Technologie (inklusive Abregelung) im Paris-Szenario

### **3.4 Zusammenfassung Entwicklungspfad 1 – Paris-Szenario**

Ziel der Analysen zu diesem Entwicklungspfad war die Modellierung eines Energiesystems, mit dem die auf der Pariser Klimaschutzkonferenz von 2015 beschlossenen Klimaziele eingehalten werden können. Hierzu zählt insbesondere, Anstrengungen zu unternehmen, um die Erderwärmung auf 1,5 Grad Celsius gegenüber dem vorindustriellen Zeitalter zu begrenzen. Hierzu sind zunächst absolute Emissionsobergrenzen für verschiedene Stützjahre definiert worden. Diese Emissionsobergrenzen sind anschließend als Input für das Fundamentalmodell E2M2s verwendet worden. Mit dem E2M2s als Investitionsmodell ist der unter Berücksichtigung einer Emissionsobergrenze optimale Kraftwerkspark für verschiedene Zieljahre berechnet worden. Auf Basis der Ergebnisse des E2M2s ist das Marktmodell JMM für die Berechnung der verschiedenen Marktläufe (NTC-, FB- sowie MIP-Läufe) eingesetzt worden. Zur Erreichung einer Emissionsreduktion – um 95 % im Jahr 2035 ggü. dem Jahr 1990, erweist sich der Ausbau der erneuerbaren Energien als wesentlich. So werden in Deutschland Photovoltaikanlagen mit einer installierten Leistung i. H. v. 195,6 GW sowie Offshore- und Onshore-Windenergie mit 31,5 GW und 102,7 GW als wesentliche Erzeugungskapazitäten installiert. Daneben sind im Kraftwerkspark des Jahres 2035 wasserstoffverbrennende Gaskraftwerke mit einer installierten Leistung i. H. v. 27,6 GW vorhanden. Die installierte Leistung von Batteriespeichern beträgt 17,0 GW. Dieser Kraftwerkspark ist somit in der Lage, die absolute Emissionsobergrenze von 16,9 Mt CO<sub>2</sub> einzuhalten. Dies spiegelt sich auch im deutschen Stromerzeugungsmix wider. Die Erzeugung aus Wind- (379,0 TWh) und Solarenergie (186,8 TWh) ist hierbei dominierend. Der Anteil von Wind- und Solarenergie an der Gesamterzeugung liegt in Deutschland zusammen bei 76,6 %. Die in Deutschland vorhandenen Wasserstoff-Kraftwerke erzeugen 63,2 TWh. Zur Lastdeckung werden zudem Batteriespeicher (21,8 TWh), Biomasse-Anlagen (39,5 TWh), Wasserkraftwerke (39,5 TWh) sowie Anlagen zur Nutzung von Kuppelgasen und Müllverbrennungsanlagen (9,2 TWh) eingesetzt. Letztere sind als Restemissionen des Elektrizitäts- und Wärmemarktes zu interpretieren. Hierbei wird davon ausgegangen, dass einige Prozesse bis 2035 nicht vollständig substituiert bzw. dekarbonisiert werden können. Das Paris-Szenario skizziert somit einen möglichen Weg hin zu einem weitgehend emissionsfreien Elektrizitäts- und Wärmesektor im Jahr 2035.

## **4 Entwicklungspfad 2: Dezentrale Energiewende ohne Netzausbau**

Ziel dieses Szenarios ist die Optimierung der räumlichen Verteilung von Solar- und Windenergieanlagen sowie Batteriespeichern, um eine Versorgungsstruktur zu erreichen, bei der kein weiterer Netzausbau, über das Startnetz hinaus notwendig ist. Dabei sollen Mantelzahlen zu Verbrauch und Anteil der erneuerbaren Energien am Stromverbrauch eingehalten werden. Die drei fluktuierenden erneuerbaren Energiequellen Wind Onshore, Wind Offshore und Photovoltaik werden für die Einhaltung dieser Nebenbedingung aggregiert betrachtet, so dass es im Gegensatz zu den übrigen Szenarien zu einem veränderten Ausbau der einzelnen Technologien kommen kann. Als Zielgröße dient die Summe der Abregelungsmengen aus Marktsimulation und Redispatchberechnung, die nicht größer ausfallen soll als die Abregelung im Szenario C 2035 bei Zugrundelegung des Zielnetzes.

### **4.1 Beschreibung der Methodik**

Die Bestimmung optimaler Erzeugungs- und Speicherkapazitäten einschließlich ihrer netzscharfen Anordnung unter Berücksichtigung aller technischen Restriktionen führt zu einem extrem großen Optimierungsproblem. Eine geschlossene Lösung dieses Optimierungsproblems ist sowohl im Hinblick auf die Anforderungen an Rechenkapazitäten (Hauptspeicher und Prozessorleistung) als auch in Anbetracht der zu erwartenden Rechenzeiten kaum erfolgversprechend. Daher hat sich der Gutachter entschlossen, ein iteratives Verfahren zu implementieren, das ein stärker aggregiertes Masterproblem mit detaillierten Subproblemen iterativ verknüpft. Im Masterproblem wird dabei bereits die räumliche Zuordnung der Kapazitäten in angenäherter Form abgebildet. Dazu wird in einem vorgelagerten Schritt die Topologie des deutschen Hochspannungsnetzes auf eine begrenzte Anzahl an Regionen aggregiert (vgl. Abschnitt 4.1.1). Anschließend werden iterativ Master- und Subprobleme gelöst (vgl. Abschnitt 4.1.2). Im Anschluss an diese Bestimmung der optimalen Verteilung von Erzeugungs- und Speicherkapazitäten werden für die erhaltene Konfiguration Marktmodellierung und Redispatchberechnungen durchgeführt (vgl. Abschnitt 4.1.3).

#### **4.1.1 Regionalisierung**

Im Gegensatz zum Paris-Szenario wird für das Dezentralitätsszenario das deutsche Marktgebiet in 20 Regionen unterteilt, um innerdeutsche Engpässe schon bei den Investitionsrechnungen im E2M2s näherungsweise abzubilden. Zur Erstellung wird ein Clusteralgorithmus verwendet, der am EWL entwickelt wurde (Felling und Weber 2018). Dieser verwendet die Ergebnisse eines sogenannten Optimal Power Flows (OPF), der Produktions- und Nachfragemengen sowie Last-



flüsse im Netz gemeinsam unter Vernachlässigung zeitschrittübergreifender Restriktionen optimiert. Ziel des Clusteralgorithmus ist es, auf Basis der knotenscharfen Preisen eine Zonenkonfiguration zu ermitteln, die die innerzonale Preisvarianz minimiert. Die Anzahl der Zonen, in denen die Knoten gruppiert werden sollen, wurde vorab auf 20 festgelegt. Aus den verwendeten nodalen Preisen ergeben sich die in Abbildung 20 dargestellten Regionen.

Mit Ausnahme der Ermittlung innerdeutscher Regionen auf Basis des Clustering folgt die Regionalisierung der in Abschnitt 2.2 beschriebenen Methodik.

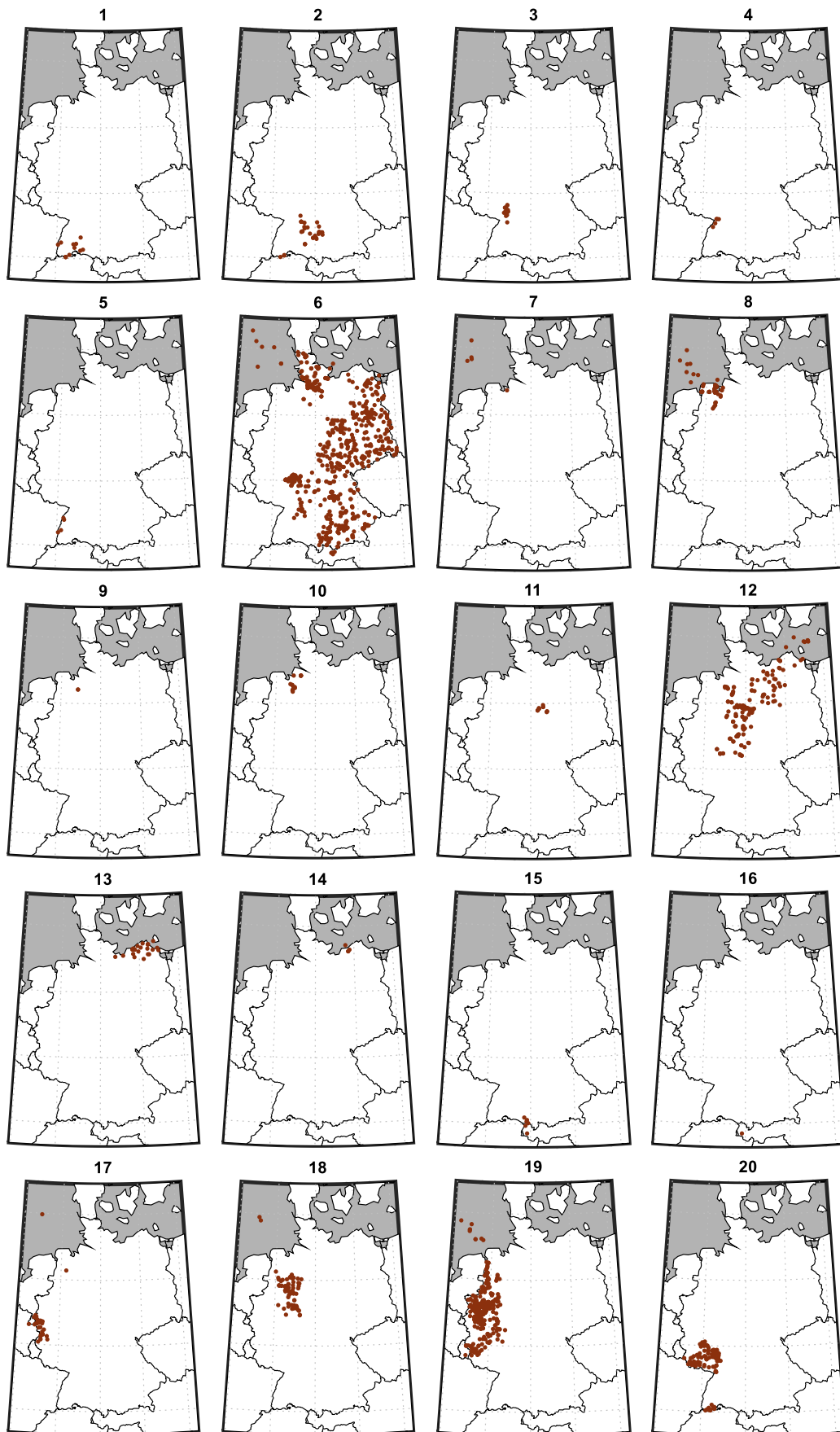


Abbildung 20: Ergebnis des Clusterings mit 20 deutschen Regionen für das Dezentralitätsszenario

#### 4.1.2 Iterative Bestimmung optimierter Erzeugungs- und Speicherkapazitäten

Um den optimalen Mix von Erzeugungs- und Speicherkapazitäten sowie deren Verteilung auf Netzknoten zu bestimmen, kommt ein iteratives Verfahren zum Einsatz, das auf dem Zusammenspiel von drei Modellen basiert:

- E2M2s für endogene Investitionen (Masterproblem)
- Netzmodell für Optimal Power Flow Rechnungen (OPF) (Netz-Subprobleme)
- Speichermodell zur Bestimmung einer zeitschrittübergreifend konsistenten Fahrweise (Speicher-Subprobleme).

Durch diese Aufteilung erfolgt eine (näherungsweise) Zerlegung des Gesamtproblems, das auf Grund der vielen zeitlichen Kopplungen (8760 stündliche Zeitschritte) und der umfangreichen räumlichen Verflechtungen (ca. 1700 Netzknoten) nicht mit vertretbarem Ressourcen- und Zeitaufwand lösbar ist. Die Netz-Subprobleme bilden die räumlichen Verflechtungen ab, werden jedoch für die einzelnen Zeitschritte separat gelöst, hingegen bilden die Speicher-Subprobleme die zeitlichen Kopplungen ab, werden aber einzeln je Netzknoten gelöst. Mit dieser Zerlegung wird nicht nur die grundsätzliche Lösbarkeit des Problems sichergestellt, sondern es ist auch im Fall der Lösbarkeit eine Reduktion der Rechenzeit zu erwarten, da die Rechenzeit bei großen Problemen weit überproportional mit der Problemgröße steigt.

Die iterative Kopplung der Teilmodelle erfolgt wie in Abbildung 21 dargestellt.

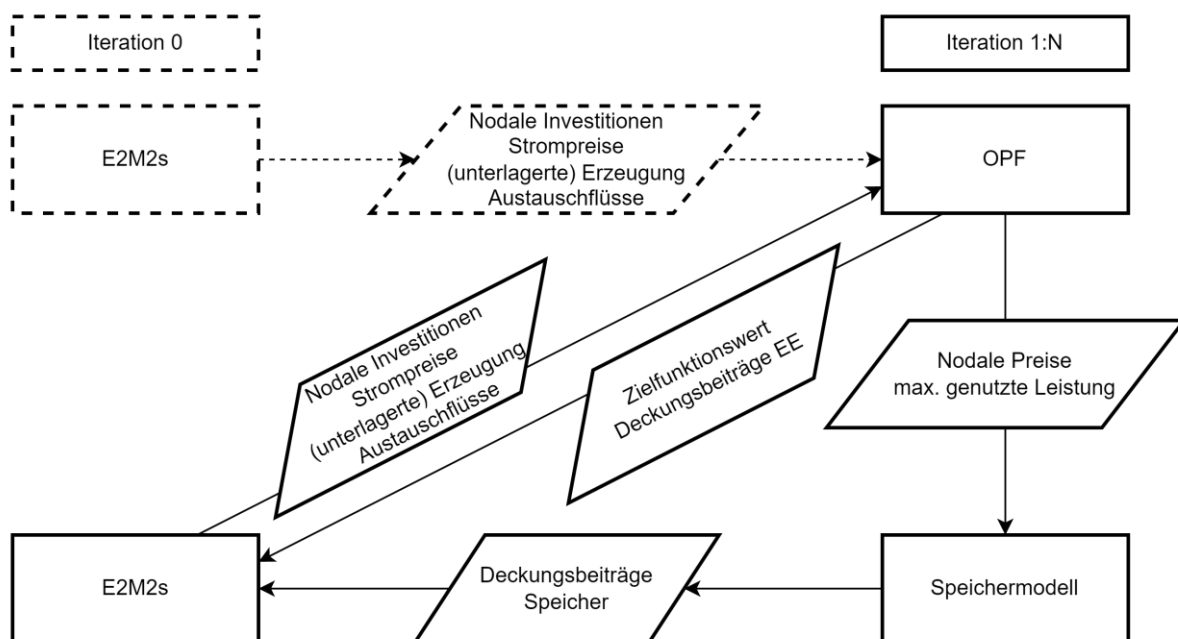


Abbildung 21: Modellkette Dezentralitätsszenario

Ausgehend von einem initialen E2M2s-Lauf werden nodale Investitionen, Strompreise, Erzeugungsmengen und Austauschflüsse an das Netzmodell für den ersten OPF übergeben. Aus diesem

resultieren nodale Preise und maximal genutzte Leistungswerte der Batteriespeicher. Im Speichermodell werden Deckungsbeiträge für die Speicher unter Berücksichtigung einer konsistenten zeitschrittübergreifenden Speicherfahrweise ermittelt und an die nächste Investitionsrechnung übergeben. Außerdem werden vom Netzmodell der Zielfunktionswert sowie Deckungsbeiträge für die erneuerbaren Energien direkt an das E2M2s übergeben. Diese Deckungsbeiträge dienen im E2M2s der kostenoptimalen Allokation von Speicher- und EE-Leistung an die modellierten Netzknoten. Das Zusammenspiel der Modelle wird im Folgenden detailliert beschrieben.

### **E2M2s**

Wie im Paris-Szenario wird das E2M2s zur Bestimmung der optimalen Kapazitäten eingesetzt.<sup>6</sup> Für den vorliegenden Anwendungsfall wurde das Modell stellenweise weiterentwickelt. Während endogene Investitionen ansonsten marktgebietsscharf (z. B. Deutschland) getätigt werden, ist es in der hier angewandten Version möglich, nodal zuzubauen. Dazu wird im Modell eine neue Disaggregationsebene für Netzknoten implementiert, die wiederum den 20 innerdeutschen Regionen zugeordnet sind. Das Ausland wird weiterhin zonal modelliert. Neuinvestitionen für erneuerbare Energien und Batteriespeicher können so knotenscharf an das Netzmodell übergeben werden. Die Deckung der Stromnachfrage erfolgt weiterhin auf der Ebene der 20 innerdeutschen Regionen. Entsprechend ist für die Stromproduktion weiterhin die Kapazität auf Marktgebietsebene maßgeblich. Gleichung (1) stellt sicher, dass die knotenscharf neu investierten Kapazitäten  $K_{n,i}^{new}$  korrekt aggregiert werden.

$$K_{r,i}^{total} = K_{r,i}^{old} + \sum_{n \in n_r(n,r)} K_{n,i}^{new} \quad \forall r, i \quad (1)$$

Die Gesamtkapazität  $K_{r,i}^{total}$  ergibt sich somit aus der Bestandskapazität  $K_{r,i}^{old}$  und der Summe der Neuinvestitionen  $K_{n,i}^{new}$  an den Knoten  $n$  der Region  $r$ .<sup>7</sup> Im betrachteten Anwendungsfall werden die nodalen Kapazitäten für alle Technologien gleich Null gesetzt außer für Wind Onshore und Offshore sowie Photovoltaik und Batteriespeicher. Dadurch, dass die Stromnachfrage weiterhin zonal gedeckt wird, gibt es in der initialen Simulation keinen Anreiz an einem bestimmten Knoten einer Region zuzubauen und das Modell ist indifferent. Dieser Anreiz ist erst ab der ersten Iteration gegeben, wenn die Deckungsbeiträge für erneuerbare Energien und Batteriespeicher in das Modell eingehen. Um im initialen Lauf einen unrealistischen Zubau zu vermeiden, werden die Kapazitäten proportional zur maximalen Knotenkapazität zugebaut.

Die Zielfunktion minimiert die Gesamtkosten des Systems, die sich aus Fixkosten, Investitionskosten, variablen Betriebskosten, Kosten für das Hochfahren von Anlagen, Übertragungskosten, Kosten für Abregelung und Kosten für den Wasserstoffimport aus Drittstaaten zusammensetzen.

<sup>6</sup> Für eine detaillierte Modellbeschreibung siehe Abschnitt 7.4.

<sup>7</sup> Die Zuordnung von Knoten zu Regionen erfolgt über die Menge  $n_r(n, r)$ .

Innerhalb dieser Zielfunktion wird ein zusätzlicher Term  $\theta$  addiert, der die Deckungsbeiträge aus Netz- und Speichermodell sowie Systemkosten aus dem Netzmodell berücksichtigt (s. u.). Dieser neue Teil der Zielfunktion und der bestehende Teil, der die Kostenminimierung im E2M2s abdeckt, werden jeweils mit dem Faktor 0,5 gewichtet, um auch im Dezentralitätsszenario Aspekte der marktorientierten Optimierung zu berücksichtigen. Durch die Gewichtung wird zudem sichergestellt, dass es nicht zu einer (impliziten) doppelten Berücksichtigung operativer und investiver Kosten aus Markt- und Netzmodellierung kommt.

Für den Term  $\theta$  gelten zusätzlich die nachfolgenden Ungleichungen, die aus dem Ansatz der Benders-Dekomposition übernommen wurden:

$$\theta \geq \left( C_{j'}^{OPF} + \sum_i \sum_n K_{i,n,j'}^{new} \cdot (C_i^{fix} + C_i^{inv}) \right) + \sum_i \sum_n \left( (K_{i,n,j}^{new} - K_{i,n,j'}^{new}) \cdot (C_i^{fix} + C_i^{inv} - CM_{i,n,j'}) \right) \quad \forall j' \quad (2)$$

Der erste Term von Gleichung (2) umfasst die langfristigen Kosten der vorangegangenen Iteration(en)  $j'$ . Diese setzen sich aus den Gesamtkosten des OPF ( $C_{j'}^{OPF}$ ) und den Fixkosten  $C_i^{fix}$  sowie den annualisierten Investitionskosten  $C_i^{inv}$  der in der vorigen Iteration zugebaute Kapazität  $K_{i,n,j'}^{new}$  zusammen. Der zweite Term steuert, ob es sich finanziell lohnt, an einem Knoten mehr oder weniger Kapazität als in den vorigen Iterationen zuzubauen. Übersteigen die Deckungsbeiträge die Summe aus Fix- und Investitionskosten, ist der zweite Faktor negativ. Dann ist es im Sinne der Kostenminimierung vorteilhaft, wenn die aktuell zugebaute Kapazität  $K_{i,n,j}^{new}$  größer als die zuvor zugebaute Kapazität  $K_{i,n,j'}^{new}$  ist. Somit wird der gesamte zweite Term negativ und senkt  $\theta$ . Hierbei ist zu beachten, dass außer  $K_{i,n,j}^{new}$  und  $\theta$  alle Bestandteile der Gleichung Parameter sind und somit nicht vom Solver veränderbar sind. Die Gleichung wird für alle vorangegangenen Iterationen aufgestellt, so dass der Lösungsraum immer weiter eingeschränkt wird.

Die so ermittelten knotenscharfen Neuinvestitionen in Wind- und Solarenergieanlagen sowie Batteriespeicher werden an das Netzmodell für die OPF-Rechnung der nächsten Iteration übergeben.

### **Netzmodell (OPF)**

Das Netzmodell wird für die Ermittlung von optimalen Leistungsflüssen (engl. Optimal Power Flow; OPF) genutzt und berechnet den optimalen Leistungsfluss in nodaler und stündlicher Auflösung, wobei Erzeugungsmengen und auch Entnahmemengen (z. B. für Speicherbefüllung) an

den Netzknoten angepasst werden können, die Leistungsflüsse auf den Leitungen jedoch die vorgegebenen Belastungsgrenzen einhalten müssen.<sup>8</sup> Als Basis dient die Netztopologie des Startnetzes, welche von der Auftraggeberin zur Verfügung gestellt wurde.

Der Output des E2M2s ist hauptsächlich zonal und nach Typzeitsegmenten aufgelöst.<sup>9</sup> Diese Daten werden zunächst für die Nutzung im Netzmodell in eine nodale und stündliche Auflösung automatisiert disaggregiert. Die Input-Parameter für den OPF umfassen insbesondere die nodale Bestandskapazität, die neu zugebauten Kapazitäten der erneuerbaren Energien und Batteriespeicher, die im E2M2s endogen bestimmt werden, sowie die regionalen Brennstoffpreise und die vertikale Last (knotenscharf). Auf Basis der genannten Input-Parameter wird unter Anwendung der DC-Approximation ein optimaler Leistungsfluss in stündlicher Auflösung berechnet, welcher die Systemkosten minimiert. Ergebnis ist der optimale Kraftwerkseinsatz unter Berücksichtigung der Netzrestriktionen, bzw. der optimale Leistungsfluss. Ergebnisgrößen aus der Berechnung sind Deckungsbeiträge, Abregelungsmengen und Netzberechnungsgrößen.

