

# Weiterführende Analysen zur Ermittlung erforderlicher Ausbaumaßnahmen des deutschen Übertragungsnetzes „NEMO III“

2013

## Abschlussbericht

Eine Studie im Auftrag der



Bundesnetzagentur



Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas,  
Telekommunikation, Post und Eisenbahnen



# Weiterführende Analysen zur Ermittlung erforderlicher Ausbaumaßnahmen des deutschen Übertragungsnetzes

Gutachten des:

**Institut für Hochspannungstechnik  
RWTH Aachen University**

Univ.-Prof. Dr.-Ing. Armin Schnettler



## **Kontakt:**

RWTH Aachen University  
Institut für Hochspannungstechnik  
Schinkelstraße 2, 52056 Aachen

T: +49 241 80 94931

F: +49 241 80 92135

E: [post@ifht.rwth-aachen.de](mailto:post@ifht.rwth-aachen.de)

[www.ifht.rwth-aachen.de](http://www.ifht.rwth-aachen.de)

## **Autoren:**

Dipl.-Ing. Hendrik Natemeyer

Dipl.-Wirt.-Ing. Stephan Rath

Dipl.-Ing. Martin Scheufen

Dipl.-Wirt.-Ing. Andreas Roehder

Dipl.-Ing. Thomas Helmschrott

Dipl.-Wirt.-Ing. Baris Özalay

Hans Barrios Büchel, M.Sc.

Dipl.-Ing. Bernhard Fuchs

Dipl.-Ing. Moritz Mittelstaedt

Univ.-Prof. Dr.-Ing. Armin Schnettler

Aachen, 14.03.2014

## Inhaltsverzeichnis

<b>1. ZUSAMMENFASSUNG .....</b>	<b>6</b>
<b>2. EINLEITUNG .....</b>	<b>8</b>
2.1 Ausgangssituation .....	8
2.2 Ziel des Gutachtens.....	8
<b>3. METHODEN UND MODELLE.....</b>	<b>10</b>
3.1 Regionalisierung.....	10
3.2 Generierung von Einspeisezeitreihen für Erneuerbare Energien.....	13
3.3 Europäische Strommarktsimulation .....	15
3.4 Netzsimulation .....	18
3.4.1 Netzsimulationsverfahren der Übertragungsnetzbetreiber .....	19
3.4.2 Netzsimulationsverfahren des IFHT .....	20
<b>4. UNTERSUCHUNGEN IM RAHMEN DER GUTACHTERLICHEN TÄTIGKEIT .....</b>	<b>23</b>
4.1 Ergebnisse der Regionalisierung .....	24
4.2 Zeitreihen für Erneuerbare Energien.....	27
4.3 Europäische Strommarktsimulation zum Szenario B2023.....	28
4.4 Netzanalysen.....	32
4.5 Sensitivitätsrechnung zur installierten Offshore-Wind Leistung in 2023 .....	36
4.5.1 Wirksamkeitsuntersuchungen .....	40
4.5.2 Fazit.....	42
4.6 Sensitivitätsrechnung zu Net Transfer Capacities .....	43
4.6.1 Rechnung a) .....	44
4.6.2 Rechnung b) .....	46
4.6.3 Rechnung c).....	47
4.6.4 Rechnung d) .....	48
4.6.5 Fazit.....	50
4.7 Sensitivitätsanalyse Korridor C .....	52
4.7.1 Datengrundlage und Abbildung der Alternative .....	52
4.7.2 Auslastungsermittlung zur Alternative .....	53
4.7.3 Wirksamkeit: (n-1)-Untersuchungen .....	55

---

4.7.4	Fazit.....	56
<b>5.</b>	<b>PROZESSANALYSE .....</b>	<b>57</b>
5.1	Szenariorahmen, Regionalisierung und Marktsimulation.....	57
5.2	Netzmodellierung.....	58
5.3	Maßnahmenprüfung, Bestätigung und Zielnetzermittlung .....	59
5.4	Gesamtprozess zum Netzentwicklungsplan.....	59
<b>6.</b>	<b>ABBILDUNGSVERZEICHNIS .....</b>	<b>61</b>
<b>7.</b>	<b>TABELLENVERZEICHNIS .....</b>	<b>62</b>

## 1. Zusammenfassung

Die veränderten Anforderungen an das deutsche Strom-Übertragungsnetz im Rahmen der Energiewende sowie weitere politische Rahmenbedingungen wie der Ausstieg aus der Kernenergie und die zunehmende Marktintegration hin zu einem europäischen Strombinnenmarkt bedingen die Optimierung, die Verstärkung und den Ausbau des deutschen Übertragungsnetzes. Hierzu erstellen die deutschen Übertragungsnetzbetreiber jährlich einen Netzentwicklungsplan (NEP), der von der Bundesnetzagentur zu prüfen und zu bestätigen ist.

Der vorliegende Bericht beschreibt wesentliche Aspekte der gutachterlichen Tätigkeit im Rahmen des Gutachtens „NEMO3“ zum Netzentwicklungsplan 2013, welches durch das Institut für Hochspannungstechnik (IFHT) der RWTH Aachen im Auftrag der Bundesnetzagentur im Zeitraum 05/2013 bis 02/2014 durchgeführt wurde. Im Bearbeitungszeitraum fand über die Berichtsinhalte hinaus eine intensive Unterstützung der Bundesnetzagentur bei den Prüfarbeiten zum Netzentwicklungsplan statt, deren Ergebnisse in das Konsultationsdokument sowie die Bestätigung des NEP 2013 eingeflossen sind.

Im vorliegenden Bericht werden insbesondere folgende Themen adressiert:

- Analyse des methodischen Vorgehens der Übertragungsnetzbetreiber bei der Erstellung des Netzentwicklungsplans 2013
- Sensitivitätsanalysen bezüglich verschiedener Variationen bei den Berechnungsmethoden der einzelnen Prozesse der Netzentwicklungsplanung (Regionalisierung, Zeitreihengenerierung, Marktsimulation, Netzberechnung)
- Sensitivitätsanalysen bezüglich verschiedener Variationen bei Eingangsdaten und Netzvarianten (Installierte Offshore-Leistung, Net Transfer Capacities, Offshore Anlandepunkte, HGÜ-Ausführung)
- Einordnung und Bewertung des Gesamtprozesses des Netzentwicklungsplans 2013

In einem ersten Schritt werden die von den Übertragungsnetzbetreibern bei der Erstellung des Netzentwicklungsplans verwendeten Methoden und Modelle analysiert und den IFHT-eigenen Modellen gegenübergestellt. Dies erfolgt entlang der gesamten Prozesskette, die bei der Netzentwicklungsplanung zu durchlaufen ist: Regionalisierung, Zeitreihengenerierung, Marktsimulation und Netzberechnung.

An die Regionalisierungsmethodik für Erneuerbare Energien und die Verbraucherlast wird primär der Anspruch gestellt, dass diese transparent und nachvollziehbar ist. Dies kann durch klar definierte Verteilungskriterien und Verteilungsschlüssel erreicht werden. Hier besteht nach Ansicht des Gutachters ein Verbesserungsbedarf beim Vorgehen im NEP, da die Datengrundlage nicht vollständig nachvollziehbar ist und darüber hinaus in den letzten Jahren verschiedenen Veränderungen unterlag.

Bei der Marktsimulation zeigen sich nur geringfügige Unterschiede zwischen den Berechnungen des Gutachters und denen der Übertragungsnetzbetreiber im NEP.

Übereinstimmend wird festgestellt, dass Deutschland im Szenario B2023 ein Nettoexporteur elektrischer Energie ist und insgesamt ca. 70 TWh Energie in das europäische Ausland exportiert. Unterschiede im Außenhandel an einzelnen Landesgrenzen sind tendenziell auf eine unterschiedliche Modellierung von Kraftwerken und Speichern, vor allem aber auf eine uneinheitliche Datenbasis aufgrund einer mangelnden Spezifikation des Szenariorahmens für das europäische Ausland im NEP zurückzuführen.

Zur Netzberechnung gehört neben der Lösung des reinen Leistungsflussproblems auch die Festlegung einiger freier Parameter des Netzbetriebes. Konkret gilt es, in Abhängigkeit der Netztopologie sowie der Ein- und Ausspeisungen des Netzes geeignete Stellgrößen bzw. Zustände für die folgenden Größen zu identifizieren: Aufteilung der Verlustleistung, Blindleistungsbereitstellung, Einstellung der Wirkleistungsübertragung der HGÜ-Strecken, Einstellung der Stufensteller an Transformatoren. Die Wahl der aufgeführten Einstellungen ist dabei keinesfalls eindeutig und kann einen signifikanten Einfluss auf die ermittelten Lastflüsse haben. Dieser Punkt wird im Gutachten ausführlich diskutiert.

Neben den methodischen Fragestellungen werden außerdem umfangreiche Variationsrechnungen bezüglich der Eingangsdaten durchgeführt. Hierzu gehören z.B. Variationen zur installierten Offshore Leistung im Jahr 2023 und den zur Verfügung stehenden Handelskapazitäten (NTC) zu ausgewählten Nachbarländern. Anhand der Ergebnisse dieser Sensitivitätsrechnungen ist es möglich, Wirkzusammenhänge zu erkennen, die aufgrund der Komplexität des betrachteten Systems nicht intuitiv abzuleiten sind. Die Variationsrechnungen werden dabei stets mit den IFHT-eigenen Simulationswerkzeugen über alle betroffenen Prozessschritte hinweg durchgeführt. Final wird zu jeder Sensitivitätsrechnung der Einfluss der Parametervariation auf das Übertragungsnetz analysiert.

Der Bericht schließt mit einer Prozessanalyse zum Netzentwicklungsplan 2013, in der wichtige Kritikpunkte gesammelt und Verbesserungsvorschläge für die folgenden Jahre unterbreitet werden. Die Analyse erfasst dabei alle Prozessschritte vom Szenariorahmen über die Netzmodellierung bis hin zur gewählten Methodik bei der Maßnahmenprüfung durch die Bundesnetzagentur.

## 2. Einleitung

### 2.1 Ausgangssituation

Die aktuelle Entwicklung des Energieversorgungssystems im Rahmen der Energiewende, des Ausstiegs aus der Kernenergie sowie einer zunehmenden Dezentralisierung der Erzeugungsstruktur führen zu veränderten Anforderungen an das deutsche Strom-Übertragungsnetz. Dieses soll nach dem sogenannten NOVA-Prinzip über Netzoptimierung, Verstärkung und Ausbau für die aktuell bereits vorliegenden und die noch bevorstehenden Aufgaben ertüchtigt werden. Die Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) sind im Rahmen der wirtschaftlichen Zumutbarkeit verpflichtet, das Netz *sicher, zuverlässig, leistungsfähig, diskriminierungsfrei und bedarfsgerecht* zu betreiben. Sie sind überdies gemäß EnWG §12a-d jährlich dazu aufgerufen, einen Netzentwicklungsplan (NEP) zu erstellen, der notwendige Maßnahmen zur bedarfsgerechten Optimierung, Verstärkung und zum Ausbau des deutschen Übertragungsnetzes für die nächsten 10 bis 20 Jahre vor dem Hintergrund entsprechender Energieszenarien beschreibt.

Die Erstellung des Netzentwicklungsplans erfolgt dabei in drei Stufen: Nach Erstellung, Konsultation und Genehmigung des Szenariorahmens erarbeiten die Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) den 1. Entwurf des Netzentwicklungsplans und überführen diesen nach der Konsultation in den 2. Entwurf. Dieser wird durch die Bundesnetzagentur geprüft und konsultiert. Die Bundesnetzagentur wird bei diesem Prozess gutachterlich unterstützt. Der vorliegende Bericht „Weiterführende Analysen zur Ermittlung erforderlicher Ausbaumaßnahmen des deutschen Übertragungsnetzes“ (NEMO III) schließt diese gutachterliche Begleitung der Bundesnetzagentur durch das Institut für Hochspannungstechnik der RWTH Aachen im Prozess des Netzentwicklungsplans 2013 ab.

### 2.2 Ziel des Gutachtens

Aufbauend auf dem Szenariorahmen, stellt die methodische Begleitung der Bundesnetzagentur entlang der Prozessschritte *Regionalisierung, Zeitreihengenerierung, Marktsimulation, Netzsimulation* und *Maßnahmenbewertung* das übergeordnete Ziel des Gutachtens dar.

Das methodische Vorgehen im Rahmen des Netzentwicklungsplans wird bewertet und alternativen Lösungsansätzen gegenübergestellt. Dabei wird die Anwendung wissenschaftlicher, dem Stand der Technik entsprechender Methoden sichergestellt. Annahmen, Eingangsdaten und Modelle werden im Zuge des Gutachtens ausführlich diskutiert. Ausgehend von den gewonnenen Erkenntnissen werden Empfehlungen für den zukünftigen NEP-Prozess formuliert.

Der vorliegende Bericht beschreibt lediglich ausgewählte Aspekte der umfangreichen gutachterlichen Tätigkeit. Insbesondere fand im Bearbeitungszeitraum eine intensive

Unterstützung der Bundesnetzagentur bei den Prüfarbeiten zum Netzentwicklungsplan statt, deren Ergebnisse in das Konsultationsdokument sowie die Bestätigung des NEP 2013 eingeflossen sind.

### 3. Methoden und Modelle

In diesem Kapitel werden die im Rahmen des Gutachtens angewendeten Modelle, Verfahren und Methoden beschrieben. Alle wesentlichen Teilprozesse, die bei der Erstellung des Netzentwicklungsplans zu durchlaufen sind, wurden mittels eigener Software-Werkzeuge am IFHT detailliert analysiert.



Abbildung 1: Prozessschritte im Zuge der Netzentwicklungsplanung

Die genutzten Werkzeuge entsprechen dabei gängigen, wissenschaftlichen Standards und sind über definierte Schnittstellen miteinander verzahnt, sodass alle Analysen auf einer konsistenten Datenbasis erfolgen können. Im Folgenden werden die Modelle, Verfahren und Methoden detailliert vorgestellt.

#### 3.1 Regionalisierung

Die Verortung der installierten Leistungen sämtlicher Erzeugungstechnologien sowie der Lasten aus dem genehmigten Szenariorahmen sind grundlegend für die weiteren Schritte bei der Ermittlung zukünftig erforderlicher Ausbaumaßnahmen im deutschen Übertragungsnetz. Dieser Vorgang setzt sich aus folgenden Schritten zusammen:

- Blockscharfe Zuordnung der konventionellen Kraftwerke und von Speichern auf Basis der NEP-Kraftwerkliste<sup>1</sup>
- Regionalisierung von Wind Onshore, Photovoltaik und Biomasse
- Verteilung von Wind Offshore nach dem Offshore-NEP
- Regionalisierung der Verbraucherlast
- Wahl einer geeigneten Zuordnungsmethodik, um die Daten auf die Netzknoten im Netzmodell zu projizieren

Die Vorbereitungen dienen der folgenden Marktsimulation als Grundlage, um den künftigen Kraftwerkseinsatz blockscharf berechnen zu können. Während konventionelle Kraftwerke, Speicher und Offshore-Anlagen über die NEP-Kraftwerkliste und den Offshore-Netzentwicklungsplan in Einklang mit dem konsultierten Szenariorahmen spezifiziert sind, ist die Regionalisierung der Erneuerbaren Energien *Wind Onshore*, *Photovoltaik* und *Biomasse* sowie der Verbraucherlast ein Prozessschritt des Netzentwicklungsplans und nicht durch Eingangsdaten definiert. Die Lastverteilung wird für die gutachterlichen Untersuchungen in Abstimmung mit der Bundesnetzagentur aus den ÜNB-Netzdaten übernommen. Die Erneuerbaren Energien werden hingegen zusätzlich auf Basis einer eigenen Regionalisierungsheuristik verteilt.

<sup>1</sup> [http://www.netzentwicklungsplan.de/system/files/documents/NEP\\_2013\\_Kraftwerkliste.pdf](http://www.netzentwicklungsplan.de/system/files/documents/NEP_2013_Kraftwerkliste.pdf)

Die regionalen Verteilungen für Wind Onshore, Photovoltaik und Biomasse werden auf einer postleitzahlscharfen Ebene umgesetzt. Zunächst werden die jeweils aktuell installierten Leistungen der Energieträger den einzelnen Postleitzahlgebieten gemäß der Angaben des als Basis verwendeten EEG Anlagenregisters zugeordnet. Die Differenz der installierten Leistungen aus der Szenariovorgabe und der aggregierten Bestandsleistung bildet die noch zu regionalisierende Leistung, die im Szenario hinzukommen wird.

Abbildung 2 zeigt exemplarisch den Ablauf und das Vorgehen bei der Regionalisierung für Wind Onshore. Für die anderen beiden Energieträger ist der Ablauf sehr ähnlich, wobei teilweise andere Indikatoren zur Regionalisierung Anwendung finden.

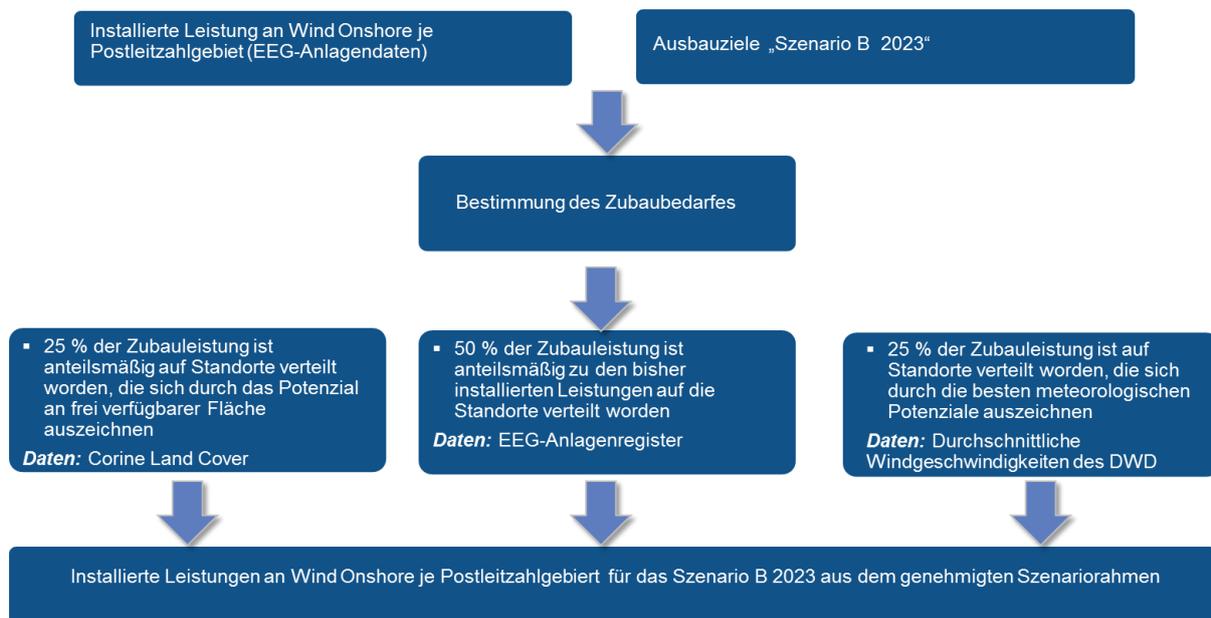


Abbildung 2: Ablauf der Regionalisierung für Wind Onshore

Um eine adäquate Verteilung zu gewährleisten, sind in Abstimmung mit der Bundesnetzagentur Indikatoren und Verteilungsschlüssel für die entsprechenden Regionalisierungen festgelegt worden. Dieses Vorgehen weicht von dem der Übertragungsnetzbetreiber ab, da nicht die Reproduktion<sup>2</sup> der im NEP verwendeten Regionalisierung das Ziel darstellt, sondern vielmehr die Anwendung einer eigenen, alternativen Regionalisierungsmethodik für diese Energieträger. Im Netzentwicklungsplan wird vor allem auf Basis von Potenzialstudien und unter Einbeziehung der Ausbauziele der Bundesländer regionalisiert.

Für das Gutachten wird bei Wind Onshore und Photovoltaik jeweils 50% der Zubauleistung gemäß der bisher installierten Leistung verteilt, um die Vorteile bereits existierender Infrastruktur und zukünftiger Repoweringmaßnahmen an diesen Standorten abzubilden.

<sup>2</sup> Die Daten-Angaben zur Regionalisierung im NEP sind nicht vollständig und teilweise intransparent.

Die nächsten 25% der zugebauten Leistung werden nach dem Anteil der jeweiligen verfügbaren Potenzialflächen der Energieträger allokiert, um somit auch Standorte zu beachten, die sich vor allem durch ihre frei verfügbaren Bebauungsflächen auszeichnen.

Die verbliebenen 25% der Zubauleistung werden auf die unter meteorologischen Gesichtspunkten besten Standorte verteilt, um das vorhandene Dargebot der Energieträger bestmöglich auszunutzen. Hierfür werden sowohl für Windenergie als auch für Photovoltaik regionale Klassifizierungen für Deutschland definiert. Diese werden über die durchschnittlichen Windgeschwindigkeiten und die durchschnittlichen Strahlungsdaten als geeignete Indikatoren für das energieträgerspezifische Dargebot hergeleitet.

Als Basis für die durchschnittlichen Windgeschwindigkeiten werden Daten des Deutschen Wetterdienstes („80 m über Grund“) verwendet, während die durchschnittlichen Strahlungsdaten der Datenbank des „European Centre for Medium Range Weather Forecasts“ (ECMWF) entstammen.

Hierzu werden für jeden Energieträger fünf Kategorien definiert. Der jeweilige Anteil der zu verteilenden Leistung für die einzelnen Kategorien wird dabei gleichmäßig auf alle Standorte verteilt.

