



EINFLUSSGRÖSSEN AUF DIE NETZENTWICKLUNG

Sensitivitätenbericht 2013 der vier deutschen Übertragungsnetzbetreiber
aufgrund des Genehmigungsdokuments der Bundesnetzagentur

- Az.: 6.00.03.04/12-11-30/Szenariorahmen 2012 -

Inhaltsverzeichnis

1 Einführung	4
2 Methodik	4
3 Eingangsdaten und Ergebnisse der Marktsimulation	5
3.1 Sensitivität 1: Nettostrombedarf und Jahreshöchstlast	5
3.2 Sensitivität 2: Kappung der Erzeugungsspitzen.....	5
3.3 Sensitivität 3: Regionalisierung	7
3.4 Ergebnisse der Marktsimulationen	10
4 Netzanalysen und Maßnahmen	13
4.1 Sensitivität 1: Nettostrombedarf und Jahreshöchstlast.....	14
4.2 Sensitivität 2: Kappung der Erzeugungsspitzen.....	15
4.3 Sensitivität 3: Regionalisierung	18
5 Fazit	20
Abkürzungsverzeichnis	22
Literaturverzeichnis	22
Impressum	23

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1: Veränderungen bei Maßnahmen durch die Sensitivitäten 1 (Nettostrombedarf und Jahreshöchstlast) und 2 (Kappung der Erzeugungsspitzen) im Netzmodell des Szenarios B 2023	13
Abbildung 2: Gegenüberstellung der AC-Netzauslastung der Sensitivität 1 (Nettostrombedarf und Jahreshöchstlast) und Szenario B 2023 im Grundfall (ohne Darstellung der HGÜ-Korridore) ..	15
Abbildung 3: Gegenüberstellung der Netzauslastung der Sensitivität 2 (Kappung der Erzeugungsspitzen) und Szenario B 2023 im Grundfall	17
Abbildung 4: Gegenüberstellung der Netzauslastung der Sensitivität 3 (andere Regionalisierung Wind, PV, Biomasse) und Szenario B 2023 im Grundfall	19

Tabellenverzeichnis

Tabelle 1: Kennzahlen zur Sensitivität 2 (Kappung der Erzeugungsspitzen) – Beschränkung der eingespeisten Windleistung.....	7
Tabelle 2: Installierte Leistung Wind onshore 2011, Zubau Sensitivität 3 (Regionalisierung) und B 2023	8
Tabelle 3: Installierte Leistung Photovoltaik 2011, Zubau Sensitivität 3 (Regionalisierung) und B 2023	9
Tabelle 4: Installierte Leistung Biomasse 2011, Zubau Sensitivität 3 (Regionalisierung) und B 2023	10
Tabelle 5: Energiemengen der Einspeisung, des Verbrauchs und des Imports/Exports der Sensitivitäten im Vergleich	12
Tabelle 6: Maßnahmenänderungen in der Sensitivität 1 (Nettostrombedarf und Jahreshöchstlast) gegenüber dem Szenario B 2023 des NEP 2013	14
Tabelle 7: Maßnahmenänderungen in der Sensitivität 2 (Kappung der Erzeugungsspitzen) gegenüber dem Szenario B 2023 des NEP 2013	16

1 Einführung

Für die Bestimmung des zukünftigen Netzentwicklungsbedarfs im deutschen Übertragungsnetz im Rahmen des Netzentwicklungsplans (NEP) sind zahlreiche Eingangsdaten und Festlegungen erforderlich.

Ausgangspunkt der Erstellung des Netzentwicklungsplans ist der Szenariorahmen (nach § 12b EnWG und § 17b EnWG). Gesetzlich vorgesehen ist, einen breiten Rahmen mit mindestens drei wahrscheinlichen Entwicklungspfaden der zukünftigen Erzeugungs- und Verbrauchssituationen vorzulegen, diesen jährlich zu aktualisieren und die Netzplanungen daran anzupassen. In vielen Gesprächen und Stellungnahmen zum Szenariorahmen bzw. zu den Netzentwicklungsplänen wird gefordert, darüber hinaus auch den Einfluss einzelner Parameter – innerhalb wie außerhalb des derzeit gegebenen Ordnungsrahmens – auf den Netzoptimierungs-, Netzverstärkungs- und Netzausbaubedarf zu untersuchen. Diese vergleichenden Variationen einzelner Parameter innerhalb eines Szenarios werden in der Folge Sensitivitäten genannt.

Die Betrachtung von Sensitivitäten ermöglicht einen Erkenntnisgewinn über den Einfluss einiger zentraler Eingangsgrößen auf den allgemeinen Entwicklungsbedarf im Übertragungsnetz. Dies kann helfen, um neue Erkenntnisse für die gesellschaftliche und politische Debatte über den zukünftigen energiepolitischen Ordnungsrahmen zu gewinnen.

Die Bundesnetzagentur (BNetzA) hat die Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) aufgefordert, die Auswirkungen von drei Sensitivitäten auf die im Szenario B 2023 enthaltenen Maßnahmen zu untersuchen (Teil II der Genehmigung des Szenariorahmens vom 30.11.2012¹). Diese Sensitivitäten sind:

- Nettostrombedarf und Jahreshöchstlast (Sensitivität 1),
- Kappung der Erzeugungsspitzen (Sensitivität 2)²,
- Regionalisierung (Sensitivität 3).

Die Sensitivitäten werden in Kapitel 3 detailliert dargestellt.

2 Methodik

Auch die Variation nur eines einzelnen Parameters kann Einfluss auf den europäischen Erzeugungsmarkt haben, da beispielsweise dann frei werdende Kraftwerkskapazitäten in Deutschland einen geänderten Einsatz von Kraftwerken im Ausland zur Folge haben können. Um die Reaktionen des Marktes auf die Variationen dieser einzelnen Parameter mit beurteilen zu können, wurde für jede Sensitivität eine separate Marktsimulation gerechnet (siehe Kapitel 3).

Aufbauend auf diesen Marktsimulationsergebnissen werden für das vollständige Netzmodell des Szenarios B 2023 aus dem NEP 2013 Leistungsflussberechnungen für 8.760 Stunden durchgeführt. Die Auswirkungen der Variation eines Parameters auf die notwendigen Übertragungskapazitäten werden für die Sensitivitäten 1 (Nettostrombedarf und Jahreshöchstlast) und 2 (Kappung der Erzeugungsspitzen) maßnahmenscharf bewertet. Zur Identifizierung der Netzentwicklungsmaßnahmen werden die Planungskriterien wie im NEP 2013 angewendet.

¹ Bundesnetzagentur (2012): Genehmigung des Szenariorahmens zum NEP 2013

² Kappung der Erzeugungsspitzen dargebotsabhängiger Erzeuger (Wind onshore)

Es wird geprüft, ob und wenn ja welche Netzentwicklungsmaßnahmen des NEP unter den Randbedingungen der Sensitivität nicht identifizierbar sind und ob und wenn ja welche Netzausbaumaßnahmen ggf. zusätzlich notwendig sind. Es wird somit zunächst geprüft, ob das Ergebnisnetz des Szenarios B 2023 auch unter den veränderten Bedingungen noch immer (n-1)-sicher ist, bzw. mit welchen neuen Maßnahmen dies erreicht werden kann. Anschließend werden, ausgehend vom Ergebnisnetz des Szenarios B 2023, sukzessive Maßnahmen ausgeschaltet und überprüft, ob auch ohne diese Maßnahmen die Planungskriterien eingehalten werden bzw. es werden bei einer Verletzung der netztechnischen Beurteilungskriterien zusätzliche Abhilfemaßnahmen abgeleitet.

Für die Sensitivität 3 (Regionalisierung) werden die Auswirkungen indikativ bewertet, d. h. die Auswirkungen auf die notwendigen Übertragungskapazitäten werden mittels einer statistischen Auswertung der resultierenden Zweigauslastungen beurteilt. Im Rahmen dieser Sensitivitätsbetrachtung werden keine topologischen Veränderungen des Netzmodells durchgeführt.

3 Eingangsdaten und Ergebnisse der Marktsimulation

Im Folgenden werden die Eingangsdaten für die Marktsimulationen der einzelnen Sensitivitäten im Vergleich zum Basisszenario B 2023 dargestellt. Kapitel 3.4 vergleicht eine Auswahl an Marktsimulationsergebnissen miteinander.

3.1 Sensitivität 1: Nettostrombedarf und Jahreshöchstlast

Gegenüber dem in Szenario B 2023 angenommenen Nettostrombedarf von 535,4 TWh/a wird in dieser Sensitivität der Einfluss einer Verringerung auf 476,5 TWh/a untersucht. Der Jahresverlauf der Last wird unverändert übernommen, sodass sich die Jahreshöchstlast analog von 84,0 GW auf 74,8 GW reduziert. Ausgehend von diesen Mantelzahlen wird die regionale Verteilung der Lastverläufe sowohl auf Bundesländer als auch auf Regelzonen mit demselben Verfahren bestimmt, wie im NEP 2013 beschrieben (siehe Kapitel 3.2.3 im NEP 2013³).