Da das Netzmodell keine zeitkoppelnden Restriktionen enthält, kann die Fahrweise von Speichern nur angenähert werden. Hierzu werden für die Speicher Opportunitätskosten auf Basis der tagesmittleren Preise aus dem E2M2s zugrunde gelegt. Die Grenzkosten für Ein- und Ausspeichern werden dabei jeweils unter Berücksichtigung des Wirkungsgrads des Speichers ermittelt. Im Anschluss an die erste Iteration des OPF wird das weiter unten beschriebene Speichermodell angewandt. Im Speichermodell werden die nodalen Schattenpreise  $\varphi_{t,n}^{ch/dc}$  der Batteriespeicher berechnet. Diese werden mit nodalisierten, aus dem E2M2s stammenden Schattenpreisen zu einem Korrekturterm verrechnet, welcher auf die oben beschriebenen Kosten addiert wird.

$$\varphi_{Korrektur} = \varphi_{t,n}^{ch/dc} - \varphi_{E2M2s,nodal} \quad (3)$$

Die folgenden Iterationen des OPF ( $n > 1$ ) erfolgen mit zusätzlichem Input der Korrekturterme.

### **Speichermodell**

Im Zuge der Arbeiten am Dezentralitätsszenario wurde ein Speichermodell implementiert, das Deckungsbeiträge für Batteriespeicher an jedem Knoten generiert. Input sind nodale Preise aus dem OPF. An jedem Netzknoten wird ein auf ein MW normierter Speicher angenommen, um auch Deckungsbeiträge für die Knoten zu ermitteln, an denen in der aktuellen Iteration kein Batteriespeicher zugebaut wurde. Grund für den Einsatz des Speichermodells ist die fehlende Kopplung von Zeitschritten im Netzmodell. Das Speichermodell gewährleistet eine zeitschrittübergreifende konsistente Speicherfahrweise, die Speicherfüllstände aus vorigen Zeitschritten berücksichtigt. Die Zielfunktion maximiert die Erlöse der normierten Speicher an jedem Knoten über den

---

<sup>8</sup> Eine genauere Beschreibung des Netzmodells und der Funktionsweise befindet sich im Anhang.

<sup>9</sup> Vgl. Abschnitt 7.4.

gesamten Optimierungszeitraum von einem Jahr. Die Erlöse eines Speichers am Knoten  $n$  ergeben sich wie folgt:

$$R_n = \sum_t p_{t,n} \cdot (y_{t,n}^{dc} - y_{t,n}^{ch}) \quad \forall n \quad (4)$$

Die Erlöse eines Zeitschrittes  $t$  ergeben sich aus der Multiplikation der nodalen Preise  $p_{t,n}$  mit der Differenz aus entladener ( $y_{t,n}^{dc}$ ) und geladener ( $y_{t,n}^{ch}$ ) Strommenge. Wird der Speicher geladen, fallen somit Kosten in Höhe der nodalen Preise  $p_{t,n}$  an. Umgekehrt kann der Speicher Erlöse erzielen, wenn er Strom bereitstellt.

Die wesentliche Restriktion ist die Speicherfüllstandsgleichung, die in Gleichung (5) dargestellt ist.

$$F_{t+1,n} = F_{t,n} + y_{t,n}^{ch} \cdot \mu - y_{t,n}^{dc} \cdot \frac{1}{\mu} \quad \forall n \quad (5)$$

Der Speicherfüllstand zu Beginn des folgenden Zeitschrittes ( $F_{t+1,n}$ ) entspricht dem Füllstand zu Beginn des aktuellen Zeitschrittes ( $F_{t,n}$ ) zuzüglich der in diesem Zeitschritt geladenen Strommenge bzw. abzüglich der entladenen Strommenge.  $\mu$  bezeichnet den Wirkungsgrad des Ladens und Entladens.

Die Kapazitätsrestriktion für den Speicher stellt sicher, dass die Summe aus Be- und Entladen die Kapazität  $K_n$  (in diesem Fall gleich 1) nicht überschreiten darf:

$$K_n \geq y_{t,n}^{ch} + y_{t,n}^{dc} \quad \forall t, n \quad (6)$$

Um zu verhindern, dass Speicher, die in der vorigen endogenen Investitionsrechnung zu groß dimensioniert wurden, d.h. im OPF nicht voll ausgenutzt wurden, erneut hohe Deckungsbeiträge erhalten, werden Auslastungsparameter  $\rho_n^{dc}$  und  $\rho_n^{ch}$  implementiert. Diese geben an, welcher Anteil der Speicherleistung für das Ent- bzw. Beladen im OPF maximal verwendet worden ist.

Die Deckungsbeiträge werden auf Basis der Werte der Variablen  $F_{t,n}$ ,  $y_{t,n}^{ch}$  und  $y_{t,n}^{dc}$  und der zugehörigen Schattenpreise  $\varphi_{t,n}^F$ ,  $\varphi_{t,n}^{ch}$  und  $\varphi_{t,n}^{dc}$  berechnet (Gleichung (7)).

$$CM_n = \sum_t (CM_{t,n}^F + CM_{t,n}^{ch} + CM_{t,n}^{dc}) \quad \forall n \quad (7)$$

$$CM_{t,n}^F = F_{t,n} \cdot \varphi_{t,n}^F \cdot r^{E/P} \quad \forall t, n \quad (8)$$

$$CM_{t,n}^{ch} = \begin{cases} y_{t,n}^{ch} \cdot \varphi_{t,n}^{ch} & : \rho_n^{ch} = 1 \\ 0 & : \rho_n^{ch} < 1 \end{cases} \quad \forall t, n \quad (9)$$

$$CM_{t,n}^{dc} = \begin{cases} y_{t,n}^{dc} \cdot \varphi_{t,n}^{dc} & : \rho_n^{dc} = 1 \\ 0 & : \rho_n^{dc} < 1 \end{cases} \quad \forall t, n \quad (10)$$

Die Schattenpreise der Variablen aus der dualen Lösung des Optimierungsproblems (mit  $\varphi$  bezeichnet) werden mit dem Variablenwert multipliziert (Gleichungen (9) und (10)).<sup>10</sup> Diese Multiplikation erfolgt nur für Knoten, an denen der Speicher seine Leistung im OPF mindestens in einem Zeitschritt voll ausgenutzt hat ( $\rho_n^{ch}$  bzw.  $\rho_n^{dc} = 1$ ). Bei der Füllstandsvariable erfolgt außerdem eine Multiplikation mit der vorgegebenen Energy-to-Power-Ratio ( $r^{E/P}$ ) für die Speicher (Gleichung (8)). Speicher, die ihre Leistung nicht voll ausnutzen, erzielen somit tendenziell niedrigere Deckungsbeiträge, was extremen Speicherzubau an einzelnen Knoten reguliert. Die so berechneten Deckungsbeiträge werden an das E2M2s übergeben und dienen als Input für die endogene Investitionsrechnung. Wie im vorherigen Abschnitt beschrieben, dienen die Schattenpreise zudem als Input für die Kostenabbildung der Speicher im OPF.

#### **4.1.3 Marktmodellierung und Redispatchberechnung**

Nach Abschluss des Iterationsverfahrens werden die endogen bestimmten Kapazitäten in die weitere Input-Modellkette übergeben (vgl. Abbildung 5). Die Zeitreihen der erneuerbaren Energien werden auf Basis dieser Kapazitäten und nodaler Kapazitätsfaktoren bestimmt und aggregiert. Neben der Höhe der installierten Leistungen bei Batteriespeichern und erneuerbaren Energien, hat auch die räumliche Verteilung der letztgenannten Auswirkungen auf die zonale Marktsimulation im JMM, da sich die aggregierten Zeitreihen gegenüber dem C-Szenario ändern können.

Die Modellkette der Marktsimulationen und Redispatchberechnungen folgt dann dem in Abbildung 2 dargestellten Schema. Einzige Ausnahme ist der Verzicht auf eine abschließende MIP-Rechnung auf Grund der hohen Batteriespeicherkapazitäten. Die MIP-Rechnungen dienen dazu, Inflexibilitäten bei konventionellen Kraftwerken anlagenscharf zu modellieren. Die hinzugewonnene Flexibilität durch die Batteriespeicher kompensiert diese Inflexibilitäten.

## **4.2 Beschreibung des angepassten Szenariorahmens**

### **4.2.1 Allgemeiner Szenariorahmen**

Die Basis für dieses Szenario bilden der Szenariorahmen sowie das Startnetz. Im Gegensatz zum Paris-Szenario wird ein Großteil des Szenariorahmens fixiert. Nur die Kapazitäten und die räumliche Verteilung der fluktuierenden erneuerbaren Energien (Wind Onshore und Offshore sowie Photovoltaik) und der Batteriespeicher in Deutschland werden mit Hilfe des zuvor beschriebenen Iterationsverfahrens endogen ermittelt (vgl. Abbildung 23 und Abbildung 24). Als Bestandskapazitäten für die Investitionstechnologien dienen die Referenzkapazitäten des Jahres 2019 aus dem

---

<sup>10</sup> Die Schattenpreise werden auch als Grenzwerte (engl.: marginals) bezeichnet und geben an, um wie viel sich der Zielfunktionswert (hier: Ertrag) ändert, wenn die bindende Grenze der Variable um 1 verschoben wird.



Szenariorahmen. Die übrigen Eingangsdaten entsprechen dem Szenario C 2035, da dieses Szenario im NEP den höchsten Anteil erneuerbarer Energien am Stromverbrauch aufweist. Die Kapazitäten im Ausland entsprechen somit denen aus dem TYNDP Distributed Energy Szenario (ENTSO-E und ENTSOG 2020).

#### 4.2.2 Bestimmung optimierter Erzeugungs- und Speicherkapazitäten

Das zuvor vorgestellte iterative Verfahren führt im Zeitverlauf zu Lösungen mit tendenziell abnehmender Abregelungsmenge. Zur Auswahl der Iteration mit der optimalen räumlichen Verteilung und Kapazität von EE-Anlagen und Batteriespeichern, wurde die Abregelung analysiert, die sich im OPF nach der endogenen Investitionsrechnung ergibt. Abbildung 22 stellt den Batteriespeicherzubau (Primärachse) und die damit einhergehende Abregelungsmenge (Sekundärachse) in Abhängigkeit der durchgeführten Iterationen (Abszisse) dar.

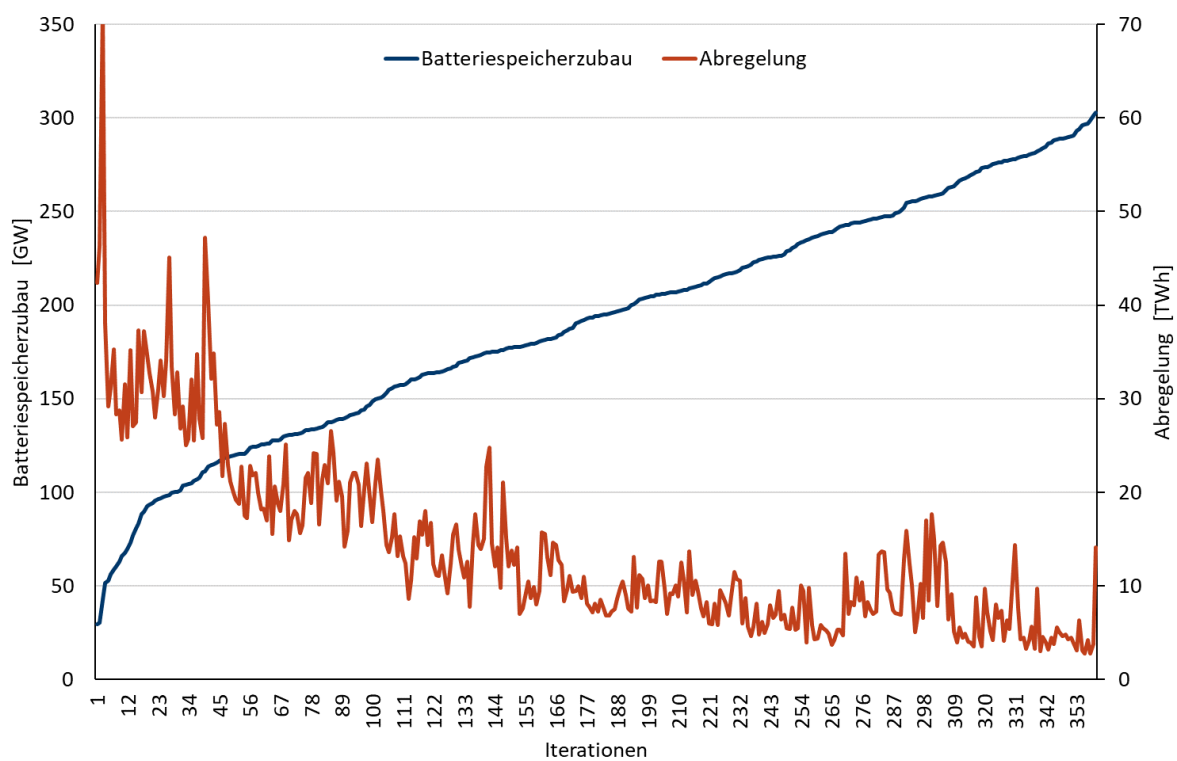


Abbildung 22: Batteriezubau und Abregelung des Iterationsverfahrens im Dezentralitätsszenario

Bei der Abregelung ist insbesondere in den ersten 100 Iterationen ein deutlicher Abwärtstrend zu erkennen, der allerdings im Verlauf merklich abflacht. Zugleich sind bei der Abregelung erhebliche Schwankungen zu beobachten. Bei den Investitionen in Batteriespeicher ist ein klarer Anstieg zu verzeichnen, der nach anfänglich steilem Anstieg nahezu linear verläuft. Da die Abregelungsmengen im Verlauf der Iterationen deutlich abnehmen, zugleich aber keine Konvergenz zu einer stabilen Lösung erkennbar ist, wurde ein pragmatisches Vorgehen gewählt, das zumindest eine brauchbare Lösung liefert: Das Verfahren wurde nach rund 360 Iterationen beendet und die letzten zehn Iterationen (349 bis 358) wurden zur weiteren Verwendung ausgewählt. Aus diesen

zehn Iterationen wurden die fünf ausgewählt, die die niedrigsten Abregelungsmengen aufwiesen, um eine Mittelwertbildung durchzuführen. Die Kapazitäten der erneuerbaren Energien und der Batteriespeicher wurden dabei gemittelt, um eine gleichmäßigere räumliche Verteilung zu erzielen. Eine OPF-Rechnung mit den gemittelten Kapazitäten führte zu einer niedrigeren Abregelung als der Mittelwert der Abregelung der fünf ausgewählten Iterationen (3,14 TWh). Die räumliche Verteilung der gemittelten Kapazitäten ist in Abbildung 23 dargestellt.

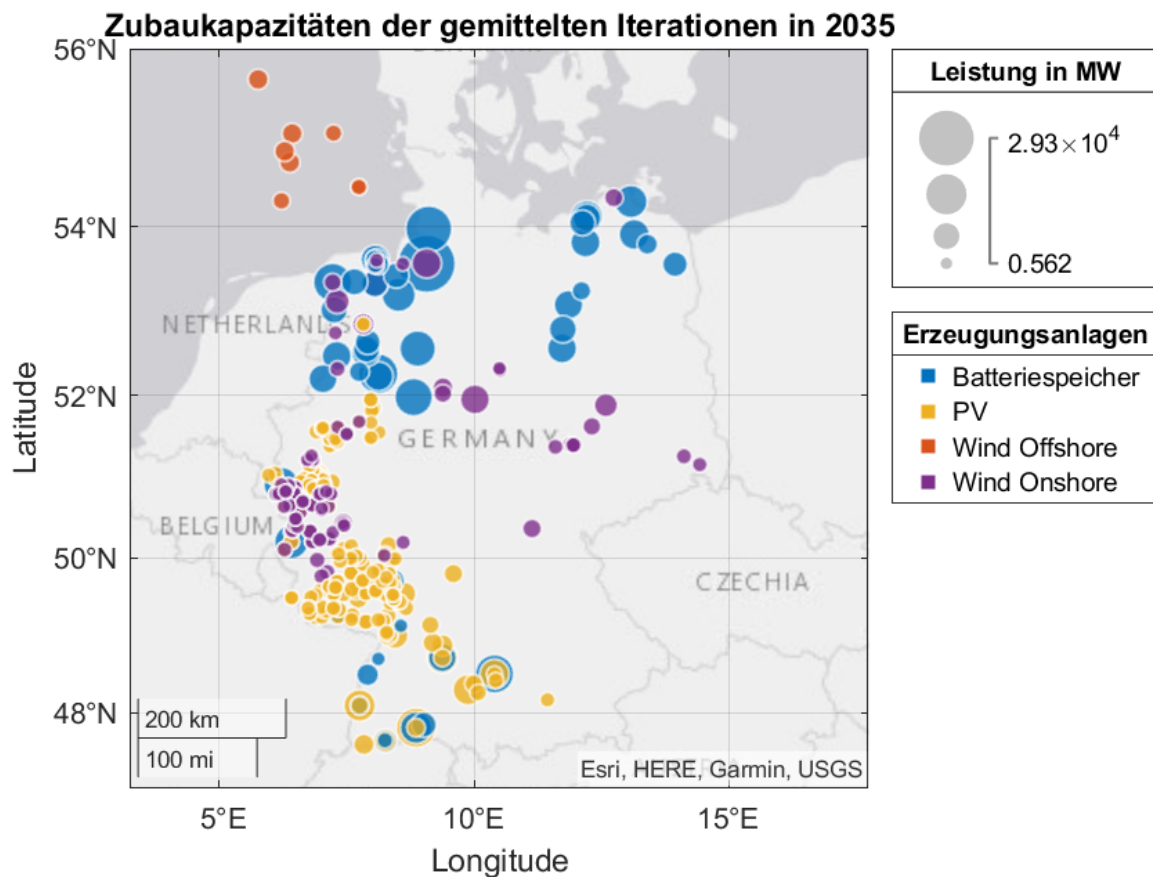


Abbildung 23: Räumliche Verteilung der gemittelten Kapazitäten im Dezentralitätsszenario

Es ist zu erkennen, dass sich die Neuinvestitionen auf den Südwesten, Westen und Norden Deutschlands konzentrieren. Insbesondere bei den PV-Anlagen erfolgt kein dezentraler Zubau, wie es bei Aufdachanlagen zu erwarten wäre. Abgesehen von kleineren Kapazitäten in Mitteldeutschland konzentriert sich die Onshore-Windenergie auf den Westen und Nordwesten. Batteriespeicher werden insbesondere an den PV-Standorten im Südwesten und nahe der Windenergie im Norden zugebaut. Dies betrifft nicht nur Onshore-Anlagen, sondern auch Anlandungspunkte der Offshore-Windenergie, die ausschließlich in der Nordsee zugebaut wird.

Aggregiert ergeben sich die in Abbildung 24 dargestellten Gesamtkapazitäten der oben genannten Technologien. Zum Vergleich werden auch die Kapazitäten des Szenarios C 2035 ausgewiesen.

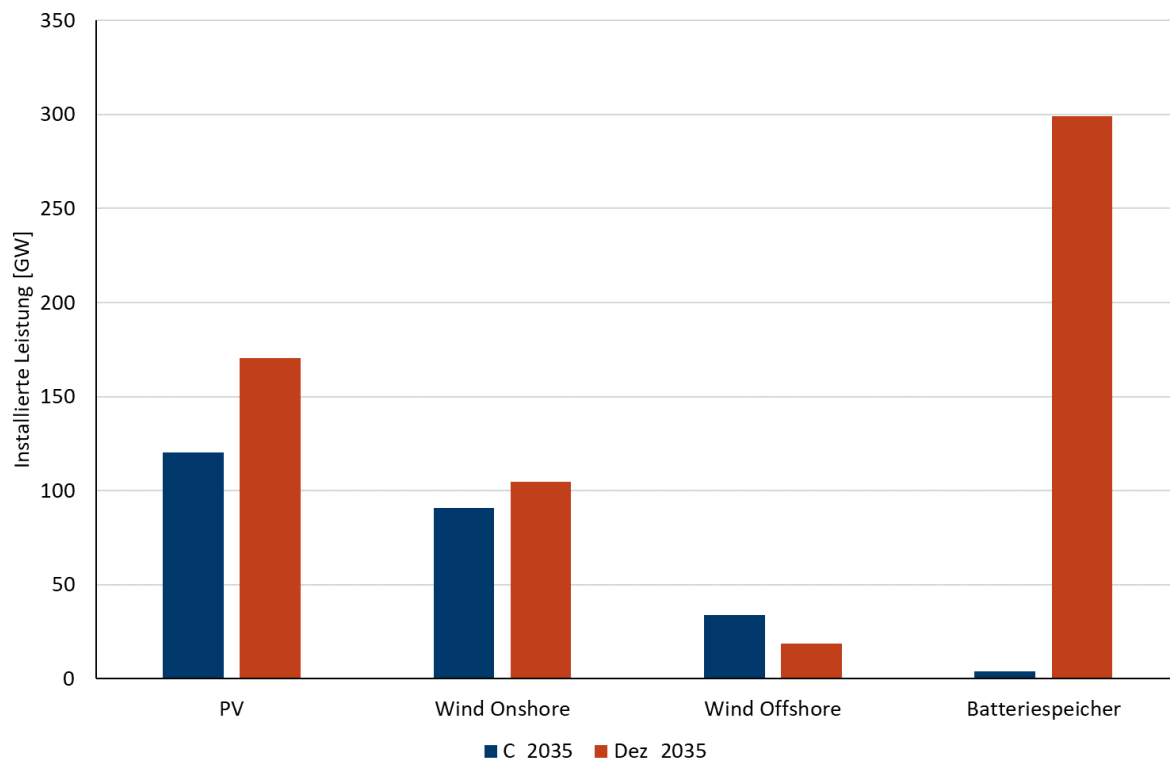


Abbildung 24: Installierte Leistung ausgewählter Technologien im Dezentralitätsszenario

Die PV-Kapazität fällt mit 171 GW um ca. 50 GW höher aus als beim C-Szenario. Die installierte Kapazität der Onshore-Windenergie ist bei beiden Szenarien ähnlich. Hier weist auch das Dezentralitätsszenario mit 105 GW einen höheren Wert aus. Bei der Offshore-Windenergie fällt die Kapazität im Dezentralitätsszenario dagegen um ca. 15 GW niedriger aus. Als Substitut dient hauptsächlich die Solarenergie, bei der wegen niedrigerer potenzieller Volllaststunden im Gegenzug deutlich mehr Kapazität zugebaut wird. Bei den Batteriespeichern ist der Unterschied zwischen den Szenarien am deutlichsten. Insgesamt ca. 300 GW Batterieleistung sind nach dem Iterationsverfahren in Deutschland installiert. Dies entspricht bei einer Energy-to-Power-Ratio von 3 einem Speichervolumen von ca. 900 GWh.