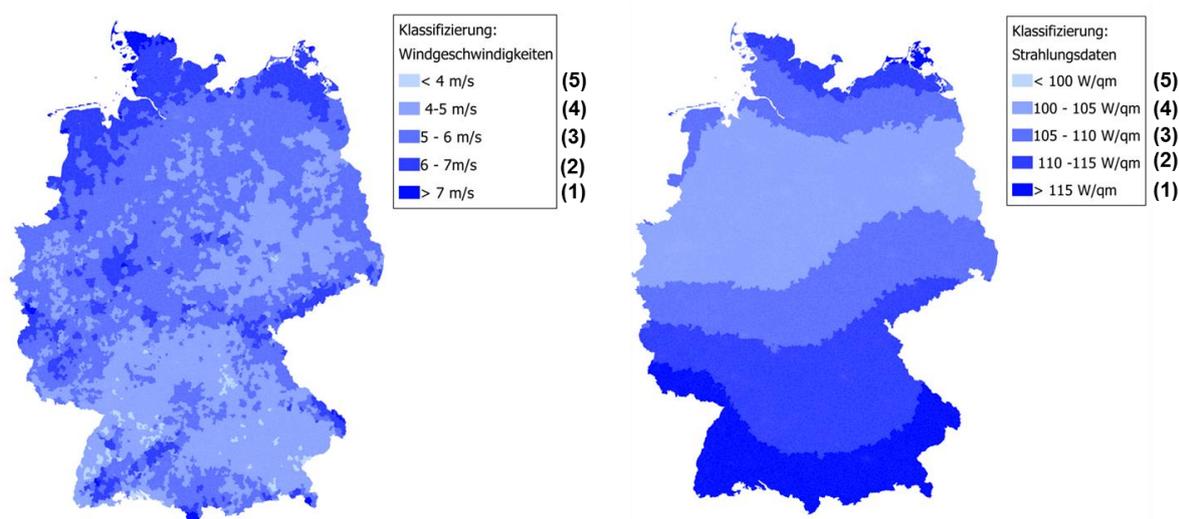


Abbildung 3: Klassifizierung der Windgeschwindigkeiten (links) und der Strahlungsdaten (rechts)

Dabei setzen sich die Kategorien (siehe Abbildung) und Anteile an den zu verteilenden restlichen 25 % der Leistung folgendermaßen zusammen:

- 40 % der Zubauleistung wird jeweils gleichmäßig auf Standorte der „Kategorie 1“ verteilt
- 30 % der Zubauleistung wird jeweils gleichmäßig auf Standorte der „Kategorie 2“ verteilt
- 20 % der Zubauleistung wird jeweils gleichmäßig auf Standorte der „Kategorie 3“ verteilt
- 10 % der Zubauleistung wird jeweils gleichmäßig auf Standorte der „Kategorie 4“ verteilt

Für Biomasseanlagen wird die Regionalisierung für die gesamte Zubauleistung nach dem Kriterium der lokal verfügbaren Landwirtschaftsfläche vorgenommen. Die Analysen und Auswertungen der georeferenzierten Flächendaten beruhen auf den Ergebnissen des „Corine Land Cover Projekts“ (CLC).

### 3.2 Generierung von Einspeisezeitreihen für Erneuerbare Energien

#### **Wetterdaten:**

Aufgrund des europäischen Verbundsystems und des internationalen Stromaustausch können die Einzestaaten nicht unabhängig voneinander betrachtet werden. Dies führt zu der Notwendigkeit, europaweit konsistente Wetterdaten zu generieren. Neben Messaufzeichnungen stellt die numerische Berechnung der atmosphärischen Vorgänge mit Hilfe komplexer meteorologischer CFD-Modelle<sup>3</sup> eine geeignete Alternative dar. Die Modelle werden mit Messdaten kalibriert und erlauben anschließend die Ableitung einer Vielzahl von Parametern aus der Atmosphäre, darunter auch dem durch Luftmassenbewegung verursachten Wind und die Strahlung auf der Erdoberfläche, welche durch Wolkenbildung beeinflusst wird. Für dieses Projekt wurden derartige Daten des European Centre for Medium-Range Weather Forecasts verwendet. Dieselben Daten wurden in einer Vielzahl aktueller Studien (z.B. BMU-Leitstudie 2011) verwendet. Die nachfolgende Abbildung zeigt beispielhaft die regionale Verteilung der Strahlungsdaten und die Windgeschwindigkeit im Zeitverlauf.

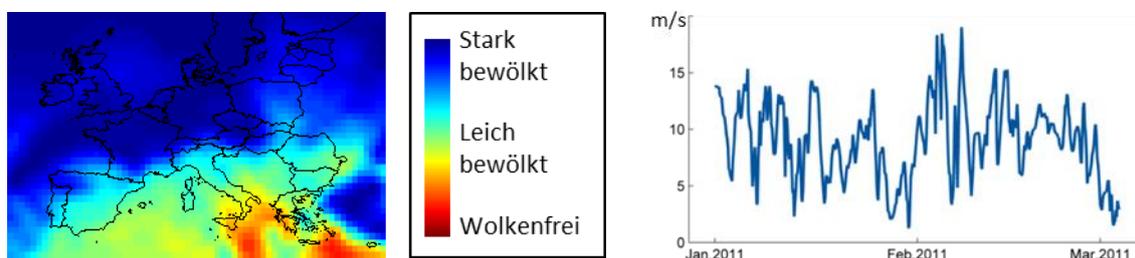


Abbildung 4: Strahlungsintensität in Bodennähe (links), Windzeitreihe (rechts)

#### **Einspeisezeitreihen:**

Zur Generierung von stündlich aufgelösten EE-Einspeisezeitreihen wird zunächst von den genannten, konsistenten Wetterdaten (Strahlungsintensität in Bodennähe, Windgeschwindigkeit in verschiedenen Höhen) ausgegangen. Die fehlerbereinigte Wetterdatenbasis liefert Daten in einer räumlichen Auflösung von  $0,75^\circ$  und eine stundenscharfe zeitliche Auflösung für den Referenzzeitraum des Jahres 2007.

<sup>3</sup> CFD = numerische Strömungsmechanik

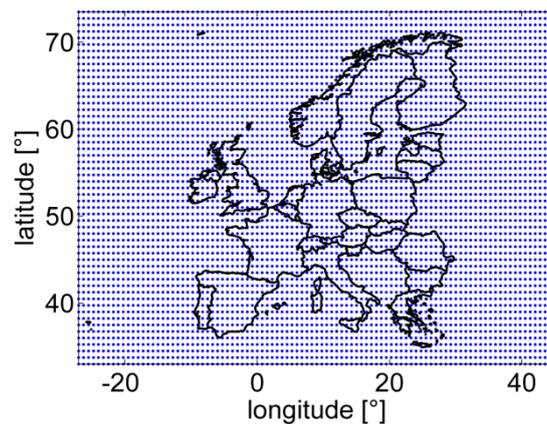


Abbildung 5: Geographisches Raster der Wetterzeitreihen

Aus den Wetterdaten wird anschließend zusammen mit den regionalisierten installierten EE-Leistungen aus Abschnitt 3.1 unter Nutzung geeigneter Anlagenkennlinien und unter Berücksichtigung von Störgrößen (z.B. Gebäudeabschattungen) die regionenspezifische, tatsächlich eingespeiste elektrische Leistung ermittelt.

#### **Zuordnung zu den Netzknoten:**

In einem letzten Schritt werden die ermittelten Leistungszeitreihen zur Verwendung in der Netzsimulation den vorhandenen Netzknoten zugeordnet. Hierfür wurde eine Methode gewählt, welche die Leistung (Erzeugung und Verbrauch) jedes PLZ Gebietes auf die drei nächsten Umspannwerke mit einer 110kV-Sammelschiene anhand des reziproken Abstandes verteilt. Abbildung 6 verdeutlicht, wie sich der Anteil der Leistung  $P$  eines PLZ Gebietes auf ein Umspannwerk  $S_1$  aufteilt.

$$\text{Anteil von } S_1 = \frac{1/d_1}{1/d_1 + 1/d_2 + 1/d_3} * P$$

Abbildung 6: Zuordnung der PLZ-Gebiete zu den Netzstandorten

Innerhalb der betroffenen Umspannwerke wird die zugewiesene Leistung gleichmäßig auf alle vorhandenen 110kV-Sammelschienen aufgeteilt.

Weitere Größen, wie z.B. der Blindleistungsbedarf von Lasten und Erzeugern, werden in Abstimmung mit der Bundesnetzagentur den Netzdaten der Übertragungsnetzbetreiber entnommen.

### 3.3 Europäische Strommarktsimulation

Aufgabe der Strommarktsimulation ist die Modellierung marktbasierter Erzeugungszeitreihen für alle thermischen Kraftwerke und Speichereinheiten in Europa. Die Marktmodellierung erfolgt dabei unter Berücksichtigung des grenzüberschreitenden europäischen Stromhandels und durch die Verwendung europaweit konsistenter Wetterdaten unter Berücksichtigung der raum-zeitlichen Korrelation der Einspeisung aus Erneuerbaren Energien in den verschiedenen Ländern.

Als Resultat liefert die Marktsimulation neben den für jeden Kraftwerksblock und Speicher in Europa stündlich aufgelösten Einspeisefahrplänen auch die Austauschmengen im internationalen Stromhandel sowie die Entwicklung der Strompreise in den einzelnen europäischen Ländern (unter Berücksichtigung der Entwicklungen der Brennstoffpreise, CO<sub>2</sub>-Preise, etc.).

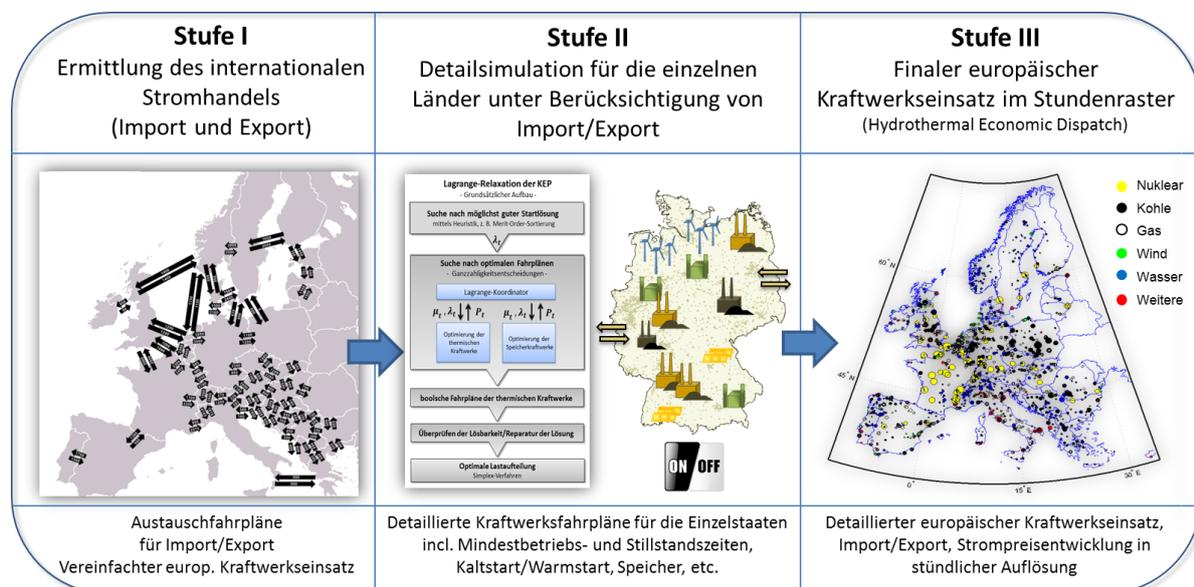


Abbildung 7: Dreistufiger Aufbau der IFHT-Marktsimulation

Das Modell zur europäischen Strommarktsimulation besteht aus drei aufeinander aufbauenden Optimierungsstufen (vgl. Abbildung 7). Durch die Zerlegung der Gesamtsimulation wird dabei eine hoch detaillierte Betrachtung des deutschen Elektrizitätsversorgungssystems im europäischen Verbundnetz ermöglicht. Damit lässt sich insbesondere der netzknotenscharfe Einsatz aller Kraftwerke und Speicher unter Berücksichtigung sämtlicher technischer und wirtschaftlicher Eigenschaften der Erzeugungsanlagen abbilden. Hierzu wird unter anderem ein - dem internationalen Stand der Wissenschaft entsprechendes - Dekompositionsverfahren auf Basis der Lagrange Relaxation genutzt.

In der **ersten Stufe** wird der grenzüberschreitende Stromhandel im europäischen Verbundsystem (Strom-Import und Export zwischen den Ländern) berechnet. Hierzu wird der europäische Kraftwerkspark unter Berücksichtigung lediglich der wichtigsten technischen

und wirtschaftlichen Anlageneigenschaften (variable Betriebskosten, Maximalleistung, Gradienten) sowie die internationalen Übertragungskapazitäten (NTC = Net Transfer Capacities) in einem linearen Netzwerkflussmodell abgebildet. Startkosten, eine technische Mindestleistung und weitere Details werden aufgrund der europaweiten Betrachtung in dieser Modellstufe vernachlässigt. Die erste Stufe liefert als Ergebnis den kostenminimalen Kraftwerkeinsatz zur Deckung der gesamteuropäischen Last unter Einhaltung der maximal möglichen Übertragungskapazitäten zwischen den einzelnen Ländern. Hiermit können für jedes Land Stromimport- und Stromexportzeitreihen ermittelt werden.

Diese gehen anschließend als Eingangsparameter in die **zweite Verfahrensstufe** ein, welche in einem sowohl technisch wie auch wirtschaftlich sehr hohen Detaillierungsgrad die Erzeugungssysteme der einzelnen Länder betrachtet. Neben den nationalen Anforderungen an die vorzuhaltende Reserveleistung (Regelleistung) wird in dieser Stufe insbesondere über den An-/Aus Schaltzustand jedes Kraftwerksblocks im Zeitverlauf entschieden. Dies erlaubt im Folgenden die Abbildung von Kaltstart- und Warmstartkosten, technischer Mindesterzeugung sowie Mindestbetriebs- und Stillstandszeiten für jeden europäischen Kraftwerksblock. In dieser Stufe ermittelt das Optimierungsverfahren für die einzelnen Länder die Kraftwerks- und Speicherfahrpläne unter Berücksichtigung des zuvor ermittelten internationalen Stromhandels (Import und Export), nationaler Stromnachfrage und der Einspeisung aus Erneuerbaren Energien und Must-Run Anlagen im wirtschaftlich/technischen Detail. Es kommt eine Lagrange-Relaxation zum Einsatz, die in ihren Sub-Problemen auf eine effiziente Mixed-Integer Formulierung des Unit Commitment Problems zurückgreift.

Die **dritte Stufe** des Marktmodells führt die ersten beiden Modellstufen zusammen. Dies erlaubt die gemeinsame Betrachtung sämtlicher Kraftwerke im europäischen Verbundsystem im technisch/wirtschaftlichen Detail. Dazu werden die An/Aus-Entscheidungen (Ganzzahligkeitsentscheidungen) für jeden Kraftwerksblock aus der zweiten Stufe übernommen, um anschließend den europaweiten Kraftwerks- und Speichereinsatz grenzüberschreitend und unter Berücksichtigung der internationalen Übertragungskapazitäten erneut zu berechnen (hydro/thermische Energieaufteilung).

Neben dem exakten europäischen Kraftwerks- und Speichereinsatz und der Ermittlung der finalen grenzüberschreitenden Handelsflüsse lässt sich anhand der Ergebnisse auch die Entwicklung von Strompreisen und Emissionen innerhalb des europäischen Verbundsystems bewerten.

Die Modellierung des Kraftwerksparks inkl. technischer Anlagenparameter und möglicher Zubauten erfolgt anhand der europäischen Kraftwerksdatenbank des IFHT. Diese speist sich sowohl aus öffentlich verfügbaren Daten<sup>4</sup> als auch aus kommerziellen Kraftwerkslisten<sup>5</sup> und konnte in verschiedenen Studien und Untersuchungen validiert werden. Die Brennstoffpreise für die verschiedenen Kraftwerkstechnologien wurden dabei entsprechend des Szenariorahmens zum Netzentwicklungsplan 2013 angenommen.

<sup>4</sup> NEP Kraftwerksliste für DE maßgeblich

<sup>5</sup> u.a. Platts – World Electric Power Plants Database

Die Abbildung der Kuppelkapazitäten zwischen den europäischen Staaten erfolgt auf Basis historischer Realwerte. Diese werden anhand der im ENTSO-E TYNDP skizzierten Ausbaumaßnahmen geeignet bis 2023 fortgeschrieben. Für die Kuppelstellen zwischen Deutschland und seinen Nachbarstaaten werden die NTC-Werte aus dem Netzentwicklungsplan 2013 angenommen.

Auch Kraftwerksausfälle werden unterteilt in Revisionen, Totalausfälle und Teilausfälle im Rahmen der Strommarktsimulation berücksichtigt. Für jeden Kraftwerkstyp werden dabei abhängig von dessen Alter verschiedene Ausfallhäufigkeiten berücksichtigt. Auch die Dauer der Revisionen und Ausfälle ist abhängig von Typ und Baujahr. Revisionen fallen im Modell (wie auch in Realität) mit höherer Wahrscheinlichkeit auf einen Sommermonat, da hier die Strompreise i.A. aufgrund der verminderten Stromnachfrage niedriger sind.

### 3.4 Netzsimulation

Die Netzsimulation beinhaltet die Berechnung der Leistungsflüsse im Netz für den Normalzustand sowie in (n-1)-Fällen für verschiedene Topologien, Szenarien und Rahmenbedingungen. Im Rahmen der gutachterlichen Tätigkeiten werden Berechnungen mittels der am IFHT entwickelten Netzsimulationsumgebung durchgeführt. Datengrundlage stellen dabei stets die von den ÜNB bereitgestellten Netzdaten dar, die zur Berechnung mit den Werkzeugen des IFHT entsprechend konvertiert wurden.<sup>6</sup>

Neben der Lösung des reinen Leistungsflussproblems, in dem unter Kenntnis der Ein- und Ausspeisungen des Netzes die resultierenden Leistungsflüsse sowie die Knotenspannungen ermittelt werden, gehört die Festlegung einiger freier Parameter des Netzbetriebes zur Aufgabe der Netzsimulation. Konkret gilt es, in Abhängigkeit der Netztopologie sowie der Ein- und Ausspeisungen des Netzes geeignete Stellgrößen bzw. Zustände für die folgenden Größen zu identifizieren:

- **Aufteilung der Verlustleistung:**  
Die im Übertragungsnetz entstehenden Verluste hängen von der konkreten Netzauslastung ab und sind folglich erst nach der Leistungsflussberechnung bekannt. Um dennoch eine sinnvolle Aufteilung der Beiträge der Erzeugungseinheiten zur Verlustleistungsdeckung zu ermitteln, sind hier geeignete Verfahren zu verwenden.
- **Blindleistungsbereitstellung:**  
Die konkreten Blindleistungsbeiträge der Anlagen zur Blindleistungsbereitstellung (Erzeugungseinheiten, HGÜ-Umrichter, Kompensationsanlagen etc.) sind geeignet zu wählen, um die Spannungsamplituden lokal innerhalb des gewünschten Spannungsbandes zu halten.
- **Wirkleistungsübertragung der HGÜ-Strecken:**  
Die freie Einstellbarkeit der gewünschten Wirkleistungsübertragung ist ein wesentlicher Vorteil von HGÜ-Strecken gegenüber konventionellen AC-Leitungen. In der Netzsimulation sind die Arbeitspunkte der HGÜ-Strecken für die vorliegende Netzsituation geeignet zu wählen.
- **Einstellung der Stufensteller an Transformatoren:**  
Durch den Einsatz von Stufenstellern können Transformatoren längs, schräg oder quer geregelt werden. Während ein längsgeregelter Transformator in erster Linie die Spannungsamplituden und mithin die Blindleistungsflüsse beeinflusst, werden quer geregelte Transformatoren zur Steuerung der Wirkleistungsflüsse mittels Beeinflussung der Phasenwinkel genutzt. Aktuell werden quergeregelte Transformatoren als sogenannte Phasenschiebertransformatoren (PST) zur Vermeidung von Ringflüssen an internationalen Kuppelstellen (z.B. DE ↔ PL, DE ↔ CZ, NL ↔ BE) geplant oder bereits eingesetzt. Schräggeregelte Transformatoren sind eine Mischform aus längs- und quergeregelten Transformatoren. Auch für die

<sup>6</sup> Die Konvertierung erfolgt ohne Genauigkeitsverlust und dient der weitreichenderen und flexibleren Behandlung der Datensätze mit mathematischen Lösungswerkzeugen.

Stufensteller sind geeignete Einstellungen in Abhängigkeit der Netzsituation zu treffen.

Die angeführte Aufzählung erhebt keinen Anspruch auf Vollständigkeit für die möglichen Stellgrößen im Netzbetrieb, im vorliegenden Netzmodell sind es jedoch die wesentlichen frei wählbaren Parameter. Eine weitere Stellgröße des Netzbetriebs ist die Veränderung der Netztopologie. Im Rahmen der gutachterlichen Tätigkeiten wird diese jedoch nur bei der Maßnahmenprüfung in seltenen Einzelfällen verändert. Dem Vorgehen der ÜNB folgend, liegt den Analysen im Allgemeinen und insbesondere den Berechnungen ganzer Jahre immer die Netznormalschaltung zugrunde.

Die im Rahmen der gutachterlichen Tätigkeiten durchgeführten Netzsimulationen finden innerhalb der IFHT-eigenen Netzsimulationsumgebung statt, in die flexibel verschiedene Berechnungsverfahren eingebunden werden können. Insbesondere bezüglich der Festlegung der oben genannten Parameter wurden dabei unterschiedliche Modelle gewählt, die einerseits die Modellierungsverfahren der ÜNB nachvollziehbar annähern und andererseits bewusst im Kontrast zu den ÜNB-Verfahren auf weitergehende Optimierungsansätze zurückgreifen.

Die den Analysen zugrundeliegenden Netzdaten wurden der Bundesnetzagentur sowie dem Gutachter von den Übertragungsnetzbetreibern zur Verfügung gestellt. Die Daten liegen zur Verwendung in der Netzberechnungssoftware INTEGRAL als Datenbank-Datei vor. Das Netzmodell bildet den synchronen Netzverbund der ehemaligen UCTE ab, sodass auch grenzüberschreitende Flüsse berücksichtigt werden. Die gemäß Marktmodell resultierenden Flüsse in benachbarte, nicht synchrone Netze (UK, Skandinavien etc.) werden in das Netzmodell übernommen. Das Netz bildet Deutschland und seine elektrisch synchronen Nachbarländer knotenscharf ab, während weiter entfernte Länder des ehemaligen UCTE-Verbandes topologisch reduziert abgebildet sind. Das Modell enthält primär die 380kV/220kV-Höchstspannungsebene zuzüglich einiger Last- und Erzeugungsknoten geringerer Spannung sowie vereinzelter 110kV-Strukturen bzw. -Äquivalente. Das Netz liegt im Normalschaltzustand vor. Zur Nutzung der Daten in der Simulationsumgebung des IFHT werden diese vollständig aus der Datenbank in das entsprechende Zielformat konvertiert und georeferenziert.

### **3.4.1 Netzsimulationsverfahren der Übertragungsnetzbetreiber**

Auf Seiten der Übertragungsnetzbetreiber sowie der Bundesnetzagentur werden die Netzberechnungen primär mit der Netzberechnungssoftware INTEGRAL der FGH GmbH, Mannheim durchgeführt. Insbesondere kommen dabei die Berechnungsverfahren „Grundlastfluss“ und „Ausfallrechnung“ zur Anwendung. Die Rahmenbedingungen in Bezug auf die o.g. Parameter, die diesen Rechnungen zugrunde liegen, werden im Folgenden dargestellt.