Die möglichen Auswirkungen eines derart verringerten Bedarfs elektrischer Energie und Leistung in Deutschland auf vorgezogene Stilllegungen und den Verzicht auf Neubauvorhaben im deutschen Kraftwerkspark werden bei dieser Betrachtung vernachlässigt.

3.2 Sensitivität 2: Kappung der Erzeugungsspitzen

Um die Auswirkung einer pauschalen Beschränkung der eingespeisten Windleistung auf 80 % der installierten Leistung Wind onshore je Bundesland in Szenario B 2023 zu ermitteln, wurden die entsprechenden Wind-Zeitreihen im Eingangsdatensatz der Marktsimulation gemäß den Vorgaben aus dem Genehmigungsschreiben der Bundesnetzagentur zum Szenariorahmen angepasst.

Eine andere Wahl der prozentualen Leistungsbegrenzung je Bundesland als 80 % wäre möglich und hätte mehr oder weniger Mindereinspeisung aus Windenergieanlagen zur Folge. Wie alle anderen Eingangs- und Ausgangsgrößen der Marktsimulation stellen auch die Einspeiseleistungen der Windenergieanlagen onshore einen Stundenmittelwert dar. D. h. innerhalb eines Stundenintervalls ist die momentane Einspeiseleistung aufgrund der Volatilität des Windes höher und geringer als dieser Mittelwert, z. B. ergibt eine Auswertung für die Regelzone 50Hertz, dass die Spitzen bei Starkwind um bis

³ Übertragungsnetzbetreiber (2013): Netzentwicklungsplan Strom 2013, erster Entwurf

zu 10% über den Mittelwerten liegen. Bei einer Begrenzung des Stundenmittelwertes treten Momentanwerte sowohl oberhalb als auch unterhalb dieses Grenzwertes auf. Dieser Effekt kann für die weiteren Betrachtungen nicht näher untersucht werden.

Für jede Stunde, in der die eingespeiste Windleistung im jeweiligen Bundesland größer als 80 % der installierten Leistung in diesem Bundesland ist, wird der entsprechende Stundenwert auf 80 % der installierten Leistung in diesem Bundesland reduziert. Alle anderen Werte bleiben unverändert. Die Kappung der Zeitreihen für die Netzberechnung erfolgt für jeden Querzweig (Abgang an einem Netzknoten) unter Berücksichtigung der aus der Marktsimulation bestimmten Dumped Power⁴. Stundenwerte, bei denen die eingespeiste Leistung im Bundesland größer oder gleich 80 % der installierten Windleistung in diesem Bundesland ist, werden gemäß der Formel

$$P_{red}^{QZ}(t) = P_E^{QZ}(t) - \left[(P_E^{BL}(t) - 0,8 \cdot P_I^{BL}) \cdot \frac{P_E^{QZ}(t)}{P_E^{BL}(t)} \right]$$

reduziert. Dabei ist t die Zeit in diskreten Stunden (8.760 pro Jahr), $P_E^{QZ}(t)$ die eingespeiste Windleistung je Querzweig im Bundesland, $P_E^{BL}(t)$ die insgesamt eingespeiste Windleistung im Bundesland und $P_I^{BL}(t)$ die installierte Windleistung im Bundesland.

Hochgerechnet auf Deutschland ergibt sich aus beiden Methoden (bundeslandscharf und querzweigscharf) die gleiche Zeitreihe.

Die Kenngrößen der Zeitreihen der Windleistung sind nachfolgender Tabelle 1 zu entnehmen. Da die Kürzung in den Bundesländern nicht zeitgleich erfolgt, ist die Reduzierung der Windleistung um ca. 6.100 MW in Deutschland insgesamt geringer als die Summe der Kürzungen in den Bundesländern. Gleiches gilt für die Dauer der Reduzierung. Diese beträgt für ganz Deutschland ca. 1.000 Stunden.

⁴ Dumped Power ist die geminderte Einspeiseleistung aufgrund fehlender Verwertungsmöglichkeit.

Tabelle 1: Kennzahlen zur Sensitivität 2 (Kappung der Erzeugungsspitzen) – Beschränkung der eingespeisten Windleistung

Bundesland	31.12.2011 P_{inst} (MW)	B 2023 Referenz P_{inst} (MW)	B 2023 Sensitivität 2 $P_{max, 80\%}$ (MW)	Anzahl Stunden mit >80% P_{inst}	max. gekappte Leistung (MW)	Reduzierung der ein- gespeisten Energie- menge um (GWh)
Baden- Württemberg	486	1.888	1.510	258	264	33
Bayern	684	1.979	1.583	230	257	26
Berlin	2	40	32	324	6	1
Brandenburg	4.601	5.854	4.684	292	873	110
Bremen	141	165	132	521	25	6
Hamburg	53	72	58	310	13	2
Hessen	687	1.659	1.328	217	242	22
Mecklenburg- Vorpommern	1.627	4.051	3.241	324	621	91
Nieder- sachsen	7.039	9.602	7.681	416	1376	258
Nordrhein- Westfalen	3.071	5.658	4.526	230	800	85
Rheinland Pfalz	1.663	3.216	2.573	217	488	47
Saarland	127	263	210	210	41	4
Sachsen	976	1.130	904	268	161	19
Sachsen- Anhalt	3.642	4.273	3.418	232	549	63
Schleswig- Holstein	3.271	6.752	5.401	648	1.053	323
Thüringen	801	2.698	2.158	223	359	38
Deutschland	28.871	49.299				1.128

Quelle: Übertragungsnetzbetreiber (eigene Berechnungen)

3.3 Sensitivität 3: Regionalisierung

Im Rahmen der Sensitivität 3 werden die Auswirkungen einer alternativen Regionalisierung der erneuerbaren Energieträger Wind onshore, Photovoltaik und Biomasse auf den Netzentwicklungsbedarf bestimmt. Die Aufteilung des Zubaus der jeweiligen erneuerbaren Energieträger wurde gemäß der Vorgabe aus dem Genehmigungsschreiben umgesetzt. Die nach diesem Verfahren ermittelten Zubauleistungen je erneuerbarer Energiequelle werden im Anschluss auf die Netzknoten des Übertragungsnetzes verteilt.

Wind onshore

Zur Regionalisierung der installierten Leistung Wind onshore wurde folgender Verteilungsschlüssel angewendet:

- 50 % des Gesamtzubaus gegenüber 2011 wurde proportional zu der bisher installierten Leistung Wind onshore auf die Standorte verteilt. Die regionale Verteilung der bisher installierten Leistung Wind onshore wurde den Anlagenstammdaten der Übertragungsnetzbetreiber entnommen.
- 50 % des Gesamtzubaus gegenüber 2011 ist auf Standorte, die sich zur Windkraftnutzung eignen, verteilt worden. Die regionale Verteilung der zur Windkraftnutzung geeigneten Standorte (vgl. Spalte "Zubau nach Windgeschwindigkeit" in Tabelle 2) wurde den Basisdaten der vom Deutschen Wetterdienst veröffentlichten Karte „Jahresmittel der Windgeschwindigkeit – 80 m über Grund – in der Bundesrepublik Deutschland“ entnommen.

Tabelle 2: Installierte Leistung Wind onshore 2011, Zubau Sensitivität 3 (Regionalisierung) und B 2023

WND onshore	31.12.2011	Zubau nach Bestand	Zubau nach Windgeschwindigkeit	Regionalisierung Sensitivität 3	Referenz B 2023	Vergleich mit Szenario B 2023
Baden-Württemberg	0,5	0,2	0,9	1,6	1,9	↓ -0,3
Bayern	0,7	0,2	2,3	3,2	2,0	↑ 1,2
Berlin	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Brandenburg	4,6	1,6	0,3	6,5	5,9	↑ 0,7
Bremen	0,1	0,0	0,1	0,3	0,2	↑ 0,1
Hamburg	0,1	0,0	0,0	0,1	0,1	0,0
Hessen	0,7	0,2	0,4	1,3	1,7	↓ -0,4
Mecklenburg-Vorpommern	1,6	0,6	0,5	2,7	4,1	↓ -1,3
Niedersachsen	7,0	2,5	1,5	11,0	9,6	↑ 1,4
Nordrhein-Westfalen	3,1	1,1	0,8	4,9	5,7	↓ -0,7
Rheinland Pfalz	1,7	0,6	0,4	2,7	3,2	↓ -0,5
Saarland	0,1	0,0	0,0	0,2	0,3	↓ -0,1
Sachsen	1,0	0,3	0,4	1,8	1,1	↑ 0,6
Sachsen-Anhalt	3,6	1,3	0,2	5,1	4,3	↑ 0,9
Schleswig-Holstein	3,3	1,2	2,0	6,5	6,8	↓ -0,3
Thüringen	0,8	0,3	0,3	1,4	2,7	↓ -1,3
in GW	28,9	10,2	10,2	49,3	49,3	Diff.