## 4.3 Ergebnisse der Markt- und Redispatchmodellierung

### 4.3.1 Marktsimulation

Da der Fokus dieses Szenarios auf Deutschland liegt und die Eingangsdaten im europäischen Ausland fixiert wurden, erfolgt auch bei der Ergebnisdarstellung eine Fokussierung auf Deutschland. Substanzielle Änderungen der installierten Kapazitäten in Deutschland haben allerdings auch Auswirkungen auf die Ergebnisse in den weiteren Regionen der Marktsimulation. Als Vergleich dient im Folgenden das Szenario C 2035 aus Los 2, bei dem der Netzausbau des BBP zu Grunde gelegt wird (EWL 2022). Damit wird ein Szenario auf Basis des bereits genehmigten Netzausbaus mit dem hier untersuchten Entwicklungspfad ohne weiteren Netzausbau verglichen. Bei beiden Szenarien werden die Ergebnisse der LP-Rechnungen mit FBMC dargestellt.

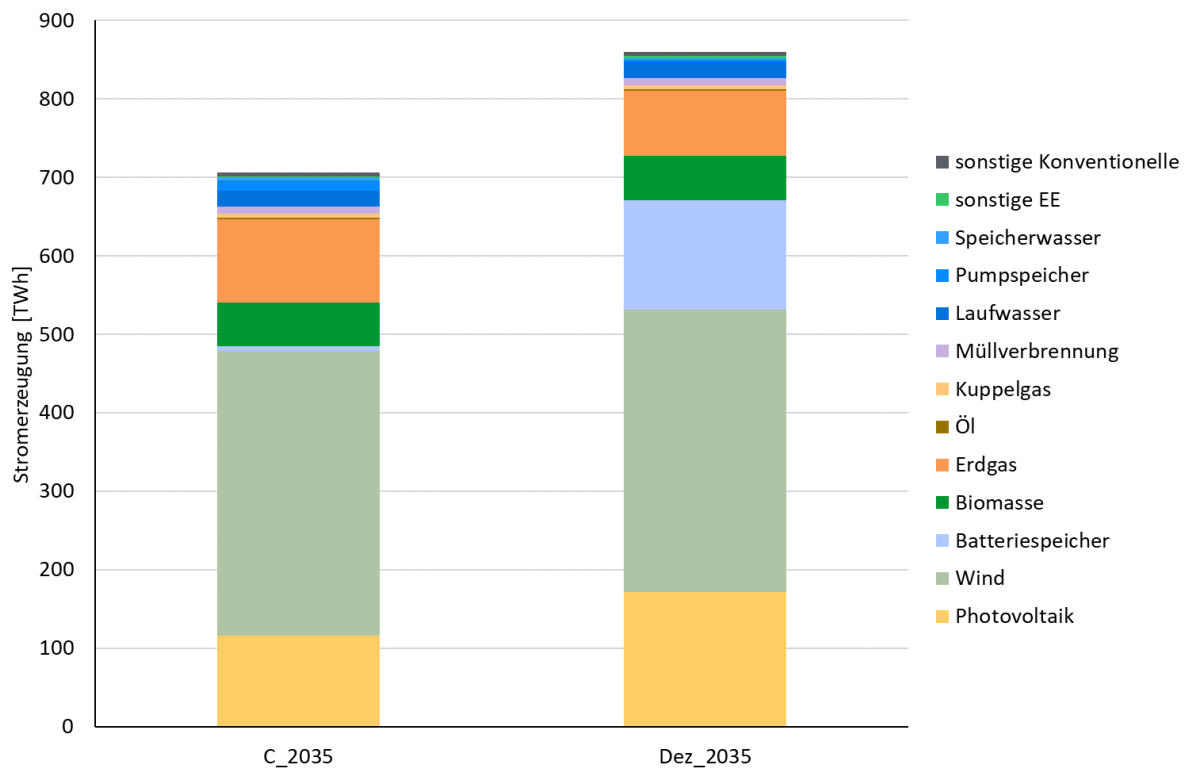


Abbildung 25: Stromerzeugung nach Technologien in Deutschland in 2035 im Dezentralitätsszenario

Abbildung 25 zeigt die Stromerzeugung nach Technologien in Deutschland für das Szenario C 2035 und das Dezentralitätsszenario. Strukturell ähneln sich die Balken der Szenarien C 2035 und Dezentralität, wobei beim Dezentralitätsszenario deutlich mehr Strom aus Batteriespeichern bereitgestellt wird.<sup>11</sup> Gründe für die Ähnlichkeit sind der identische konventionelle Kraftwerkspark und die ähnliche Gesamtleistung der fluktuierenden Erneuerbaren (vgl. Abbildung 24). Während die Produktion der Windenergieanlagen im Szenario C 2035 mit 363 TWh gegenüber 360 TWh beim Dezentralitätsszenario sogar etwas höher ausfällt, überwiegt die Produktion aus PV-Anlagen beim zweiten mit 171 zu 116 TWh deutlich. Auch dies ist mit Blick auf die installierte PV-Kapazität erklärbar. Ein weiterer Unterschied findet sich bei der Produktion aus Erdgaskraftwerken. Diese liegt beim Dezentralitätsszenario mit 83 TWh ca. 23 TWh unter dem Szenario C 2035, was sich auch bei den CO<sub>2</sub>-Emissionen bemerkbar macht (Abbildung 26). Die Produktion aus weiteren Energieträgern wie Abfall, Biomasse, Öl und Kuppelgasen liegen bei C 2035 und Dezentralität wegen vergleichbarer Rahmenbedingungen auf einem ähnlichen Niveau.

<sup>11</sup> Hierbei ist zu beachten, dass dieser Strom zuvor von anderen Technologien produziert wurde.

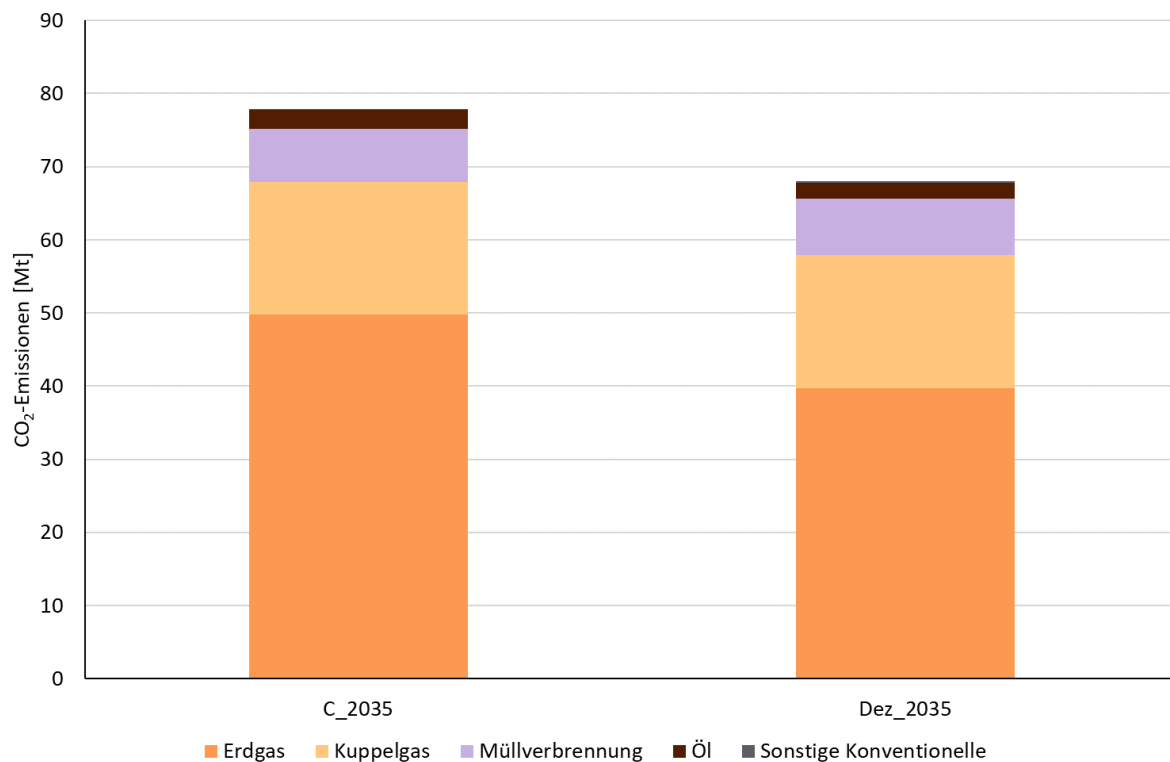


Abbildung 26: CO<sub>2</sub>-Emissionen in Deutschland in 2035 im Dezentralitätsszenario

Abbildung 26 stellt die in Deutschland anfallenden CO<sub>2</sub>-Emissionen der beiden Szenarien dar, die sich aus den zuvor dargestellten Produktionsmengen ergeben. Insgesamt sinken die Emissionen zwischen dem Szenario C 2035 und dem Dezentralitätsszenario von 78 Mt auf 68 Mt. Dieser Rückgang ist weitestgehend auf die niedrigere Produktion von Erdgaskraftwerken zurückzuführen (vgl. Abbildung 25). Dies ist ein positiver Effekt der zusätzlichen Flexibilität durch höhere Batteriespeicherkapazität. So kann Überschussstrom aus erneuerbaren Energien häufiger in Zeiten hoher Residuallast genutzt werden und verringert die Notwendigkeit des Einsatzes flexibler konventioneller Kraftwerke. Die CO<sub>2</sub>-Emissionen aus Müllverbrennungsanlagen und Kuppelgaskraftwerken sind nahezu identisch, da für die Anlagen Must-Run-Bedingungen gelten.

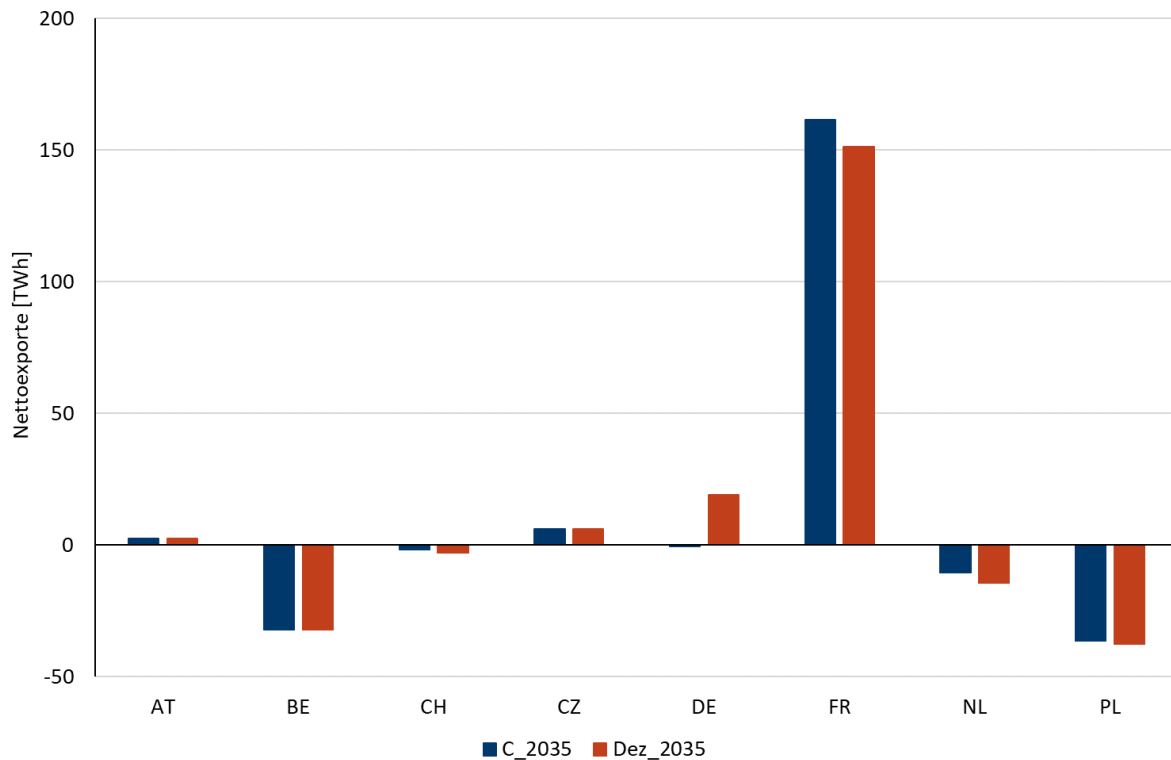


Abbildung 27: Nettoexportpositionen ausgewählter Länder in 2035 im Dezentralitätsszenario

In Abbildung 27 sind die Nettoexportpositionen beider Szenarien für ausgewählte Länder dargestellt.<sup>12</sup> Negative Werte zeigen hier einen Importüberschuss an. Mit Ausnahme von Deutschland weisen die dargestellten Länder in beiden Szenarien die gleichen Vorzeichen sowie niedrige relative Änderungen der Nettoexporte auf. Im Dezentralitätsszenario liegen die Nettoexporte Deutschlands mit rund 19 TWh deutlich über denen des Szenarios C 2035 mit -0,7 TWh. Auch hier macht sich die zusätzliche Flexibilität durch Batteriespeicher bemerkbar, die dazu führt, dass Deutschland mehr Strom exportieren kann, um Nachfrage im Ausland zu decken. Wie schon im C-Szenario ist Frankreich auch im Dezentralitätsszenario größter Nettoexporteur mit einem Exportüberschuss von 151 TWh. Weitere Nettoexporteure sind Österreich und Tschechien mit 3 bzw. 6 TWh. Belgien, Schweiz, Niederlande und Polen weisen Importüberschüsse von 32 TWh, 3 TWh, 14 TWh und 37 TWh auf.

<sup>12</sup> Es ist zu beachten, dass im Modell Austausch mit weiteren Regionen stattfindet.

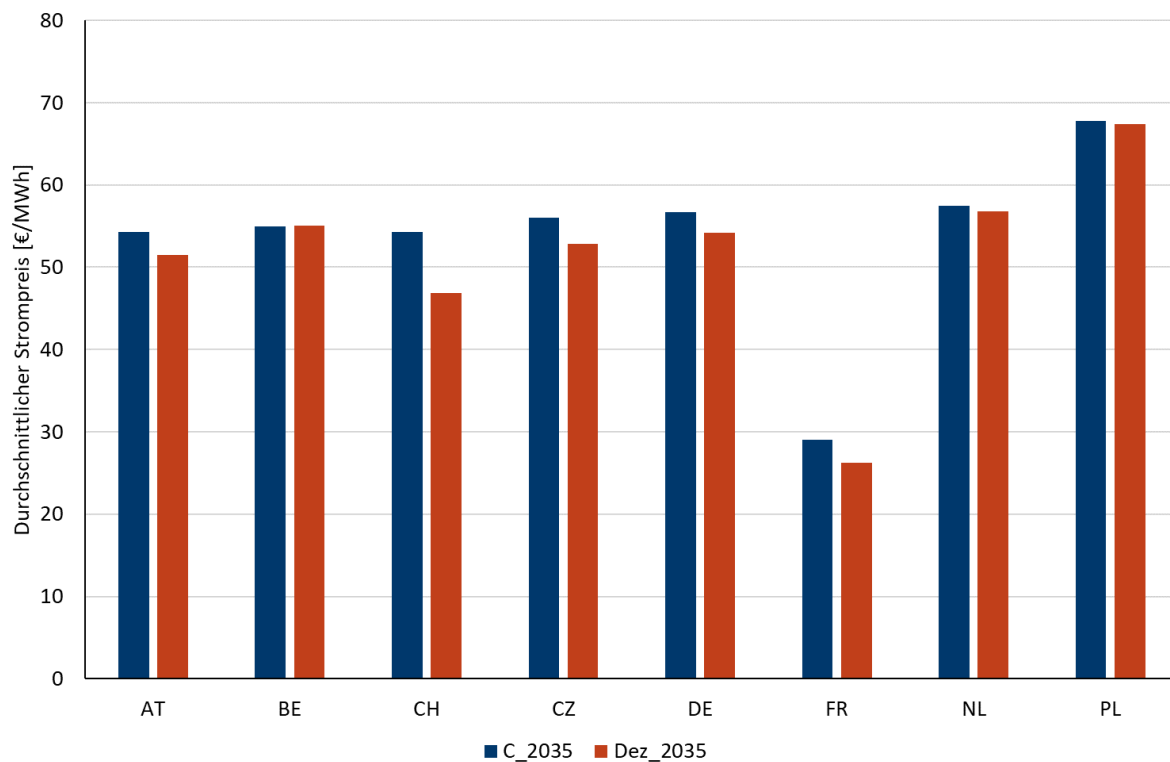


Abbildung 28: Durchschnittliche Strompreise ausgewählter Länder in 2035 im Dezentralitätsszenario

Die durchschnittlichen Strompreise beider Szenarien für ausgewählte Länder sind in Abbildung 28 dargestellt. In diesen Ländern liegen – mit Ausnahme von Belgien – die Preise des Dezentralitätsszenarios unter denen des Szenarios C 2035. In Deutschland sinkt der Durchschnittspreis von 56,66 €/MWh auf 54,15 €/MWh. Der preisreduzierende Effekt der zusätzliche Batterieleistung, der auch in Abbildung 29 erkennbar ist, wirkt sich über die Kuppelstellen auf das europäische Ausland aus.

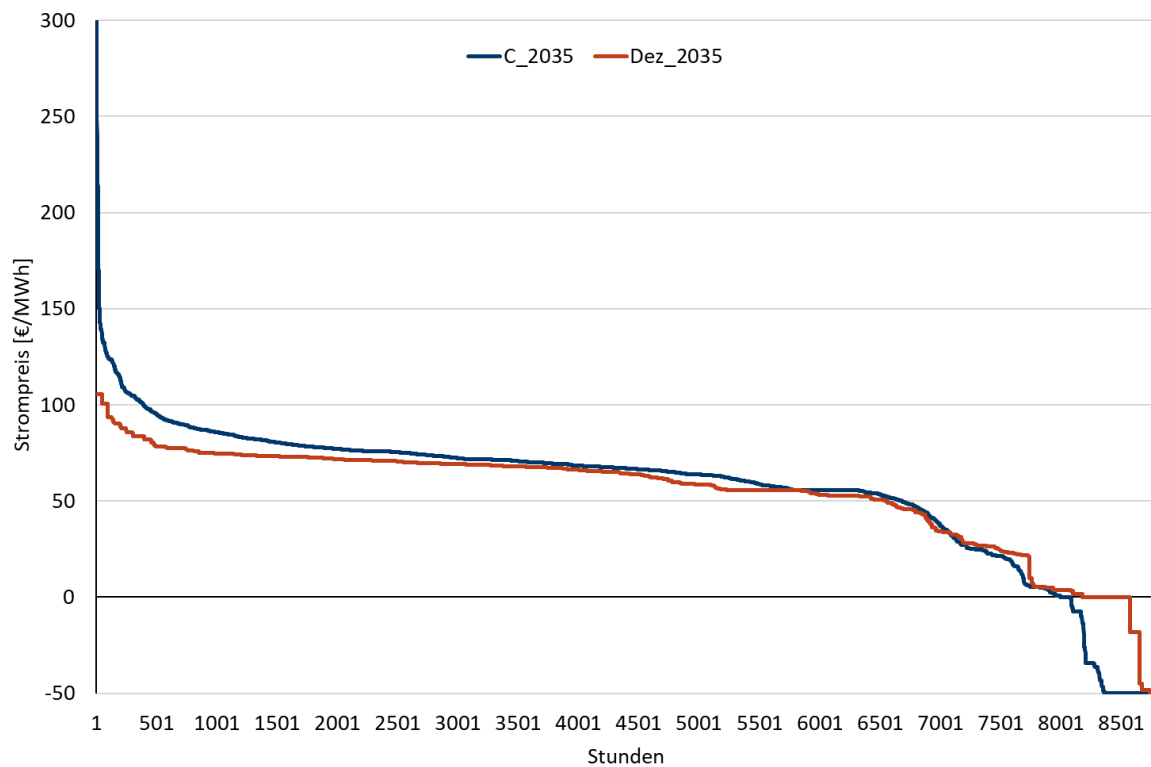


Abbildung 29: Preisdauerlinien für Deutschland in 2035 im Dezentralitätsszenario

Abbildung 29 zeigt die Preisdauerlinien für Deutschland, die sich aus den Marktsimulationen der beiden Szenarien ergeben. Auch hier ist beim Vergleich zwischen den beiden Szenarien der Effekt der zusätzlichen Batteriespeicher zu erkennen. Während die Preisdauerlinien im mittleren Bereich sehr ähnlich verlaufen, weichen sie bei den Preisspitzen im linken Bereich und den niedrigen bzw. negativen Preisstunden im rechten Bereich voneinander ab. Im Dezentralitätsszenario treten keine Preise über 105,77 €/MWh auf und auch die Anzahl der Stunden mit negativen Preisen liegt mit 212 deutlich unter denen des C-Szenarios (702). Die zusätzlichen Batteriespeicher kappen sowohl Preisspitzen, die durch Knappheitssituationen bedingt sind, als auch negative Preise, die bei Abregelung erneuerbarer Energien auftreten.

Die marktbasierende Abregelung der beiden Szenarien im Jahr 2035 ist für ausgewählte Länder in Abbildung 30 dargestellt. Hier sind zwischen dem Szenario C 2035 und dem Dezentralitätsszenario wesentliche Unterschiede auszumachen. Die Abregelung der fluktuierenden Erneuerbaren sinkt in Deutschland von 3,6 TWh auf 0,4 TWh. Auch im Ausland ist ein positiver Effekt im Sinne der Integration erneuerbarer Energien zu beobachten. So sinkt die marktbasierende Abregelung in Frankreich beispielsweise um 0,6 TWh und in den Niederlanden um 0,8 TWh. Ein Anstieg der Abregelung ist in keinem Land zu verzeichnen.