- Die Aufteilung der Verlustleistung erfolgt in Deutschland nach dem „Rang“, d.h. das Kraftwerk mit dem niedrigsten Rang und noch freien Kapazitäten wird in seiner Leistung erhöht bis die Verlustleistung gedeckt ist bzw. das Kraftwerk an seiner oberen Leistungsgrenze angelangt ist. Analog dazu reduzieren die Einheiten mit dem höchsten Rang und negativen Leistungskapazitäten ihre Leistung. Die Ränge werden dabei (nach Kenntnisstand des Gutachters) statisch auf Basis der Merit-Order Liste (Grenzkosten bei Nennleistung) ermittelt.  
Eine Adaption der Rangverteilung in Abhängigkeit der vorliegenden Konstellation (welche Kraftwerke sind am Netz etc.) ist empfehlenswert. Es ist zu erwähnen, dass nicht alle Verluste im Übertragungsnetz derart gedeckt werden: Bereits in der Marktsimulation wird die voraussichtliche Verlustleistung zusätzlich auf die Verbraucherlast aufgeschlagen, sodass ein Großteil der Verlustleistung bereits durch den Markt gedeckt wird und nur der verbleibende Teil über das Rang-Verfahren bereitgestellt werden muss.
- Die Blindleistungsbereitstellung erfolgt über die Vorgabe fester Spannungswerte an den jeweiligen Netzknoten. Falls die Spannung aufgrund begrenzter Blindleistungskapazitäten nicht gehalten werden kann, wird die maximale bzw. minimale Blindleistung eingespeist und die Spannung freigegeben.
- Der Arbeitspunkt der inländischen<sup>7</sup> HGÜ-Leitungen wird innerhalb der Leitungsgrenzen des HGÜ-Systems proportional zur Differenz der AC-Phasenwinkel an den Umrichterstationen eingestellt. Dieses Vorgehen entspricht der Approximation des Wirkleistungsübertragungsverhaltens einer AC-Leitung. Um das AC-Netz durch den Einsatz der HGÜ möglichst zu entlasten, wird der Proportionalitätsfaktor seitens der ÜNB bewusst hoch gewählt und damit eine hohe Auslastung der HGÜ erwirkt.
- Die Einstellung der Phasenschiebertransformatoren an den Kuppelleitungen zum Ausland erfolgt im NEP 13 durch die ÜNB manuell. Zielgröße der Einstellung ist eine möglichst geringe Abweichung der physikalischen Flüsse von den Handelsflüssen sowie eine Vermeidung oder Verringerung von Ringflüssen. Die manuelle Einstellung erfolgt einmal für alle Netznutzungsfälle eines Szenarios und ändert sich nicht bei Variation der Netztopologie. Die Zeitreihen der Stellparameter der Querregler liegen als Datensatz vor.

### 3.4.2 Netzsimulationsverfahren des IFHT

Auf Seiten des Gutachters wird unter anderem ein Netzberechnungsverfahren eingesetzt, das die Wahl der Stellgrößen der Netzsimulation als Teil des Leistungsfluss-Optimierungsproblems modelliert. Die oben genannte manuelle Festlegung bzw. heuristische Herangehensweise ist damit obsolet.

Die Methodik stützt sich auf ein erweitertes *AC Optimal Power Flow*-Verfahren (OPF). In der klassischen Formulierung des OPF wird (zeitdiskret) ein kostenminimales Erzeugungsmuster ermittelt, durch das alle Lasten gedeckt werden, keine Leitungsüberlastungen auftreten, die

<sup>7</sup> Die grenzüberschreitenden HGÜ-Leitungen werden entsprechend des aus der Marktsimulation resultierenden Austauschfahrplans der beiden betroffenen Länder eingesetzt.

Spannungsamplituden an jedem Netzknoten innerhalb des zulässigen Spannungsbandes liegen und die Generatoren innerhalb ihrer zulässigen Betriebsbereiche arbeiten.

Am IFHT wird ein erweiterter OPF verwendet, der neben der o.g. Basisformulierung unter anderem auch HGÜ-Systeme und leistungsflusssteuernde Elemente (z.B. Quer-/Schräg-/Längsregler, FACTS) in die Optimierung integriert. Der OPF bestimmt den Einsatz dieser Systeme (z.B. die zu übertragende Leistung eines HGÜ-Systems) und bildet so diesen Aspekt der Betriebsführung zusätzlich ab.

Im Fall der HGÜ-Systeme wurde dafür eine sogenannte hybride Leistungsflussrechnung implementiert, in der die Leistungsflüsse der AC und der DC-Systeme simultan berechnet werden. Die entsprechenden Nebenbedingungen werden den oben genannten hinzugefügt. Für die HGÜ-Umrichter gelten z.B. ebenso Leistungsgrenzen wie für normale Generatoren, bei Querreglern ist der Spannungswinkel auf den Stellbereich beschränkt. Zu beachten ist, dass die Ganzzahlbedingung der Stellvariablen relaxiert wird und die Variablen folglich kontinuierlich und nicht ganzzahlig sind. Bei einem Stufensteller werden somit z.B. keine ganzen Stufenstellungen eingestellt, sondern kontinuierliche Werte zwischen minimaler und maximaler Stufung. Der Einfluss auf die Ergebnisse wird in Anbetracht der gewünschten Aussage und der sonstigen Unsicherheiten jedoch als vernachlässigbar angesehen.

Für die Anforderung der Netzsimulation im Gutachten wurde der erweiterte OPF zusätzlich modifiziert. Ziel der Berechnung ist hier explizit nicht, den optimalen Kraftwerkseinsatz unter Einhaltung der Netznebenbedingungen zu ermitteln. Stattdessen soll der marktbasierter Kraftwerkseinsatz von der gegebenen Leistungsflusssituation im Rahmen der Netzplanung unbeeinflusst bleiben und nur die Verlustdeckung durch die Einspeiser realitätsnah (nah am Marktverhalten) erfüllt werden. Die Einstellung der gesteuerten Netzelemente und die Blindleistungseinstellung sollen zudem automatisiert erfolgen. Überlastungen von Leitungen sollen außerdem explizit auftreten dürfen.

Die entsprechenden restringierenden Nebenbedingungen (Grenzwerte aller Leitungen (außer der Kuppelleitungen, s.u.)) werden entfernt, sodass entsprechende Überlastungen auftreten können und identifizierbar sind. Die Kraftwerke werden mittels ihrer unteren Wirkleistungsgrenze auf den Arbeitspunkt gemäß Marktsimulation vorparametriert. Die Kraftwerke können somit nur nach oben vom Marktergebnis abweichen<sup>8</sup>, wenn sie nicht bereits an ihrer oberen Leistungsgrenze sind, um die Verluste zu decken. Die kraftwerks-spezifische Kostenfunktion, mit der jede Einheit in die Zielfunktion eingeht, entspricht dabei den Grenzkosten des Kraftwerks (gemäß Marktsimulation), sodass zunächst die günstigsten Einheiten eingesetzt werden. Abgeschalteten Kraftwerken wird ein entsprechend höherer Kostenterm auferlegt, sodass sie erst eingesetzt werden, wenn die am Netz befindlichen Kraftwerke nicht ausreichen, um die Verlustleistung zu decken.

Es liegt somit ein verlustkosten-minimierender Ansatz vor. Alle weiteren Variablen werden ebenfalls vor diesem Hintergrund gewählt, auch wenn sie nicht unmittelbar in die Zielfunktion eingehen. So werden z.B. HGÜ-Verbindungen so eingesetzt, dass die gesamtsystemischen Verluste minimal sind, um entsprechend wenig Verlustleistung zu benötigen. Ebenso stellen

<sup>8</sup> Hier wird bewusst nicht auf eine Dispatch-verändernde Formulierung zurückgegriffen.

sich die Blindleistungseinspeisungen derart ein, dass möglichst geringe Netzverluste entstehen, sodass einerseits unnötige Blindleistungsflüsse vermieden werden und andererseits ein hohes Spannungsniveau angestrebt wird. Zur Limitierung der grenzüberschreitenden Flüsse werden dem Modell die um eine Sicherheitsmarge von 30% reduzierten Belastungsgrenzen ausgewählter Kuppelleitungen vorgegeben. Innerhalb dieser Grenzen besteht jedoch weiterhin die Möglichkeit von Abweichungen zwischen den physikalischen Flüssen und den Handelsflüssen aus der Marktsimulation.

Im späteren Projektverlauf wurden erweiterte Zielfunktionen des Netzbetriebs diskutiert. Bezüglich der Bestimmung des HGÜ-Einsatzes wurde u.a. eine Zielfunktion untersucht, die (neben der Minimierung der Verlustleistungskosten) Strafterme für stark ausgelastete AC-Leitungen (i.e. > 70%) enthält, sodass folglich die HGÜ-Strecken so eingesetzt werden, dass sie die hohen Auslastungen reduzieren. Insbesondere für den Einsatz der Querregler wurde eine Zielfunktion untersucht, die Abweichungen der physikalischen Flüsse von den Handelsflüssen sowie Ringflüsse bestraft und folglich minimiert. Die Ergebnisse dieser Untersuchungen und Diskussionen sind in Kapitel 4.4 zu finden.

Der beschriebene Modellansatz stellt bewusst einen Kontrast zu dem Vorgehen der Übertragungsnetzbetreiber im NEP dar, um die Auswirkungen methodischer Festlegungen aufzuzeigen. Neben dem beschriebenen Optimierungsansatz wurden die Ansätze, die den Berechnungen der ÜNB zugrunde liegen, in der Simulationsumgebung des IFHT nachgebildet und stehen alternativ zur Verfügung.

## 4. Untersuchungen im Rahmen der gutachterlichen Tätigkeit

Die Mehrzahl der im Rahmen der gutachterlichen Tätigkeit durchgeführten Untersuchungen basiert auf den Annahmen des Szenarios B2023 des Netzentwicklungsplans 2013. Dies dient der besseren Vergleichbarkeit der Ergebnisse des Gutachtens (unter Nutzung der IFHT Software-Werkzeuge) mit den Ergebnissen der Übertragungsnetzbetreiber.

Die in Szenario B2023 enthaltenen Zahlen zu den Ausbauzielen der Erneuerbaren Energien, der installierten Leistung der einzelnen Kraftwerkstechnologien, den Lastzeitreihen sowie die Abschätzung der für 2023 anzusetzenden Net Transfer Capacities im internationalen Stromhandel zwischen Deutschland und seinen Nachbarländern wurden einer öffentlichen Konsultation unterzogen und von der Bundesnetzagentur genehmigt. Das Szenario B wird als Leitszenario des Netzentwicklungsplans angesehen, da es – nach heutigem Kenntnisstand – eine wahrscheinliche Entwicklung des Energiesystems wiedergibt. Selbstverständlich ist festzuhalten, dass die Festlegung von Energie-Zukunftsszenarien stets mit hohen Unsicherheiten behaftet ist. Gleichsam wird vom Gutachter vorgehend eine methodisch emergente Behandlung von Szenariounsicherheiten empfohlen. Die Unsicherheiten sollten also (wie bereits heute) in Szenarien abgebildet werden, die dann z.B. über eine Gewichtung der Eintrittswahrscheinlichkeiten im Zuge der Netzausbauplanung berücksichtigt werden, um im Resultat ein gegenüber den Unsicherheiten robustes, jedoch kein überbautes Netz zu erhalten.

In einer Vielzahl von Sensitivitätsrechnungen wurde daher im Rahmen des Gutachtens der Einfluss von Parametervariationen auf das Marktergebnis und den Übertragungsbedarf im Transportnetz untersucht. Anhand der Ergebnisse dieser Sensitivitätsrechnungen ist es möglich, Handlungszusammenhänge und Tendenzen zu identifizieren, die aufgrund der Komplexität des betrachteten Systems nicht direkt vorherzusagen sind.

Installierte Erzeugungsleistung [GW]					
Energieträger	Referenz	Szenario A	Szenario B	Szenario B	Szenario C
	2011	2023	2023	2033	2023
Kernenergie	12,1	0,0	0,0	0,0	0,0
Braunkohle	20,2	18,0	17,6	11,8	17,6
Steinkohle	26,3	31,9	25,7	20,2	25,7
Erdgas	26,5	23,2	33,0	41,0	33,0
Öl	3,8	2,7	2,7	1,0	2,7
Pumpspeicher	6,4	11,0	11,0	11,0	11,0
Sonstige konv. Erzeugung	4,1	3,3	3,3	2,3	3,3
<b>Summe konv. Erzeugung</b>	<b>99,4</b>	<b>90,1</b>	<b>93,3</b>	<b>87,3</b>	<b>93,3</b>
Wind onshore	28,9	45,7	49,3	66,3	86,0
Wind offshore	0,2	10,3	14,1	25,3	17,8
Photovoltaik	25,3	55,3	61,3	65,3	55,6
Biomasse	5,5	8,1	8,5	9,0	7,3
Wasserkraft	4,4	4,5	4,8	5,0	4,8
Sonstige reg. Erzeugung	0,9	1,0	1,5	2,3	1,4
<b>Summe reg. Erzeugung</b>	<b>65,2</b>	<b>124,9</b>	<b>139,5</b>	<b>173,2</b>	<b>172,9</b>
<b>Summe Erzeugung</b>	<b>164,6</b>	<b>215,0</b>	<b>232,8</b>	<b>260,5</b>	<b>266,2</b>
Nettostrombedarf [TWh]					
<b>Nettostrombedarf</b>	<b>536,8</b>	<b>535,4</b>	<b>535,4</b>	<b>535,4</b>	<b>535,4</b>
Jahreshöchstlast [GW]					
<b>Jahreshöchstlast</b>	<b>86,4</b>	<b>84,0</b>	<b>84,0</b>	<b>84,0</b>	<b>84,0</b>

Tabelle 1: Genehmigter Szenariorahmen zum NEP2013 [Quelle: BNetzA]

#### 4.1 Ergebnisse der Regionalisierung

Als Ergebnis der Regionalisierung liegen die georeferenzierten installierten Leistungen konventioneller Kraftwerke und Speicher sowie die installierten Leistungen von Erneuerbaren Energien und des regionalisierten Verbrauchs auf Postleitzahlebene vor.

##### **Wind Onshore, Photovoltaik und Biomasse:**

Das Resultat der Regionalisierung gibt für jedes Postleitzahlgebiet die installierten Leistungen der einzelnen Energieträger an. In den folgenden Abbildungen sind die Auswertungen der deutschlandweiten, regional installierten Leistungen für Wind Onshore und Photovoltaik dargestellt. Abbildung 8 stellt hierbei anschaulich die regionalen Schwerpunkte dar.

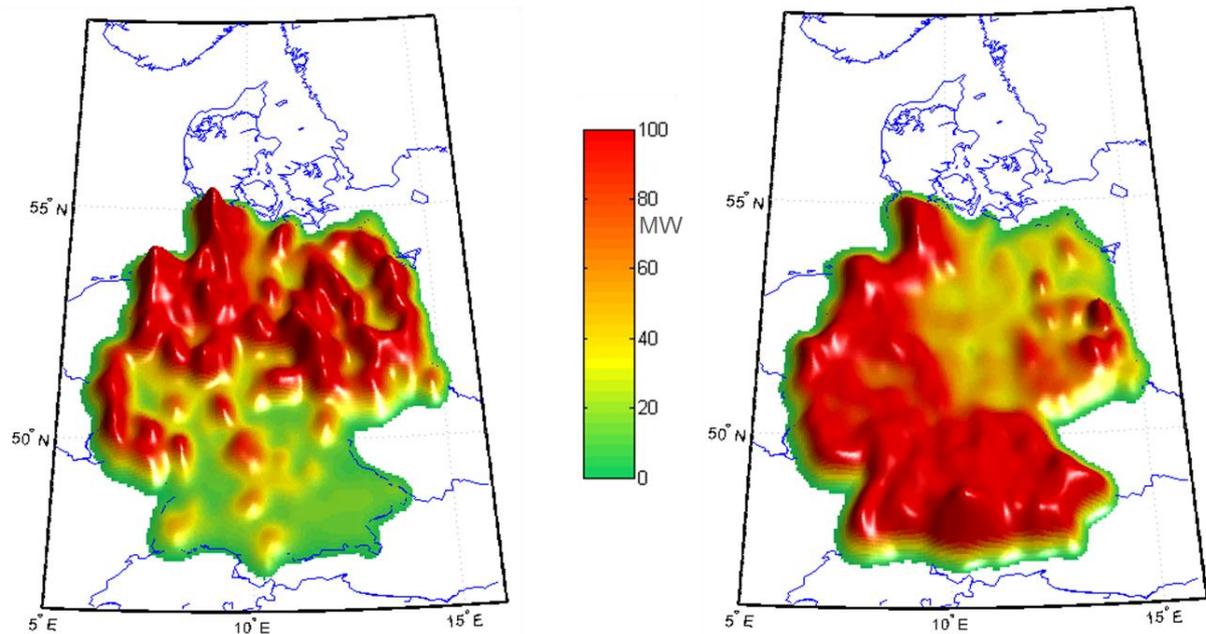


Abbildung 8: Regionale Verteilung der installierten Leistung von Wind Onshore (links) und Photovoltaik (rechts)

Die Photovoltaikanlagen konzentrieren sich dabei verstärkt auf die südlichen Regionen mit den Bundesländern Baden-Württemberg und besonders Bayern. Aufgrund der Anwendung der bisher installierten Leistung und dem meteorologischen Dargebot als zentrale Indikatoren der Regionalisierung von Photovoltaik kommt es in Teilen von Nord- und Ostdeutschland zu vergleichsweise geringen installierten Leistungen.

Die Verteilung der Windenergieanlagen wird besonders durch die küstennahen Standorte in Schleswig-Holstein und Niedersachsen sowie durch die Standorte in Brandenburg dominiert. Bei der Biomasse bleibt festzuhalten, dass eine über Deutschland gleichmäßige Verteilung vorliegt und die insgesamt absolut installierte Leistung im Vergleich zur Windenergie und Photovoltaik aufgrund der Szenariovorgaben deutlich geringer ausfällt.

Ein Vergleich der Regionalisierung mit den Ergebnissen der Übertragungsnetzbetreiber zeigt im Wesentlichen eine gute Übereinstimmung bei den bundesländerspezifischen Schwerpunkten der Energieträger, während jedoch auf der Netzknotenebene Abweichungen vorliegen. Die folgende Abbildung zeigt die netzknotenspezifischen Abweichungen der aggregierten installierten Leistungen der Erneuerbaren Energien in der Regionalisierung des NEP2013 im Vergleich zur Regionalisierung des IFHT, wobei besonders Abweichungen im Norden und in der Mitte Deutschlands auffällig sind. Positive Abweichungen stehen für eine höhere installierte Leistung in der Regionalisierung zum NEP2013. Negative Abweichungen weisen auf eine höhere installierte Leistung in den IFHT-eigenen Berechnungen hin.

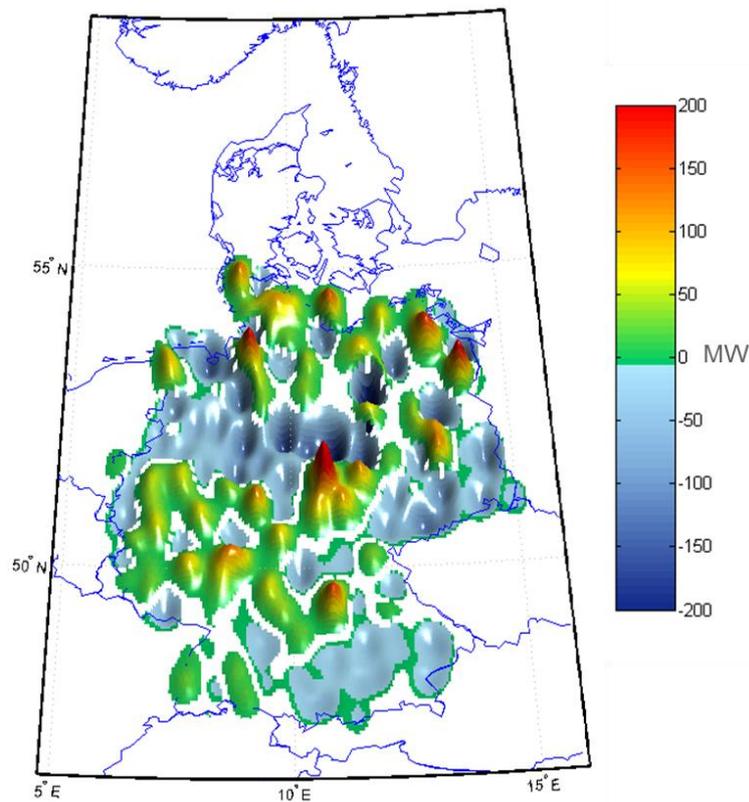


Abbildung 9: Differenz der installierten EE-Leistung (Wind Onshore, PV und Biomasse) von NEP 2013 und IFHT-eigener Regionalisierung

Insgesamt bleibt festzuhalten, dass sich überregional ähnliche Muster mit lokal vernachlässigbaren Abweichungen herausstellen. Eine exakte Prüfung der Gründe für die Abweichungen ist nicht möglich, da das Vorgehen der ÜNB und die Datengrundlage nicht detailliert bekannt sind. Eine vollständige Transparenz der Regionalisierung für den Netzentwicklungsplan ist daher erstrebenswert, um die Ergebnisse besser nachvollziehen und beurteilen zu können.

## 4.2 Zeitreihen für Erneuerbare Energien

Die Zeitreihen der Erneuerbaren Energien, welche für die Markt- und Netzberechnung notwendig sind, werden wie in Abschnitt 3.2 beschrieben generiert. Dabei wird das meteorologische Jahr 2007, welches auch den sonstigen Berechnungen im NEP zugrunde liegt, als Referenzjahr gewählt. Die hierzu benötigten installierte EE-Leistungen je Region (PLZ5-Auflösung für Deutschland) stammen aus der zuvor beschriebenen Regionalisierung. Für jede Region wurde hierbei die nächstgelegene Windzeitreihe gewählt, welche durch Anwendung der Anlagenkennlinie der jeweiligen Technologie in eine Zeitreihe der elektrischen Leistung überführt, und mit der installierten Leistung der Region skaliert wurde. Hieraus ergeben sich Einspeisezeitreihen für 8760 Stunden und alle betrachteten Regionen. Abbildung 10 zeigt die sich ergebenden Volllaststunden der je Land und Technologie aggregierten Zeitreihen für das Referenzjahr. Länder, in denen ein Volllaststundenwert von 0 angegeben ist, besitzen laut Szenariorahmen keine Anlagen der jeweiligen EE-Technologie.