Quelle: Übertragungsnetzbetreiber (eigene Berechnungen)

Beim Zubau nach Windgeschwindigkeit ergibt sich für Bayern aufgrund des großen Flächenanteils von ca. 20 % an der Fläche der Bundesrepublik Deutschland und einiger windreicher Regionen ein signifikanter Anstieg von über 300 % bzw. 2,3 GW. Der entsprechende Zuwachs in Schleswig-Holstein von 2 GW oder 60 % des Bestandes resultiert bei kleinerer Fläche aus höheren mittleren Windgeschwindigkeiten.

Photovoltaik

Zur Regionalisierung der installierten Leistung Photovoltaik wurde folgender Verteilungsschlüssel angewendet:

- 50 % des Gesamtzubaus gegenüber 2011 ist proportional zu der bisher installierten Leistung Photovoltaik auf die Standorte verteilt worden. Die regionale Verteilung der zwischen dem 01.01.2009 und dem 30.09.2012 installierten Leistung Photovoltaik ist den veröffentlichten Zahlen aus dem PV-Meldeverfahren der Bundesnetzagentur⁵ entnommen. Die regionale Verteilung der vor dem 01.01.2009 installierten Leistung Photovoltaik stammt aus den Anlagenstammdaten der Übertragungsnetzbetreiber.

⁵ Abrufbar unter:

http://www.bundesnetzagentur.de/cln_1932/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Unternehmen_Institutionen/ErneuerbareEnergien/Photovoltaik/ArchivDatenMeldgn/ArchivDatenMeldgn_node.html [03.06.2013]

- 50 % des Gesamtzubaus gegenüber 2011 wurde gleichmäßig auf „Gebäude- und Freiflächen“ (vgl. Spalte "Zubau nach Flächen" in Tabelle 3) verteilt. Die regionale Verteilung der „Gebäude- und Freiflächen“ ist der von den Statistischen Ämtern des Bundes und der Länder veröffentlichten Statistik⁶ entnommen.

Tabelle 3: Installierte Leistung Photovoltaik 2011, Zubau Sensitivität 3 (Regionalisierung) und B 2023

Photovoltaik	31.12.2011	Zubau nach Bestand	Zubau nach Flächen	Regionalisierung Sensitivität 3	Referenz B 2023	Vergleich mit Szenario B 2023
Baden-Württemberg	3,8	2,7	2,0	8,4	10,6	↓ -2,2
Bayern	8,2	5,8	3,0	17,1	15,1	↑ 2,0
Berlin	0,0	0,0	0,3	0,4	0,2	↑ 0,1
Brandenburg	1,6	1,2	0,9	3,7	3,1	↑ 0,5
Bremen	0,0	0,0	0,1	0,2	0,0	↑ 0,1
Hamburg	0,0	0,0	0,2	0,2	0,1	↑ 0,1
Hessen	1,2	0,9	1,0	3,1	4,2	↓ -1,1
Mecklenburg-Vorpommern	0,5	0,4	0,6	1,5	2,9	↓ -1,4
Niedersachsen	2,3	1,6	2,5	6,5	6,8	↓ -0,3
Nordrhein-Westfalen	2,8	2,0	3,2	8,1	6,0	↑ 2,1
Rheinland Pfalz	1,2	0,9	0,9	3,0	3,6	↓ -0,6
Saarland	0,2	0,2	0,2	0,6	0,8	↓ -0,2
Sachsen	0,9	0,6	1,0	2,5	2,1	↑ 0,4
Sachsen-Anhalt	0,9	0,6	0,6	2,1	1,4	↑ 0,7
Schleswig-Holstein	1,0	0,7	0,8	2,6	2,2	↑ 0,4
Thüringen	0,5	0,4	0,5	1,4	2,3	↓ -0,9
in GW	25,3	18,0	18,0	61,3	61,3	Diff.

Quelle: Übertragungsnetzbetreiber (eigene Berechnungen)

Bei den Photovoltaikanlagen auf Gebäude- und Freiflächen rangiert Bayern mit einem Zubau von 3 GW aufgrund der großen Fläche weit vorn, wird aber durch das bevölkerungsreiche Nordrhein-Westfalen, für das ein Zubau von 3,2 GW ermittelt wurde, noch übertroffen.

Biomasse

Zur Regionalisierung der installierten Leistung Biomasse wurde folgender Verteilungsschlüssel angewendet:

- 100 % des Gesamtzubaus gegenüber 2011 wurde gleichmäßig auf „Landwirtschaftsflächen (vgl. Spalte "Zubau nach Flächen" in Tabelle 4)“ verteilt. Die regionale Verteilung der „Landwirtschaftsflächen“ auf Kreise und kreisfreie Städte ist der von den Statistischen Ämtern des Bundes und der Länder veröffentlichten Statistik⁷ entnommen.

⁶ 449-01-4 „Bodenfläche nach Art der tatsächlichen Nutzung - Stichtag 31.12. – regionale Tiefe: Kreise und krfr. Städte“

⁷ 449-01-4 „Bodenfläche nach Art der tatsächlichen Nutzung - Stichtag 31.12. – regionale Tiefe: Kreise und krfr. Städte“

Tabelle 4: Installierte Leistung Biomasse 2011, Zubau Sensitivität 3 (Regionalisierung) und B 2023

Biomasse	31.12.2011	Zubau nach Bestand	Zubau nach Flächen	Regionalisierung Sensitivität 3	Referenz B 2023	Vergleich mit Szenario B 2023
Baden-Württemberg	0,6	0,0	0,3	0,9	0,9	0,0
Bayern	1,0	0,0	0,6	1,6	1,8	↓ -0,2
Berlin	0,0	0,0	0,0	0,0	0,3	↓ -0,3
Brandenburg	0,4	0,0	0,2	0,6	0,4	↑ 0,2
Bremen	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Hamburg	0,0	0,0	0,0	0,0	0,1	0,0
Hessen	0,2	0,0	0,1	0,3	0,5	↓ -0,2
Mecklenburg-Vorpommern	0,3	0,0	0,2	0,5	0,5	0,0
Niedersachsen	0,9	0,0	0,4	1,3	1,2	↑ 0,1
Nordrhein-Westfalen	0,8	0,0	0,3	1,1	0,8	↑ 0,2
Rheinland Pfalz	0,1	0,0	0,1	0,3	0,2	0,0
Saarland	0,1	0,0	0,0	0,1	0,0	↑ 0,1
Sachsen	0,2	0,0	0,2	0,4	0,2	↑ 0,2
Sachsen-Anhalt	0,3	0,0	0,2	0,5	0,6	↓ -0,1
Schleswig-Holstein	0,3	0,0	0,2	0,5	0,3	↑ 0,2
Thüringen	0,2	0,0	0,1	0,4	0,5	↓ -0,2
in GW	5,5	0,0	3,0	8,5	8,5	Diff.

Quelle: Übertragungsnetzbetreiber (eigene Berechnungen)

Bei dem auf die landwirtschaftlich genutzten Flächen bezogenen Zubau von Biomasseanlagen liegt Bayern wieder an der Spitze, gefolgt von Niedersachsen. Bei Verwendung des vorgegebenen Verteilungsschlüssels ist für die Stadtstaaten und das Saarland aufgrund kleiner landwirtschaftlich genutzter Flächen kaum mit einem Zubau von Biomasseanlagen zu rechnen.

Zusammenfassung

Der Zubau von Windenergieanlagen erfolgt bei Anwendung dieses Verfahrens gegenüber dem für das Basisszenario B 2023 gewählten Verfahren stärker im Norden und Süden als im Osten und Westen. Die Photovoltaikleistung verlagert sich von Süd und Ost nach West und Nord. Die Verteilung der Biomasseanlagen verschiebt sich von Ost und Süd nach West und Nord.

3.4 Ergebnisse der Marktsimulationen

Sensitivität 1 (Nettostrombedarf und Jahreshöchstlast): Der Markt kompensiert die Lastreduktion

Die Tabelle 5 zeigt, dass bei Rückgang des Verbrauchs in Deutschland um ca. 62 TWh im Jahr mehr als die Hälfte dieser Energiemenge zu verringertem Import und verstärktem Export führt, die Erzeugung aus konventionellen fossilen Kraftwerken im Inland also nur um ca. 27 TWh zurückgeht. Eine Ursache hierfür ist die Beibehaltung eines für einen deutlich höheren Bedarf elektrischer Energie und Leistung ausgelegten Kraftwerksparks in Deutschland nach Maßgabe des Szenariorahmens. Die Kraftwerkliste für die Marktsimulation war hierbei von der Bundesnetzagentur vorgegeben. Der gesunkene Verbrauch in Deutschland führt daher nicht in vollem Umfang zu einem Rückgang fossiler

Erzeugung in Deutschland, sondern indirekt auch zu einer Verdrängung fossiler Erzeugung im Ausland. Inländische Kraftwerke produzieren somit für den europäischen Binnenmarkt. Der Einsatz von Pumpspeicherkraftwerken wird erhöht, wodurch ein zusätzlicher Energiebedarf von ca. 0,4 TWh entsteht. Dazu steigt der Anteil nicht nutzbarer Erzeugung (sogenannte Dumped Energy⁸) aus regenerativen Quellen um ca. 0,2 TWh an. Grund hierfür ist der geringere Verbrauch in Deutschland.