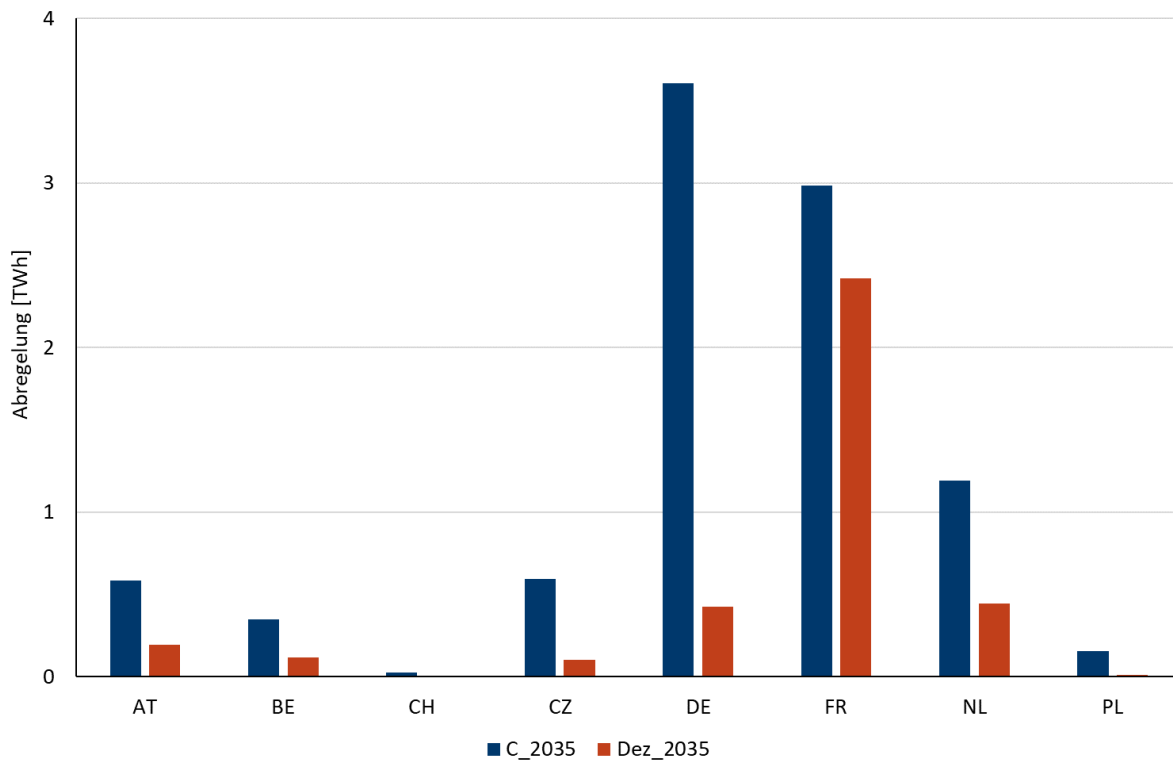


Abbildung 30: Marktbasierter Abregelung erneuerbarer Energien ausgewählter Länder in 2035 im Dezentralitätsszenario

#### 4.3.2 Redispatch

Tabelle 4: Ergebnisse der Redispatchberechnungen (Dezentralitätsszenario)

Betrachtetes Szenario	Marktbasierter Abregelung [TWh]	Abregelung Redispatch [TWh]	Redispatch-menge [TWh]	Systemkosten Marktsim. [Mrd. €]	Redispatch-kosten [Mrd. €]	Investitionskosten Batteriespeicher [Mrd. €]	Annualisierte Fix- und Inv.-Kosten Batteriespeicher [Mrd. €/a]
Dezentralitäts-Szenario (2035)	0,42	1,16	136	12,39	0,45	80,45	8,96

Tabelle 4 zeigt die Ergebnisse der Redispatchberechnungen auf Basis des JMM-Laufes mit FBMC. Die marktbasierter Abregelung fällt im Dezentralitätsszenario mit 0,4 TWh demnach geringer aus als beim C-Szenario auf Basis des Zielnetzes (8,8 TWh). Die Abregelung im Redispatch ist mit ca. 1,2 TWh zwar ebenfalls geringer als bei Szenario C 2035 auf Basis des Zielnetzes (1,2 zu 3,2 TWh), es ist jedoch zu beachten, dass durch die fehlende zeitschrittübergreifende Modellierung im Redispatch die Speicher nicht notwendigerweise eine realistische Fahrweise bzw. ausgeglichene Speicherbilanz aufweisen (s. a. Abbildung 32). Auf Grund dieser methodischen Inkonsistenz werden die tatsächlichen Abregelungsmengen unterschätzt. Der vorliegende Wert ist somit als Untergrenze zu interpretieren. Die Redispatchmenge von 136 TWh ist im Dezentralitätsszenario nur begrenzt aussagekräftig, da er auch die Verschiebung von Erzeugungs- (und Einspeicher-) Mengen zwischen unterschiedlichen Anlagen der gleichen Technologiegruppe (z. B. verschiedene Batteriespeicher) im Marktgebiet umfasst.

Die kurzfristigen Systemkosten, die sich aus der JMM-Simulation ergeben, belaufen sich auf 12,4 Mrd. €. Zusätzlich sind die Investitions- und Fixkosten durch den starken Speicherzubau zu berücksichtigen. Die Investitionskosten belaufen sich allein auf 80,5 Mrd. €. Annualisiert ergeben sich unter Berücksichtigung der sonstigen Fixkosten Kosten i. H. v. 9,0 Mrd. € pro Jahr.

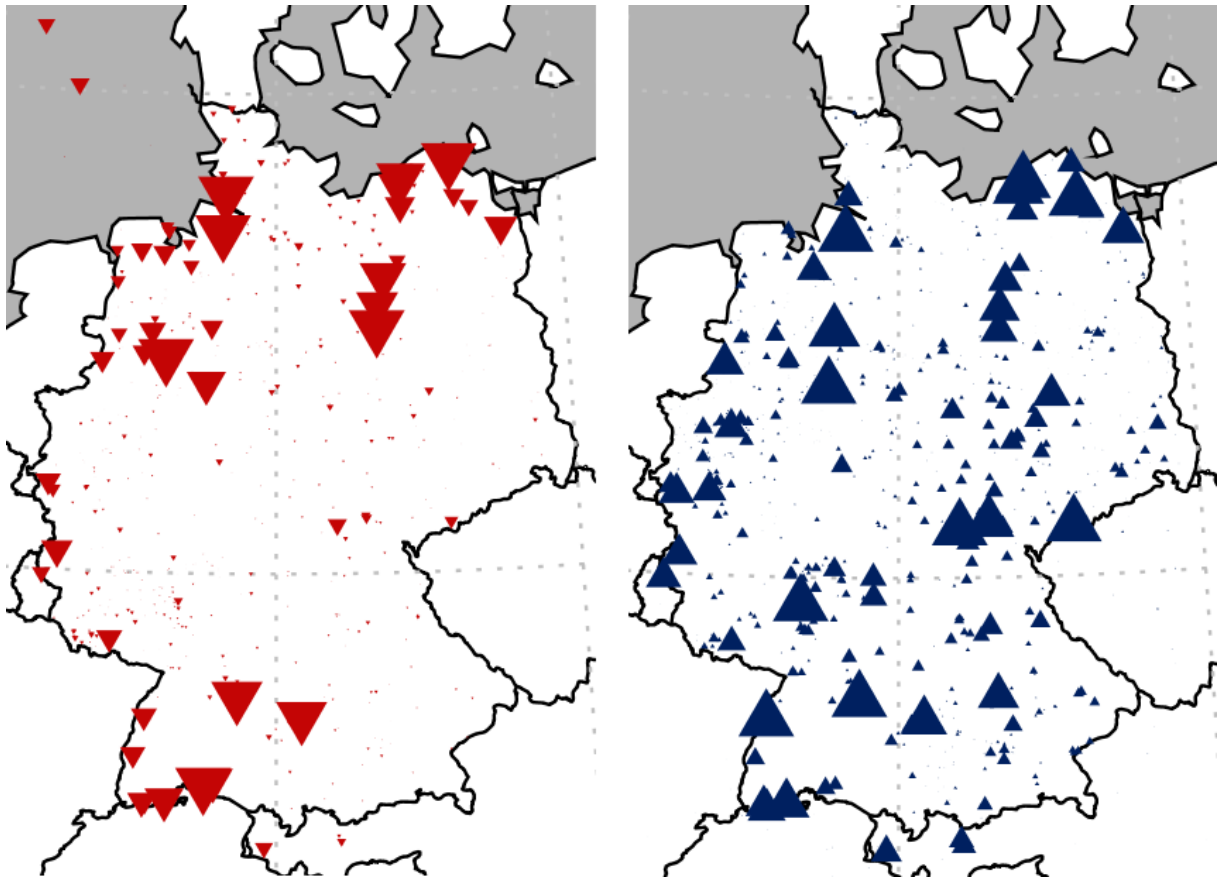


Abbildung 31: Negativer (links) und positiver (rechts) Redispatch (inklusive Abregelung) im Dezentralitätsszenario

Abbildung 31 stellt die negative (rot) und positive (blau) Redispatcharbeit im Dezentralitätsszenario standortgenau dar. Die Größe der Dreiecke zeigt dabei die Höhe der Redispatchmenge an. Am negativen Redispatch sind insbesondere die Batteriespeicher (-61 TWh) und in deutlich geringerem Maße auch Pumpspeicher (-3,8 TWh) und Power-to-Wasserstoff (-1,7 TWh) beteiligt (vgl. Abbildung 32). Auch beim positiven Redispatch dominieren die Batteriespeicher mit ca. 37 TWh, gefolgt von Pumpspeichern mit 15 TWh, Erdgaskraftwerken mit 12 TWh, Power-to-Wasserstoff mit 2,2 TWh und Biomasse mit 1,4 TWh. Die Gruppe „Andere“ umfasst die Technologien Steinkohle, Braunkohle, Öl, Kernenergie, Power-to-Methan und Speicherwasser. Diese Gruppe hat zusammen ein gesamtes Redispatchvolumen von ca. 1,2 TWh. Die Technologien Wind und PV sind auf Grund von Abregelung mit einem negativen Redispatch von -1,2 TWh vertreten. Allerdings ist hinsichtlich der Interpretation dieser Werte nochmals darauf hinzuweisen, dass die Flexibilität der Batteriespeicher und ihr möglicher Beitrag zur Vermeidung von Abregelung überschätzt wird, da keine zeitschrittübergreifende Bewirtschaftung des Speicherinhalts erfolgt.

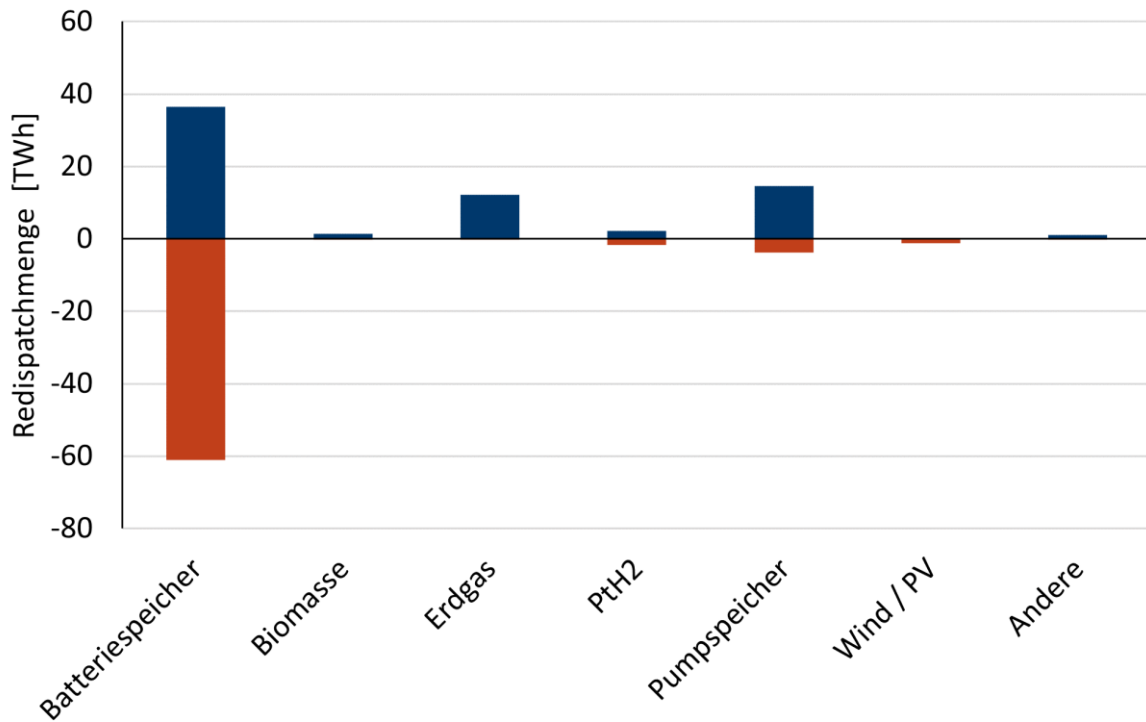


Abbildung 32: Übersicht der Redispatchmengen nach Technologie (inklusive Abregelung) im Dezentralitätsszenario

#### 4.4 Zusammenfassung Entwicklungspfad 2

Ziel dieses Szenarios war die Ermittlung eines optimierten räumlichen Zubaus von fluktuierenden erneuerbaren Energien sowie Batteriespeichern, der zu einer Abregelungsmenge aus Marktsimulation und Redispatch führt, die nicht größer als die des Szenarios C 2035 auf Basis des Zielnetzes ausfällt. Dabei sollten Mantelzahlen zu Verbrauch und Anteil der erneuerbaren Energien am Stromverbrauch eingehalten werden. Die Grundlage für das Dezentralitätsszenario bildet das Startnetz, da untersucht werden soll, wo und in welchem Umfang erneuerbare Energien und Speicher zugebaut werden müssten, um Netzausbau adäquat zu ersetzen. Zur Erreichung dieses Ziels wurde ein Iterationsverfahren entwickelt, bei dem drei Modelle (Investitionsmodell, Netzmodell und Speichermodell) interagieren. Die so ermittelten Kapazitäten dienten als Input für die aus dem Paris-Szenario bekannte Modellkette, bei der Marktsimulationen mit dem JMM Input für die abschließende Redispatchberechnung generieren.

Die dargestellten Ergebnisse des Iterationsverfahrens zeigen, dass eine vollständige Vermeidung von Abregelung auch bei einer hohen Anzahl von Iterationen nicht erreicht wird. Aus den Iterationen 349 bis 358 wurden daher die fünf Iterationen mit der niedrigsten Abregelung im OPF ausgewählt und Mittelwerte über die nodalen Kapazitäten gebildet, um eine gleichmäßigere räumliche Verteilung zu erzielen. Für Wind Onshore und Offshore ergeben sich somit Gesamtleistungen von 104 bzw. 19 GW, für Photovoltaik von 171 GW und für Batteriespeicher von 299 GW.

Die Ergebnisse des JMM auf Basis der zuvor erwähnten Kapazitäten zeigen verschiedene Effekte der zusätzlichen Speicherleistung, die allerdings unter dem Vorbehalt stehen, dass die kombinierte Wirkung von Netz- und Speicherrestriktionen in der nachfolgenden Redispatchrechnung methodisch nur unzureichend berücksichtigt werden konnten. Es ist ein Rückgang der CO<sub>2</sub>-Emissionen um 9,9 Mt gegenüber dem Szenario C 2035 zu beobachten, der weitestgehend auf eine Reduktion der Stromerzeugung aus Erdgaskraftwerken zurückzuführen ist. Die deutschen Nettoexporte erhöhen sich gegenüber dem Szenario C 2035 um 20 TWh, was dazu führt, dass Deutschland nun eine positive Nettoexportbilanz aufweist. Auch bei den Preisen sind erwartbare Effekte zu beobachten. Das zusätzliche Speichervolumen ermöglicht sowohl eine Reduktion der Knappheitspreise als auch eine Reduktion der Stunden mit negativen Preisen, die durch Abregelung erneuerbarer Energien hervorgerufen werden. Im europäischen Ausland sind Verringerungen der durchschnittlichen Strompreise zu beobachten. Die marktbasierete Abregelung in Deutschland sinkt entsprechend gegenüber dem Szenario C 2035 mit Zielnetz ebenfalls deutlich auf 0,4 TWh.

In der anschließenden Redispatchberechnung ergibt sich eine Abregelungsmenge von 1,2 TWh und somit eine Gesamtabregelungsmenge von 1,6 TWh. Da im Redispatchmodell konstruktionsbedingt keine ausgeglichene Speicherbilanz gewährleistet wird, stellt dieser Wert eine Untergrenze für die Abregelungsmengen dar. Bei einer zeitschrittübergreifenden Speichermodellierung im Redispatch ist ein erheblich höherer Wert zu erwarten. Somit ist ein valider Vergleich mit den Zielgrößen der ÜNB aus dem Szenario C 2035 mit Zielnetz kaum möglich. Dort wurde in der Marktsimulation eine Abregelungsmenge von 8,8 TWh und im Redispatch von 3,2 TWh ermittelt. Folglich ist weiterer Forschungs- und Modellierungsaufwand notwendig, um ein Verfahren zu entwickeln, das zu einer konvergenten Lösung führt und das eine zeitschrittübergreifend konsistente Fahrweise der Speicher in der Netz- und Redispatchberechnung gewährleistet.

## 5 Entwicklungspfad 3: Kein weiterer Bau von Interkonnektoren

### 5.1 Beschreibung der Methodik

Im Entwicklungspfad 3 wird ein Szenario betrachtet, in welchem keine weiteren Interkonnektoren zwischen Deutschland und seinen Nachbarländern gebaut werden.

Da dieses Szenario die Auswirkungen von Interkonnektoren zum Gegenstand hat, wird hier analog zu den in Los 2 durchgeführten Bewertungen von Interkonnektoren vorgegangen (EWL 2022). Die Regionalisierung und Marktmodellierung basieren auf der in Abschnitt 2 beschriebenen Methodik. Die Methodik der volkswirtschaftlichen Bewertung für die Interkonnektoren wird im Folgenden erläutert. Dabei erfolgt die Bewertung im Vergleich zum Szenario B 2035 aus Los 2, welches hier als Referenzszenario zugrunde gelegt wird.

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 CO<sub>2</sub>-Ausstoßes – B2. CO<sub>2</sub> emissions
- Integration erneuerbarer Energien – B3. RES integration
- Klimafolgekosten – B4. Societal well-being as result of RES integration and change in CO<sub>2</sub> 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.

### 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 (11) berechnet:

$$R_r^{Cons} = \sum_t ((p_{t,r}^{VLL} - p_{t,r}) \cdot D_{t,r}) \quad (11)$$

$p_{t,r}^{VLL}$  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 (12) dargestellt:

$$R_r^{Prod} = \sum_t ((D_{t,r} + \sum_{r'} (E_{t,r,r'}^{NTC} - E_{t,r',r}^{NTC}) + E_{t,r}^{FB}) \cdot p_{t,r}) - C_r^{Sys} \quad (12)$$

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 (13).

$$C_r^{Sys} = C_r^{JMM} - (L_{T,r}^{Hydro} - L_{t_1,r}^{Hydro}) \cdot p_r^{Hydro} - \sum_t (y_{t,r}^{PtH2} \cdot u^{PtH2} + y_{t,r}^{PtM} \cdot u^{PtM}) \quad (13)$$

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 Wasserschattpreisen  $p_r^{Hydro}$  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 2.3.3).

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:

$$SEW_r^M = R_r^{Cons} + R_r^{Prod} + R_r^{Cong} \quad (14)$$

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 CO<sub>2</sub>-Ausstoßes

Die CO<sub>2</sub>-Emissionen einer Marktsimulation werden auf Basis des Brennstoffverbrauches der Erzeugungseinheiten und der CO<sub>2</sub>-Intensität der Brennstoffe bestimmt. Im Zuge der KNA werden die Emissionen der Marktsimulation eines Szenarios und der Referenzsimulation verglichen, um die Änderung des CO<sub>2</sub>-Ausstoßes zu ermitteln.

Dies wird analog für die Änderungen des CO<sub>2</sub>-Ausstoßes durchgeführt, die sich aus Redispatchmaßnahmen ergeben, um die gesamte Änderung des CO<sub>2</sub>-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 zu Grunde gelegt, diese sind dementsprechend identisch zu denen der ÜNB. Für die Monetarisierung werden die Klimafolgekosten von 224 €/t CO<sub>2</sub> bzw. 232 €/t CO<sub>2</sub> in den Jahren 2035 und 2040 um die CO<sub>2</sub>-Zertifikatspreise der Marktsimulation verringert, um eine Doppelzählung zu vermeiden. Die so ermittelten Kosten von 147.5 €/t CO<sub>2</sub> bzw. 132 €/t CO<sub>2</sub> werden mit den zuvor ermittelten Änderungen der CO<sub>2</sub>-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 Netztopologie<sup>13</sup>. 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 7.5.2 zu finden.

---

<sup>13</sup> 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.



### **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 der Netzverluste wirken sich positiv auf den gesamten volkswirtschaftlichen Mehrwert aus.

## **5.2 Beschreibung des angepassten Szenariorahmens**

### **5.2.1 Allgemeiner Szenariorahmen**

Für diesen Entwicklungspfad wird das Szenario B 2035 aus Los 2 zugrunde gelegt. Die entsprechenden Inputparameter sind im Bericht zu Los 2 beschrieben (EWL 2022). Der hier betrachtete Entwicklungspfad unterscheidet sich nur hinsichtlich des Netzausbaustands vom Szenario B 2035.

### **5.2.2 Netzausbaustand**

Die Netztopologie wird ausgehend vom BBP-Netz 2035 erstellt. Anders als im BBP-Netz werden jedoch alle grenzüberschreitenden Maßnahmen, welche sich zum Zeitpunkt der Erstellung der Studie noch nicht mindestens im Planfeststellungsverfahren befanden, deaktiviert.

Konkret handelt es sich hierbei um folgende Maßnahmen:

- BBPIG 08 – TTG-P25 (Brunsbüttel – Barlt – Heide – Husum – Klixbüll – Bundesgrenze (Dänemark))
- BBPIG 32 – TTG-P67/P112 (Altheim – Bundesgrenze (Österreich) – Pleinting mit Abzweigen Markt Tann / Gemeinde Zeilarn – Pirach und Matzenhof – Simbach)
- BBPIG 40 – P52 (Punkt Neuravensburg – Bundesgrenze (Österreich))
- BBPIG 72 – P176 (Eichstetten – Bundesgrenze (Frankreich))
- BBPIG 69 – 50HzT-P211 (Güstrow – Schweden (Hansa PowerBridge))
- EnLAG 12 – 50HzT-P213 (Eisenhüttenstadt – Baczyna (Polen))
- BBPIG 70 – P328 (Fedderwarden – Vereinigtes Königreich (NeuConnect))

Im Falle der Projekte BBPIG 32 und BBPIG 72 handelt es sich um den Ersatz bestehender Infrastruktur. An den entsprechenden Stellen wird die Netztopologie auf den Zustand vor Implementierung der Projekte zurückgesetzt. Bei den übrigen Projekten genügt die Abschaltung des jeweiligen Interkonnektors.

## 5.3 Ergebnisse der Modellrechnungen

### 5.3.1 Marktsimulation

Die Ergebnisse der Marktmodellierung werden vergleichend zum Szenario B 2035, das als Referenzszenario dient, dargestellt.