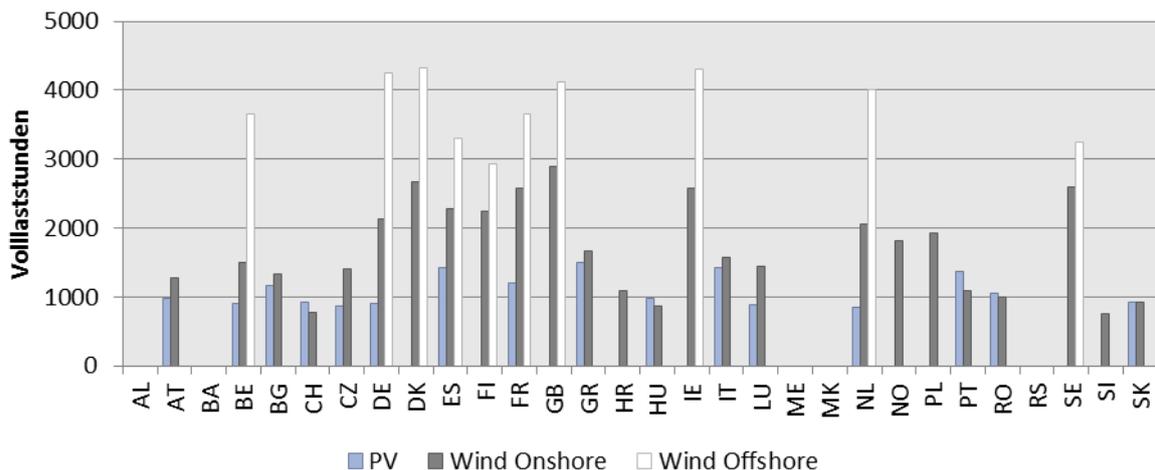


Abbildung 10: Volllaststunden der Erneuerbare-Energien-Zeitreihen je Land

Zu erkennen ist, dass typische Charakteristika der jeweiligen EE-Technologie gut abgebildet sind, wie beispielsweise hohe PV-Volllaststunden in südlichen Ländern und hohe Wind-Volllaststunden in nördlichen Ländern.

### 4.3 Europäische Strommarktsimulation zum Szenario B2023

Für das Szenario B2023 des Netzentwicklungsplans 2013 wurde eine Marktsimulation mit dem europäischen Strommarktmodell des IFHT durchgeführt. Die aggregierten Ergebnisse sind in Tabelle 2 den Marktergebnissen aus dem NEP gegenübergestellt. Die Ergebnisse zeigen bzgl. des Energiemixes eine hohe Übereinstimmung zu den Simulationsergebnissen des Netzentwicklungsplans<sup>9</sup>.

Die existierenden Abweichungen beruhen insbesondere auf den angenommenen Revisions- und Must-Run-Zeitreihen der Kraftwerke, den Kraftwerksparemtern und Annahmen zu den Volllaststunden von Laufwasser- bzw. Biomasseanlagen. Aufgrund des durch Must-Run Annahmen bedingten höheren Einsatzes von Gas- und Ölkraftwerken und geringfügig höher angenommenen Volllaststunden bei Wasserkraft und Biomasse ergibt sich ein reduzierter Einsatz der Steinkohlekraftwerke in der Berechnung des IFHT.

Quelle/Senke [TWh]	IFHT	NEP 2013
Nuklear	0	0
Braunkohle	135,9	129,4
Steinkohle	123,4	148,9
Gas	66,2	54,7
Öl	3,1	1,3
Pumpspeichereinspeisung	3,3	3,3
KWK<10MW	8,7	8,7
Sonstige Konventionelle	7,0	5,0
Wind Onshore	105,2	105,2
Wind Offshore	60,0	60,1
Photovoltaik	55,0	55,0
Biomasse	50,5	47,6
Wasserkraft	21,7	18,3
Import	5,0	11,3
Export	-73,2	-86,1
Transit <sup>10</sup>	±41,1	±40,0
Last incl. Netzverluste	-567,5	-567,6
Pumpspeicherentnahme	-4,3	-3,6
Dumped Energy	-0,1	-0,1

Tabelle 2: Aggregierte Ergebnisse der Marktsimulation, IFHT und NEP, B2023

Der zeitliche Verlauf der Stromerzeugung in Deutschland ist zusätzlich in Abbildung 11 dargestellt. Es kommt insbesondere im Sommer bei starker Einspeisung aus Erneuerbaren Energien mehrfach zu Situationen, in denen nur solche Kraftwerke am Netz verbleiben, die

<sup>9</sup> Die Einspeisung aus Klein-KWK Anlagen mit einer installierten Leistung von weniger als 10 MW wurden in Abstimmung mit der Bundesnetzagentur aus dem Netzentwicklungsplan übernommen.

<sup>10</sup> Ein Transit ist ein zeitgleicher Import und Export von elektrischem Strom. Deutschland importiert in der IFHT-Simulation also insgesamt 46,1 TWh aus dem Ausland, gibt davon jedoch zeitgleich wieder 41,1 TWh an anderen Grenzen ab. Es resultiert ein tatsächlicher Import von 5,0 TWh.

einer Must-Run Bedingung unterliegen. Diese Situationen sind auch begründend für die notwendige Abregelung von Einspeisung aus Erneuerbaren Energien („Dumped Energy“) in Höhe von 0,1 TWh. Es ist hier kein weiterer Stromexport möglich, da die Handelsflüsse in die Nachbarländer bereits bei ihrem Maximum (NTC-Wert nach Szenariorahmen) angelangt sind.

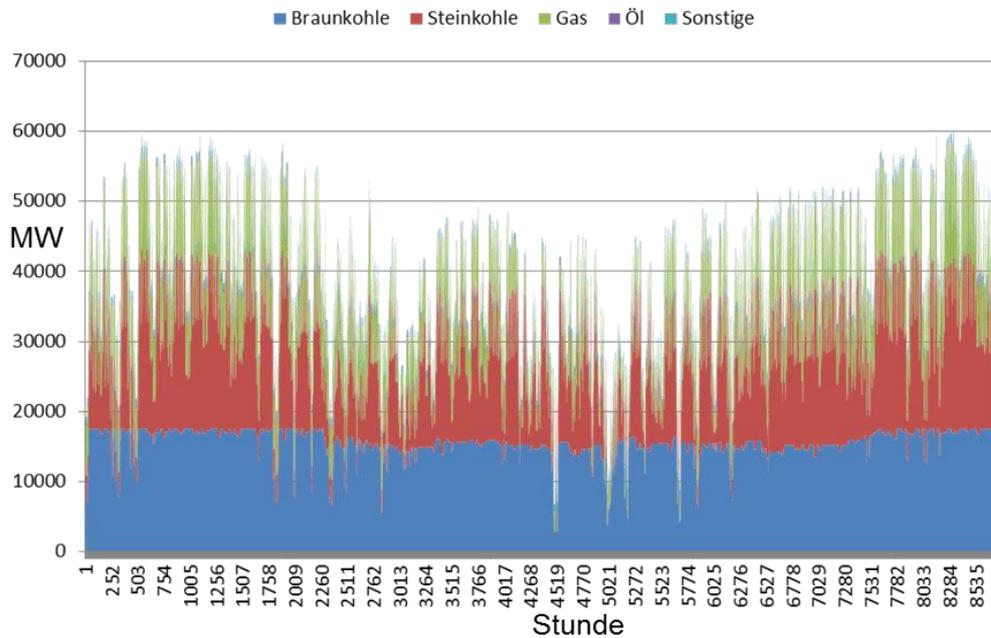


Abbildung 11: Zeitlicher Verlauf der Stromerzeugung nach Marktsimulation

Die folgende Abbildung zeigt die Abhängigkeit des deutschen Handelssaldos von der Einspeisung aus Windanlagen (Onshore und Offshore) und Photovoltaik. In den zuvor genannten Situationen mit starker Einspeisung aus Erneuerbaren Energien wird der maximal mögliche Exportwert (rote Linie, Summe über alle Export-NTC zu den Nachbarländern) von 28,6 GW erreicht.

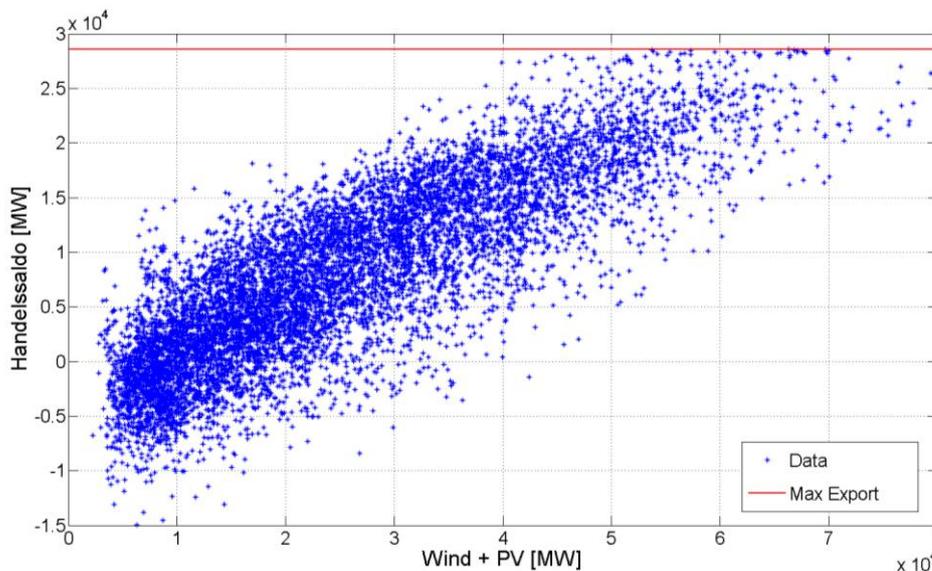


Abbildung 12: Abhängigkeit des deutschen Handelssaldos von der Einspeisung aus Windkraft- und Photovoltaikanlagen

Bezüglich des Außenhandelssaldos weist die IFHT-seitige Berechnung ein ähnliches Ergebnis wie der NEP auf: Deutschland ist im Szenario B2023 ein Netto-Exporteur von 68 TWh (IFHT) bzw. 75 TWh (NEP) elektrischer Energie. Es kann somit insbesondere bestätigt werden, dass aufgrund der vergleichsweise günstigen Kraftwerkskapazitäten in Deutschland (im Vergleich zum europäischen Ausland) die Einspeisung aus Erneuerbaren Energien nicht in vollem Umfang zu einem Rückgang der fossilen Erzeugung führt. Vielmehr verbleiben die fossilen Kraftwerke in Deutschland am Netz, um im Zuge des internationalen Stromhandels Energie in das europäische Ausland zu exportieren.

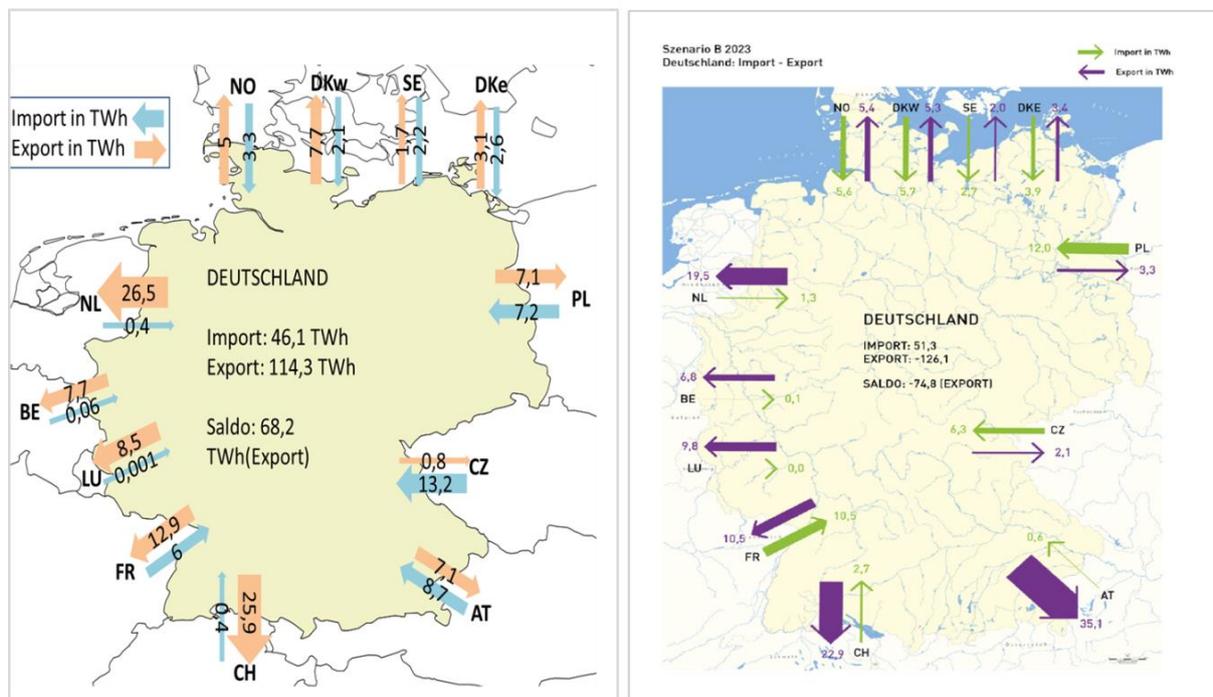


Abbildung 13: Vergleich der kumulierten Handelsflüsse (8760h) zwischen NEP (rechts) und IFHT (links) Marktsimulation zum Szenario B2023

Bei den Handelsflüssen zwischen den einzelnen europäischen Ländern ergeben sich teilweise unterschiedliche Tendenzen, die wahrscheinlich auf die verschiedene Modellierung von Kraftwerken und Speichern zurückzuführen sind. In beiden Simulationen zeigen sich ein starker Export in westlicher Richtung in die Benelux-Staaten und ein Import aus den Nachbarländern im Osten (Polen und Tschechien).

Größere Unterschiede in den Simulationsergebnissen existieren bei den Handelsflüssen zwischen Deutschland und Frankreich, aber insbesondere zwischen Deutschland und Österreich: Im Szenario B2023 wird für Österreich ein Nettostrombedarf von 80,82 TWh angenommen. Nach dem Marktergebnis des NEP werden in Österreich über alle Erzeugungstechnologien hinweg insgesamt nur 55,92 TWh erzeugt. Der Import aus Deutschland (Netto-Handelsfluss DE ⇌ AT) beträgt 34,5 TWh.

Alleine aus Wasserkraft, Biomasse und sonstigen Erneuerbaren Energien konnten in Österreich im Jahr 2011 bereits 44 TWh elektrischer Energie gewonnen werden (die

gesamte Produktion betrug 65,7 TWh)<sup>11</sup>. Unter Berücksichtigung der Kraftwerkszubauten, die sich für Österreich aus dem Szenariorahmen<sup>12</sup> ergeben, ist die berechnete Gesamterzeugung (aller Energieträger) von 55,92 TWh und der einhergehende hohe Stromimport aus Deutschland für 2023 zu hinterfragen. Es verbleibt, nach Abzug der Erneuerbaren Energien und der Wasserkraft, eine Restenergiemenge von max. 11 TWh für den gesamten thermischen Kraftwerkspark in Österreich, der laut Szenariorahmen ca. 11.000 MW installierte thermische Erzeugungsleistung umfasst. Eine Restmenge von 11 TWh entspricht im Jahresmittel einer Erzeugungsleistung aus thermischen Kraftwerken von 1250 MW, also der Größenordnung zweier größerer Kraftwerksblöcke oder einer durchschnittlichen Auslastung des thermischen Kraftwerksparks von 11,4% (ca. 1000 Volllaststunden).

Mit größter Wahrscheinlichkeit liegt die Ursache für die Unterschiede im Stromhandel zwischen Deutschland und Österreich in den Annahmen zum Kraftwerkspark, gegebenenfalls auch unterschiedlich fortgeschriebenen NTC-Werten für die nicht mit Deutschland verbundenen Länder. Es wird daher im später folgenden Teil der Prozessanalyse seitens des Gutachters empfohlen, auch für das Ausland blockscharfe Kraftwerkslisten sowie die NTC-Annahmen zu veröffentlichen, um die Ergebnisse der Marktsimulation transparenter und auch für externe Interessenten und Institutionen nachvollziehbar zu machen.

---

<sup>11</sup> Marktbericht 2012 der österreichischen Regulierungsbehörde E-Control (enthält die Zahlen für 2011)

<sup>12</sup> Der Szenariorahmen zum NEP Szenario B2023 greift für das europäische Ausland auf das Szenario B des ENTSO-E Scenario Outlook & Adequacy Forecast 2011-2025 zurück. Das ENTSO-E Szenario basiert dabei für Österreich maßgeblich auf dem „APG Masterplan 2009-2020“.

#### 4.4 Netzanalysen

Aufbauend auf den Ergebnissen der Zeitreihengenerierung und der Marktsimulation wird die Netzauslastung für verschiedene Netztopologien und (n-1)-Situationen ermittelt. Basis der Untersuchungen sind Leistungsflussberechnungen des Zielnetzes der ÜNB im Szenario B2023.

Abbildung 14 zeigt die mittlere Auslastung des Zielnetzes als Ergebnis über alle 8760 Stunden eines Jahres der Simulationsumgebung des IFHT (Regionalisierung, Zeitreihengenerierung, Marktsimulation, Netzberechnung). Zum Vergleich ist in Abbildung 15 die mittlere Auslastung derselben Netztopologie auf Basis der Berechnungen der Übertragungsnetzbetreiber mit entsprechender Regionalisierung, Zeitreihengenerierung, Marktsimulation und Netzsimulation zu sehen. Abbildung 16 stellt die Differenz der mittleren Auslastung dar. Den Darstellungen ist zu entnehmen, dass das AC-Netz in Deutschland in den Berechnungen des IFHT tendenziell geringer belastet wird. Die Gründe dafür liegen zum einen in Abweichungen im internationalen Stromhandel, der sich im Marktmodell ergibt. Zum anderen sind Unterschiede im Betrieb der HGÜ-Systeme und der Phasenschiebertransformatoren bzw. Querregler begründend. Im Rahmen des verlustkostenminimierenden Optimierungsansatzes des IFHT werden die HGÜ-Systeme im Mittel weniger ausgelastet als durch die angestrebte Betriebsweise der ÜNB<sup>13</sup>. Darüber hinaus ist festzustellen, dass die Querregler-Einstellungen an den Grenzen tendenziell höhere Ringflüsse zulassen. Eine kritische Auslastung der Kuppelleitungen (>70%) wird jedoch ausgeschlossen.

---

<sup>13</sup> Wirkleistungsbetrieb proportional zur Differenz der Phasenwinkel an den Netzverknüpfungspunkten der Konverterstationen.

mittlere Auslastung

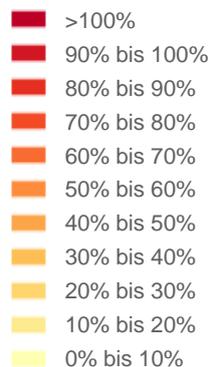


Abbildung 14: Mittlere Auslastung des Zielnetzes nach IFHT-Simulationen

mittlere Auslastung

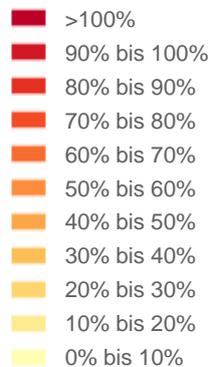


Abbildung 15: Mittlere Auslastung des Zielnetzes nach ÜNB-Methoden

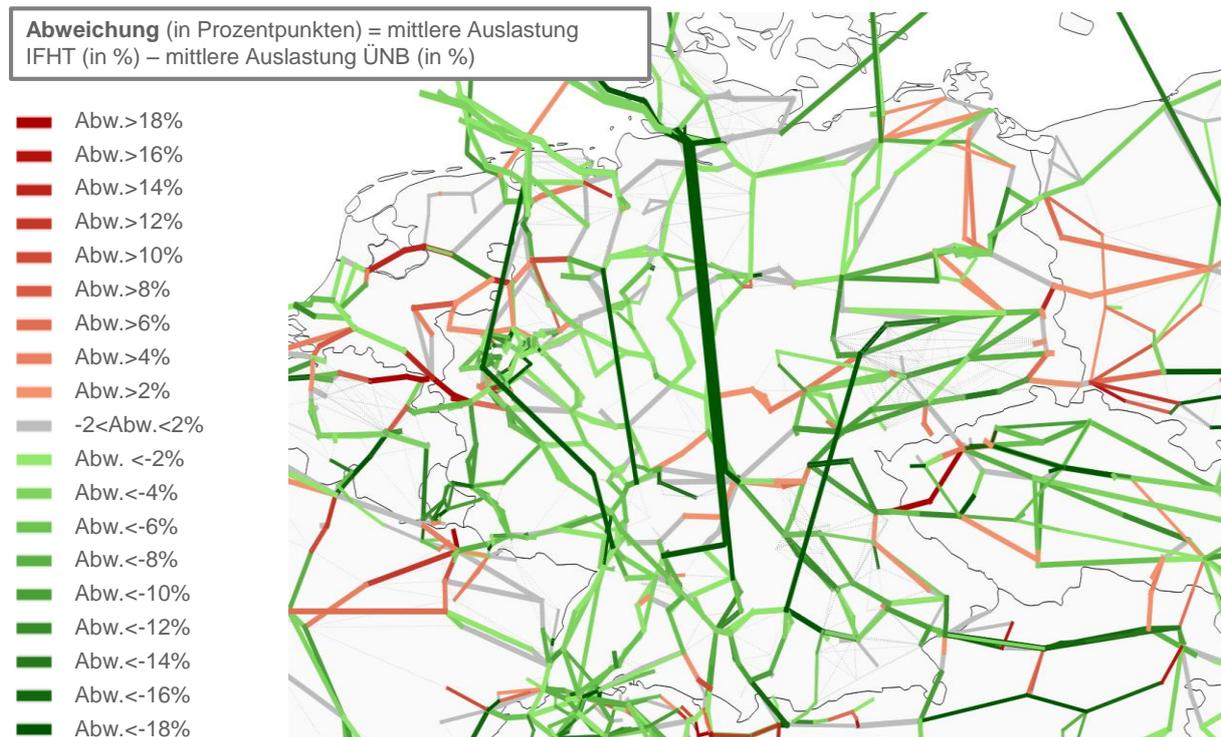


Abbildung 16: Differenz der mittleren Zielnetzauslastung zwischen ÜNB und IFHT

Im Rahmen des Gutachtens sind zudem erweiterte Zielfunktionen des Optimierungsverfahrens der Netzsimulation verwendet worden, um insbesondere die Auswirkungen auf den Einsatz der HGÜ-Systeme und Querregler zu untersuchen. Eine Erweiterung führt dabei Strafterme für hohe Auslastungen der AC-Leitungen ein, die einen (n-1)-kritischen Zustand indizieren können. Es ergeben sich jedoch nur geringe Unterschiede bzgl. des HGÜ-Betriebs im Vergleich zu der rein verlustkostenminimierenden Standard-Zielfunktion. Konkret ist festzustellen, dass die HGÜ-Systeme in den Fällen, in denen sie durch eine höhere Übertragungsleistung (n-1)-kritische Zustände auflösen könnten, bereits maximale Leistung übertragen. In der Regel liegt in solchen Fällen ein hoher Nord-Süd-Leistungstransport vor, der einzelne AC-Leitungen hoch auslastet. Auch die Standard-Zielfunktion (Minimierung der Verlustleistungskosten) verursacht dann eine hohe Übertragungsleistung der HGÜ-Systeme. Es stellt sich schließlich die Frage, nach welchen Prinzipien die HGÜ-Systeme betrieben werden sollen, wenn sie durch ihren Einsatz nicht zu einer Entlastung kritisch belasteter Netzelemente beitragen können. Die globale Minimierung der Verlustleistung bzw. der daraus resultierenden Kosten erscheint hier weiterhin sinnvoll. Insbesondere bezüglich des Einsatzes der Querregler an den Grenzkuppelleitungen wurden Zielfunktionen untersucht, die eine Minimierung der Abweichungen zwischen physikalischen Flüssen und Handelsflüssen sowie eine Minimierung der Ringflüsse anstreben. Grundsätzlich ist die aus solchen Zielfunktionen resultierende Einstellung der Querregler empfehlenswert. Im konkreten Fall sind jedoch notwendige Rahmenbedingungen bzw. Eingangsgrößen zur optimalen Ausgestaltung der Zielfunktion und der Nebenbedingungen unbekannt. So zeigt sich z.B. in der manuellen Einstellung der Querregler der ÜNB, dass bei

einigen Ländern nur sehr geringe Ringflüsse zugelassen werden, d.h. die Kuppelleitungen sehr homogen belastet werden, während bei anderen Ländern Ringflüsse im Gigawatt-Bereich zugelassen werden. Für eine zielgerichtete Optimierung ist die Kenntnis solcher Bedingungen zwingend erforderlich.