Bei der Übertragung elektrischer Energie von den Großkraftwerken und dezentralen Erzeugern zu den Endverbrauchern entstehen Energieverluste auf den Leitungen, den Transformatoren und in den Schaltanlagen (sogenannte Netzverluste). Diese müssen zusätzlich zum Nettostrombedarf erzeugt und damit auch in der Marktsimulation berücksichtigt werden. Dazu wird die zu produzierende Energiemenge zur Deckung der Netzverluste pauschal in den Verteilungsnetzen um 4 % und im deutschen Übertragungsnetz um 2 % erhöht. Damit ergeben sich im Grundfall 567,5 TWh Verbrauch und in der Sensitivität 1 (Nettostrombedarf und Jahreshöchstlast), ausgehend von 476,5 TWh gemäß Genehmigungsdokument, 505,1 TWh für die Marktsimulation. Wie in der Energiemengenübersicht der Tabelle 5 aufgeführt ist, sinkt der Jahresverbrauch um ca. 62 TWh. Die konventionelle Erzeugung in Deutschland sinkt nur um 27 TWh. Dafür steigt die Handelsbilanz um 35 TWh.

Sensitivität 2 (Kappung der Erzeugungsspitzen): Vorgegebene Spitzenkappung hat kaum Auswirkung auf Gesamtenergiebilanz

Die Vorgabe für diese Sensitivität ist eine einfache, von der aktuellen Netzbelastung unabhängige Beschränkung der Einspeisung aus Windenergieanlagen.

Wie aus der Energiemengenübersicht der Tabelle 5 ersichtlich ist, führt dies zu einem Rückgang der regenerativen Erzeugung um ca. 1,1 TWh. Dies entspricht etwa 1 % der theoretisch verfügbaren Energiemenge aus Onshore-Windenergieanlagen oder 0,3 % der gesamten regenerativen Einspeisung im Szenario B 2023. Dies führt zu einem um ca. 0,7 TWh verringerten Austauschsaldo mit den Nachbarmärkten und einer um ca. 0,4 TWh erhöhten fossilen Erzeugung in Deutschland. Nicht nutzbare Erzeugungsleistung (Dumped Power) tritt nur noch in zwei statt in 16 Stunden im Referenzfall auf. Ein geringerer Stromexport korrespondiert mit einem leichten Anstieg der fossilen Erzeugung.

Sensitivität 3 (Regionalisierung): Geringer Einfluss auf den Transportbedarf

Die veränderte regionale Aufteilung der regenerativen Erzeugungsanlagen bei gleichbleibender installierter Leistung nach der vorgegebenen Methode führt nicht zu einer Veränderung der regenerativ erzeugten elektrischen Energie gegenüber dem Szenario B 2023. Durch veränderte Einspeisungszeitreihen aufgrund der geänderten Regionalisierung haben sich Verschiebungen des konventionellen Kraftwerkseinsatzes im In- und Ausland ergeben.

In der folgenden Tabelle mit einer Auswahl von Marktsimulationsergebnissen sind die Auswirkungen der Parametervariation bei den Sensitivitäten auf die erzeugten Energiemengen, den Verbrauch und die Handelsbilanz im Vergleich dem Leitszenario B 2023 gegenübergestellt. Die in der Tabelle ausgewiesene Verbraucherlast inkl. Netzverlusten (567,5 TWh) ist rund 30 TWh höher (ca. 6 %) als die Angabe Nettostromverbrauch (535,4 TWh) im Genehmigungsdokument der BNetzA, da die Kraftwerke auch die Energiemengen für die Verluste (Übertragungs- und Verteilungsnetz) bereitstellen müssen.

⁸ Dumped Energy ist die nicht verwertbare Erzeugungsmenge aus erneuerbaren Energien.

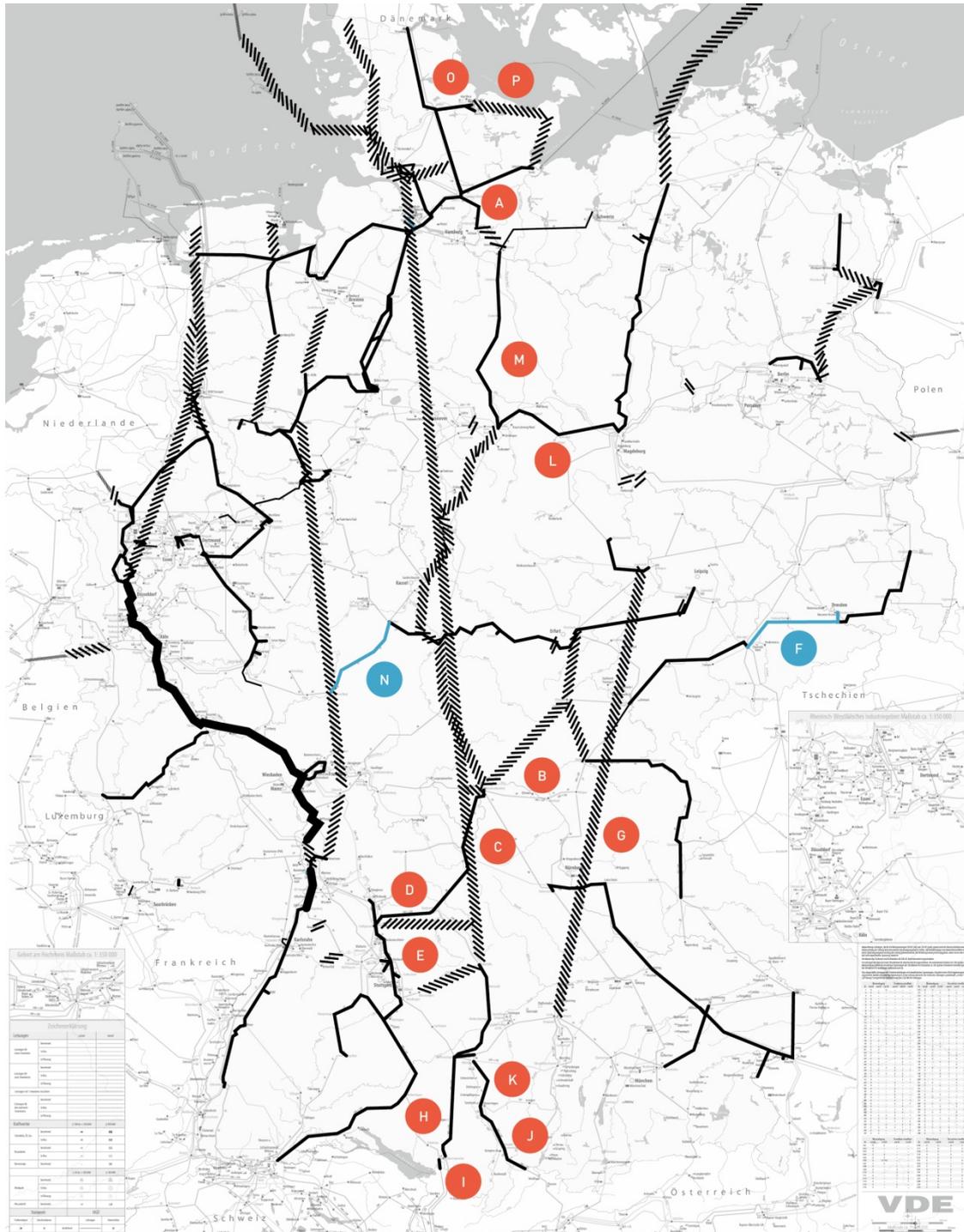
Tabelle 5: Energiemengen der Einspeisung, des Verbrauchs und des Imports/Exports der Sensitivitäten im Vergleich

Energieträger	Szenario B 2023		Szenario B 2023 - Sensitivität 1 – (Nettostrombedarf und Jahreshöchstlast)		Szenario B 2023 - Sensitivität 2 – (Kappung der Erzeugungsspitzen) Beschränkung der Windeinspeisung		Szenario B 2023 - Sensitivität 3 – (andere Regionali- sierung Wind, PV, Biomasse)	
				Diff.		Diff.		Diff.
in TWh								
Kernenergie	0,0		0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Braunkohle	129,4		128,3	↓ -1,1	129,8	↑ 0,4	129,5	↑ 0,1
Steinkohle	148,9		130,6	↓ -18,3	149,3	↑ 0,3	149,6	↑ 0,7
Erdgas	54,7		46,7	↓ -8,0	54,4	↓ -0,3	54,7	0,0
Öl	1,3		1,3	0,0	1,3	0,0	1,4	↑ 0,1
Pumpspeicher- einspeisung	3,3		4,2	↑ 0,9	3,3	0,0	3,3	0,0
KWK < 10 MW	8,7		8,7	0,0	8,7	0,0	8,7	0,0
Sonstige Konventio- nelle	5,0		5,0	0,0	5,0	0,0	5,0	0,0
Wind onshore	105,2		105,2	0,0	104,1	↓ -1,1	105,2	0,0
Wind offshore	60,1		60,1	0,0	60,1	0,0	60,1	0,0
Photovoltaik	55,0		55,0	0,0	55,0	0,0	54,9	↓ -0,1
Biomasse	47,6		47,6	0,0	47,6	0,0	47,5	↓ -0,1
Wasserkraft	18,3		18,3	0,0	18,3	0,0	18,3	0,0
Sonstige reg. Erzeugung	8,3		8,3	0,0	8,3	0,0	8,3	0,0
Import	11,3		3,9	↓ -7,4	11,4	↑ 0,1	11,3	0,0
Export	-86,1		-113,2	↑ -27,1	-85,5	↓ 0,6	-86,6	↑ -0,6
Verbraucherlast (inkl. Netzverlusten)	-567,5		-505,1	↓ 62,4	-567,5	0,0	-567,5	0,0
Pumpspeicher- entnahme	-3,6		-4,9	↑ -1,3	-3,5	↓ 0,1	-3,6	0,0
Dumped Energy	<0,1		-0,2	↑ -0,2	<0,1	0,0	<0,1	0,0