Die durchschnittlichen Strompreise in Deutschland und Nachbarländern sind in Abbildung 33 dargestellt. Im Vergleich zum Referenzszenario B 2035 steigen die durchschnittlichen Preise in Deutschland und den meisten Nachbarländern deutlich an. Lediglich in der Schweiz und Frankreich gehen die Preise zurück. Insgesamt höhere Preise sind konsistent mit geringeren Übertragungs- und damit Handelskapazitäten. Ein Grund hierfür ist, dass in Zeiten mit niedriger Erneuerbareneinspeisung nur in geringerem Maße auf kostengünstige Importmöglichkeiten aus dem Ausland zurückgegriffen werden kann. Umgekehrt kann überschüssige erneuerbare Erzeugung in Deutschland nur in geringerem Maße exportiert werden. Teilweise muss diese abregelt werden, was sich in deutlich höheren Abregelungsmengen niederschlägt (Abbildung 34).

Durch die geringeren Handelskapazitäten sinken sowohl die deutschen Exporte als auch Importe (Abbildung 35). Da die Exporte insgesamt stärker sinken als die Importe, sinkt die Gesamtbilanz insgesamt um etwa 4 TWh. Der Importüberschuss erhöht sich damit auf 7,7 TWh.

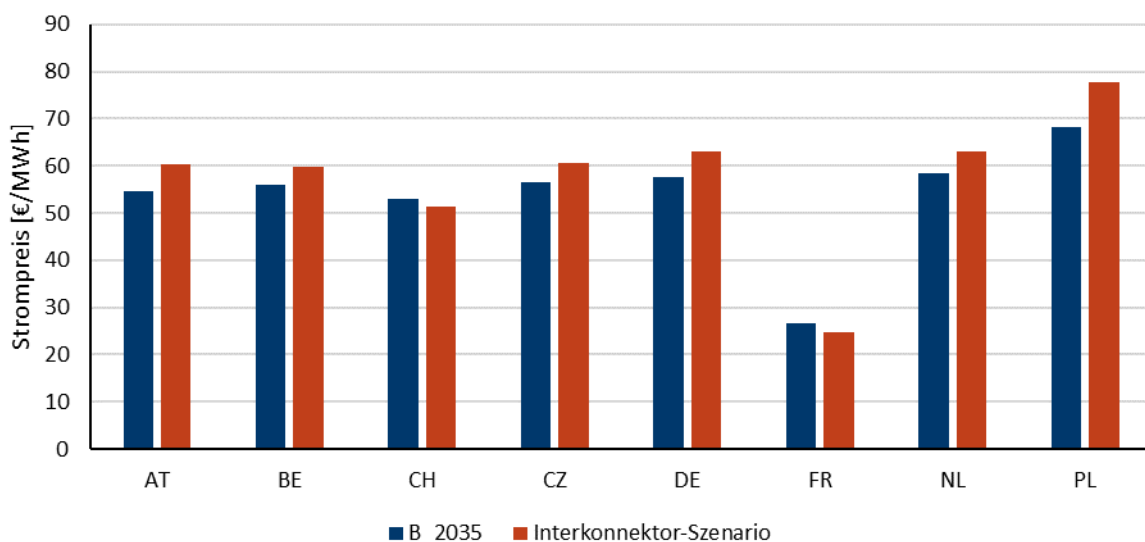


Abbildung 33: Durchschnittliche Strompreise in 2035 im Szenario ohne neue Interkonnectoren

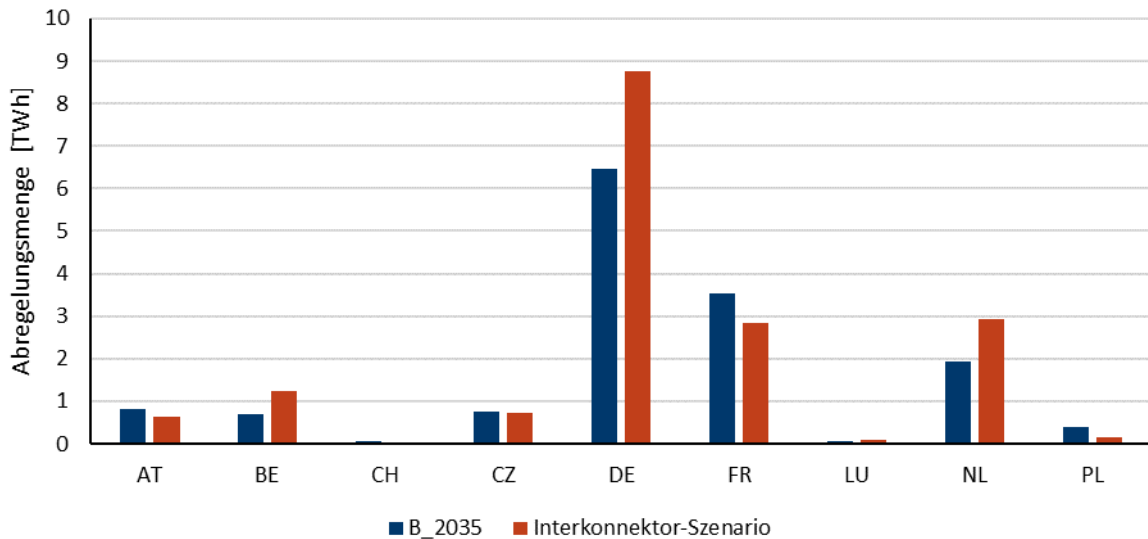


Abbildung 34: Abregelungsmengen in 2035 im Szenario ohne neue Interkonnetektoren

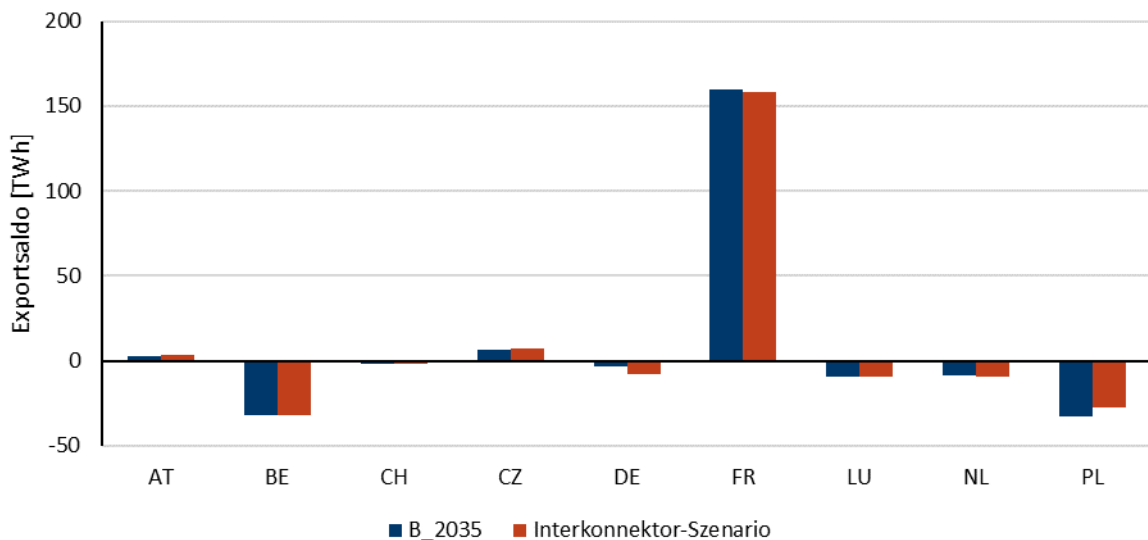


Abbildung 35: Exportsalden in 2035 im Szenario ohne neue Interkonnetektoren

### 5.3.2 Redispatch

Tabelle 5: Ergebnisse der Redispatchberechnungen (Szenario ohne neue Interkonnetektoren)

Betrachtetes Szenario	Systemkosten [Mio. €/a]	CO <sub>2</sub> -Ausstoß [Mt/a]	Integration der EE	Redispatchmenge [TWh/a]	Netzverluste [TWh/a]	Netzverlustkosten [Mio. €/a]
B 2035	383	1,09	2,66	11,23	16,98	753
Interkonnetor-Szenario (2035)	430	1,25	2,88	12,48	16,35	709

Tabelle 5 zeigt eine vergleichende Übersicht der Ergebnisse der Redispatchberechnungen zwischen dem Interkonnetor-Szenario und dem Referenzszenario B 2035. Durch steigende Redispatchmengen fallen die durch Redispatch bedingten zusätzlichen Systemkosten für das Interkonnetor-Szenario um 47 Mio. € pro Jahr höher aus. Der CO<sub>2</sub>-Ausstoß durch Redispatch für das

Szenario ohne weiteren Zubau von Interkonnektoren fällt ebenfalls höher aus, da die Abregelung erneuerbarer Energien ansteigt und diese durch CO<sub>2</sub>-ausstoßende konventionelle Kraftwerke ausgeglichen werden müssen.

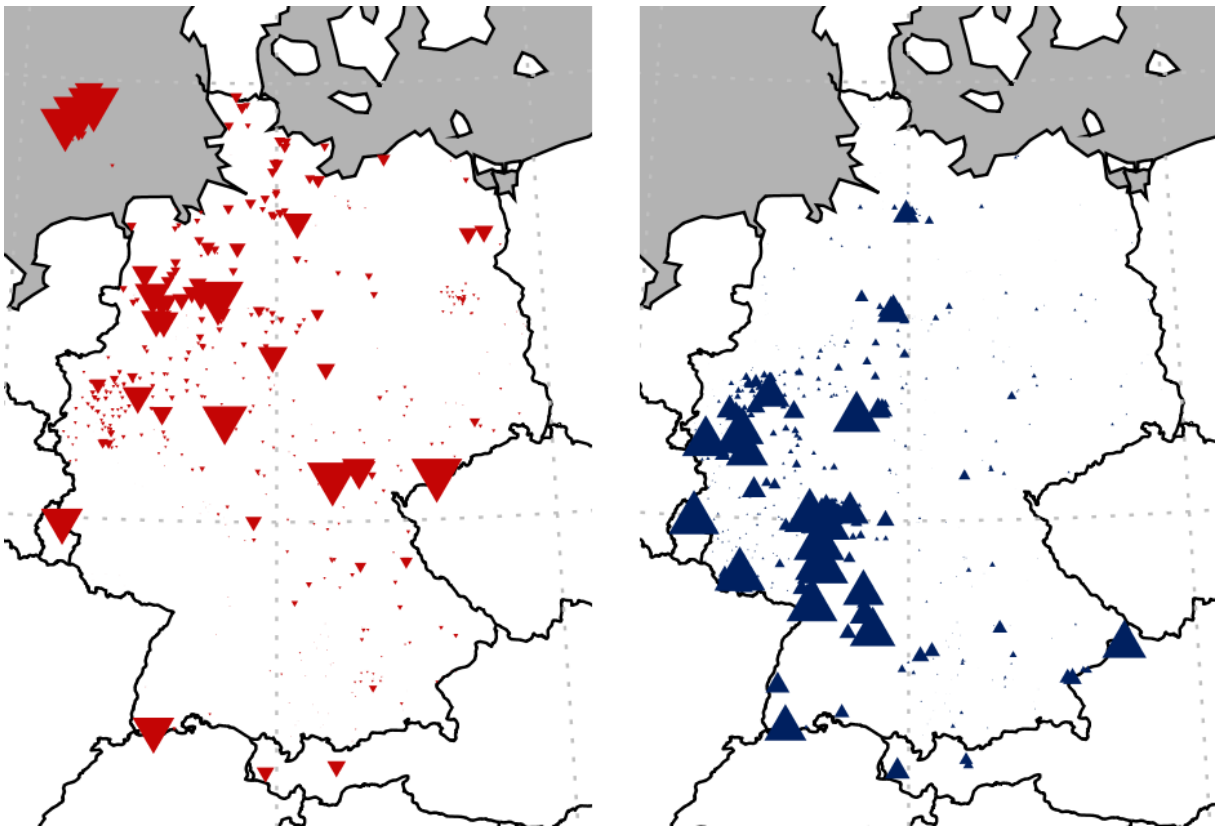


Abbildung 36: Negativer (links) und positiver (rechts) Redispatch (inklusive Abregelung) im Szenario ohne neue Interkonnektoren

In Abbildung 36 werden die negativen (rot) und positiven (blau) Redispatchmengen inklusive der Abregelung von Wind und PV standortgenau dargestellt. Die Größe der Dreiecke steigt linear mit der Höhe der Redispatchmenge. Wie bereits genannt übernehmen die Erdgaskraftwerke den Großteil des positiven Redispatch mit insgesamt 4,2 TWh (vgl. Abbildung 37). Einen kleineren Anteil des positiven Redispatch übernehmen noch die Biomasse, Power-to-Wasserstoff und die Pumpspeicherkraftwerke. Der Großteil des negativen Redispatch entsteht durch die Abregelung von Wind und PV. Nennenswert ist weiterhin die Pumpspeichertechnologie, welche mit 2 TWh den zweitgrößten Teil der negativen Redispatchmenge ausmacht. Die Gruppe „Andere“ in Abbildung 37 umfasst die Technologien Steinkohle, Braunkohle, Öl, Kernenergie, Power-to-Methan und Speicherwasser.

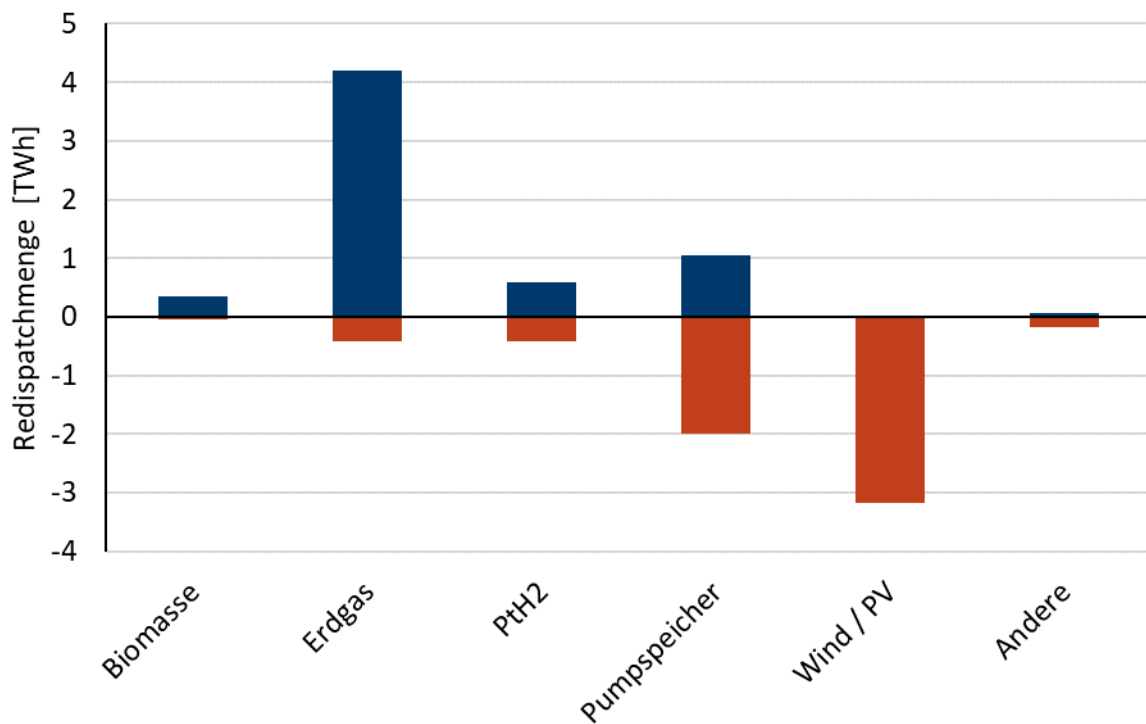


Abbildung 37: Übersicht der Redispatchmengen nach Technologie (inklusive Abregelung) im Szenario ohne neue Interkonnektoren

### 5.3.3 Ergebnisse der volkswirtschaftlichen Bewertung

In Tabelle 6 sind die Ergebnisse der volkswirtschaftlichen Bewertung analog zu den Interkonnektorbewertungen in Los 2 dargestellt. Die Nicht-Inbetriebnahme der genannten Interkonnektoren hat stark negative Auswirkungen auf die volkswirtschaftliche Wohlfahrt. Die Produzentenrente steigt zwar durch höhere Preise um rund 2,7 Mrd. € und auch die auf Deutschland entfallende Engpassrente steigt um 378 Mio. €. Diese Erhöhungen werden jedoch durch die um 4,04 Mrd. € sinkende Konsumentenrente und zusätzliche Redispatchkosten von 47 Mio. € mehr als ausgeglichen, sodass insgesamt der volkswirtschaftliche Mehrwert um rund 1,03 Mrd. € sinkt.

Auch die CO<sub>2</sub>-Emissionen nehmen um insgesamt 463 kt zu, auch bedingt durch einen Rückgang der aufgenommenen Erneuerbareneinspeisung um 2,5 TWh. Dies führt zu Klimafolgekosten in Höhe von 68 Mio. €. Auch nach Verrechnung mit den um 44 Mio. € niedrigeren Kosten für Netzverluste ergibt sich ein korrigierter volkswirtschaftlicher Wohlfahrtsverlust von 1056 Mio. €.

Tabelle 6: Bewertungsergebnisse für Szenario ohne neue Interkonnektoren in 2035

2035	Änderung	Integration	Redispatch-	Kosten	Klimafolge-	SEW abzgl.			
Ohne neue	SEW	CO <sub>2</sub> -Emissionen	Integration	Redispatch-	Netzverluste	Netzverluste	Kosten	Klimafolge-	SEW abzgl.
Interkonn.	[Mio. €]	[kt]	Erneuerbare	menge	Netzverluste	Netzverluste	kosten	SEW abzgl.	weiterer Kosten
			[GWh]	[GWh]	[GWh]	[Mio. €]	[Mio. €]	[Mio. €]	[Mio. €]
Marktsim. DE	-985	307	-2319				45		-1030
davon KR	-4041								
davon PR	2678								
davon ER	378								
<b>Redispatch</b>	<b>-47</b>	<b>156</b>	<b>-218</b>	<b>1255</b>	<b>-632</b>	<b>-44</b>	<b>23</b>		<b>-25</b>
<b>Gesamt</b>	<b>-1032</b>	<b>463</b>	<b>-2537</b>	<b>1255</b>	<b>-632</b>	<b>-44</b>	<b>68</b>		<b>-1056</b>

## 6 Metastudie Klimaneutralität 2045 / 2050

### 6.1 Vorgehensweise und berücksichtigte Studien

Mit der am 31. August 2021 in Kraft getretenen Novelle des Klimaschutzgesetzes hat die damalige Bundesregierung das Ziel der Treibhausgasneutralität für das Jahr 2045 (zuvor 2050) festgelegt. Damit einher gehen verstärkte Emissionsminderungsziele für die Zwischenjahre (65 % Reduktion bis 2030 und 88 % bis 2040, jeweils gegenüber dem Jahr 1990), welche sich auch auf die Zielsetzungen für die einzelnen Sektoren, wie Energiewirtschaft, Industrie, Verkehr, Gebäude und der Landwirtschaft, auswirken. Für die genannten Sektoren sollen im Jahr 2024 individuell festgelegte jährliche Minderungsziele für die Jahre 2031 bis 2040 folgen. Zudem sollen nach dem Jahr 2050 mehr Treibhausgase aus der Atmosphäre entnommen als ausgestoßen werden. (BMU 2021)

In der nachfolgenden Metastudie werden die wichtigsten Energiesystemstudien, die bis zum Herbst 2021 veröffentlicht worden sind, beschrieben und deren Ergebnisse miteinander verglichen. Die hier berücksichtigten Studien gehen (noch) vom Zieljahr 2050 für die Klimaneutralität aus. Eine Ausnahme stellt die Studie „Klimaneutrales Deutschland 2045“ (Prognos et al. 2021) dar, welche im Juni 2021 (neu-) veröffentlicht wurde.

Insgesamt wurden 26 Studien seit dem Veröffentlichungsjahr 2016 herangezogen. Tabelle 7 zeigt, welche von diesen weitergehend betrachtet wurden. Neben der Aktualität der Studie ist vor allem das anvisierte Klimaschutzziel als Kriterium für die Auswahl der Studien zu nennen. Die zweite Spalte der Tabelle zeigt, welches Szenario der einzelnen Studien für die Metastudie ausgewählt worden ist. Alle ausgewählten Szenarien betrachten eine 95 % bis 100 % Reduktion der Treibhausgase bis zum Zieljahr 2045 bzw. 2050 und gelten innerhalb des jeweiligen Studienrahmens als ambitioniertestes Klimaschuttszenario. Des Weiteren sind nur solche Studien vertieft berücksichtigt worden, die ein Mindestmaß an endogener Marktmodellierung umfassen. In erster Linie bedeutet dies, dass bei diesen Studien fundamentale Strommarktmodelle inklusive (teilweiser) Netzmodellierung eingesetzt worden sind. Tabelle 7 zeigt zudem die beteiligten Institute, den jeweiligen Auftraggeber, das Publikationsjahr und die Bezeichnung der Studie in den nachfolgenden Abbildungen. Einzig aus der vom BMWi beauftragten Studie von 2021 (Fraunhofer ISI und Consentec 2021) sind, auf Grund der Aktualität sowie der konsequenten Modellierung von Klimaneutralität, drei Szenarien für den nachfolgenden Vergleich ausgewählt worden. Für die Studie Fraunhofer ISE (2020a) sowie der von Agora beauftragten Studie (Prognos et al. 2020) wurde neben dem ursprünglichen Szenario noch ein jeweils aktualisiertes Szenario betrachtet. Für die erstgenannte Studie ist das Klimaziel von 95 % auf 100 % angehoben worden, für die zweitgenannte ist das Zieljahr der Klimaneutralität, entsprechend der Gesetzesnovelle des Klimaschutzgesetzes 2021, von 2050 auf 2045 vorverlegt worden.