#### 4.5 Sensitivitätsrechnung zur installierten Offshore-Wind Leistung in 2023

Diese Sensitivitätsrechnung befasst sich mit der Variation der installierten Offshore-Wind Leistung in der deutschen Nord- und Ostsee im Jahr 2023 und deren Auswirkung auf den Übertragungsbedarf im Transportnetz. Die ursprünglich angenommene Offshore-Wind Leistung beträgt dabei im Szenario B2023 des NEP insgesamt 14,1 Gigawatt. Untersucht werden folgende Varianten:

- 1) Gleichmäßige (proportionale) Reduktion der installierten Offshore-Leistung
  - A. Reduktion auf 11 GW
  - B. Reduktion auf 9 GW
- 2) Knotenscharfe Reduktion in der Nordsee auf 12,3 GW
  - A. Reduktion in Elsfleth (800 MW) und Halbemond (900 MW)
  - B. Reduktion in Elsfleth (800 MW) und Unterweser (900 MW)

Für jeden Fall werden eine Marktsimulation und anschließend eine Netzberechnung mit den Modellen des IFHT durchgeführt. Die Ergebnisse der Marktsimulationsrechnungen von Variante 1 sind in Tabelle 3 dargestellt. Es zeigte sich, dass der Wegfall von Offshore-Wind in erster Linie zu einem verringerten Export und einem erhöhten Import führt. Der Netto-Export sinkt bei 11 GW Offshore-Leistung von ursprünglich 68 TWh auf ca. 61 TWh ab. Im Falle von 9 GW Offshore-Leistung beträgt der Netto-Export nur noch 56 TWh. Außerdem erhöht sich der Einsatz von Kohlekraftwerken (insbes. Steinkohle in NRW, nachrangig Niedersachsen und Baden-Württemberg). Die Erzeugung aus anderen Technologien bleibt auf ähnlichem Niveau.

Szenario	B2023 IFHT	@11 GW	@9 GW
Nuklear	0,00	0,00	0,00
Braunkohle	135,91	136,98	137,44
Steinkohle	123,35	127,43	129,77
Gas	66,24	67,05	67,65
Oel	3,08	3,08	3,08
Pumpspeichereinspeisung	3,31	3,74	3,67
KWK<10MW	8,74	8,74	8,74
Sonstige Konventionelle	7,02	7,02	7,02
Wind Onshore	105,21	105,21	105,21
Wind Offshore	60,00	46,81	38,29
Photovoltaik	54,99	54,99	54,99
Biomasse	50,52	50,52	50,52
Wasserkraft	21,66	21,66	21,66
Import	5,03	6,06	6,90
Export	-73,18	-66,87	-62,62
Transite	41,12	43,63	44,91
Last inkl. Netzverluste	567,52	567,52	567,52
Pumpspeicherentnahme	-4,33	-4,88	-4,80
Dumped Energy	0,03	0,00	0,00

Tabelle 3: Ergebnisse der Marktsimulationen bei Reduktion der installierten Offshore-Leistung

Die Netzberechnungen für Variante 1 zeigen erwartungsgemäß geringere Leitungsauslastungen aufgrund eines reduzierten Nord-Süd-Transportes. Insbesondere die Auslastung der HGÜ A01 von Emden nach Osterath erweist sich als sensitiv gegenüber reduzierter Offshore-Einspeisung. Die mittlere Auslastung sinkt hier um ca. 9 Prozentpunkte bei der Reduktion der Offshore-Leistung auf 9 GW. Dennoch verbleibt eine signifikante Auslastung dieses Systems bestehen. Die maximalen Auslastungen der HGÜ-Systeme über das betrachtete Jahr ändern sich nicht.

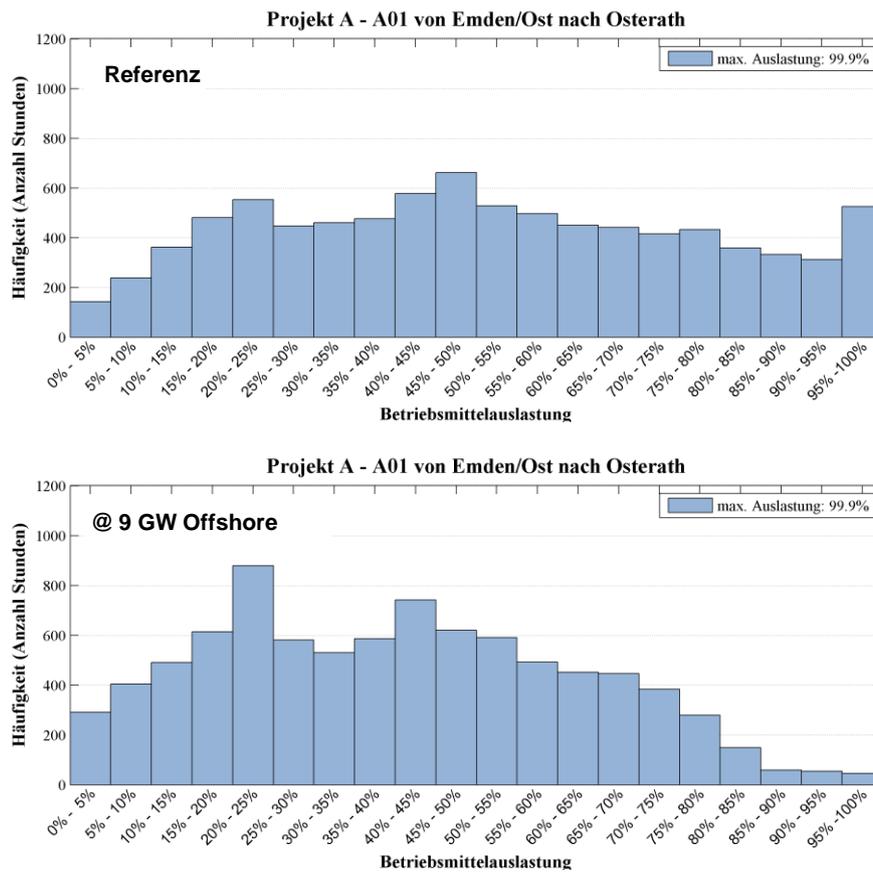


Abbildung 17: Histogramm der Auslastung von HGÜ A01 in Offshorevariation 1B (9 GW)

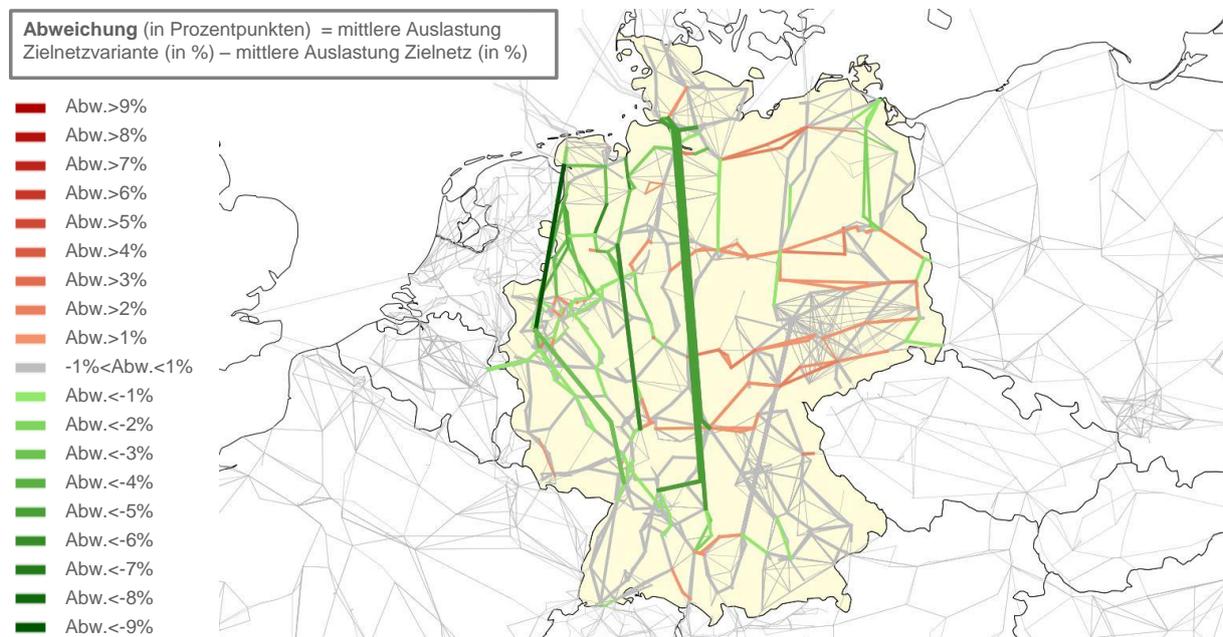


Abbildung 18: Differenz der mittleren Auslastungen (Referenz vs. 9 GW)

Bei punktueller Reduktion der installierten Leistung in Elsfleth und Halbemond (2A) ergibt sich insbesondere eine Abnahme der mittleren Auslastung von A01 um 7 Prozentpunkte. Dies ist auf die geringe Distanz zwischen Halbemond und Emden, dem Standort des

nördlichen Umrichters von A01, zurückzuführen. Das umliegende AC-Netz sowie die HGÜ-Systeme der Korridore B und C werden ebenfalls leicht entlastet. Die Reduktion in Elsfleth und Unterweser (2B) beeinflusst Korridor A aufgrund der größeren Distanz weniger und entlastet das umliegende Netz gleichmäßiger.

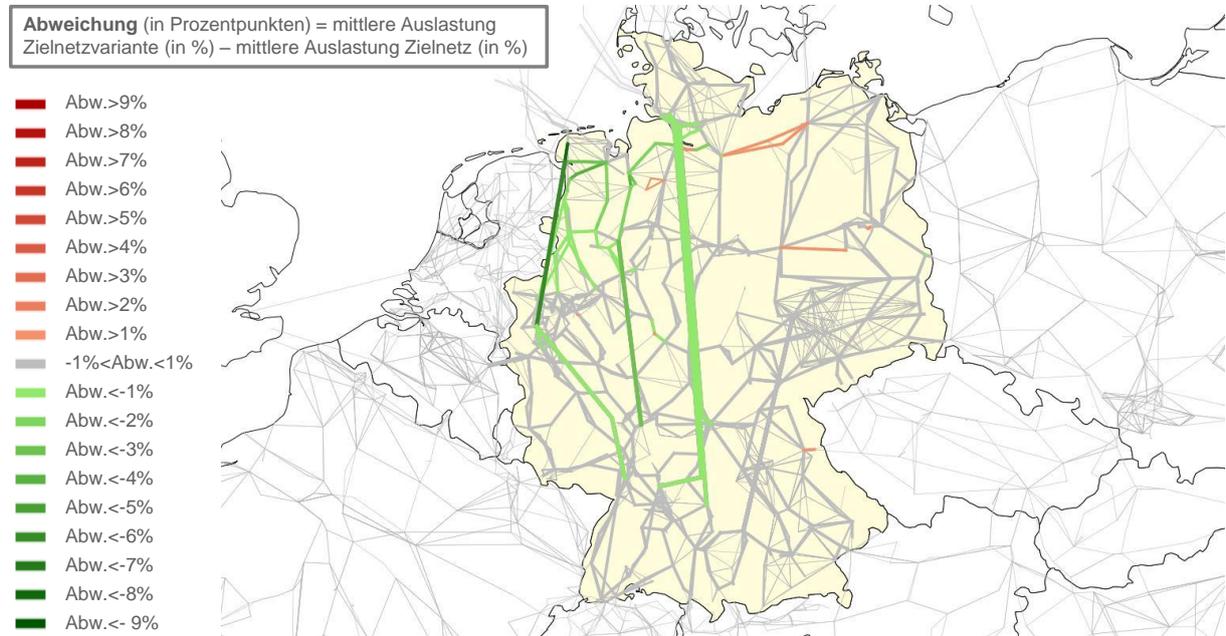


Abbildung 19: Differenz der mittleren Auslastungen bei Reduktion der Offshore Leistung um 800 MW in Elsfleth und 900 MW in Halbemond (2A)

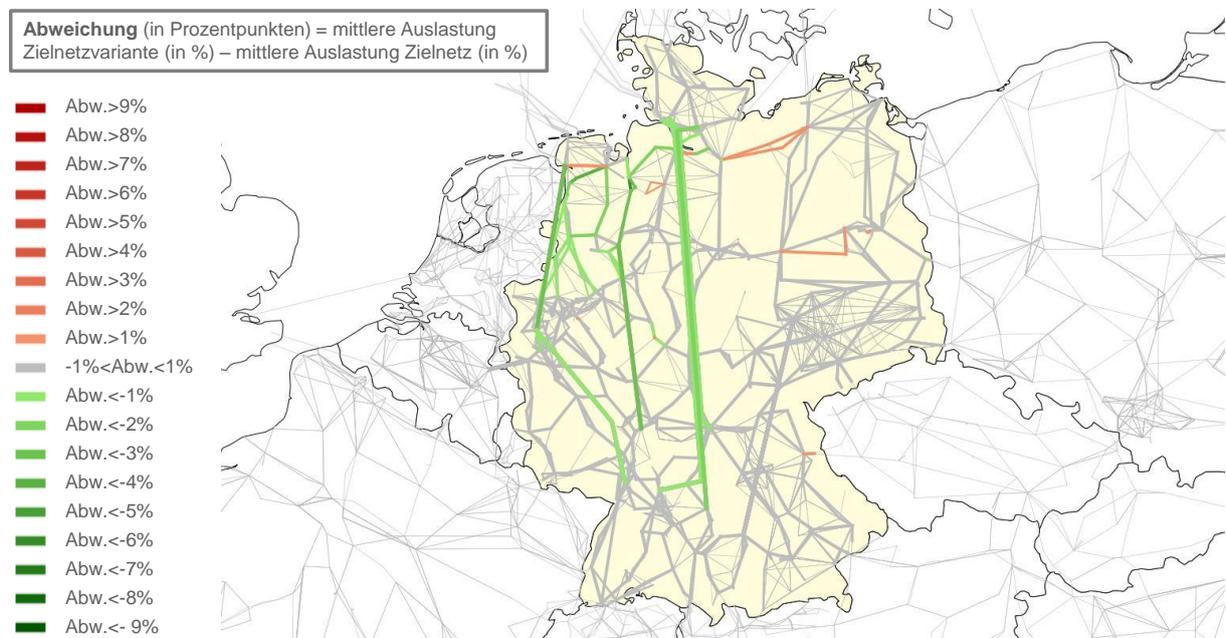


Abbildung 20: Differenz der mittleren Auslastungen bei Reduktion der Offshore Leistung um 800 MW in Elsfleth und 900 MW in Unterweser (2B)

#### 4.5.1 Wirksamkeitsuntersuchungen

Im Rahmen der Variationsprüfung werden Wirksamkeitsuntersuchungen auf Basis eines modifizierten Zielnetzes durchgeführt. Im Einzelnen werden eine reduzierte Offshore-Windeinspeisung sowie eine gleichzeitige Streichung der beantragten HGÜ Verbindungen B04, C06 und D16 untersucht. Die einzelnen durchzuführenden Wirksamkeitsprüfungen wurden durch die Bundesnetzagentur spezifiziert.

Die Prüfung der Variation basiert auf den Zielnetzdaten, die durch die Übertragungsnetzbetreiber zur Verfügung gestellt werden. Dabei werden die Netznutzungsfälle untersucht, die durch die Übertragungsnetzbetreiber zur Begründung der Maßnahmen angeführt werden. Bei Bedarf werden konkrete (n-1)-Fälle über 8760 Stunden analysiert. Neben den Modifikationen in der Offshore-Windeinspeisung und den HGÜ-Verbindungen wurde zudem eine Parameterkorrektur innerhalb des Zielnetzes auf der Leitung Lamspringe – Hardegsen durchgeführt.<sup>14</sup>

##### 4.5.1.1 Abbildung der Variation

Im Rahmen der Variation sollen die Auswirkungen einer veränderten Offshore-Windeinspeisung auf die Wirksamkeit spezifizierter Maßnahmen untersucht werden. Es werden hierbei zwei Fälle unterschieden, denen jeweils eine Reduktion der installierten Offshore-Leistung von 1,7 GW zu Grunde liegt (Tabelle 4). In Variante 2A wird die an den Standorten Halbmond und Elsfleth angeschlossene Offshore-Leistung um 900 MW bzw. 800 MW reduziert, in Variante 2B findet dies an den Standorten Elsfleth und Unterweser statt. Darüber hinaus sind die von der Bundesnetzagentur nicht bestätigten HGÜ-Verbindungen B04, C06 und D16 in diesen Berechnungen inaktiv. Tabelle 1 beinhaltet die auf Basis des Zielnetzes vorgenommenen Modifikationen.

	$P_r$ [MW]	Variante 2A	Variante 2B
<b>Halbmond (BorWin8)</b>	900	-	✓
<b>Elsfleth/West (BorWin6)</b>	800	-	-
<b>Unterweser (DolWin4)</b>	900	✓	-
<b>HGÜ B04</b>	2000	-	-
<b>HGÜ C06</b>	1300	-	-
<b>HGÜ D16</b>	2000	-	-

Tabelle 4: Offshorevariation

Auf Basis der oben beschriebenen Modifikationen des Zielnetzes wird die Wirksamkeit spezieller Maßnahmen untersucht. Diese sind im Einzelnen:

- P22 – M82: Netzverstärkung Conneforde – Unterweser
- P22 – M87: Netzverstärkung Unterweser – Elsfleth/West
- P23 – M20: Netzverstärkung Dollern – Elsfleth/West
- P69 – M105: Netzverstärkung Emden/Ost - Conneforde

<sup>14</sup> Der Fehler ist in der Maßnahmenbeschreibung von „C06“ und „C06mod“ dokumentiert, jedoch innerhalb der Zielnetzdaten nicht korrigiert. Alle Wirksamkeitsuntersuchungen basieren auf den eigenständig korrigierten Zielnetzdaten.

Die Ergebnisse der betrachteten (n-1)-Fälle sind in Tabelle 5 und Tabelle 6 dargestellt. Hierbei werden die Auslastungen der kritischen Leitungen für die entsprechenden (n-1)-Fälle mit und ohne Maßnahme vergleichend gegenübergestellt. In den (n-1)-Fällen Nr. 4 und 5 ist die Wirksamkeit der betroffenen Maßnahmen bei strenger Auslegung der 100%-Grenze in Frage zu stellen. Im vierten (n-1)-Fall liegt die Auslastung in beiden Varianten auch mit Maßnahme noch im Bereich von 100%. Im fünften (n-1)-Fall der Variante 2A tritt auch ohne Maßnahme keine (n-1)-Verletzung auf. Dies gilt jedoch im Besonderen für den zu Grunde gelegten Netznutzungsfall h3204. Es kann gezeigt werden, dass in anderen Netznutzungsfällen (z.B. h6397) die Maßnahme P69 wirksam ist. So wird die kritische Leitung Emden/Ost – Conneforde im (n-1)-Fall in Stunde 6397 ohne Maßnahme zu 146,4% ausgelastet. Mit Maßnahme wird die Auslastung dagegen auf 41,2% reduziert.

In den (n-1)-Fällen Nr. 1, 3 und 4 verstärkt der Wegfall der Verbindung C06 tendenziell den Transit von Dollern über Alfstedt, Elsfleth/West, Unterweser, Conneforde nach Emden und Diele. Dies führt zu einer höheren Belastung der jeweils kritischen Leitungen. Die Offshore-Einspeisung weist in diesem windschwachen Netznutzungsfall nur einen geringen Einfluss auf, wodurch die Reduktion der installierten Leistung keine ausreichende Kompensationswirkung zur Folge hat. In (n-1)-Fall Nr. 2, einer windstarken Stunde, führt die reduzierte Offshore Einspeisung zu einer Entlastung der Verbindung Unterweser – Elsfleth/West - Ganderkesee. Dennoch erfährt die kritische Leitung im (n-1)-Fall ohne Maßnahme eine unzulässige Auslastung. In den (n-1)-Fällen Nr. 5 und 6 haben der Wegfall der HGÜ-Korridore und die verminderte Offshore-Einspeisung aufgrund der elektrischen Distanz keinen signifikanten Einfluss auf die Auslastung der Verbindung Emden – Conneforde bzw. den 380/220 kV Transformator in Emden.

Nr.	Projekt	Maßnahme	NNF [h]	n-1 Ausfall		kritische Leitung		Auslastung Variante[%]	
				von	nach	von	nach	ohne Maßnahme	mit Maßnahme
1	P22	M82	2279	380/220kV Trafo	Unterweser	Conneforde	Unterweser	128,2%	82,1%
2	P22	M87	1390	Unterweser	Elsfleth/West	Unterweser	Elsfleth/West	139,7%	89,0%
3	P23	M20	2279	Elsfleth/West	Farge	Elsfleth/West	Alfstedt	139,8%	92,9%
4	P23	M20	2279	Alfstedt	Dollern	Alfstedt	Dollern	151,3%	100,0%
5	P69	M105	3204	Emden/Ost	Osterath	Emden/Ost	Conneforde	95,3%	33,6%
6	P69	M105	3204	Emden/Ost	Osterath	380/220kV Transformator		104,5%	11,0%

Tabelle 5: (n-1) Auslastungen in Variante 2A (Reduktion an Elsfleth und Halbmond)

Nr.	Projekt	Maßnahme	NNF [h]	n-1 Ausfall		kritische Leitung		Auslastung Variante[%]	
				von	nach	von	nach	ohne Maßnahme	mit Maßnahme
1	P22	M82	2279	380/220kV Trafo	Unterweser	Conneforde	Unterweser	119,4%	76,5%
2	P22	M87	1390	Unterweser	Elsfleth/West	Unterweser	Elsfleth/West	131,3%	83,7%
3	P23	M20	2279	Elsfleth/West	Farge	Elsfleth/West	Alfstedt	140,4%	93,3%
4	P23	M20	2279	Alfstedt	Dollern	Alfstedt	Dollern	151,9%	100,4%
5	P69	M105	3204	Emden/Ost	Osterath	Emden/Ost	Conneforde	120,2%	42,0%
6	P69	M105	3204	Emden/Ost	Osterath	380/220kV Transformator		140,8%	11,1%

Tabelle 6: (n-1) Auslastungen in Variante 2B (Reduktion an Elsfleth und Unterweser)

Während die Ergebnisse der (n-1)-Fälle Nr. 1 bis 4 beider Varianten jeweils ähnliche Tendenzen zeigen (vgl. Tabelle 5 und Tabelle 6), ergeben sich bei den (n-1)-Fällen Nr. 5 und 6 signifikantere Unterschiede. Aufgrund der fehlenden Offshoreleistung am Punkt Halbmond in Variante 2A sind die Auslastungen der örtlich nahegelegenen Leitungen von Emden/Ost nach Conneforde in dieser Variante geringer.