Quelle: Übertragungsnetzbetreiber (eigene Berechnungen)

4 Netzanalysen und Maßnahmen

Abbildung 1: Veränderungen bei Maßnahmen durch die Sensitivitäten 1 (Nettostrombedarf und Jahreshöchstlast) und 2 (Kappung der Erzeugungsspitzen) im Netzmodell des Szenarios B 2023



Quelle: VDE | FNN/Übertragungsnetzbetreiber⁹

⁹ Die Abbildung 1 basiert auf der Karte „Deutsches Höchstspannungsnetz“ des VDE Verband der Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik e. V. (Stand: 01.01.2012).

4.1 Sensitivität 1: Nettostrombedarf und Jahreshöchstlast

Der Haupttreiber der Netzentwicklung in der Sensitivität bleibt der weiträumige Transport von eingespeister Windenergie, die den regionalen Bedarf erheblich überschreitet.

Gegenüber dem Szenario B 2023 weist diese Sensitivität eine um ca. 11 % reduzierte Verbraucherleistung (9 GW) innerhalb Deutschlands auf. Entsprechend muss weniger Kraftwerksleistung zur Deckung der Verbraucherlast eingesetzt werden. Diese Reduzierung der Kraftwerksleistung erfolgt aufgrund der Gegebenheiten des europäischen Elektrizitätsbinnenmarkts sowohl in Deutschland als auch in den übrigen europäischen Ländern des Marktmodells. Infolge der günstigen Marktposition (Merit-Order) fällt der Rückgang der Stromerzeugung in deutschen Kraftwerken geringer aus als die Reduktion der Verbraucherlast. Die Differenz von Lastreduzierung und Absenkung von Kraftwerksleistung in Deutschland wird zusätzlich exportiert. Durch eine Lastreduktion in Deutschland nimmt die Transportaufgabe des deutschen Übertragungsnetzes tendenziell insgesamt sogar zu.

Wie im Szenario B 2023 wären auch bei der Sensitivität 1 (Nettostrombedarf und Jahreshöchstlast) die HGÜ-Verbindungen zum weiträumigen Abtransport der Offshore- und Onshore-Windenergieleistung aus dem küstennahen Bereich direkt in den Süden erforderlich. Das AC-Netz würde in einigen Regionen leicht entlastet. Bei den AC-Maßnahmen ergäben sich entsprechend geringfügige Veränderungen. Einige Maßnahmen wären unter den Bedingungen der Sensitivität 1 nicht mehr notwendig. Im Raum Dresden wäre jedoch eine zusätzliche Netzverstärkung notwendig. In der nachfolgenden Übersicht sind alle Veränderungen zusammengefasst.

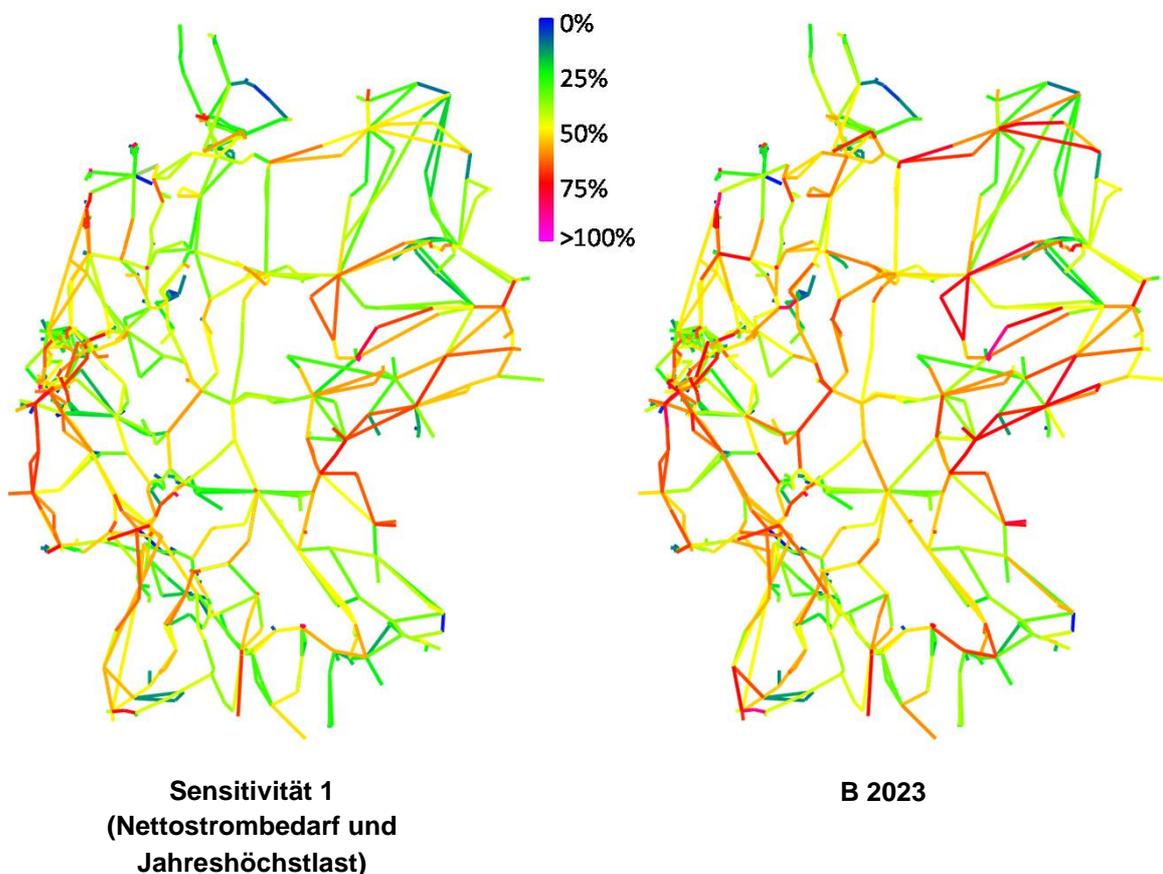
Tabelle 6: Maßnahmenänderungen in der Sensitivität 1 (Nettostrombedarf und Jahreshöchstlast) gegenüber dem Szenario B 2023 des NEP 2013

	Maßnahmennummer des NEP 2013	Maßnahme	unter der Randbedingung der Sensitivität 1 wurde die Maßnahme
A	M210	Hamburg/Nord – Hamburg/Ost	nicht identifiziert
B	M28	Altenfeld – Grafenrheinfeld	nicht identifiziert
C	M38a	Grafenrheinfeld – Kupferzell	nicht identifiziert
D	M39	Kupferzell – Großgartach -	nicht identifiziert
E	M37	Großgartach – Endersbach	nicht identifiziert
F		Dresden/Süd – Röhrsdorf	zusätzlich notwendig

Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

In der nachfolgenden Abbildung ist die Leitungsauslastung im Grundfall jeweils für die Sensitivität 1 (Nettostrombedarf und Jahreshöchstlast) und das Szenario B 2023 des NEP 2013 grafisch dargestellt. Dabei ist zu beachten, dass das für den jeweiligen Betrachtungsfall identifizierte Zielnetz dargestellt wird. Die beiden Netztopologien sind folglich nicht identisch. Die HGÜ-Korridore sind in dieser Darstellung nicht abgebildet, wurden aber in den Berechnungen jeweils berücksichtigt. Aufgrund der Regelfähigkeit der HGÜ ist eine Überlastung im DC-Netz nicht möglich. Leistung, die die Transportkapazität der HGÜ-Korridore übersteigt, wird durch das dargestellte AC-Netz übertragen.

Abbildung 2: Gegenüberstellung der AC-Netzauslastung der Sensitivität 1 (Nettostrombedarf und Jahreshöchstlast) und Szenario B 2023 im Grundfall (ohne Darstellung der HGÜ-Korridore)



Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

Die Abbildung 2 zeigt im Grundfall der Sensitivität 1 eine leichte Entlastung des AC-Netzes innerhalb Deutschlands.