Tabelle 7: Studienauswahl für die Metastudie Klimaneutralität 2045/2050

Bezeichnung	Ausgewähltes Szenario	Beteiligte Institute	Auftraggeber	Studiename und Quelle	Pub.-Jahr
2018 - dena	Elektrifizierungsszenario 95 (EL 95 %)	ewi - Energiewirtschaftliches Institut an der Universität zu Köln	dena	dena-Leitstudie Integrierte Energiewende; (Deutsche Energie-Agentur GmbH (dena) und ewi Energy Research & Scenarios gGmbH 2018)	2018
2018 - BDI	95 % Globaler Klimaschutz	BCG, Prognos	BDI	Klimapfade für Deutschland; (The Boston Consulting Group (BCG) und Prognos 2018)	2018
2019 - MWIDE	Kohleausstiegsszenario	ewi - Energiewirtschaftliches Institut an der Universität zu Köln	MWIDE	Auswirkungen einer Beendigung der Kohleverstromung bis 2038 auf den Strommarkt, CO <sub>2</sub> -Emissionen und ausgewählte Industrien; (ewi Energy Research & Scenarios gGmbH 2019)	2019
2019 - WWF	Fokus Solar	Öko-Institut, Prognos	WWF	Zukunft Stromsystem II; (Öko-Institut e.V. und Prognos 2018)	2018
2019 - Jülich	Szenario 95	Institut für Energie- und Klimaforschung, Lehrstuhl für Brennstoffzellen, RWTH Aachen	FZ Jülich	Kosteneffiziente und klimagerechte Transformationsstrategien für das deutsche Energiesystem bis zum Jahr 2050 (Kurzfassung).; (Institut für Energie- und Klimaforschung Jülich und Lehrstuhl für Brennstoffzellen, RWTH Aachen 2019)	2019
2020 - Agora	KN2050	Prognos, Öko-Institut, Wuppertal Institut für Klima, Umwelt, Energie GmbH	Agora	Klimaneutrales Deutschland 2050; (Prognos et al. 2020)	2020
2020 - Fraunhofer	Referenz 95	Fraunhofer ISE	-	Paths to a Climate-Neutral Energy System - The German Energy Transition in its Social Context; (Fraunhofer ISE 2020a)	2020
2020 - Fraunhofer Neu	Referenz 100	Fraunhofer ISE	-	Paths to a Climate-Neutral Energy System - The German Energy Transition in its Social Context; (Fraunhofer ISE 2020b)	2020
2020 - TransnetBW	<i>nur ein Szenario</i>	TransnetBW	-	Stromnetz 2050; (TransnetBW GmbH 2020)	2020
2021 - Agora	KN2045	Prognos, Öko-Institut, Wuppertal Institut für Klima, Umwelt, Energie GmbH	Agora	Klimaneutrales Deutschland 2045; (Prognos et al. 2021)	2021
2021 - BMWI	TN-Strom TN-PtG/PtL TN-H <sub>2</sub> -G	Fraunhofer ISI, Consentec GmbH, Lehrstuhl für Energie- und Ressourcenmanagement (TU Berlin), Institut für Energie- und Umweltforschung Heidelberg GmbH	BMWI	BMWI – Langfristszenarien für die Transformation des Energiesystems in Deutschland; (Fraunhofer ISI und Consentec 2021)	2021

Nachfolgend werden die wichtigsten Annahmen sowie Ergebnisse der betrachteten Studien in graphischer Form dargestellt. Dabei wird zum einen der Zeitverlauf bis zur Klimaneutralität in 2045/50 abgebildet, so dass auch wichtige Zieljahre wie zum Beispiel 2030 (65 % Treibhausgasreduktion gegenüber 1990) sowie 2035 (Zieljahr des NEP 2021-2035) betrachtet werden können. Für das Zwischenjahr 2035 werden als Vergleichswerte die Annahmen bzw. Modellergebnisse

für das Szenario C 2035 des NEP 2021-2035 dargestellt. Neben der Bruttostromnachfrage werden die installierten Leistungen für Photovoltaik, Wind-Onshore sowie Wind-Offshore abgebildet.

Zum anderen werden die Studienergebnisse für das Jahr, in dem die Emissionsminderung von 95-100 % erfüllt wird, d. h. 2045 bzw. 2050, gesondert betrachtet. Hierzu zählen die installierten Leistungen aller Stromerzeugungstechnologien (in GW), der jeweilige Strommix (in TWh/a) und Studienergebnisse, die auf das Thema Wasserstoff (Potentiale und Bedarfe) fokussieren. Weitere Studien, die Klimaneutralität im Jahr 2045 modellieren, konnten auf Grund ihres späteren Veröffentlichungsdatums nicht in der nachfolgenden Metastudie betrachtet werden. Hierzu gehören insbesondere die Studien dena (2021) und BCG und BDI (2021) sowie PIK und Fraunhofer ISE (2021).

## 6.2 Vergleichende Analyse

Abbildung 38 zeigt für den Großteil der Szenarien ein einheitliches Bild einer im Zeitverlauf zunehmenden Bruttostromnachfrage. Diese betrug vor der Coronapandemie 580 TWh im Jahr 2019.<sup>14</sup> Einzig das Szenario 2019 - WWF geht bis 2030 von einer abnehmenden Nachfrage aus. Durch die Sektorenkopplung, insbesondere der Bereiche Verkehr und der Wärmeversorgung von Gebäuden, aber auch durch die indirekte Elektrifizierung der Energieversorgung durch grünen Wasserstoff und/oder die Nutzung von E-Fuels sowie weiteren Power-to-X Technologien, steigt der Bedarf an Strom bis zum Jahr der Klimaneutralität an. Die Bandbreite der Zunahme liegt zwischen +13 % und +168 % im Vergleich zum Jahr 2019, dem Jahr vor Beginn der COVID19-Pandemie. Diese Spannbreite spiegelt die Unsicherheit des bestmöglichen Weges zum Erreichen der Klimaneutralität wider, insbesondere hinsichtlich Umfang und Art der Elektrifizierung in den Anwendungsbereichen.

---

<sup>14</sup> Die hier ausgewählten Projektionen unterscheiden sich zum Teil deutlich im Wert der Bruttostromnachfrage für das Jahr 2020. Dies liegt in erster Linie an den unterschiedlichen Veröffentlichungsjahren der Studien, mit sich stark unterscheidenden Annahmen der kurzfristigen Nachfrageentwicklung. Dies ist wiederum auf unterschiedliche Annahmen zur Energieeffizienzsteigerung zurückzuführen.

In Abbildung 38 bis Abbildung 41 ist für das Jahr 2025, sofern in den Szenarien kein Wert angegeben ist, zwischen dem tatsächlichen Wert des Jahres 2020 und dem angegebenen Wert für 2030 linear interpoliert worden. Gleiches gilt für die weiteren Zwischenjahre, falls keine Werte angegeben sind. Direkt aus den Studien entnommene Werte sind mit einer zusätzlichen Markierung gekennzeichnet.



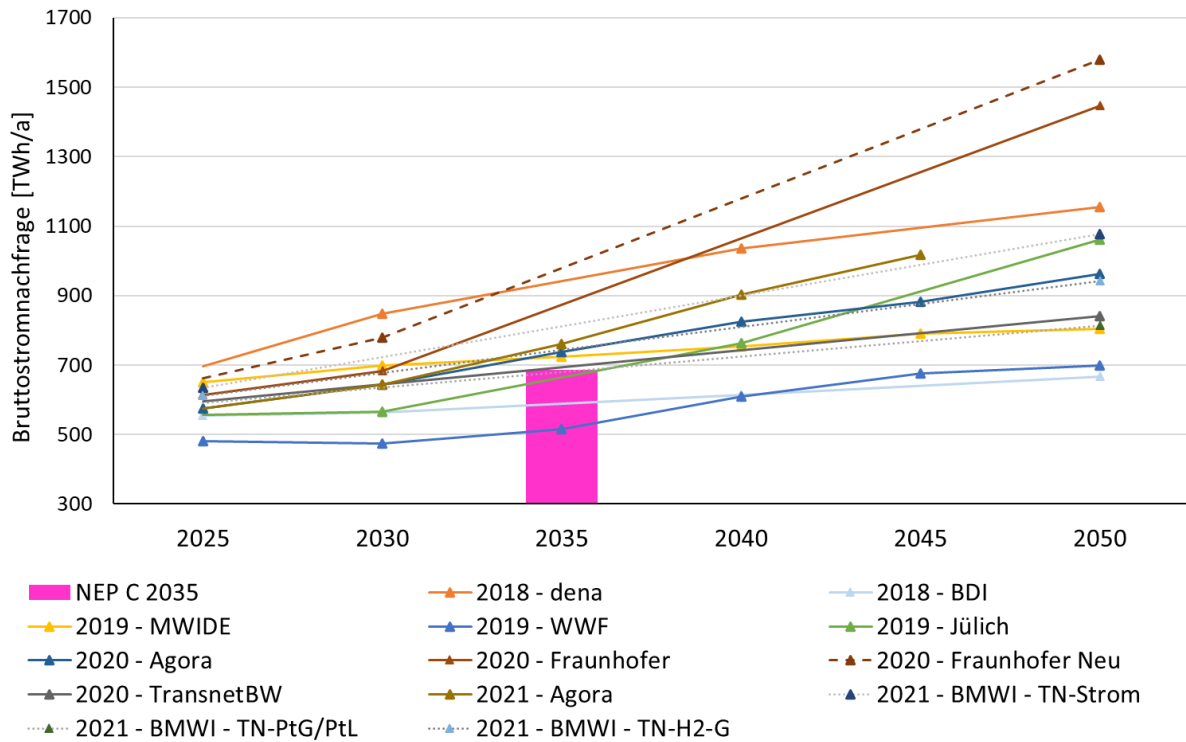


Abbildung 38: Bruttostromnachfrage über den Zeitverlauf bis 2045/2050 in Deutschland (Metastudie)

Abbildung 39 bis Abbildung 41 zeigen auf, welche Technologien maßgeblich zur Deckung der zunehmenden Stromnachfrage in Zukunft eingesetzt werden sollen. Je nach Szenario unterscheiden sich die Ausbaupfade für die erneuerbaren Energien (hier: Wind und PV) erheblich. Im Allgemeinen gilt, je höher die prognostizierte Bruttostromnachfrage, desto höher die Summe der installierten Leistung der erneuerbaren Energien. Auch hier gibt es große Schwankungen zwischen den betrachteten Szenarien. Zum einen in der gesamten installierten Leistung der dargebotsabhängigen Erzeugung (ca. 245 bis 745 GW im Jahr der Klimaneutralität), zum anderen in der Aufteilung auf die Technologien PV, Wind-Onshore und Wind-Offshore. Bei acht der 13 betrachteten Szenarien überwiegt die installierte Leistung aus PV gegenüber der Wind-On- und -Offshore Leistung (im Zieljahr für Klimaneutralität 2045/50). Je aktueller die Studie, desto häufiger zeigt sich diese Rangordnung.

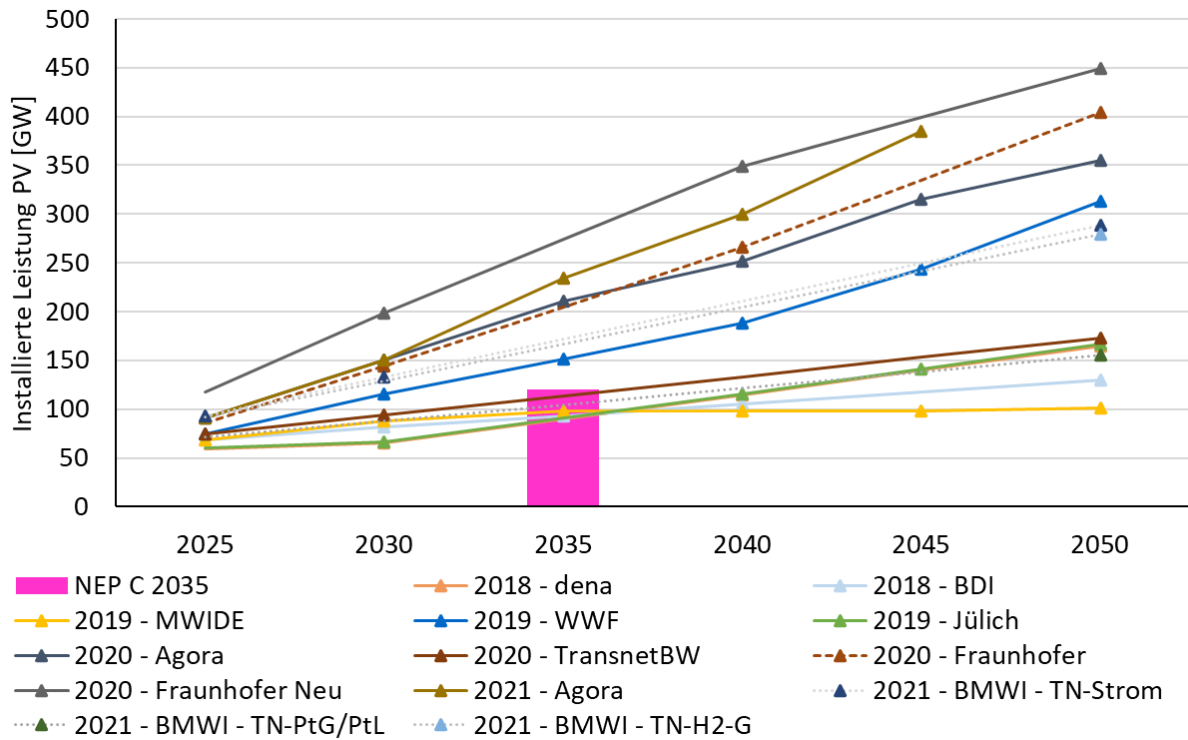


Abbildung 39: Installierte Leistung Photovoltaik in Deutschland (Metastudie)

Abbildung 39 zeigt die Ausbaupfade für die PV-Kapazität in den betrachteten Szenarien. Hier ist die größte Streuung innerhalb der Szenarienauswahl zu erkennen. Die Bandbreite liegt im Jahr der anvisierten Klimaneutralität zwischen gut 100 GW (2019 - MWIDE mit ca. 800 TWh/a Bruttostromnachfrage) bis zu 450 GW installierter PV-Leistung (2020 - Fraunhofer Neu mit 1580 TWh/a Bruttostromnachfrage).

Die Abbildung zeigt zudem, dass sich das Szenario C des NEP 2021-2035 bezogen auf das Jahr 2035, mit ca. 120 GW im unteren Mittelfeld des Szenarienvergleichs befindet. Das Ziel der Bundesregierung, welches im November 2021 im Koalitionsvertrag in Höhe von 200 GW PV-Leistung bis zum Jahr 2030 festgehalten wurde, wird nur von der im Jahr 2020 überarbeiteten Fraunhofer Studie modelliert.

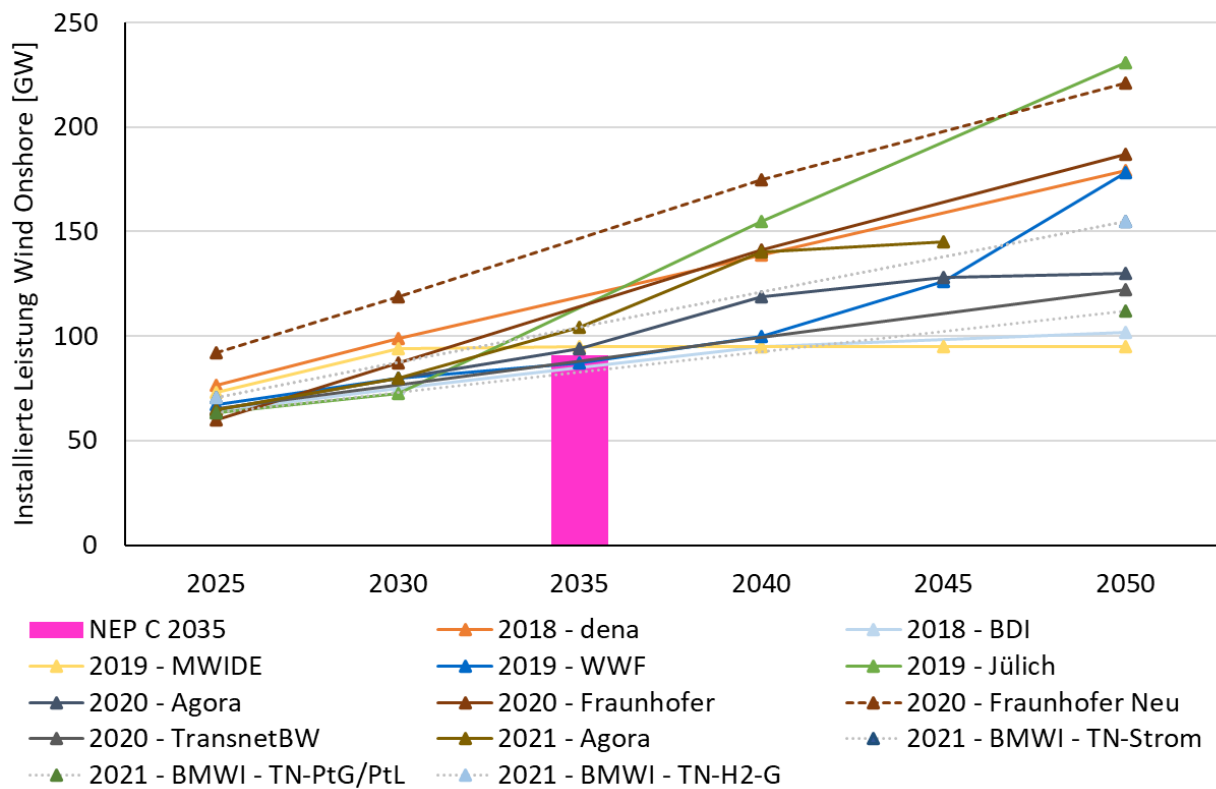


Abbildung 40: Installierte Leistung Wind Onshore in Deutschland (Metastudie)

Die Bandbreite der installierten Wind-Onshore Leistung liegt im Jahr der Klimaneutralität zwischen 95 und 230 GW. Für Wind-Offshore liegt diese bei 33 bis 76 GW. Damit ist die Streuung bei der installierten Wind-Leistung deutlich niedriger als bei den Projektionen der installierten PV-Leistung.

Im Hinblick auf das Jahr 2035 zeigt sich, dass das Szenario C des NEP 2021-2035 in Bezug auf die Wind-Onshore Leistung in Höhe von 90,9 GW, im unteren Bereich der betrachteten Szenarien liegt. Für Wind-Offshore liegt das NEP-Szenario dagegen mit 34 GW im oberen Mittelfeld des Szenarienvergleichs (Abbildung 41).<sup>15</sup>

<sup>15</sup> Unter der Annahme einer linearen Interpolation zwischen den Stützjahren 2030 und 2040 für den Großteil der betrachteten Szenarien.

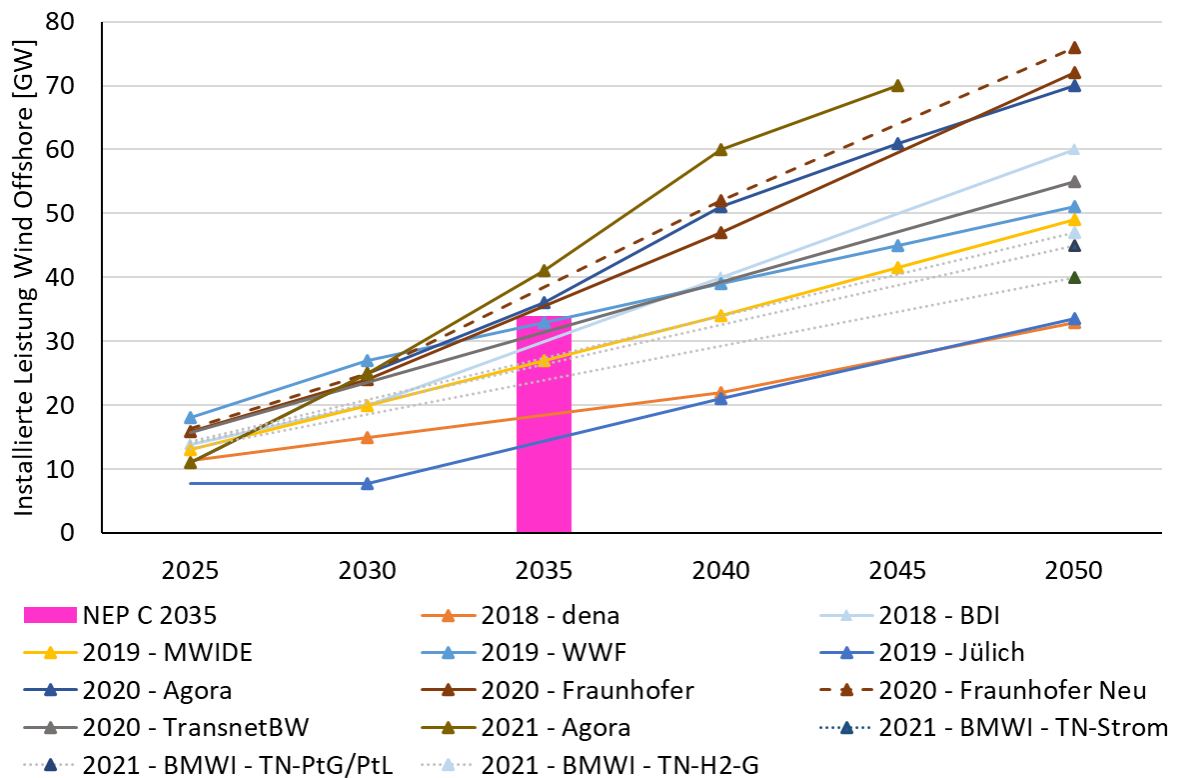


Abbildung 41: Installierte Leistung Wind Offshore in Deutschland (Metastudie)

Bei den nachfolgenden Abbildungen liegt der Fokus auf dem Jahr der Klimaneutralität. Abbildung 42 und Abbildung 43 zeigen auf, dass die überwiegende Menge des inländischen Strombedarfs durch die dargebotsabhängige Erzeugung aus Windkraft und Photovoltaik gedeckt werden müssen. Für den Ausgleich von Angebot und Nachfrage wird in den meisten Szenarien (9 von 13) eine Verstromung von grünen Gasen wie zum Beispiel Wasserstoff vorgesehen. Je größer die angenommene Bruttostromnachfrage, desto größer ist der zusätzliche Bedarf an grünen Gastechnologien und/oder elektrischen Speichern. Die Bandbreite der installierten Leistung der Gastechnologien, welche nur noch in den 95 % Klimaschutzszenarien geringe Mengen Erdgas verstromen, liegt bei circa. 20 bis 150 GW. Der Großteil der Studien gibt einen Bedarf zwischen 40 und 75 GW im Jahr der Klimaneutralität an. Für den kurzfristigen Ausgleich von Stromnachfrage und -angebot dienen neben Maßnahmen zum Lastmanagement und internationalem Stromaustausch insbesondere elektrische Batteriespeicher. Je nach Studie sind dies stationäre und/oder mobile Batteriespeicher, wobei die prozentuale Aufteilung - je nach zugrunde gelegten Annahmen zur Sektorenkopplung - schwankt.