#### 4.5.2 Fazit

Die Wirksamkeitsuntersuchungen der Variation zeigen, dass in der Szenario-Variante 2B die Verbindung Alfstedt-Dollern bei Ausfall der Parallelleitung auch mit Berücksichtigung der betreffenden Maßnahme M20 geringfügig überlastet ist. Da die Maßnahme M20 dennoch eine deutliche Entlastung erlaubt und die Überlastung lediglich 0,5% beträgt, kann die Maßnahme als notwendig angesehen werden. Weiter fällt auf, dass in Variante 2A und im genannten Netznutzungsfall h3204 ein Ausfall des Korridors A01 auch ohne die Maßnahme M105 nicht zu einer Überlastung der kritischen Verbindung Emden/Ost – Conneforde führt. In anderen Netznutzungsfällen kann jedoch die Wirksamkeit der Maßnahme M105 festgestellt werden. So wird die kritische Leitung Emden/Ost – Conneforde z.B. in Stunde 6397 ohne Maßnahme zu 146,4% ausgelastet. Mit der Maßnahme wird die Auslastung dagegen auf 41,2% reduziert. Zusammengefasst zeigen die Maßnahmen auch in den untersuchten Varianten eine deutliche Entlastung der kritisch belasteten Elemente und somit ihre Notwendigkeit.

Die Reduktion der Offshore-Leistung wirkt sich, wie an Abbildung 17 bis Abbildung 20 erkennbar, unmittelbar auf die Auslastung der HGÜ-Systeme aus. Während die maximalen Auslastungen unverändert bleiben, ergeben sich geringere mittlere Auslastungen. Die Entlastung ist dabei stark von der örtlichen Lage des HGÜ-Umrichters im Verhältnis zu den Punkten mit reduzierter Offshore-Leistung abhängig. In den Wirksamkeitsuntersuchungen der Variation wirken sich die Offshore-Reduktion und das Entfernen der drei von der Bundesnetzagentur nicht bestätigten HGÜ-Systeme B04, C06 und D16 gegenläufig aus. Durch die Offshore-Reduktion wird das Netz tendenziell entlastet, während das Entfernen der nicht bestätigten HGÜ-Systeme zu tendenziell höheren Auslastungen des verbleibenden Netzes führt. In den untersuchten Fällen ist die Wirksamkeit der geprüften Maßnahmen bei reduzierter Offshore-Leistung auch ohne die HGÜ-Systeme gegeben.

#### 4.6 Sensitivitätsrechnung zu Net Transfer Capacities

Der Szenariorahmen des Netzentwicklungsplans 2013 sieht einen umfangreichen Ausbau der internationalen Kuppelleitungen bis 2023 vor, der aus dem Entso-E TYNDP (Ten Year Network Development Plan) abgeleitet wird. Die angenommenen Net Transfer Capacities betragen mitunter den vierfachen Wert der aktuell vorhandenen bzw. durchschnittlich freigegebenen Handelskapazitäten. Insbesondere bei den Kuppelstellen nach Süden (Deutschland  $\Rightarrow$  Schweiz, Deutschland  $\Rightarrow$  Österreich) und Osten (Deutschland  $\Leftrightarrow$  Polen) wird sich nach Szenariorahmen die Kapazität signifikant gegenüber dem aktuellen Stand erhöhen.

Auch ohne den internationalen Stromhandel ergibt sich im deutschen Übertragungsnetz zumeist ein Transportbedarf von Nord nach Süd bzw. Ost nach West. Zu untersuchen ist im Rahmen dieser Sensitivitätsrechnung daher, ob eine Reduktion der NTC-Werte an den oben genannten Kuppelstellen zu einer Entlastung des Übertragungsnetzes und gegebenenfalls zu einem verringerten Ausbaubedarf führen kann.

B2023	BE	CH	CZ	DK-O	DK-W	FR	LU	NL	NO	PL	SE	AT
<b>Von Deutschland nach ...</b>	1000	4400	1300	1200	2500	3000	2300	3800	1400	2000	600	5500
<b>Von ... nach Deutschland</b>	1000	4200	2600	1200	2500	3000	2300	3800	1400	3000	600	5500
Referenz 2012 <sup>15</sup>	BE	CH	CZ	DK-O	DK-W	FR	LU	NL	NO	PL	SE	AT
<b>Von Deutschland nach ...</b>	0	900	1600	600	900	2600	980	2300	0	250	350	n.a
<b>Von ... nach Deutschland</b>	0	4000	2600	550	800	1800	n.a.	2300	0	1300	450	n.a.

Tabelle 7: NTC-Werte für die Marktsimulation nach NEP (oben) und Referenz 2012 (unten)

Hierzu wurden für folgende NTC-Variationen Marktsimulations- und Netzberechnungen durchgeführt:

- [DE  $\Rightarrow$  CH] sowie [DE  $\Leftrightarrow$  AT] auf 70% reduzieren
- [PL  $\Leftrightarrow$  DE] auf 2000 MW
- [DE  $\Rightarrow$  CH] sowie [DE  $\Leftrightarrow$  AT] auf 70% reduzieren, [PL  $\Leftrightarrow$  DE] auf 2000 MW
- $NTC = NTC(2012) + 0.5 \cdot [NTC(B2023) - NTC(2012)] \rightarrow$  (50% Zubau)

<sup>15</sup> Mittelwerte der tatsächlich freigegebenen Handelskapazitäten aus dem Jahr 2012 (Quelle: Entsoe.net)

Rechnung a) beleuchtet die Auswirkungen von reduzierten NTC in Richtung Süden (Österreich und Schweiz). In Variante b) wird die Handelskapazität zwischen Deutschland und Polen auf 2000 MW begrenzt. In Rechnung c) werden die Auswirkungen der reduzierten Handelskapazitäten aus den Rechnungen a) und b) simultan analysiert.

Rechnung d) dient der generellen Veranschaulichung der Auswirkung eines sehr stark eingeschränkten internationalen Handels zwischen Deutschland und seinen Nachbarländern auf den Übertragungsbedarf im Transportnetz. Dabei wurde der Zubau ausgehend vom Status Quo im Jahr 2012 als nur zu 50% realisiert angesetzt.

Szenario	B2023 IFHT	a)	b)	c)	d)
Nuklear	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Braunkohle	135,91	135,60	136,03	135,66	133,45
Steinkohle	123,35	122,03	123,96	122,41	113,16
Gas	66,24	65,88	66,42	65,97	64,32
Oel	3,08	3,08	3,08	3,08	3,08
Pumpspeichereinspeisung	3,31	4,03	3,87	4,10	4,62
KWK<10MW	8,74	8,74	8,74	8,74	8,74
Sonstige Konventionelle	7,02	7,02	7,02	7,02	7,02
Wind Onshore	105,21	105,21	105,21	105,21	105,21
Wind Offshore	60,00	60,00	60,00	60,00	60,00
Photovoltaik	54,99	54,99	54,99	54,99	54,99
Biomasse	50,52	50,52	50,52	50,52	50,52
Wasserkraft	21,66	21,66	21,66	21,66	21,66
Import	5,03	5,00	4,84	4,78	6,35
Export	-73,18	-70,88	-73,74	-71,17	-59,20
Transite	41,12	39,89	40,95	39,37	34,37
Last incl. Netzverluste	567,52	567,52	567,52	567,52	567,52
Pumpspeicherentnahme	-4,33	-5,29	-5,07	-5,38	-6,09
Dumped Energy	0,03	0,06	0,01	0,06	0,29

Tabelle 8: Ergebnisse der Marktsimulationen bei NTC-Variation a) bis d)

#### 4.6.1 Rechnung a)

Die bilateral reduzierten Handelskapazitäten zwischen Deutschland und der Schweiz sowie Deutschland und Österreich führen zu einer direkten Reduktion der Exportmengen in diese Länder. Dabei sinken der Export in die Schweiz um 5,6 TWh und der Export nach Österreich um 0,8 TWh. Da das Marktmodell zum Ziel hat, die Kosten der Versorgung zu minimieren, nutzt es verbleibende Kapazitäten an anderen Grenzen, um die Handelsmengen in Richtung Süden zu transferieren. Dies äußert sich in höheren Exportflüssen an den westlichen (BeNeLux) und östlichen (Polen/Tschechien) Kuppelstellen, über welche die Energie in Richtung Süden gehandelt wird.

Trotz verminderten Exporten in die Schweiz und nach Österreich in Höhe von insgesamt 6,4 TWh verringert sich der Nettoexport lediglich um 2,3 TWh. Die übrigen Handelsmengen werden über alternative Handelskanäle (Transitländer) hin zum ursprünglichen Ziel geleitet.

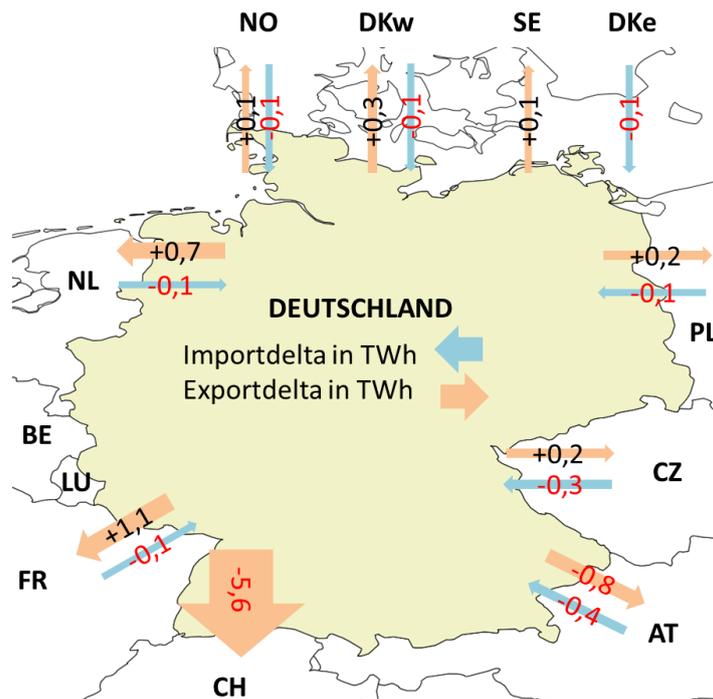


Abbildung 21: Veränderung der Handelsflüsse durch die NTC-Variation in Rechnung a)

Für den Übertragungsbedarf und die physikalischen Flüsse im Netz ist es nicht entscheidend, über welche Kuppelstellen die Energie gehandelt wird. Erst wenn keine Kapazitäten für einen gewünschten Handelsfluss mehr verfügbar sind und sich Änderungen im internationalen Kraftwerkseinsatz ergeben, resultieren Änderungen der Flüsse im Netz. Die Reduktion einzelner NTC wirkt daher nur begrenzt auf den physikalischen Leistungsfluss.

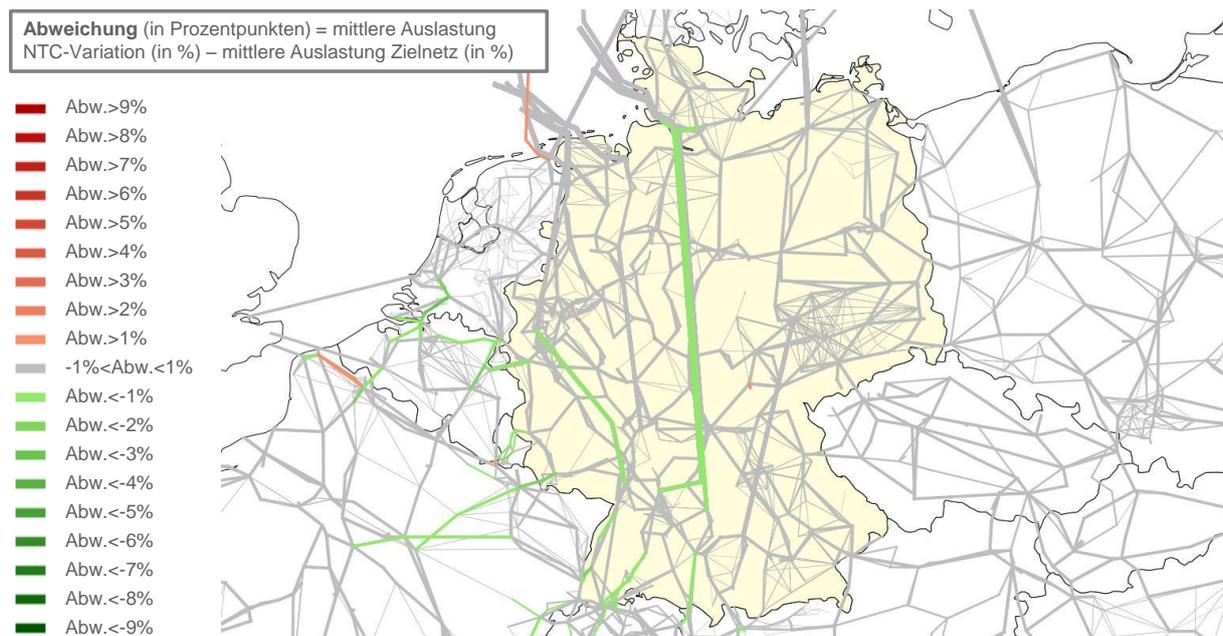


Abbildung 22: Veränderung der mittleren Auslastungen bei NTC-Variation a)

Der verringerte Nettoexport (2,3 TWh) führt zu geringerem Nord-Süd Transit und damit zu einer verringerten mittleren Auslastung der HGÜ und einigen grenznahen AC-Leitungen. Insgesamt sind jedoch nur sehr geringe Auswirkungen festzustellen.

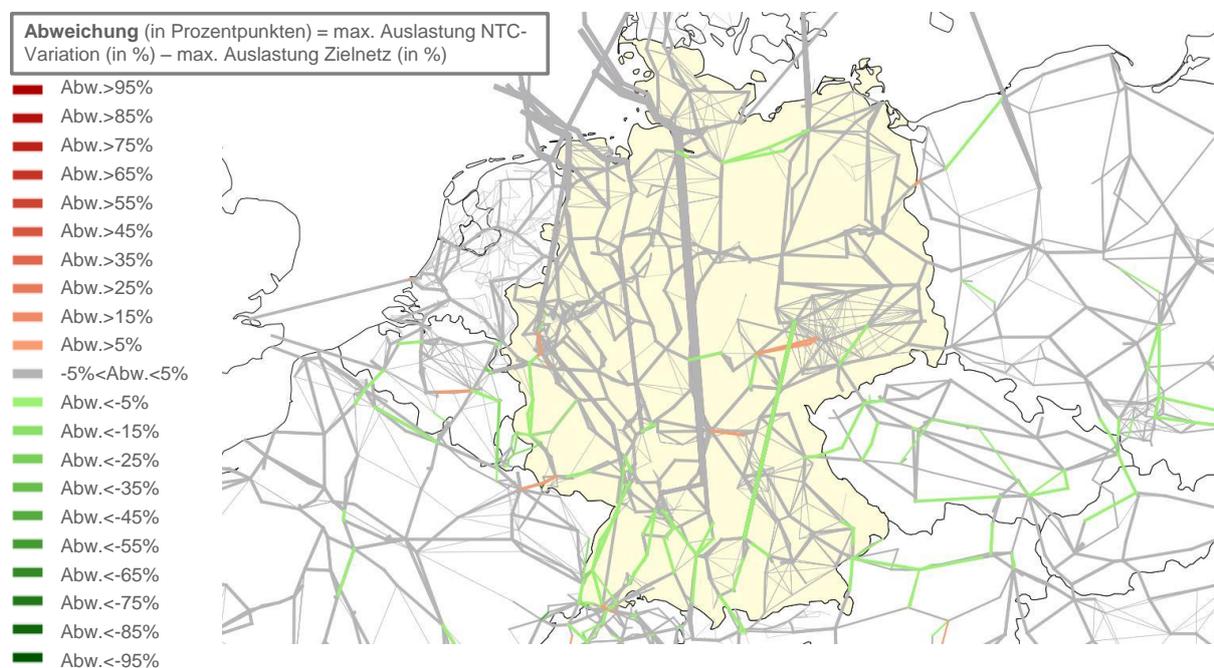


Abbildung 23: Veränderung der maximalen Auslastungen bei NTC-Variation a)

Bei den maximalen Abweichungen über 8760 Stunden zeigt sich insbesondere im südlichen Raum eine leichte Entlastung durch die begrenzten Handelskapazitäten an der schweizerischen Grenze.

#### 4.6.2 Rechnung b)

Die Reduktion der NTC zwischen Polen und Deutschland wirkt sich nur auf eine Handelsrichtung (Polen  $\Rightarrow$  Deutschland) aus. Hier geht das Importvolumen um 1,5 TWh zurück. Wie schon in Rechnung a) wird die Energie aber stattdessen über alternative Grenzkuppelstellen nach Deutschland gebracht. Dies erfolgt über Tschechien (+0,2 TWh) und Österreich (+0,8 TWh). Die Erzeugungssituation in Polen verändert sich nur marginal. Die Auswirkungen auf das Übertragungsnetz sind in diesem Fall vernachlässigbar gering.

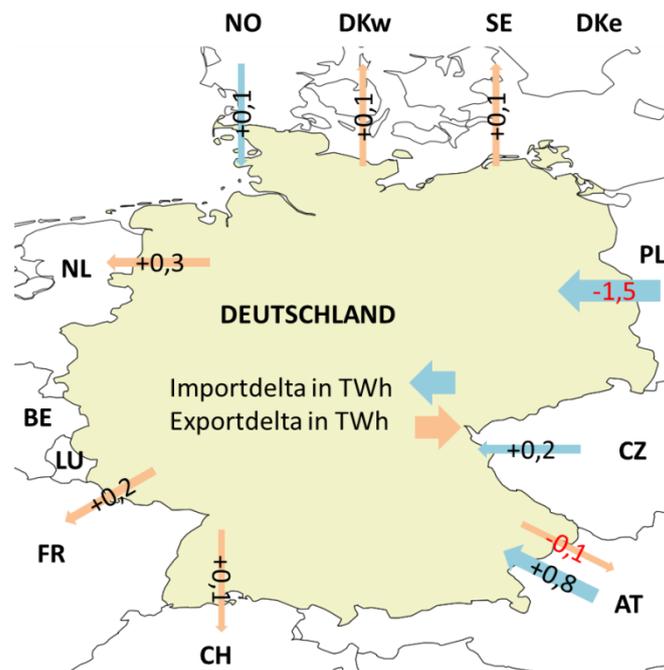


Abbildung 24: Veränderung der Handelsflüsse durch die NTC-Variation in Rechnung b)

#### 4.6.3 Rechnung c)

Die Untersuchungsergebnisse entsprechen im weitesten Sinne der Superposition der vorgelagerten Einzeluntersuchungen an den betroffenen Kuppelstellen. Die Beschneidung des Exports in Richtung Süden führt zu einem erhöhten Export über die westlichen und östlichen Nachbarländer. Die reduzierte Importmöglichkeit an der polnischen Grenze führt zu einem Transit über Tschechien nach Deutschland. In Tschechien treffen diese beiden entgegengesetzten Flüsse aufeinander und eliminieren sich weitestgehend.

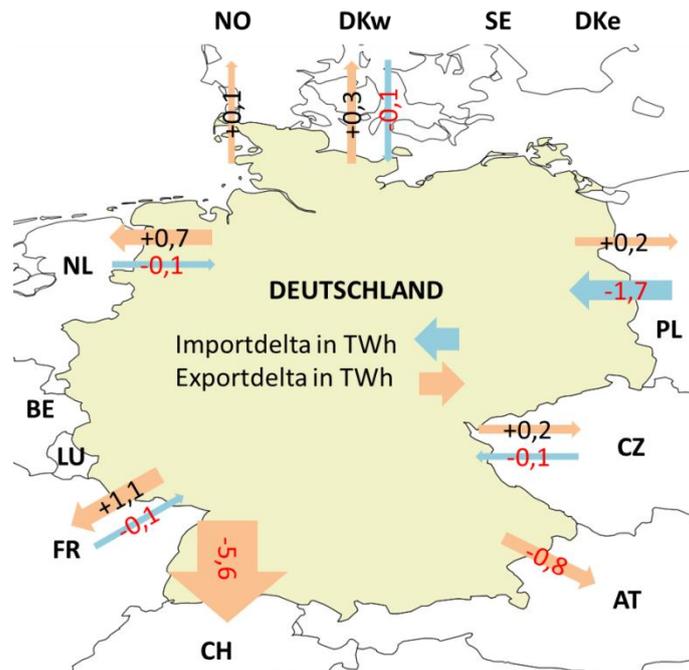


Abbildung 25: Veränderung der Handelsflüsse durch die NTC-Variation in Rechnung c)

Die Auswirkungen auf das Netz entsprechen weitestgehend denen im Fall a). Auch hier führt die NTC-Reduktion zwischen Deutschland und Polen nicht zu einer signifikanten Änderung des physikalischen Stromflusses. Somit werden wie in Rechnung a) lediglich die HGÜ Korridore (Nord-Süd) und einige wenige grenznahe AC-Leitungen leicht entlastet.