Ergebnis der Stabilitätsuntersuchungen

Die Reduzierung des Verbrauchs führt marktbedingt teilweise zu höheren Transporten in das europäische Ausland und damit zu höheren Auslastungen des Übertragungsnetzes. Diese Veränderungen sind jedoch insgesamt nicht gravierend, und es ist daher zu erwarten, dass die auslegungsrelevanten Fehlersituationen noch zu beherrschen sind und damit die Kriterien bezüglich transienter Stabilität und Spannungsstabilität eingehalten werden können. Gegebenenfalls ist die Bereitstellung von zusätzlicher Blindleistung zur Wahrung der Spannungsstabilität erforderlich.

4.2 Sensitivität 2: Kappung der Erzeugungsspitzen

Die Ergebnisse zeigen, dass das Netz nicht nur zu Zeiten maximaler Windeinspeisung hoch ausgelastet ist. Auch in Stunden mit einer reduzierten Windeinspeisung kann in Kombination mit dem Verbraucherverhalten ein hoher horizontaler Übertragungsbedarf vorliegen. Darüber hinaus kann auch bei moderater Windenergieeinspeisung regional der Lastbedarf insbesondere in Schwachlastzeiten deutlich überschritten werden, sodass diese "Überschussleistung" über das Übertragungsnetz zu entfernt liegenden Lastsenken transportiert werden muss.

Wie im Szenario B 2023 wären auch bei der Sensitivität 2 (Kappung der Erzeugungsspitzen) HGÜ-Verbindungen zum weiträumigen Abtransport der Windenergieleistung vom Norden in den Süden erforderlich. Die Notwendigkeit der Übertragungsfähigkeit der HGÜ-Verbindung Lauchstädt – Meitingen würde von 4 GW auf 2 GW (wie im Bundesbedarfsplan ausgewiesen) reduziert. Auch bei dieser Sensitivität würde das AC-Netz in einigen Regionen leicht entlastet, und es ergäben sich bei AC-Maßnahmen geringfügige Veränderungen, die sich im AC-Netz weiter südlich von Bayern nach Österreich auswirken würden.

Unter den Randbedingungen dieser Sensitivität würden sich die lokalen Leistungsflüsse ändern und in Hessen eine zusätzliche Netzverstärkung notwendig werden. In der nachfolgenden Übersicht sind alle Veränderungen durch die Sensitivität 2 zusammengefasst.

Tabelle 7: Maßnahmenänderungen in der Sensitivität 2 (Kappung der Erzeugungsspitzen) gegenüber dem Szenario B 2023 des NEP 2013

	Maßnahmennummer des NEP 2013	Maßnahme	unter der Randbedingung der Sensitivität 2 wurde die Maßnahme
G	HGÜ D16	Lauchstädt – Meitingen (erhöhter Übertragungsbedarf)	nicht identifiziert
H	M95	Punkt Wullenstetten – Punkt Niederwangen	nicht identifiziert
I	M94b	Punkt Neuravensburg – Bundesgrenze (AT)	nicht identifiziert
J	M96	Vöhringen – Bundesgrenze (AT)	nicht identifiziert
K	M97	Raum Memmingen	nicht identifiziert
L	M24b	Wolmirstedt – Wahle	nicht identifiziert
M	M204	Wahle – Stadorf	nicht identifiziert
N	-	Borken – Gießen	zusätzlich notwendig
O	M46	Audorf – Kiel	nicht identifiziert
P	M47	Kiel – Göhl	nicht identifiziert

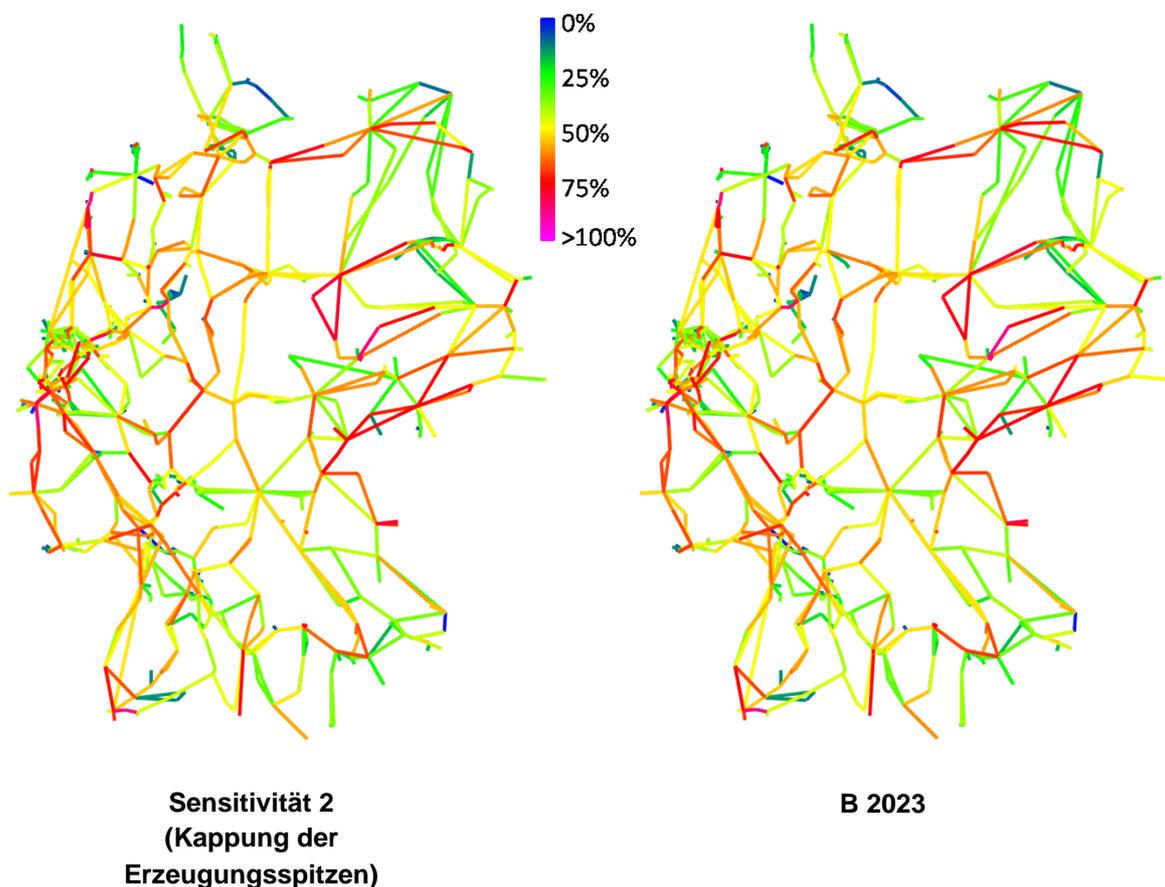
Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

Die Begrenzung der Windenergieeinspeisung je Bundesland orientiert sich ausschließlich an der Einspeisehöhe. Die Auslastung des Übertragungsnetzes findet dabei keine Berücksichtigung. Es ist zu vermuten, dass größere Effekte auf den Netzausbaubedarf erzielt werden könnten, wenn dieser Aspekt als Kriterium zur Einspeisereduzierung einfließen würde. Eine hohe Windenergieeinspeisung bei zeitgleicher hoher Last in der gleichen Netzregion kann durchaus einen geringeren Transportbedarf im Übertragungsnetz auslösen, als eine im Vergleich dazu moderatere Einspeisung in einer Schwachlastsituation. Aus Sicht der Übertragungsnetzbetreiber erscheint es daher sinnvoll, den Ansatz des EEG-Einspeisemanagements in mehrere Richtungen weiterzuentwickeln, wie beispielsweise hin zu einer regionalen Differenzierung der Kappung und einer Berücksichtigung der zeitgleichen Auslastung des Übertragungsnetzes als Parameter für die Kappung anstelle einer bloßen Ausrichtung an der Höhe (Leistung) der Windenergieeinspeisung.

In der nachfolgenden Abbildung ist die Leitungsauslastung im Grundfall jeweils für die Sensitivität 2 (Kappung der Erzeugungsspitzen) und das Szenario B 2023 des NEP 2013 grafisch dargestellt. Dabei ist, wie bereits oben erwähnt, zu beachten, dass das für den jeweiligen Betrachtungsfall identifizierte Zielnetz dargestellt wird. Die beiden Netztopologien sind folglich nicht identisch. Die HGÜ-Korridore sind in dieser Darstellung ebenfalls nicht abgebildet, wurden aber in den Berechnungen jeweils berücksichtigt.

Aufgrund der Regelfähigkeit der HGÜ ist eine Überlastung im DC-Netz nicht möglich. Zusätzliche Leistung, die die Transportkapazität der HGÜ-Korridore übersteigt, wird durch das dargestellte AC-Netz übertragen.

Abbildung 3: Gegenüberstellung der Netzauslastung der Sensitivität 2 (Kappung der Erzeugungsspitzen) und Szenario B 2023 im Grundfall



Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

Die Abbildung 3 zeigt im Grundfall der Sensitivität 2 eine leichte Entlastung des AC-Netzes innerhalb Deutschlands.