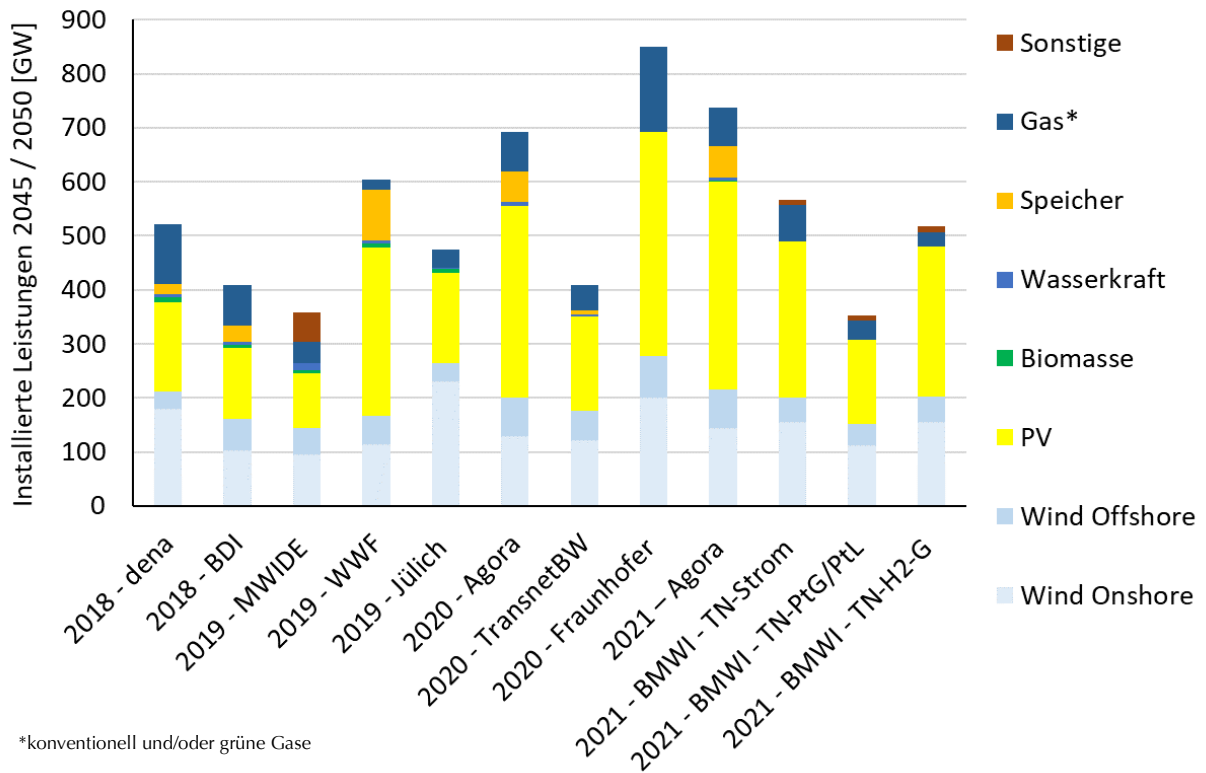


Abbildung 42: Installierte Leistungen 2045/2050 in Deutschland (Metastudie)

In Abbildung 43 ist die Bruttostromerzeugung im Jahr der Klimaneutralität dargestellt. Im Großteil der Szenarien (9 von 12) wird davon ausgegangen, dass Deutschland zum Decken der Stromnachfrage auf Netto-Stromimporte aus dem Ausland angewiesen sein wird. Innerhalb dieser neun Szenarien liegt der Stromimport bei bis zu gut 130 TWh in 2045/50 (2018 - dena, 2021 - BMWI - TN-Strom). Der Anteil von grünen Gasen im deutschen Elektrizitätserzeugungsmix, insbesondere von Wasserstoff, variiert in 9 der 12 betrachteten Studien zwischen 35 bis über 120 TWh im Jahr der Klimaneutralität. In einigen, vor allem älteren Studien, wird das Potential der Verstromung grüner Gase teilweise gar nicht berücksichtigt.

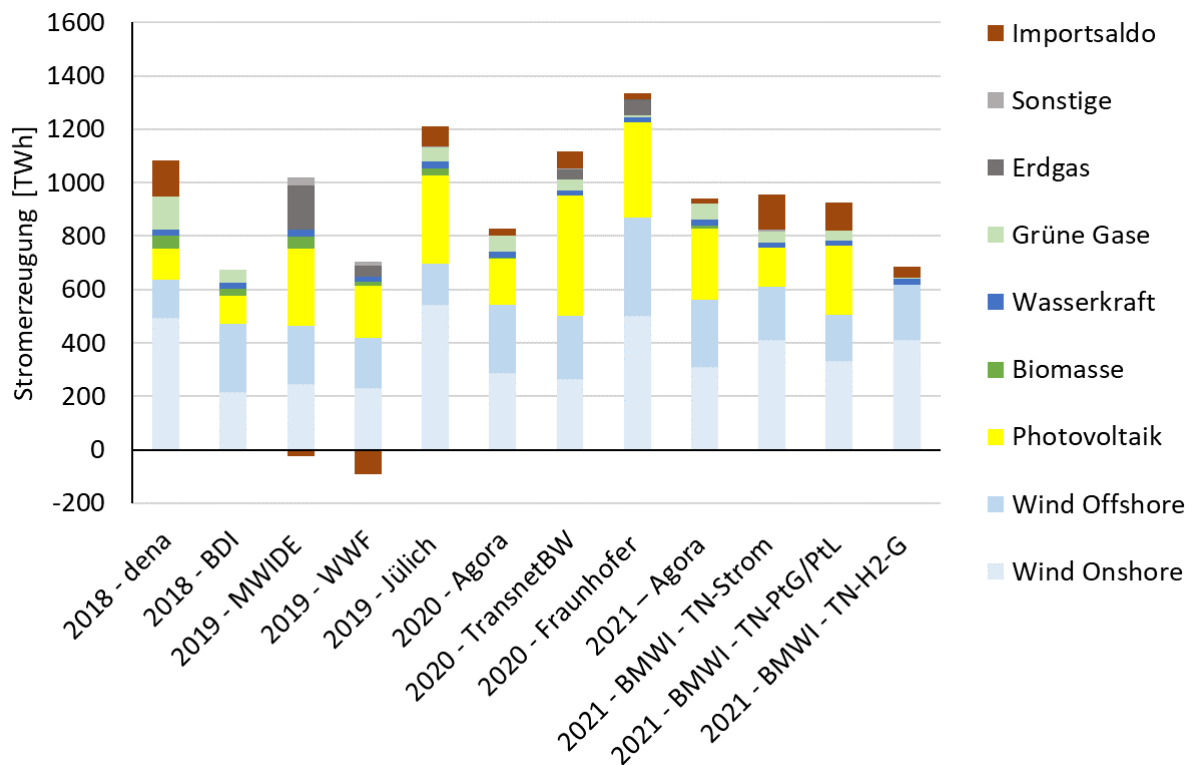


Abbildung 43: Stromerzeugungsmix 2045/2050 in Deutschland (Metastudie)

Die beiden vorigen Abbildungen haben die Relevanz der Nutzung von Wasserstoff und anderen grünen Gasen zum Ausgleich von Schwankungen in der Stromerzeugung aus Wind und Sonne in Deutschland aufgezeigt.

Nachfolgend werden aus den bisher untersuchten Studien acht relevante Szenarien mit verstärktem Fokus auf die Bedarfe an Elektrolysekapazität und der Nutzung von Wasserstoff herangezogen.<sup>16</sup>

Abbildung 44 zeigt die Wasserstoffbedarfe der unterschiedlichen Sektoren im Jahr der Klimaneutralität. Dabei wird ein nicht zu vernachlässigender Anteil für die Dekarbonisierung des Industriesektors benötigt, hier ergibt sich eine Spanne von 22 %-60 % über alle betrachteten Szenarien hinweg. In welchem Sektor jedoch der größte Anteil des bereitgestellten Wasserstoffs genutzt wird, unterscheidet sich zwischen den Szenarien. Auffallend ist, dass der Anteil des Verkehrssektors in den Studien bis einschließlich dem Veröffentlichungsjahr 2020 gegenüber den anderen Sektoren überwiegt. In den neueren Studien, welche von Agora bzw. dem BMWI beauftragt wurden, dominieren der Energie- und der Industriesektor bei der Verwendung von Wasserstoff im Jahr der Klimaneutralität. Im Szenario der wasserstoffdominierten Energiewende des BMWI, aber auch in den Studien 2019 - Jülich sowie 2020 - Fraunhofer, spielt der Gebäudesektor bei der

<sup>16</sup> Es wird sowohl die Studie 2020 - Agora, als auch die aktualisierte Version, berücksichtigt.

Verwendung von Wasserstoff ebenfalls eine erhebliche Rolle, um die Klimaneutralität zu erreichen. Die dort eingesetzten Wasserstoffmengen schwanken dabei zwischen 27 und 178 TWh.

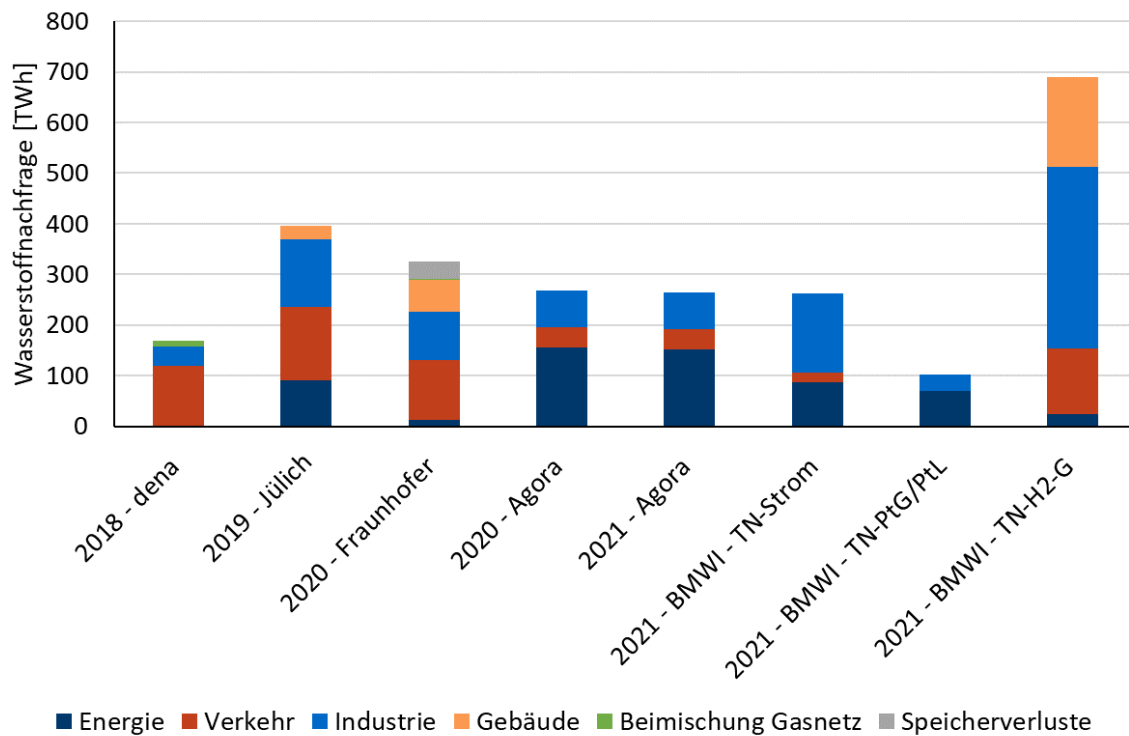


Abbildung 44: Wasserstoffnachfrage nach Sektoren 2045/2050 in Deutschland (Metastudie)

Abbildung 45<sup>17</sup> stellt die Wasserstoffherkunft im Jahr der Klimaneutralität dar. In Summe wird für Deutschland eine Nachfrage zwischen ca. 100 und fast 700 TWh ermittelt. Sechs der acht Szenarien liegen in der Spannweite von 170 bis maximal 400 TWh. Neben einem Szenario, welches die Wasserstoffproduktion ausschließlich in Deutschland modelliert (2021 - BMWI - TN-PtG/PtL), sehen nur zwei weitere Studien einen Schwerpunkt bei der inländischen Produktion gegenüber dem Import.

<sup>17</sup> Für die Studie 2018 - dena ist die Importmenge vom Gutachter abgeschätzt worden. Für die Studie 2020 - Fraunhofer sind die Werte zur Wasserstoffherkunft näherungsweise aus einer Abbildung abgelesen worden.

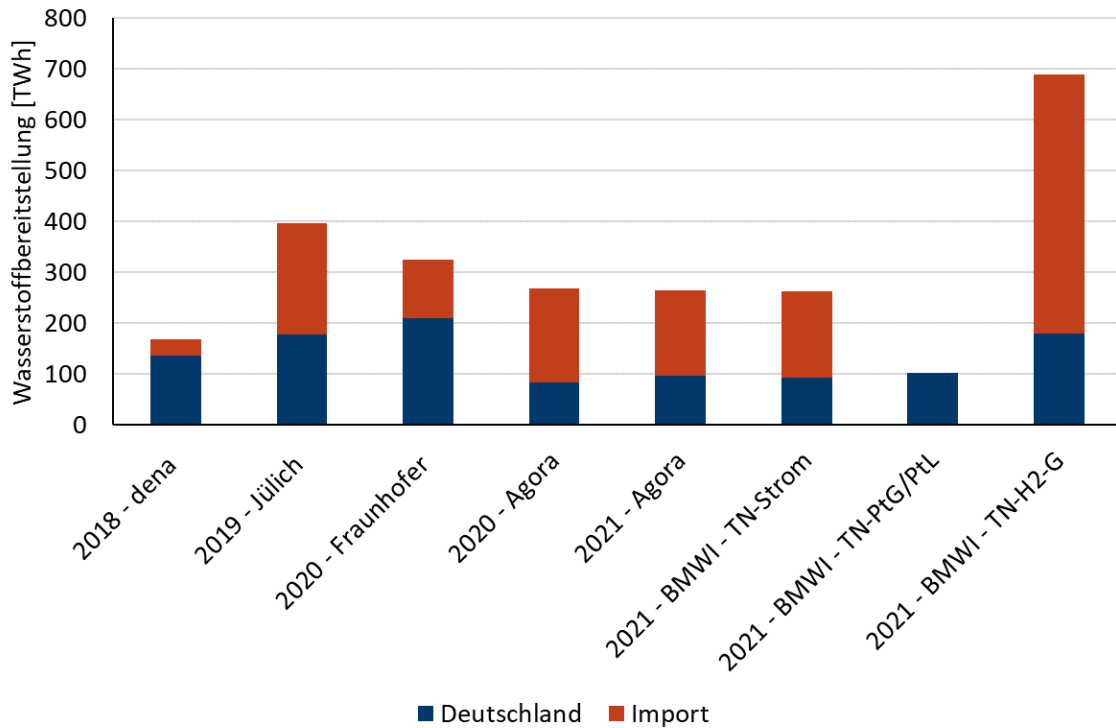


Abbildung 45: Wasserstoffnachfrage und -herkunft 2045/2050 in Deutschland (Metastudie)

In Abbildung 46 werden Elektrolysekapazitäten sowie deren Volllaststunden dargestellt. Die unterschiedlichen Elektrolysekapazitäten spiegeln die in Deutschland produzierten Mengen an Wasserstoff aus Abbildung 45 wider. Demnach werden in den Szenarien 2020 - Fraunhofer und 2021 - BMWI - TN-H2-G jeweils 75 GW an Kapazitäten benötigt. Auf Grund der höheren Volllaststunden in der Studie 2020 - Fraunhofer ergibt sich die in Abbildung 45 dargestellte erhöhte inländische Wasserstoffproduktion (ggü. 2021 - BMWI - TN-H2-G). Über alle Szenarien hinweg ergibt sich eine Untergrenze der Elektrolysekapazität von gut 40 GW im Jahr der Klimaneutralität. Die Bandbreite der Volllaststunden liegt zwischen 1650 und 2900 (vgl. Abbildung 46).



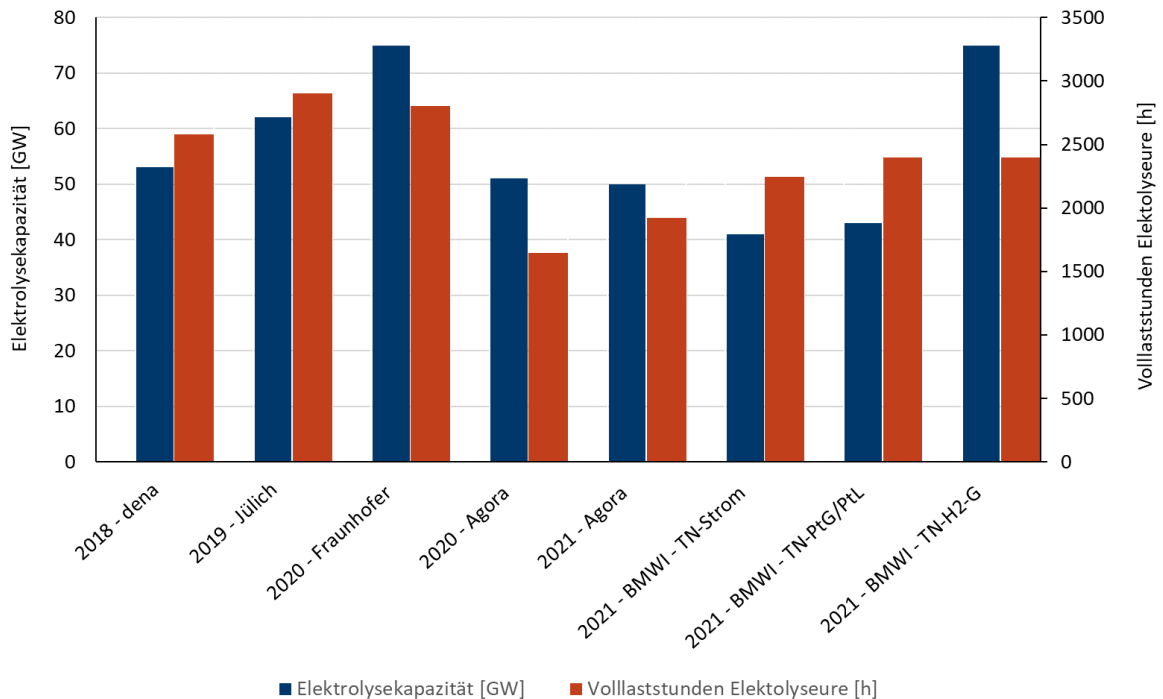


Abbildung 46: Elektrolysekapazität und Volllaststunden 2045/2050 in Deutschland (Metastudie)

### 6.3 Zusammenfassung und Fazit

Die vorliegende Metastudie fasst Energiesystemstudien und deren Transformationspfade zusammen, welche innerhalb ihres Szenariorahmens eine nahezu vollständige Treibhausgasneutralität für Deutschland im Zieljahr 2045 bzw. 2050 modellieren. Zusätzlich werden für das Jahr 2035 Annahmen und Ergebnisse mit denen des Szenario C des NEP 2021-2035 verglichen.

Die in der Metastudie betrachteten Klimaschutzszenarien zeigen allesamt die Notwendigkeit eines verstärkten Ausbaus erneuerbarer Energien auf dem Weg zur Klimaneutralität. Für das Zieljahr 2035 liegt die Summe der installierten dargebotsabhängigen Leistung (PV, Wind On- und Offshore) zwischen ca. 210 und 460 GW. Der Durchschnitt über alle Klimaschutzszenarien hinweg liegt bei 287 GW. Das Szenario C des NEP 2021-2035 weist in Summe 245 GW auf und ordnet sich somit im Vergleich zu den hier betrachteten Szenarien in der unteren Hälfte ein. Die Stärke der Sektorenkopplung und der damit verbundene Grad der Elektrifizierung ist dabei ein wesentlicher Treiber für den Ausbau der Erneuerbaren. Insbesondere Wärmepumpen im Gebäude- sowie Elektroautos im Verkehrssektor, aber auch der Strombedarf der Industrie sorgen für eine große Bandbreite der abgeschätzten Bruttostromnachfrage von 515 bis 1060 TWh für das Jahr 2035. Im Jahr der Klimaneutralität liegen sowohl das durchschnittliche Niveau der Stromnachfrage als auch die Bandbreite mit ca. 670 bis 1580 TWh nochmals höher.

Neben dem Elektrifizierungsgrad wird die Verfügbarkeit grüner Gase, in erster Linie Wasserstoff, innerhalb der vorliegenden Szenarien unterschiedlich eingeschätzt. Über alle Szenarien hinweg werden sowohl grüner Wasserstoff als auch E-Fuels verstärkt ab 2030 (oder später) eingesetzt. Bis

zur anvisierten Klimaneutralität steigt vor allem der Bedarf grüner Gase, die je nach Szenario in den verschiedenen Sektoren unterschiedlich eingesetzt werden. Die Szenarien zeigen übereinstimmend, dass für eine vollständige Dekarbonisierung eine inländische Wasserstoffproduktion von knapp 100 bis 200 TWh erforderlich wird.

Das Szenario C des NEP 2021-2035 gibt eine Obergrenze von 120 Mt CO<sub>2</sub>e für das Jahr 2035 für den Energiesektor vor. Dieser umfasst in den Modellrechnungen von Los 3 den Sektor Elektrizitäts- und Wärmeerzeugung zuzüglich der stromseitigen Sektorenkopplungen, die durch das jeweilige Marktmodell abgebildet werden. Für das Szenario C liegt die - mittels der Marktmodelle errechnete Spannweite der Emissionen - zwischen ca. 84 (EWL) und 96 Mt CO<sub>2</sub>e (ÜNB) für das Jahr 2035. Das 100 %-Klimaschutzszenario (für 2045) von 2021 - Agora gibt für die Energiewirtschaft Restemissionen in Höhe von 64 Mt CO<sub>2</sub>e für das Jahr 2035 an. Für den Gebäudesektor wird eine Reduzierung um fast zwei Drittel auf 41 Mt CO<sub>2</sub>e gegenüber dem Referenzjahr 2020 (120 Mt CO<sub>2</sub>e) angenommen.

Spätestens mit der Zielsetzung des neuen Klimaschutzgesetzes, die Treibhausgasneutralität bis 2045 über alle Sektoren hinweg zu erreichen (Nettoemissionsbilanz von Null) und bis 2035 eine Reduktion von 77 % zu erzielen, mehren sich die Stimmen, die im Sektor Elektrizität- und Wärmeerzeugung eine vollständige Dekarbonisierung bis zum Jahr 2035 als notwendig erachten.<sup>18</sup>

In diesem Kontext stellen die dargelegten Ergebnisse der Metastudie, insbesondere für das Jahr 2035, eher eine Untergrenze für die erforderlichen Veränderungen im Sektor Elektrizitäts- und Wärmeerzeugung dar. Bei einer Verschärfung der Anforderungen zur Emissionsreduktion werden sich die Aus- und Umbaugeschwindigkeiten nochmals verschärfen.

---

<sup>18</sup> Bis zum Verfassen dieses Gutachtens gibt es allerdings keine gesetzliche Vorgabe, die über die sektorübergreifende Emissionsminderung von 77 % bis 2035 hinausgeht.