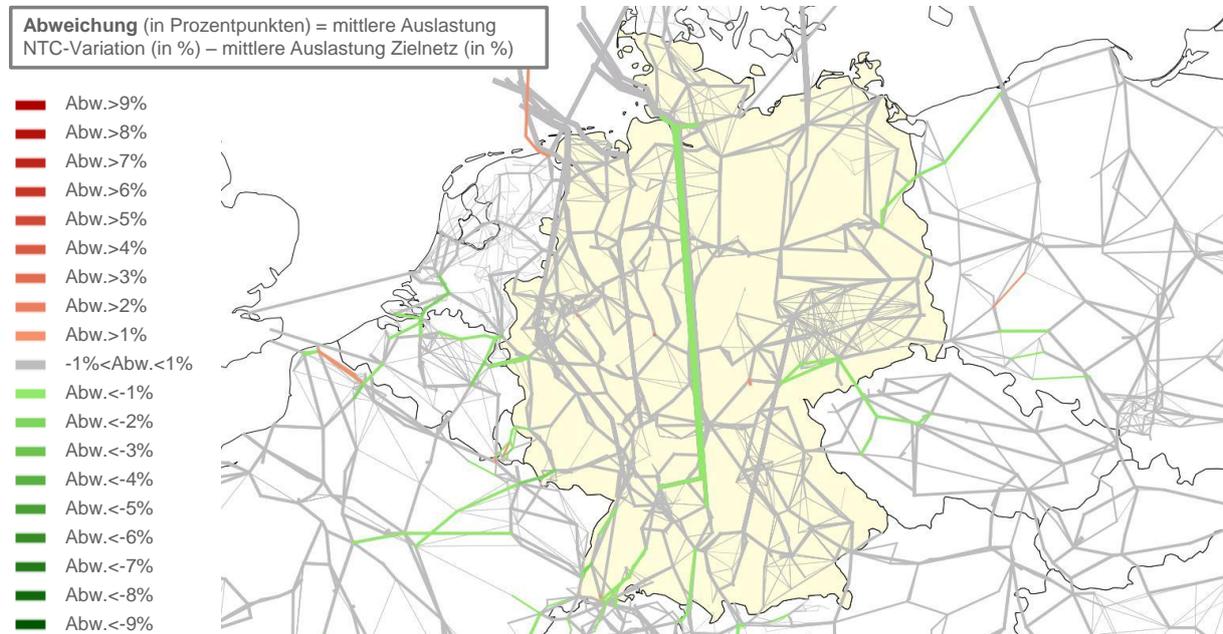


Abbildung 26: Veränderung der mittleren Auslastungen bei NTC-Variation c)

#### 4.6.4 Rechnung d)

Im Fall d) werden die Handelskapazitäten im Vergleich zum Szenario B2023 massiv beschnitten, da nur 50% des Kapazitätswachses im Vergleich zum Jahr 2012 als realisiert

angenommen werden. Der hier berechnete Fall wird dabei nicht als wahrscheinliche Entwicklung der NTC angesehen. Vielmehr dient die Sensitivitätsuntersuchung dem Ziel, ein besseres Verständnis für die Auswirkung eines zunehmenden internationalen Stromhandels auf die Transportaufgabe im Übertragungsnetz zu erhalten.

Die Untersuchungen zeigen dabei insbesondere in südwestlicher Richtung (Schweiz, und BeNeLux) einen deutlich zurückgehenden Nettoexport. Da die Reduktion die gesamte südwestliche Flanke betrifft, geht mit ihr auch eine veränderte Erzeugungssituation (höhere Selbstversorgung in den einzelnen Ländern) und somit ein verminderter Energietransportbedarf einher. Insgesamt sinkt die Handelsbilanz durch die verminderten NTC von 68,1 TWh auf 52,9 TWh ab (-15,2 TWh).

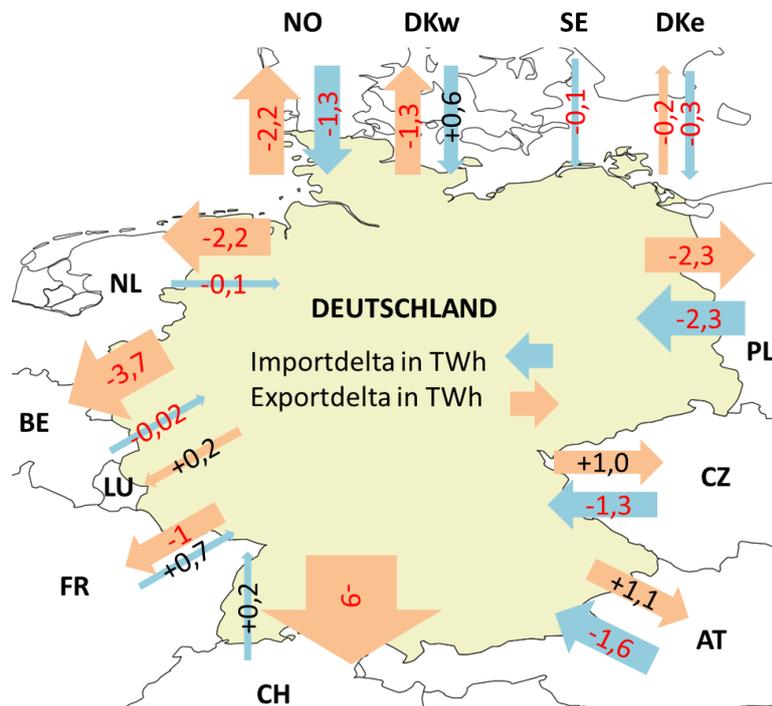


Abbildung 27: Veränderung der Handelsflüsse durch die NTC-Variation in Rechnung d)

Die Netzberechnungen bestätigen dies. Das Netz wird weiträumig entlastet, insbesondere im Westen und Süden Deutschlands. Auch die HGÜ-Systeme lassen einen insgesamt reduzierten Nord-Süd-Übertragungsbedarf erkennen. Die maximalen Auslastungen nehmen ebenfalls überwiegend ab.

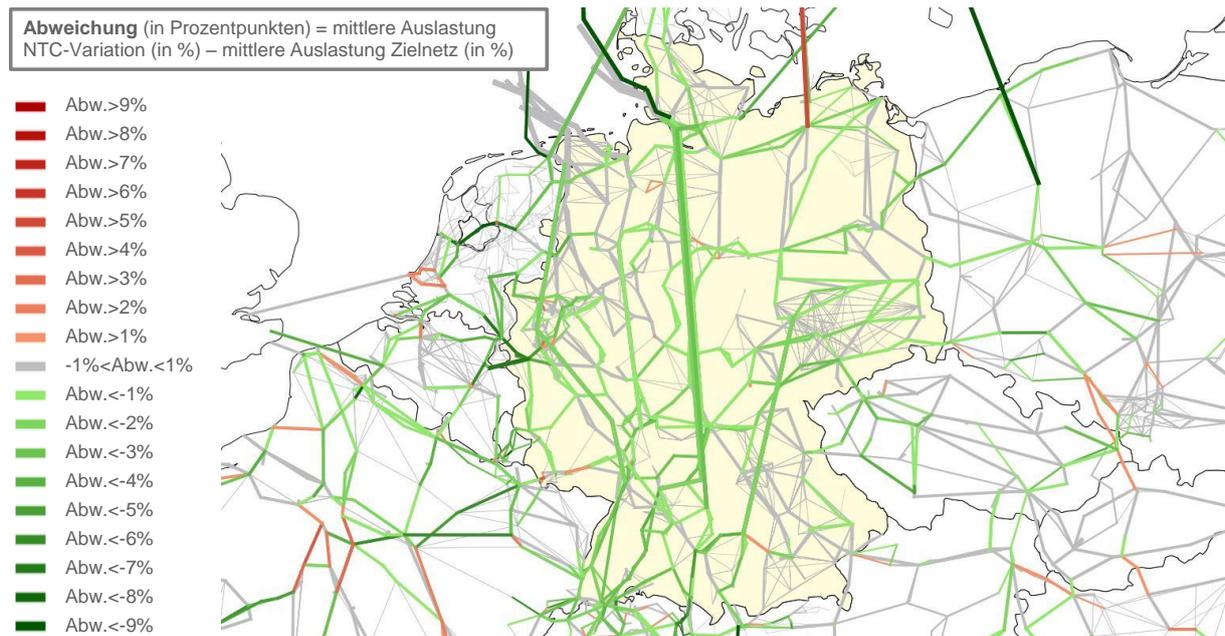


Abbildung 28: Veränderung der mittleren Auslastungen bei NTC-Variation d)

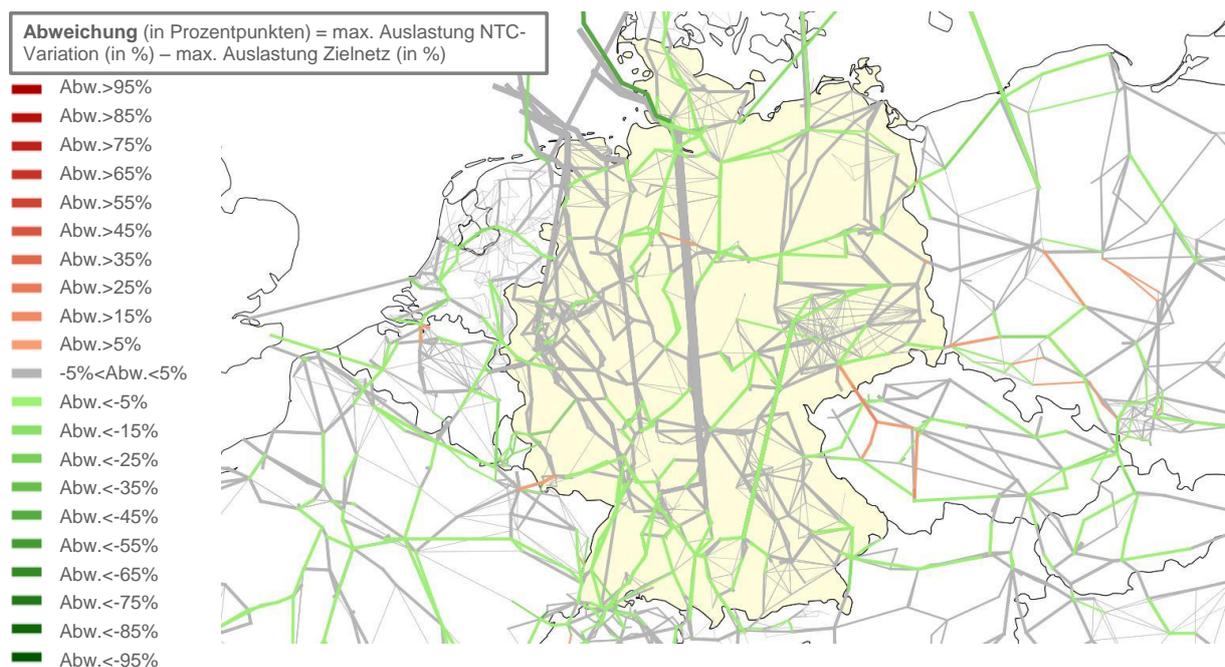


Abbildung 29: Veränderung der maximalen Auslastungen bei NTC-Variation d)

#### 4.6.5 Fazit

Es zeigt sich in den Rechnungen a), b) und c) eine geringfügige Entlastung im Netz durch die Reduzierung der NTC, jedoch wirken singuläre NTC-Anpassungen nur sehr bedingt auf den Übertragungsbedarf und den resultierenden physikalischen Lastfluss im Übertragungsnetz. Der Handel auf dem europäischen Strommarkt sucht über Transite stets freie bzw. kostengünstige Wege. Solange diese Wege über (Handels-)Transitländer

existieren und sich demzufolge durch die NTC-Reduktion keine signifikanten Änderungen im Kraftwerkseinsatz ergeben, bleiben die Auswirkungen auf das Netz marginal.

Rechnung d) zeigt, dass eine konsequente Reduktion der NTC entlang der gesamten zusammenhängenden Grenzen hingegen im Falle Deutschlands als Strom-Exporteur tatsächlich die Erzeugungssituation verändert und schlussendlich auch entlastend auf das Netz wirkt. Eine derartige Handelsbeschränkung ist selbstverständlich nicht gewünscht.

Es wurden im Rahmen der Sensitivitätsanalysen zunächst die mittlere und die maximale Auslastung des Netzes untersucht. Maßnahmenbegründende Stunden wurden aufgrund der oben beschriebenen Resultate nicht explizit untersucht. Somit kann eine direkte Aussage über eine mögliche Einsparung von Maßnahmen bei Reduktion einzelner NTC nicht getroffen werden.

## 4.7 Sensitivitätsanalyse Korridor C

Im Rahmen des Projekts C ist der Bau eines HGÜ Korridors von Schleswig-Holstein über Niedersachsen nach Baden Württemberg und Bayern vorgesehen. Das Projekt beinhaltet drei separate HGÜ Verbindungen mit einer Summenleistung von 3,9 GW. Die einzelnen Bemessungsleistungen sowie die Netzanschlusspunkte (NAP 1 und NAP 2) der jeweiligen Verbindungen sind in Tabelle 9 aufgeführt. Die Projekte „C05“ und „C06mod“ wurden im NEP 2012 bereits durch die Bundesnetzagentur bestätigt.

Bezeichner	NAP 1	NAP 2	P[MW]	P <sub>alt</sub> [MW]
<b>C05</b>	Brunsbüttel	Großgartach	1300	2000
<b>C06</b>	Kreis Segeberg	Goldhöfe	1300	0
<b>C06mod</b>	Wilster	Grafenrheinfeld	1300	2000

Tabelle 9: Variante Ausbau Korridor C

Alternativ zu den drei HGÜ-Verbindungen wird im Folgenden Korridor C mit lediglich zwei HGÜ Verbindungen geprüft. Hierbei werden die bereits genehmigten HGÜ Verbindungen „C05“ und „C06mod“ auf eine Übertragungsleistung von 2000 MW erhöht (Tabelle 9 letzte Spalte). Es ist zu prüfen, ob eine derartige Alternative zur Lösung der Übertragungsaufgabe geeignet ist. Hierzu werden Analysen zur Auslastung und Wirksamkeit angestellt.

### 4.7.1 Datengrundlage und Abbildung der Alternative

Die Alternativenprüfung basiert auf den Zielnetzdaten, die durch die Übertragungsnetzbetreiber zur Verfügung gestellt werden<sup>16</sup>. Die Alternative wird auf dieser Basis eigenständig abgebildet. Darauf aufbauend wird die Wirksamkeitsuntersuchung mit den vorgegebenen, stundenspezifischen Marktdaten durchgeführt. Die Auslastungsanalysen erfolgen demgegenüber auf den Daten der IFHT-eigenen Marktsimulationen.

Als Alternative zu Korridor C - bestehend aus drei separaten HGÜ-Verbindungen mit jeweils 1300 MW Leistung - wird die technische Eignung zweier HGÜ Verbindungen mit einer Bemessungsleistung von 2000 MW untersucht (Tabelle 9). Hierzu werden die bereits im NEP 2012 genehmigten Verbindungen „C05“ und „C06mod“ von 1300 MW auf 2000 MW erweitert. Die technischen Eigenschaften der dafür eingesetzten HGÜ Konverter sind in Tabelle 10 dargestellt und werden aus Gründen der besseren Vergleichbarkeit entsprechend der bereits bestehenden 2000 MW HGÜ Konverter (z.B. innerhalb von Korridor A) gewählt. Darüber hinaus wird eine Anpassung der AC-Winkelregelung, proportional zu den höheren Übertragungsleistungen vorgenommen, wodurch eine der Bemessungsleistung entsprechend höhere Leistungsübertragung der HGÜ Verbindungen („C05“ und „C06mod“) sichergestellt wird. Eine Anpassung der DC Leitungen ist dagegen nicht erforderlich.

<sup>16</sup> Neben den Modifikationen in Korridor C wurde zudem eine Parameterkorrektur innerhalb des Zielnetzes auf der Leitung Lamspringe – Hardeggen durchgeführt. Der Fehler ist in der Maßnahmenbeschreibung von „C06“ und „C06mod“ dokumentiert, jedoch innerhalb der Zielnetzdaten nicht korrigiert. Alle Wirksamkeitsuntersuchungen basieren auf den eigenständig korrigierten Zielnetzdaten.

Aufgrund der bereits bestehenden Auslegung auf eine Übertragungsleistung von 2000 MW bleiben die bestehenden Leitungssysteme in ihrer Parametrierung unverändert.

Parameter	Wert
$P_{\min}$	-2000 MW
$P_{\max}$	2000 MW
$Q_{\min}$	-800 MVA
$Q_{\max}$	800 MVA
$P_r$	2000 MW
$P_{kr}$	18000 kW
$P_{\text{leer}}$	2000 kW

Tabelle 10: Umrichterwerte (C05, C06mod) der Alternative für Korridor C

#### 4.7.2 Auslastungsermittlung zur Alternative

Im Folgenden werden zunächst die Netzauslastungen im Zielnetz, d.h. mit drei HGÜ-Systemen à 1,3 GW in Korridor C, und in der Zielnetzvariante mit zwei 2GW HGÜ-Systemen verglichen. Die Ergebnisse basieren auf der Simulation über 8760 Stunden in der Simulationsumgebung des IFHT (Regionalisierung, Marktsimulation und Netzsimulation). Die Bestimmung der von den HGÜ zu übertragenden Wirkleistung erfolgt endogen in der Netzsimulation als Ergebnis eines gesamtsystemisch verlustminimierenden Einsatzes.

Abbildung 30 visualisiert die Abweichungen der mittleren Leitungsauslastungen zwischen Zielnetz und der Variante. Die größten Änderungen treten bei den AC-Leitungen auf, die von den Umrichtern des Korridors C abgehen. Da mit dem Wegfall von C06 bzw. der Leistungserhöhung von C05 und C06mod punktuell Leistungsänderungen von bis zu 1,3 GW bzw. 0,7 GW entstehen, ist dies naheliegend. Die Variation könnte somit Restrukturierungen der betroffenen Regionen erforderlich machen.

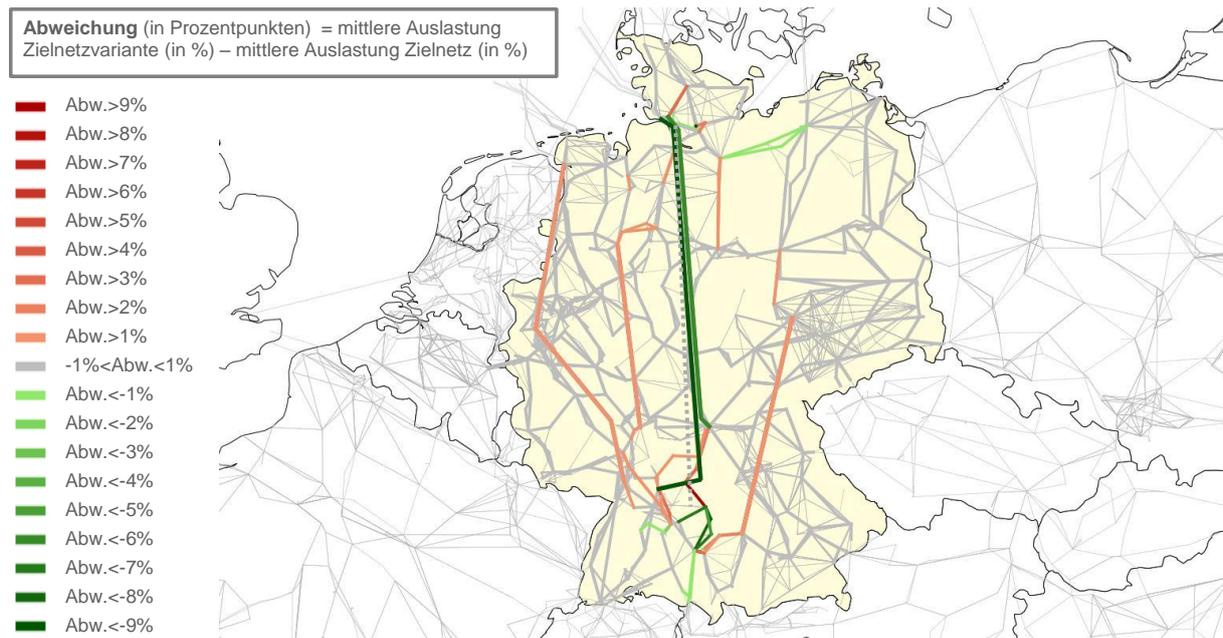


Abbildung 30: Differenz der mittleren Auslastung bei Variation des Korridors C

Weiterhin ist zu erwähnen, dass die Reduktion der HGÜ-Verbindungen in Korridor C von drei auf zwei zu einer teilweisen Verlagerung des Wirkleistungstransports von Norden nach Süden auf andere verfügbare Leitungen führt. Damit verlagern sich die Histogramme der HGÜ-Verbindungen der übrigen Korridore A, B, und D hin zu einer verstärkten Auslastung. Auch die folgenden Abbildung 31 und Abbildung 32, die die summierten Leistungsflüsse in Korridor C über 8760 Stunden jeweils für das Zielnetz und die Variante visualisieren, verdeutlichen die insgesamt verringerte Belastung der Systeme in Korridor C.

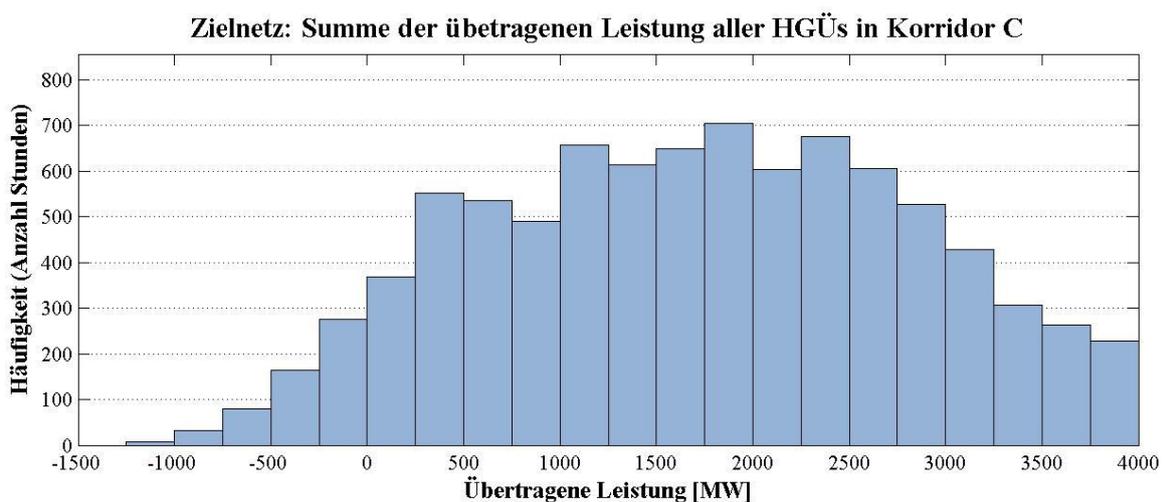


Abbildung 31: Histogramm der Belastung von Korridor C im Zielnetz

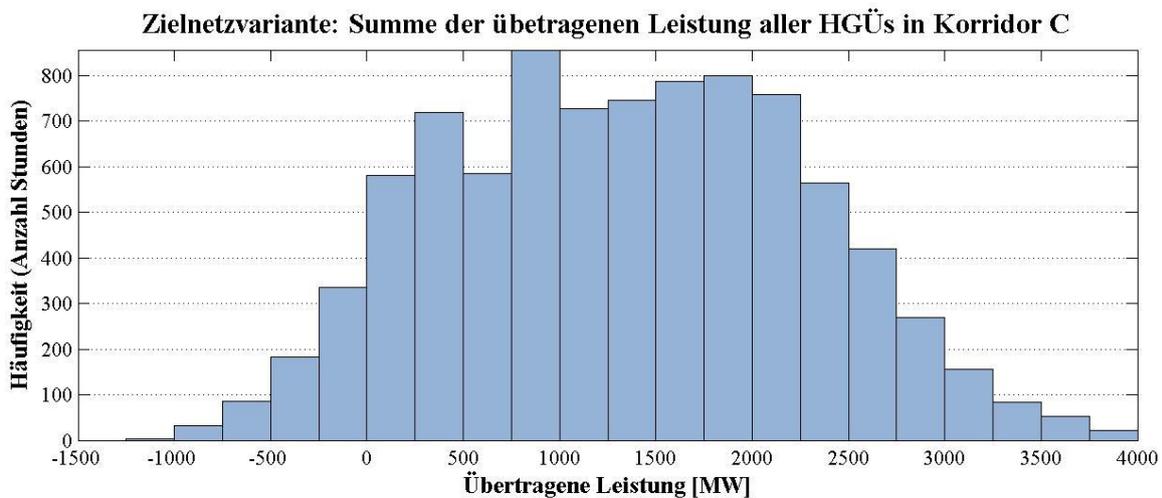


Abbildung 32: Histogramm der Belastung von Korridor C in der Variante

Der Effekt der Flussverlagerung auf umliegende Verbindungen ist damit zu begründen, dass der verlustminimierende Modellierungsansatz des IFHT durch die Reduktion von drei auf zwei Leitungen einen höheren ohmschen Widerstand erfasst und daher insgesamt weniger Leistung mittels Korridor C überträgt. Der alternative Ansatz der HGÜ-Steuerung in Anlehnung an die Differenz der AC-Phasenwinkel in Integral würde von dieser Änderung des wirksamen ohmschen Widerstandes unbeeinflusst bleiben.