Ergebnis der Stabilitätsuntersuchungen

Auswahl Netznutzungsfall Sensitivität 2 (Kappung der Erzeugungsspitzen)

Für die Stabilitätsuntersuchung des in der Sensitivität 2 entwickelten Netzes wurde derselbe Nutzungsfall (Stunde 788) wie für die Untersuchung des NEP 2013 verwendet. In diesem tritt ein hoher Nord-Süd-Transit sowohl innerhalb Deutschlands als auch länderübergreifend auf. Dabei erreichen eine große Anzahl von Stromkreisen hohe Auslastungen – insbesondere im mittleren und nördlichen Bereich Deutschlands.¹⁰

¹⁰ Die Methodik zur Bewertung der Systemstabilität wird in Kapitel 5.4 des Netzentwicklungsplans Strom 2012 erläutert.

Blindleistungsbereitstellung

Im Vergleich zu dem im Netzentwicklungsplan Strom 2013 untersuchten Szenario B 2023 (Netznutzungsfall 788) haben sich nur geringfügige lokale Änderungen ergeben.

Analyse der (n-1)-Ausfallsituationen

Mit den vorgesehenen spannungsstützenden Maßnahmen werden (n-1)-Ausfallsituationen sicher beherrscht, d. h. es treten keine Spannungsbandverletzungen auf ($380 \text{ kV} < U < 420 \text{ kV}$), und die Betriebspunkte der einspeisenden Generatoren bleiben innerhalb ihrer jeweiligen Generatordiagramme.

Analyse der (n-2)-Ausfallsituationen

Spannungsbandverletzungen traten nicht auf. Die einspeisenden Generatoren erreichen nicht ihre Betriebsgrenzen. Für den ausgewählten Netznutzungsfall sind die vorgesehenen Kompensationsmaßnahmen daher ausreichend, um die auslegungsrelevanten Fehlersituationen zu beherrschen.

Analyse von HGÜ-Verbindungen

Die Untersuchungen bestätigen eine hohe Sensitivität des 380-kV-Netzes gegenüber zusätzlichem Ferntransit, der bei Ausfall von HGÜ-Verbindungen zu übernehmen ist. Der sich für die 380-kV-Stromkreise im deutschen Übertragungsnetz ergebende Blindleistungsdarf kann mit den angenommenen Blindleistungskompensationen bei Einhaltung der geforderten Spannungsgrenzen noch gedeckt werden, sodass die sichere Beherrschbarkeit dieser (n-1)-Ausfälle gewährleistet ist. Für alle untersuchten (n-2)-Ausfälle wurde die bedingte Beherrschbarkeit nachgewiesen.

Ausgewählte Ergebnisse der Untersuchung der transienten Stabilität

Für die Sensitivität 2 (Kappung der Erzeugungsspitzen) wurden zur Prüfung der transienten Stabilität identische Fehlerfälle wie in den Untersuchungen des NEP 2013 betrachtet:

- Kurzschluss auf einem Stromkreis Bärwalde – Schmölln und Ausfall beider Stromkreise,
- Dreipoliger Kurzschluss auf dem Stromkreis Güstrow – Görries und Ausfall des Parallelsystems Güstrow – Wessin,
- Kurzschluss auf dem Stromkreis Mittelrhein,
- Kurzschluss in der Nähe von Osterath mit anschließender Abschaltung der HGÜ-Verbindungen Emden – Osterath und Osterath – Philippsburg,
- Kurzschluss in der Nähe des UW Wilster, Ausfall eines Stromkreises nach Dollern,
- Kurzschluss nahe der 380-kV-Schaltanlage Pulverdingen.

Durch den Wegfall einiger Netzausbaumaßnahmen aufgrund der Windkappung ergeben sich geringfügig abweichende Leistungsflüsse und andere Leitungsauslastungen als im NEP 2013. Es konnte festgestellt werden, dass sich hierdurch keine wesentlichen Veränderungen in den Ergebnissen hinsichtlich der Einhaltung der transienten Stabilität ergeben: Erwartungsgemäß führt auch hier eine lange Kurzschlussdauer bei nicht konzeptgemäß geklärten Fehlern in den verschiedenen Fehlerfällen zur transienten Instabilität einzelner Generatoren. Dies sind jedoch lokale Problemstellungen, die durch entsprechende Maßnahmen beherrscht werden können. Ebenso treten qualitativ keine Änderungen der Ergebnisse bezüglich der transienten Instabilität großer Generatorgruppen auf.

Die Ergebnisse entsprechen erwartungsgemäß dem NEP 2013, da vergleichbare Leitungsbelastungen vorliegen.

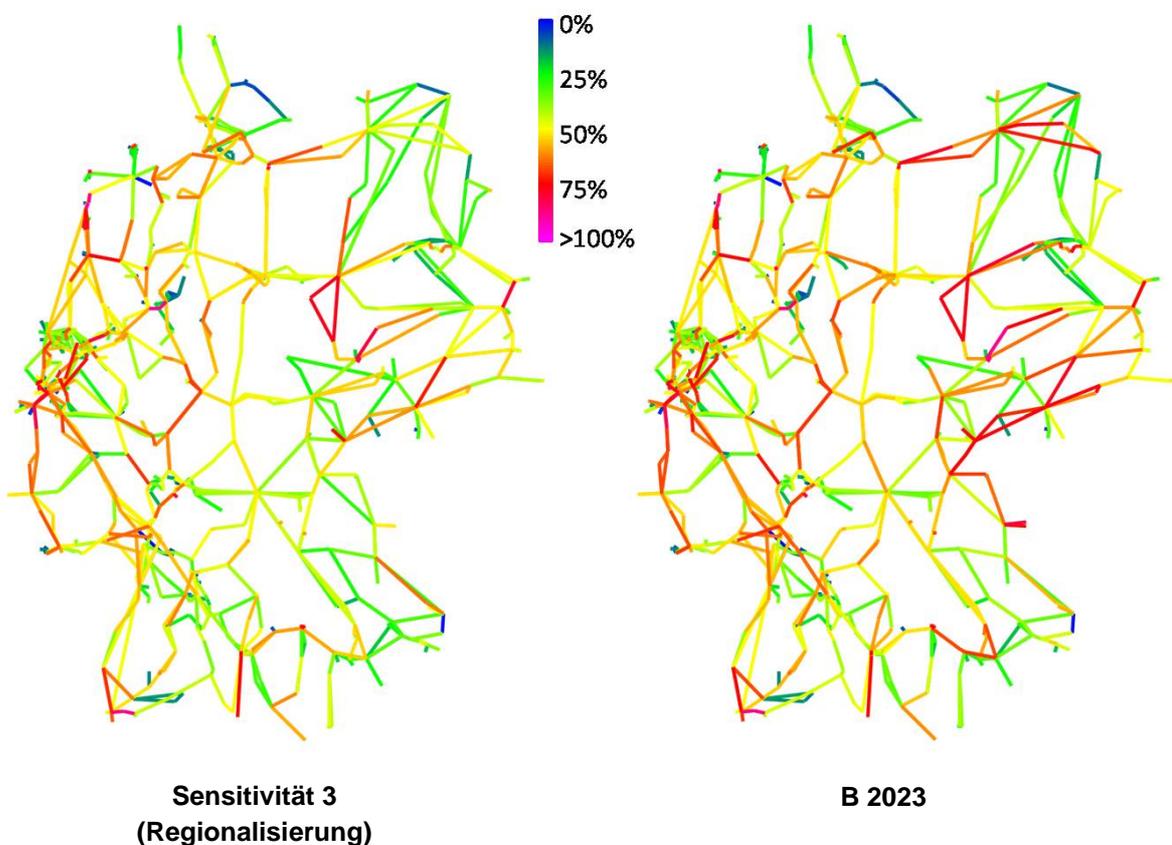
4.3 Sensitivität 3: Regionalisierung

Wie in Kapitel 3 erläutert, führt die veränderte regionale Aufteilung der erneuerbaren Erzeugungsanlagen bei gleichbleibender installierter Leistung in Deutschland insgesamt nicht zu einer Veränderung der regenerativ erzeugten elektrischen Energie gegenüber dem Szenario B 2023. Der leichte Rückgang der Erzeugung aus Biomasse ist den im Rahmen der differenzierten Aufteilung aufgetretenen Rundungsprozessen geschuldet. Die Handelsbilanz erhöht sich leicht um 0,6 TWh.

Im nachfolgenden Bild ist die Leitungsauslastung im Grundfall jeweils für die Sensitivität 3 (Regionalisierung) und das Szenario B 2023 des NEP 2013 grafisch dargestellt. Die Netztopologie des Szenarios B 2023 wurde dabei für die Sensitivität 3 übernommen und die Netzauslastung mit den entsprechenden Belastungs- und Einspeisedaten berechnet. Die Auswirkungen auf das Netz lassen sich durch Vergleich der Leistungsflüsse auf den Stromkreisen analysieren.

Die HGÜ-Korridore sind in dieser Darstellung nicht abgebildet, wurden aber in den Berechnungen jeweils berücksichtigt. Aufgrund der Regelfähigkeit der HGÜ ist eine Überlastung im DC-Netz nicht möglich. Zusätzliche Leistung, die die Transportkapazität der HGÜ-Korridore übersteigt, wird durch das dargestellte AC-Netz übertragen.