## 7 Anhang: 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.

### 7.1 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.

#### 7.1.1 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 relative 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 so lange wiederholt, bis die nationale Zielzahl erreicht wird.

Für das europäische Ausland wurden in Frage kommende regionale Nutzungsflächen mittels des 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.

### **7.1.2 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 Freiflächenphotovoltaikanlagen 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 zentrale 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- bis Zweifamilienhäusern berücksichtigt, von denen die bereits bebauten Auf-

dachflächen 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.

## **7.2 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.

### **7.2.1 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 7.1 – 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 Energiebreitstellung 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 Verfügbar-

keitsfaktor 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 7.1.2 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 der Einwohner- und des GHD-BIP-Anteile je zu gleichen Anteilen, sowie der Restanteil anhand des Industrie-BIP- (50 %), der Einwohner- (25 %) und des GHD-BIP-Anteils (25 %).

### **7.2.2 Knotenscharfe Zeitreihenerstellung**

Im zweiten Schritt der Zuordnung erfolgt der Übergang von den in Abschnitt 7.2.1 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 verfügt. 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.

### **7.3 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, CO<sub>2</sub>-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 Kraftwerkseinsatz 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 Kraftwerkseinsatz, 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 (vgl. Abbildung 47). 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.

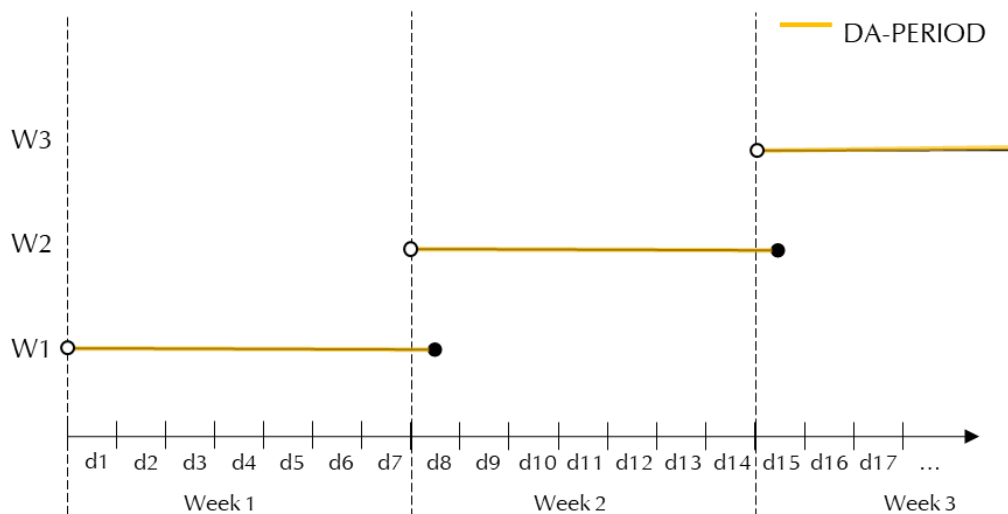


Abbildung 47: Darstellung der Wochen-Loopingstruktur des JMM

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
- CO<sub>2</sub>-Emissionen

## 7.4 E2M2s

Das Marktmodell E2M2s ist ein Planungstool für die langfristige Entwicklung des europäischen Elektrizitäts- und Wärmemarktes und ermöglicht insbesondere die Ermittlung des Zubaus von konventionellen und erneuerbaren Anlagenkapazitäten. Es basiert auf der Minimierung der Systemkosten und entspricht damit dem Marktergebnis bei vollständigem Wettbewerb. Bestehende Kapazitäten erwirtschaften hierbei mindestens ihre variablen Kosten sowie fixe Betriebskosten, neu zugebaute Kapazitäten mindestens ihre Vollkosten. Auch der Zubau von erneuerbaren Kapazitäten ist modellendogen abgebildet. Eine besondere Stärke des Modells ist die stochastische Abbildung der Erneuerbareneinspeisung mittels rekombinierender Bäume. Unsicherheiten bezüglich unterschiedlichen Erneuerbareneinspeisungen sind daher berücksichtigt. Ebenfalls einbezogen sind unter anderem

- stündliche Elektrizitäts- und Wärmenachfrage,
- jährliche Wasserstoffnachfrage,
- An- und Abfahrkosten sowie Ramping,
- Kraftwerksverfügbarkeiten,
- Reservebereitstellung,
- zeitschrittübergreifende Speichermodellierung,
- grenzüberschreitender Stromhandel mittels NTC-Ansatz.

Um die Fahrweise von hydrodominierten Kraftwerken abzubilden, wird jeweils der Kraftwerkszubau und -einsatz eines Jahres auf einmal optimiert. Damit das Problem in vertretbarer Zeit lösbar bleibt, werden acht verschiedene Typtage, stellvertretend für das Gesamtjahr betrachtet. Hierbei handelt es sich z.B. um jeweils einen Werk- und einen Wochenendtag für jeden dritten Monat. Darüber hinaus werden nicht alle Stunden der Typtage simuliert. Ein Tag ist in sieben unterschiedlich lange Segmente unterteilt, die sich im Wesentlichen nach den unterschiedlichen Nachfrageverhältnissen eines Tages richten. Somit ergeben sich bei zwei Typtagen, vier Monaten und sieben Zeitsegmenten am Tag insgesamt 56 Zeitsegmente. Die Stochastik der Erneuerbareneinspeisung wird über sog. Knoten modelliert. Ein Knoten bezeichnet hier eine von drei Einspeisesituationen der fluktuierenden erneuerbaren Energien

Wind und PV (niedrig, mittel, hoch). Der Tag ist in vier gleichlange Bereiche unterteilt, für die jeweils ein fester Knoten gewählt wird. Zwischen zwei Bereichen ist dann der Übergang von einem Knoten zu einem der drei potenziellen Knoten im nächsten Bereich möglich. Ein Jahr umfasst somit bei zwei Typtagen, vier Monaten, vier Bereichen pro Tag und drei Knoten insgesamt 96 mögliche Knoten. Über die Segmente und Bereiche eines Tages ist eine genaue Zuordnung von Knoten zu Zeitsegmenten möglich.

Die Vorhaltung ausreichender Erzeugungskapazitäten wird durch eine Gleichung ähnlich einem Kapazitätsmarkt abgebildet, die sicherstellt, dass jedes Land über genügend steuerbare Kraftwerkskapazitäten verfügt, um seinen Spitzenbedarf zu decken. Es werden dabei neben konventionellen thermischen Kraftwerken auch weitere Technologien berücksichtigt:

- Laufwasser und Speicher tragen mit der minimalen Zuflussmenge jeder Region bei,
- Wind On- und Offshore sowie PV tragen mit der vorhandenen Kapazität multipliziert mit dem minimalen Kapazitätsfaktor jeder Region und der durchschnittlichen Verfügbarkeit jeder Technologie bei,
- alle übrigen Erzeugungstechnologien (außer Wärmepumpen und Gasheizkesseln) tragen mit ihrer vorhandenen Kapazität multipliziert mit ihrer durchschnittlichen Verfügbarkeit bei.

Die Summe dieser Beiträge muss die endogen berechnete Spitzennachfrage decken, die sich aus der inflexiblen Nachfrage und dem Verbrauch weiterer Nachfrager wie z. B. Elektromobilität und Wärmepumpen ergibt.

Politische Eingriffe in die Entwicklung des Kraftwerksparks können mithilfe zusätzlicher Restriktionen berücksichtigt werden. Die Entwicklung des CO<sub>2</sub>-Preises kann exogen vorgegeben oder ausgehend von einer Emissionsobergrenze endogen berechnet werden. Als Input-Daten benötigt das Modell u. a. die zu erwartenden Investitionskosten der Technologien, die zu erwartende Last, die Entwicklung der Brennstoffpreise, sowie die regionale Wärmenachfrage. Informationen zu dem bestehenden Kraftwerkspark gehen als exogene Information in das Modell mit ein. Das Modell berechnet u. a. den optimalen Kraftwerkszubau, Börsenstrompreise und Kraftwerkseinsatz für die Typtage und Zeitsegmente und den CO<sub>2</sub>-Preis bzw. die CO<sub>2</sub>-Emissionen.

Anwendungen des Modelles finden sich u. a. in Swider und Weber (2007), Spiecker et al. (2013), Spiecker und Weber (2014), Bucksteeg et al. (2019) und Blumberg et al. (2022).

## 7.5 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.<sup>19</sup> 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 aufgeprägt.

### 7.5.1 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

---

<sup>19</sup> 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.

### **7.5.2 Redispatch**

Die Redispatchberechnungen basieren auf den Marktergebnissen der vorgelagerten Stufe des Marktmodells JMM (vgl. Abschnitt 7.3). 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.

## **7.6 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.

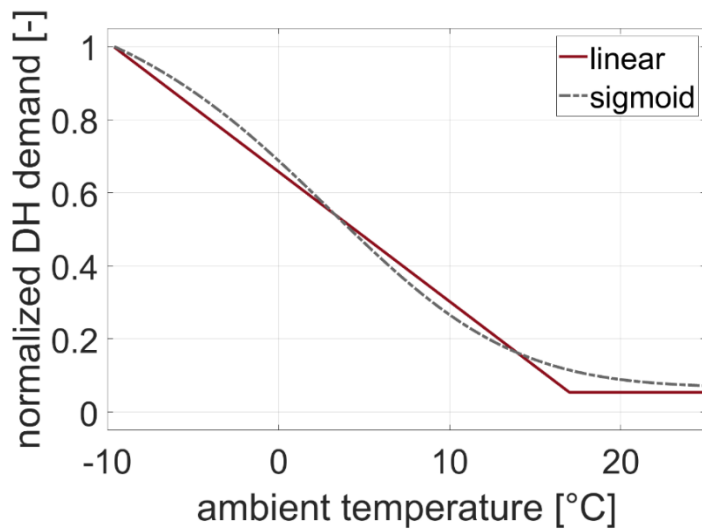


Abbildung 48: Temperaturabhängigkeit der Wärmenachfrage in Fernwärmenetzen

### **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 49 und Abbildung 50 dargestellt. Diese Daten dienen als Eingangsparameter für das Marktmodell JMM.



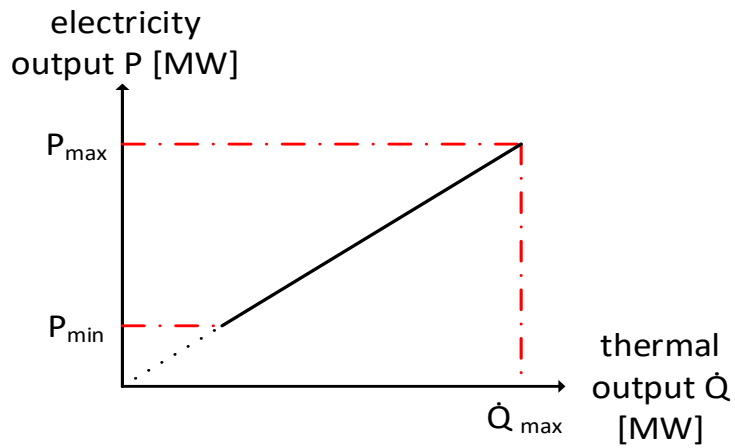


Abbildung 49: P-Q-Diagramm einer KWK-Anlage mit Gegendruckturbine

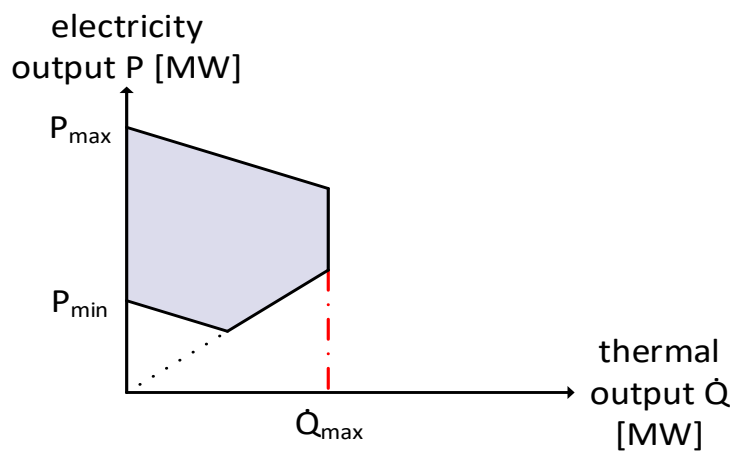


Abbildung 50: P-Q-Diagramm einer KWK-Anlage mit Entnahmekondensationsturbine

Beispielsweise wird bei Gegendruckanlagen die lineare Abhängigkeit von Elektrizitäts- und Wärmeerzeugung berücksichtigt (vgl. Abbildung 49). Die Flexibilität von Entnahmekondensationskraftwerken ist in Abbildung 50 durch den grau schraffierte Bereich gekennzeichnet.

## 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](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.

BCG; BDI (2021): Klimapfade 2.0. Ein Wirtschaftsprogramm für Klima und Zukunft. Unter Mitarbeit von Jens Burchardt, Katharina Franke, Patrick Herhold, Maria Hohaus, Henri Humpert, Joonas Päiväranta et al. Boston Consulting Group (BCG); BDI. Online verfügbar unter <https://bdi.eu/themenfelder/energie-und-klima/klimapfade/#/artikel/news/klimapfade-2-0-deutschland-braucht-einen-klima-aufbruch/>.

Blumberg, Gerald; Broll, Roland; Weber, Christoph (2022): The impact of electric vehicles on the future European electricity system – A scenario analysis. In: *Energy Policy* 161, S. 112751. DOI: 10.1016/j.enpol.2021.112751.

BMU (2021): Lesefassung des Bundes-Klimaschutzgesetzes 2021 mit markierten Änderungen zur Fassung von 2019. BMU.

BNetzA (2020): Genehmigung des Szenariorahmens 2021-2035. Online verfügbar unter [https://www.netzentwicklungsplan.de/sites/default/files/paragraphs-files/Szenariorahmen\\_2035\\_Genehmigung\\_1.pdf](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.

Bucksteeg, Michael; Spiecker, Stephan; Weber, Christoph (2019): Impact of Coordinated Capacity Mechanisms on the European Power Market. In: *EJ* 40 (2). DOI: 10.5547/01956574.40.2.mbuc.

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.

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.

dena (2021): dena-Leitstudie Aufbruch Klimaneutralität. Eine gesamtgesellschaftliche Aufgabe. Unter Mitarbeit von Christoph Jugel, Martin Albicker, Bamberg, Carsten, Battaglia, Manuel, Elias Brunken, Thomas Bründlinger, Pia Dorfinger et al. Deutsche Energie-Agentur GmbH (dena).

Deutsche Energie-Agentur GmbH (dena); ewi Energy Research & Scenarios gGmbH (2018): Leitstudie Integrierte Energiewende. Impulse für die Gestaltung des Energiesystems bis 2050. Unter Mitarbeit von Thomas Bründlinger, Julian Elzalde-König, Oliver Frank, Dietmar Gründig, Christoph Jugel, Patrizia Kraft et al. Deutsche Energie-Agentur GmbH (dena); ewi Energy Research & Scenarios gGmbH.

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](https://2020.entsoe-tyndp-scenarios.eu/wp-content/uploads/2020/06/TYNDP_2020_Joint_ScenarioReport_final.pdf), zuletzt geprüft am 09.05.2022.

Erlach, Berit; Henning, Hans-Martin; Kost, Christoph; Palzer, Andreas; Stephanos, Cyril (2018): Optimierungsmodell REMod-D. Materialien zur Analyse Sektorkopplung. Untersuchungen und Überlegungen zur Entwicklung eines integrierten Energiesystems. München (Schriftenreihe Energiesysteme der Zukunft).

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

European Environment Agency (2021): GHG Inventory EU 15-01-2021.

ewi Energy Research & Scenarios gGmbH (2019): Auswirkungen einer Beendigung der Kohleverstromung bis 2038 auf den Strommarkt, CO<sub>2</sub>-Emissionen und ausgewählte Industrien. Eine Analyse des Abschlussberichts der WSB-Kommission. Unter Mitarbeit von Max Gierlink, Dominic Lencz und Fabian Arnold. ewi Energy Research & Scenarios gGmbH.

EWL (2022): Marktmodellierung und Interkonnektorbewertung für den Netzentwicklungsplan 2035 (2021) (NEMO VIII, Los 2). Wissenschaftliches Gutachten für die Bundesnetzagentur. Unter Mitarbeit von Simon Voswinkel, Jennifer Mikurda, Roland Broll, Hendrik Kramer, Marco Breder, Daniel Brunsch et al. Universität Duisburg-Essen, Lehrstuhl für Energiewirtschaft. Essen.

Felling, Tim; Weber, Christoph (2018): Consistent and robust delimitation of price zones under uncertainty with an application to Central Western Europe. In: *Energy Economics* 75, S. 583–601. DOI: 10.1016/j.eneco.2018.09.012.

Fraunhofer ISE (2020a): Paths to a Climate-Neutral Energy System. The German Energy Transition in its Social Context. Unter Mitarbeit von Philip Sterchele, Julian Brandes, Judith Heilig, Daniel Wrede, Christoph Kost, Thomas Schlegl et al. Fraunhofer Institute for Solar Energy Systems (ISE).

Fraunhofer ISE (2020b): Paths to a Climate-Neutral Energy System. The German Energy Transition in its Social Context. Update. Unter Mitarbeit von Philip Sterchele, Julian Brandes, Judith Heilig, Daniel Wrede, Christoph Kost, Thomas Schlegl et al. Fraunhofer Institute for Solar Energy Systems (ISE).

Fraunhofer ISI; Consentec (2021): Langfristszenarien für die Transformation des Energiesystems in Deutschland 3. Kurzbericht: 3 Hauptszenarien. Unter Mitarbeit von Frank Sensfuß, Benjamin Lux, Christiane Bernath, Christoph Kiefer, Benjamin Pfluger, Christoph Kleinschmitt et al. Fraunhofer-Institut für System- und Innovationsforschung ISI; Consentec GmbH.

Fraunhofer-Institut für System- und Innovationsforschung ISI; Consentec GmbH; Institut für Energie- und Umweltforschung Heidelberg GmbH (2017): Langfristszenarien für die Transformation des Energiesystems in Deutschland. Modul 2: Modelle und Modellverbund.

Fraunhofer-Institut für System- und Innovationsforschung ISI; Öko-Institut e.V. (2015): Klimaschutzszenario 2050. 2. Endbericht. Online verfügbar unter <https://www.oeko.de/oeko-doc/2451/2015-608-de.pdf>.

Gils, Hans Christian; Pregger, Thomas; Flachsbarth, Franziska; Jentsch, Mareike; Dierstein, Constantin (2019): Comparison of spatially and temporally resolved energy system models with a focus on Germany's future power supply. In: *Applied Energy* 255 (5), S. 113889. DOI: 10.1016/j.apenergy.2019.113889.

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](http://www.mobilitaet-in-deutschland.de/pdf/MiD2017_Ergebnisbericht.pdf).

Institut für Energie- und Klimaforschung Jülich; Lehrstuhl für Brennstoffzellen, RWTH Aachen (2019): Wege für die Energiewende. Kosteneffiziente und klimagerechte Transformationsstrategien für das deutsche Energiesystem bis zum Jahr 2050. Kurzfassung. Unter Mitarbeit von Martin Robinius, Peter Markewitz, Peter Lopion, Felix Kullmann, Philipp-Matthias Heuser, Konstantinos Syranidis et al. Jülich (Schriften des Forschungszentrums Jülich : [...], Reihe Energie & Umwelt).

Lux, Benjamin; Pfluger, Benjamin (2020): A supply curve of electricity-based hydrogen in a decarbonized European energy system in 2050. In: *Applied Energy* 269 (1882), S. 115011. DOI: 10.1016/j.apenergy.2020.115011.

Öko-Institut e.V.; Prognos (2018): Zukunft Stromsystem II. Regionalisierung der erneuerbaren Stromerzeugung : vom Ziel her denken. Stand Oktober 2018. Unter Mitarbeit von Felix Christian Matthes, Franziska Flachsbarth, Charlotte Loreck, Hauke Hermann, Hanno Falkenberg und Vanessa Cook. Hg. v. WWF Deutschland. Berlin (WWF Studie).

PIK; Fraunhofer ISE (2021): Deutschland auf dem Weg zur Klimaneutralität 2045. Szenarien und Pfade im Modellvergleich. Unter Mitarbeit von Gunnar Luderer, Christoph Kost und Dominika Sörgel. Potsdam-Institut für Klimaforschung; Fraunhofer Institute for Solar Energy Systems (ISE).

Prognos; Öko-Institut e.V.; Wuppertal-Institut (2020): Klimaneutrales Deutschland. In drei Schritten zu null Treibhausgasen bis 2050 über ein Zwischenziel von -65% im Jahr 2030 als Teil des EU-Green-Deals. Unter Mitarbeit von Hans Dambeck, Florian Ess, Hanno Falkenberg, Andreas Kemmler, Almut Kirchner, Sven Kreidelmeyer et al. Prognos; Öko-Institut e.V.; Wuppertal-Institut.

Prognos; Öko-Institut e.V.; Wuppertal-Institut (2021): Klimaneutrales Deutschland 2045. Wie Deutschland seine Klimaziele schon vor 2050 erreichen kann. Unter Mitarbeit von Hans Dambeck, Florian Ess, Hanno Falkenberg, Andreas Kemmler, Almut Kirchner, Sven Kreidelmeyer et al. Prognos; Öko-Institut e.V.; Wuppertal-Institut.

Spiecker, Stephan; Vogel, Philip; Weber, Christoph (2013): Evaluating interconnector investments in the north European electricity system considering fluctuating wind power penetration. In: *Energy Economics* 37 (3), S. 114–127. DOI: 10.1016/j.eneco.2013.01.012.

Spiecker, Stephan; Weber, Christoph (2014): The future of the European electricity system and the impact of fluctuating renewable energy – A scenario analysis. In: *Energy Policy* 65 (1), S. 185–197. DOI: 10.1016/j.enpol.2013.10.032.

Swider, Derk J.; Weber, Christoph (2007): The costs of wind's intermittency in Germany: application of a stochastic electricity market model. In: *Euro. Trans. Electr. Power* 17 (2), S. 151–172. DOI: 10.1002/etep.125.

The Boston Consulting Group (BCG); Prognos (2018): Klimapfade für Deutschland. Unter Mitarbeit von Philipp Gerbert, Patrick Herhold, Jens Burchardt, Stefan Schönberger, Florian Rechenmacher, Almut Kirchner et al. The Boston Consulting Group (BCG); Prognos.

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

TransnetBW GmbH (2020): *Stromnetz 2050*. Unter Mitarbeit von Jonas Lotze, Michael Salzinger, Boris Gaillardon, Markus Mogel und Kostiantyn Troitskyi. TransnetBW GmbH.

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](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 Daniel; Murillo-Sanchez, Carlos Edmundo (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.