#### 4.7.3 Wirksamkeit: (n-1)-Untersuchungen

Die (n-1) Untersuchungen finden auf Basis des durch die Übertragungsnetzbetreiber bereitgestellten Zielnetzes statt, dem die Daten des jeweiligen Kraftwerkseinsatzes, der Erneuerbaren Energien und Lasten sowie die stundenspezifischen Einstellungen der querregelnden Transformatoren der relevanten Netznutzungsfälle zugeführt werden. In den entsprechenden Untersuchungen wird das Zielnetz wie vorgestellt angepasst (Alternative für Korridor C) und hinsichtlich der Wirksamkeit untersucht. Hierbei werden im Speziellen die für Korridor C relevanten (n-1) Fälle betrachtet.

Nr.	NNF [h]	n-1 Ausfall		kritische Leitung		Auslastung [%]		
		von	nach	von	nach	Zielnetz	Alternative	
1	788	Borken	Gießen Nord	Borken	Gießen Nord	98,4	98,6	✓
2	788	Lamspringe	Hardeggen	Lamspringe	Hardeggen	99,4	98,6	✓
3	2279	Dollern	Sottrum	Dollern	Sottrum	95,1	95,7	✓
4	2279	Landesbergen	Ovenstedt	Landesbergen	Ovenstedt	93,2	91,1	✓
5	2279	Kreis Segeberg	Kummerfeld	Kreis Segeberg	Hamburg Nord	67,8	95,8	✓
6	2612	Borken	Gießen Nord	Borken	Gießen Nord	97,7	98,3	✓
7	2612	Grohnde	Vörden	Grohnde	Vörden	95,3	94,6	✓
8	7480	Twistal	Waldeck	Twistal	Waldeck	96	95,6	✓

Tabelle 11: Auslastungen im (n-1) - Fall

Die Ergebnisse der betrachteten (n-1)-Fälle sind in Tabelle 11 dargestellt. Hierbei wurden die Auslastungen der kritischen Leitungen für die entsprechenden (n-1)-Fälle vergleichend gegenübergestellt. Der „Ist-Zustand“ bezeichnet die Auslastung der kritischen Leitung unter Berücksichtigung dreier HGÜ – Verbindungen und die „Alternative“ jene bei zwei HGÜ Verbindungen gemäß Tabelle 9. Die Ergebnisse zeigen, dass die für den Korridor C aufgeführten (n-1)-Fälle unter Einsatz der Alternative behoben werden können. Ebenso ist festzustellen, dass die Alternative eine vergleichbare Lösungsoption darstellt, welche die aufgeführten (n-1)-Fälle ebenso löst. Lediglich der (n-1)-Fall Nr. 5 führt unter Einsatz der Alternativen zu einer deutlich höheren Leitungsauslastung (95,8%). Die nicht genehmigte Verbindung „C06“ ist mit der Schaltanlage im Kreis Segeberg verbunden und bewirkt somit eine Entlastung der Leitung von Kreis Segeberg nach Kummerfeld (67,8%), die in der Zielnetzvariante aufgrund des Fehlens von C06 nicht gegeben ist. Auf Basis der Berechnungen ist die betrachtete Variante jedoch ausreichend und wirksam.

Bezüglich der zuvor genannten AC-Leitungen, die durch die Variation eine deutliche Änderung der mittleren Auslastung erfahren (vgl. Abbildung 30) lassen sich in den untersuchten Netznutzungsfällen keine (n-1)-Verletzungen feststellen.

#### 4.7.4 Fazit

In der untersuchten Variante, in der im Korridor C zwei HGÜ-Systeme mit je 2 GW Übertragungsleistung verlaufen, sind die untersuchten (n-1)-Fälle ebenso wirksam aufgehoben wie im Zielnetz mit drei HGÜ-Systemen mit je 1,3 GW. Aufgrund des gewählten Netzberechnungsansatzes sind die Systeme des Korridors C in der Variante in Summe leicht geringer ausgelastet. Deutliche Änderungen ergeben sich lediglich bei den Auslastungen der AC-Leistungen in der Nähe der Konverterstationen, wobei jedoch in den untersuchten Netznutzungsfällen keine Verletzungen der (n-1)-Sicherheit festgestellt werden konnten.

Zusammengefasst erweist sich die Variante hinsichtlich ihrer Auswirkungen auf die Netzauslastung als sehr ähnlich zum ursprünglichen Zielnetz.

## 5. Prozessanalyse

Neben den durchgeführten Berechnungen und Sensitivitätsanalysen ist die Einordnung und Bewertung der Prozesse und der methodischen Vorgehensweise bei der Erstellung des Netzentwicklungsplans Teil des vorliegenden Gutachtens. Hierbei geht es insbesondere darum, die Transparenz von Eingangsdaten und Methoden zu hinterfragen und Anregungen zur Verbesserung des Bearbeitungsprozesses für die folgenden Netzentwicklungspläne zu geben.

### 5.1 Szenariorahmen, Regionalisierung und Marktsimulation

- Im Zuge der Marktsimulation zum Szenario B2023 ergaben sich Unterschiede zu den Ergebnissen im Netzentwicklungsplan deren Ursache tendenziell in einer abweichenden Modellierung bzw. Zusammensetzung des ausländischen Kraftwerksparks zu suchen ist. Der Szenariorahmen zum NEP sieht für die Abbildung des Auslands in Szenario B2023 die Nutzung des ENTSO-E SO&AF (Scenario Outlook & Adequacy Forecast 2011-2025) Szenario B vor. Die zugehörigen Daten werden durch ENTSO-E veröffentlicht. Für jedes Land werden Mantelzahlen für die installierten Kraftwerksleistungen je Technologie für die Stichjahre 2011, 2015, 2016, 2020 und 2025 angegeben. Im Szenariorahmen des Netzentwicklungsplans ist nicht festgehalten, welches Stichjahr (2020 oder 2025) für die Berechnungen im NEP herangezogen wird. Somit verbleiben Unsicherheiten bezüglich der Abbildung des europäischen Auslands.

Die Erzeugungssituation in den Nachbarländern ist aufgrund des ausgeprägten internationalen Stromhandels von großer Bedeutung für das deutsche Übertragungsnetz. Je weniger Handelsbarrieren existieren, desto wichtiger wird die genaue Abbildung des Auslands innerhalb der Marktsimulation. Es wird daher empfohlen, den Szenariorahmen für das Ausland genau festzulegen und in Form von detaillierten Kraftwerklisten (zumindest für die direkt verbundenen Länder) zu veröffentlichen. Ebenso sollten die NTC nicht nur für die unmittelbar mit Deutschland verbundenen Länder, sondern für alle Kuppelstellen im europäischen Verbundnetz angegeben werden.

- Die NTC-Werte werden in der Marktsimulation ganzjährig statisch gewählt. Heute erfolgt die Freigabe der Handelskapazitäten an verschiedenen Kuppelstellen unter Berücksichtigung der Wettersituation, sodass bei Starkwind an einigen Grenzen deutlich geringere Kapazitäten zur Verfügung stehen, um das Netz durch den resultierenden internationalen Stromhandel nicht zusätzlich zu belasten. Eine solche Regelung sollte als Sensitivität im NEP berücksichtigt werden, um aufzuzeigen, ob eine dynamische Bewirtschaftung der Kuppelstellen einen Netzausbaubedarf reduzieren oder zumindest zeitlich verzögern kann.

- Das Vorgehen bei der Regionalisierung der Erneuerbaren Energien ist derzeit nicht vollständig transparent nachvollziehbar und variiert zusätzlich zwischen den Netzentwicklungsplänen 2012 und 2013. Es wird empfohlen, Verteilungskriterien, Verteilungsschlüssel sowie die Datengrundlage an geeigneter Stelle zu veröffentlichen. Veränderungen, die einer Verbesserung der Datenqualität oder des methodischen Vorgehens geschuldet sind, können hier ebenfalls dokumentiert werden.

## 5.2 Netzmodellierung

- Die Netzanalysen haben gezeigt, dass die Betriebsführung von HGÜ-Trassen und Querreglern/PST mitunter einen signifikanten Einfluss auf die Leistungsflüsse im Netz haben. Die Rahmenbedingungen und die Zielfunktion des Netzbetriebs (insbesondere für grenzüberschreitende Flüsse) sollten definiert und einheitlich festgelegt werden.
- Redispatch und Erzeugungsmanagement können einen erheblichen Effekt auf den Netzausbaubedarf haben. Unter der aktuellen Gesetzeslage können diese Maßnahmen bisher im Netzplanungsprozess keine Berücksichtigung finden. Es wird empfohlen, im Rahmen einer Sensitivität zum Beispiel die Auswirkung von Erzeugungsmanagement bei Erneuerbaren Energien auf den Netzausbau zu untersuchen.
- Neben der Festlegung der Rahmenbedingung für den Einsatz der HGÜ-Systeme und regelbaren Transformatoren im Normalzustand sind die zulässigen betriebsbezogenen Handlungen im (n-1)-Fall zu definieren. Unklarheit besteht hier z.B. darüber, ob Schaltmaßnahmen bzw. Topologieänderungen zur Aufhebung von Überlastungen im (n-1)-Fall zulässig sind. Die Anpassung der Arbeitspunkte der HGÜ-Systeme und Querregler, unter Umständen unter Inkaufnahme zusätzlicher Ringflüsse über das Ausland, ist ebenfalls zu diskutieren.
- Die Aufteilung des Beitrags der Kraftwerke zur Verlustleistungsdeckung erfolgt zu Teilen durch die Marktmodellierung, zum anderen durch die sogenannte Rang-Regelung. Um die Verlustleistungsbereitstellung weiter dem Marktverhalten anzunähern, empfiehlt sich eine Adaption der Rang-Verteilung gemäß dem stundenspezifischen Kraftwerkseinsatz.
- Die Blindleistungsbereitstellung liegt im vorliegenden NEP 2013 nicht im Fokus der Betrachtung. Konkret wird die Blindleistung zum Teil durch virtuelle Ersatzelemente (Ersatzquerzweige) bereitgestellt, deren Einsatz aus der Vorgabe fester Spannungswerte an den jeweiligen Knoten resultiert. Für zukünftige Netzentwicklungspläne ist eine stärkere Betrachtung der Blindleistung zu empfehlen. Beispielsweise werden HGÜ-Systeme unter anderem über die Möglichkeit, Blindleistung bereitzustellen, und den Leistungstransport über weite Distanzen ohne

Blindleistungsbedarf begründet. Für eine konkrete Betrachtung ist die Überführung der virtuellen Elemente in reale Anlagen zu prüfen. Die Eignung der festen Spannungssollwerte ist ebenfalls zu diskutieren.

### 5.3 Maßnahmenprüfung, Bestätigung und Zielnetzermittlung

- Die Forderung, dass eine Maßnahme (n-1)-wirksam ist, d.h., dass eine Überlastung, die ohne die Maßnahme in einem (n-1)-Fall auftritt, durch Hinzunahme der Maßnahme „geheilt“ wird, ist eine weiche Anforderung. So kann eine Maßnahme z.B. wirksam und somit bestätigungsfähig sein, wenn sie eine Auslastung im (n-1)-Fall von 101% auf 99% senkt. Vor dem Hintergrund der vorliegenden Unsicherheit im Szenariorahmen, den Wetterdaten, der Regionalisierung usw. wäre z.B. die Einführung einer minimal geforderten Wirkung (z.B.: Entlastung muss min. 10% betragen) zu diskutieren.
- Ein Teil der Maßnahmenbewertungen und sonstigen Analysen findet aus Zeitgründen auf Basis des ÜNB-Zielnetzes statt, welches alle vorgeschlagen Maßnahmen enthält. Da üblicherweise mehrere dieser Maßnahmen nicht genehmigt werden, ist zu prüfen, ob der Entfall von Maßnahmen die Bestätigungsfähigkeit anderer entfallener Maßnahmen gegebenenfalls beeinflusst. Es wird daher empfohlen, die Maßnahmenprüfungen auf Basis eines iterativ aktualisierten „Konsultationsnetzes“ bzw. „BNetzA-Zielnetzes“ durchzuführen.
- In den Maßnahmenbegründungen fällt auf, dass Leitungen existieren, deren Überlastungen in (n-1)-Fällen zur Begründung mehrerer Maßnahmen angeführt werden. Dabei stellt sich die Frage, ob die Verstärkung bzw. der Ausbau einer überlasteten Leitung nicht den Ausbau der vorgeschlagenen Leitungen mit weniger Aufwand substituieren könnte. Es wird daher empfohlen, den Ausbau einer überlasteten Leitung stets als Alternative zu prüfen.

### 5.4 Gesamtprozess zum Netzentwicklungsplan

- Der NEP fokussiert in seiner aktuellen Form ausschließlich auf das Stromtransportproblem. Insbesondere bei der Technologiewahl (z.B. AC-Leitungen gegenüber HGÜ) sind jedoch Aspekte wie die Blindleistungsdeckung und die Systemstabilität zu berücksichtigen. Es wird daher empfohlen diese Aspekte zukünftig stärker einzubeziehen und entsprechende Expertise aufzubauen.
- Die Netzauslegung und Prüfung findet derzeit hauptsächlich für ein Szenario (B2023), ein Wetterjahr, eine Regionalisierung etc. statt. Um die Unsicherheiten, die mit diesen Rahmenbedingungen einhergehen, hinreichend zu adressieren, wird empfohlen, mehr Ausprägungen zu berücksichtigen. Automatisierte Berechnungsansätze erlauben eine derartige Vergrößerung des Betrachtungsraums.

- Eingriffe in die Erzeugung (Redispatch und insbes. Einspeisemanagement) werden im NEP derzeit (gesetzeskonform) nicht berücksichtigt. Dennoch ist anzuregen, dies zukünftig in Gesellschaft und Politik zu hinterfragen und ein gesamtsystemisches Optimum anzustreben.
- Die methodischen Schwierigkeiten bei der Identifikation von Netzoptimierungs-, Netzverstärkungs- und Netzausbaumaßnahmen sind bekannt. Dennoch existieren Ansätze, die objektiv und neutral eine automatisierte Identifikation dieser Maßnahmen zulassen. Es wird empfohlen derartige Methoden mit wissenschaftlichen Partnern zu diskutieren und langfristig aufzubauen.
- Der derzeit jährliche Zyklus zur Erstellung eines Netzentwicklungsplans erscheint zu kurz. Die wichtige Umsetzung einiger hier genannter Aspekte, wie die Prüfung von Maßnahmen auf Basis eines iterativ aktualisierten Konsultationsnetzes oder die Berücksichtigung einer größeren Anzahl an Szenarien- und Eingangsdatenausprägungen, erfordert größere Zeitfenster für die Erstellung und Prüfung des Netzentwicklungsplans. Es wird daher empfohlen den NEP-Zyklus auf mindestens zwei Jahre zu verlängern.

## 6. Abbildungsverzeichnis

ABBILDUNG 1: PROZESSSCHRITTE IM ZUGE DER NETZENTWICKLUNGSPLANUNG.....	10
ABBILDUNG 2: ABLAUF DER REGIONALISIERUNG FÜR WIND ONSHORE .....	11
ABBILDUNG 3: KLASSIFIZIERUNG DER WINDGESCHWINDIGKEITEN (LINKS) UND DER STRAHLUNGSDATEN (RECHTS) .....	12
ABBILDUNG 4: STRAHLUNGSINTENSITÄT IN BODENNÄHE (LINKS), WINDZEITREIHE (RECHTS) .....	13
ABBILDUNG 5: GEOGRAPHISCHES RASTER DER WETTERZEITREIHEN.....	14
ABBILDUNG 6: ZUORDNUNG DER PLZ-GEBIETE ZU DEN NETZSTANDORTEN .....	14
ABBILDUNG 7: DREISTUFIGER AUFBAU DER IFHT-MARKTSIMULATION.....	15
ABBILDUNG 8: REGIONALE VERTEILUNG DER INSTALLIERTEN LEISTUNG VON WIND ONSHORE (LINKS) UND PHOTOVOLTAIK (RECHTS) 25	
ABBILDUNG 9: DIFFERENZ DER INSTALLIERTEN EE-LEISTUNG (WIND ONSHORE, PV UND BIOMASSE) VON NEP 2013 UND IFHT- EIGENER REGIONALISIERUNG.....	26
ABBILDUNG 10: VOLLASTSTUNDEN DER ERNEUERBARE-ENERGIEN-ZEITREIHEN JE LAND .....	27
ABBILDUNG 11: ZEITLICHER VERLAUF DER STROMERZEUGUNG NACH MARKTSIMULATION .....	29
ABBILDUNG 12: ABHÄNGIGKEIT DES DEUTSCHEN HANDELSALDOS VON DER EINSPEISUNG AUS WINDKRAFT- UND PHOTOVOLTAIKANLAGEN .....	29
ABBILDUNG 13: VERGLEICH DER KUMULIERTEN HANDELSFLÜSSE (8760H) ZWISCHEN NEP (RECHTS) UND IFHT (LINKS) MARKTSIMULATION ZUM SZENARIO B2023 .....	30
ABBILDUNG 14: MITTLERE AUSLASTUNG DES ZIELNETZES NACH IFHT-SIMULATIONEN .....	33
ABBILDUNG 15: MITTLERE AUSLASTUNG DES ZIELNETZES NACH ÜNB-METHODEN.....	33
ABBILDUNG 16: DIFFERENZ DER MITTLEREN ZIELNETZAUSLASTUNG ZWISCHEN ÜNB UND IFHT .....	34
ABBILDUNG 17: HISTOGRAMM DER AUSLASTUNG VON HGÜ A01 IN OFFSHOREVARIATION 1B (9 GW) .....	38
ABBILDUNG 18: DIFFERENZ DER MITTLEREN AUSLASTUNGEN (REFERENZ VS. 9 GW) .....	38
ABBILDUNG 19: DIFFERENZ DER MITTLEREN AUSLASTUNGEN BEI REDUKTION DER OFFSHORE LEISTUNG UM 800 MW IN ELSFLETH UND 900 MW IN HALBEMOND (2A).....	39
ABBILDUNG 20: DIFFERENZ DER MITTLEREN AUSLASTUNGEN BEI REDUKTION DER OFFSHORE LEISTUNG UM 800 MW IN ELSFLETH UND 900 MW IN UNTERWESER (2B) .....	39
ABBILDUNG 21: VERÄNDERUNG DER HANDELSFLÜSSE DURCH DIE NTC-VARIATION IN RECHNUNG A) .....	45
ABBILDUNG 22: VERÄNDERUNG DER MITTLEREN AUSLASTUNGEN BEI NTC-VARIATION A) .....	45
ABBILDUNG 23: VERÄNDERUNG DER MAXIMALEN AUSLASTUNGEN BEI NTC-VARIATION A).....	46
ABBILDUNG 24: VERÄNDERUNG DER HANDELSFLÜSSE DURCH DIE NTC-VARIATION IN RECHNUNG B).....	47
ABBILDUNG 25: VERÄNDERUNG DER HANDELSFLÜSSE DURCH DIE NTC-VARIATION IN RECHNUNG C).....	48
ABBILDUNG 26: VERÄNDERUNG DER MITTLEREN AUSLASTUNGEN BEI NTC-VARIATION C).....	48
ABBILDUNG 27: VERÄNDERUNG DER HANDELSFLÜSSE DURCH DIE NTC-VARIATION IN RECHNUNG D) .....	49
ABBILDUNG 28: VERÄNDERUNG DER MITTLEREN AUSLASTUNGEN BEI NTC-VARIATION D) .....	50
ABBILDUNG 29: VERÄNDERUNG DER MAXIMALEN AUSLASTUNGEN BEI NTC-VARIATION D).....	50
ABBILDUNG 30: DIFFERENZ DER MITTLEREN AUSLASTUNG BEI VARIATION DES KORRIDORS C.....	54
ABBILDUNG 31: HISTOGRAMM DER BELASTUNG VON KORRIDOR C IM ZIELNETZ .....	54
ABBILDUNG 32: HISTOGRAMM DER BELASTUNG VON KORRIDOR C IN DER VARIANTE.....	55

## 7. Tabellenverzeichnis

TABELLE 1: GENEHMIGTER SZENARIORAHMEN ZUM NEP2013 [QUELLE: BNETZA] .....	24
TABELLE 2: AGGREGIERTE ERGEBNISSE DER MARKTSIMULATION, IFHT UND NEP, B2023.....	28
TABELLE 3: ERGEBNISSE DER MARKTSIMULATIONEN BEI REDUKTION DER INSTALLIERTEN OFFSHORE-LEISTUNG .....	37
TABELLE 4: OFFSHOREVARIATION .....	40
TABELLE 5: (N-1) AUSLASTUNGEN IN VARIANTE 2A (REDUKTION AN ELSFLETH UND HALBEMOND).....	41
TABELLE 6: (N-1) AUSLASTUNGEN IN VARIANTE 2B (REDUKTION AN ELSFLETH UND UNTERWESER) .....	41
TABELLE 7: NTC-WERTE FÜR DIE MARKTSIMULATION NACH NEP (OBEN) UND REFERENZ 2012 (UNTEN) .....	43
TABELLE 8: ERGEBNISSE DER MARKTSIMULATIONEN BEI NTC-VARIATION A) BIS D).....	44
TABELLE 9: VARIANTE AUSBAU KORRIDOR C .....	52
TABELLE 10: UMRICHTERKENNWERTE (C05, C06MOD) DER ALTERNATIVE FÜR KORRIDOR C.....	53
TABELLE 11: AUSLASTUNGEN IM (N-1) - FALL .....	55