Abbildung 4: Gegenüberstellung der Netzauslastung der Sensitivität 3 (andere Regionalisierung Wind, PV, Biomasse) und Szenario B 2023 im Grundfall



Quelle Übertragungsnetzbetreiber

Der Haupttreiber der Netzentwicklung in der Sensitivität 3 wäre weiterhin der weiträumige Transport von Windenergieleistung, die den regionalen Bedarf erheblich überschreiten würde. Es ist erkennbar, dass die geänderten Regionalisierungen zu verminderten Ost-West-Leistungsflüssen führen würden.

Die Abbildung 4 zeigt im Grundfall der Sensitivität 3 (Regionalisierung) eine leichte Entlastung des AC-Netzes vor allem in der östlichen Hälfte Deutschlands. Diese Änderungen wären im Wesentlichen durch regionale Verschiebungen der installierten Leistungen und der Windenergie und Photovoltaik von Mecklenburg-Vorpommern (Abnahme um 2,7 GW) und Thüringen (Abnahme um 2,2 GW) nach Westen zu begründen. Daneben käme es auch durch Änderungen im Kraftwerkseinsatz (räumlich und zeitlich) zu lokalen Auslastungsänderungen. Die Abbildung 4 zeigt weiterhin im Grundfall in Schleswig-Holstein und Niedersachsen etwas höhere Stromkreisauslastungen auf.

Ergebnis der Stabilitätsuntersuchungen

Die im vorgegebenen Rahmen veränderte Regionalisierung der erneuerbaren Energieträger Wind onshore, Photovoltaik und Biomasse führt teilweise zur Verlagerung von Transporten innerhalb Deutschlands. Daher sind Auswirkungen auf die lokalen Anforderungen an die Bereitstellung von Blindleistung zu erwarten. Durch eine geografische Anpassung der im NEP 2013 ermittelten Kompensationsanlagen können voraussichtlich die Kriterien bezüglich Spannungsstabilität eingehalten werden. Bezüglich der transienten Stabilität haben die Verlagerungen der Transite innerhalb Deutschlands möglicherweise geringfügige und beherrschbare Auswirkungen auf einzelne Generatoren. Transiente Instabilität großer Generatorgruppen ist nicht zu erwarten.

5 Fazit

Der nach EnWG jährlich von den Übertragungsnetzbetreibern zu erstellende Netzentwicklungsplan baut auf dem Szenariorahmen auf. Darin sind drei wahrscheinliche Entwicklungspfade der zukünftigen Erzeugungs- und Verbrauchssituationen beschrieben. Bei allen Schritten des NEP, von den Szenarien über die Marktmodellierung bis hin zur Netzanalyse, ist der aktuelle technische, ökonomische und gesetzliche Rahmen maßgebend. Bei dieser Methodik kommt durch die gemeinsame Variation verschiedener Eingangsgrößen zwischen den Szenarien der Einfluss einzelner Parameter nicht explizit zum Ausdruck.

Bei dieser ersten Sensitivätsbetrachtung der deutschen ÜNB werden drei Eingangsgrößen in jeweils einer neuen Variation unterstellt und deren Einfluss auf die Netzentwicklung untersucht. Die Ausgangslage für die jeweilige Sensitivätsbetrachtung ist die Netztopologie des Leitszenarios B 2023.

Die **Sensitivität 1** (Nettostrombedarf und Jahreshöchstlast) ist die Annahme eines etwas verringerten Last- und Verbrauchsverhaltens. Hierbei zeigt sich die Auswirkung der engen Einbindung des deutschen Strommarktes in den europäischen Strombinnenmarkt. Die verringerte Binnennachfrage innerhalb Deutschlands würde zu einem erhöhten Export von Strom in das benachbarte Ausland führen. Damit würden sich zwar die Lastflüsse verändern, dies würde jedoch nicht zu einem merklich veränderten Netzentwicklungsbedarf führen.

In **Sensitivität 2** (Kappung der Erzeugungsspitzen) würde die regional gleichmäßige Kappung bei 80 % der in jedem Bundesland installierten Windenergieleistung zu einer Mindereinspeisung von 1,1 TWh nutzbarer Windenergie führen (dies entspricht etwas über 1 % der Jahreserzeugung an Windenergie an Land). In einigen Regionen käme es dadurch zu einer Entlastung des Drehstromnetzes (AC) mit reduzierender Wirkung auf den Netzentwicklungsbedarf. Der Gleichstrom-Transportbedarf zwischen Bad Lauchstädt und Meitingen würde von 4 GW auf 2 GW reduziert. Diese Kapazität von 2 GW ist auch im Bundesbedarfsplan ausgewiesen. An einer Stelle wäre jedoch auch eine AC-Netzverstärkung notwendig. Dies zeigt die grundsätzliche Bedeutung des EE-Einspeisemanagements für die Netzentwicklung.

Die alternative Regionalisierung des Zubaus der erneuerbaren Erzeugung in **Sensitivität 3** hat ebenfalls Auswirkungen auf die Netzauslastung. Die kumulierte Betrachtung der Veränderung mehrerer Parameter gegenüber der Ausgangslage (gleichzeitige Regionalisierung von Windkraft, PV und Biomasse) lässt aber keinen klaren Rückschluss auf den Einfluss einer veränderten Regionalisierung nur einer dieser Eingangsgrößen zu. Zudem sind die vorgegebenen regionalen Veränderungen zu moderat, um deutliche Auswirkungen auf den Netzentwicklungsbedarf aufzuzeigen. Die theoretische Modellierung einer deutlicheren Verschiebung des Zubaus von Windenergieleistung von Norden nach Süden oder eine angenommene stärkere Verringerung aus Offshore-Windenergieanlagen könnte beispielsweise belastbare Indikationen für mögliche Veränderungspotenziale liefern.

Die Übertragungsnetzbetreiber begrüßen das Instrument der Untersuchung von Sensitivitäten, um wichtige Erkenntnisse für den Zusammenhang zwischen wesentlichen Eingangsgrößen und Netzentwicklungsbedarf zu erhalten. Die Erkenntnisse aus dieser ersten Definition von Sensitivitäten und der Analyse ihrer Auswirkungen sollten gezielt in die Definition neuer Sensitivitäten zum weiteren Erkenntnisgewinn einfließen.

Abkürzungsverzeichnis

AC	Alternating current (Wechselstrom/Drehstrom)
BNetzA	Bundesnetzagentur
DC	Direct current (Gleichstrom)
FNN	Forum Netztechnik/Netzbetrieb im VDE, Berlin
GW	Gigawatt
GWh	Gigawattstunde
HGÜ	Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung
km	Kilometer
kV	Kilovolt
KWK	Kraft-Wärme-Kopplung
MW	Megawatt
MWh	Megawattstunde
NEP	Netzentwicklungsplan Strom
PV	Photovoltaik
TWh	Terawattstunde
ÜNB	Übertragungsnetzbetreiber

Literaturverzeichnis

50Hertz Transmission GmbH, Amprion GmbH, Tennet TSO GmbH, TransnetBW GmbH (ÜNB) (2013). Netzentwicklungsplan Strom 2013, erster Entwurf

50Hertz Transmission GmbH, Amprion GmbH, Tennet TSO GmbH, TransnetBW GmbH (ÜNB) (2012). Netzentwicklungsplan Strom 2012, 2. überarbeiteter Entwurf

50Hertz Transmission GmbH, Amprion GmbH, TenneT TSO GmbH, TransnetBW GmbH (ÜNB) (2012). Szenariorahmen für den Netzentwicklungsplan Strom 2013 – Entwurf

Bundesnetzagentur (2012). Genehmigung des Szenariorahmens für den Netzentwicklungsplan Strom 2013 gemäß § 12a Abs. 3EnWG

Bundesnetzagentur: Veröffentlichte Zahlen aus dem PV-Meldeverfahren. (Stand: 03. Juni 2013)

Statistische Ämter des Bundes und der Länder, veröffentlichte Statistik, 449-01-4 „Bodenfläche nach Art der tatsächlichen Nutzung - Stichtag 31.12. – regionale Tiefe: Kreise und krfr. Städte“

VDE Verband der Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik e.V./Forum Netztechnik/Netzbetrieb im VDE (FNN) (2012). Karte „Deutsches Höchstspannungsnetz“. (Stand: 01.01.2012)

Impressum

50Hertz Transmission GmbH

Eichenstraße 3A
12435 Berlin

Geschäftsführung:

Boris Schucht (Vorsitz), Udo Giegerich, Hans-Jörg Dorny, Dr. Frank Golletz, Dr. Dirk Biermann

Handelsregister:

Amtsgericht Charlottenburg, HR B 84446

Umsatzsteuer-ID: DE 813473551

www.50hertz.com

Amprion GmbH

Rheinlanddamm 24
44139 Dortmund

Geschäftsführung:

Dr. Hans-Jürgen Brick, Dr. Klaus Kleinekorte

Handelsregister:

Amtsgericht Dortmund, HR B 15940

Umsatzsteuer-ID: DE 813761356

www.amprion.net

TenneT TSO GmbH

Bernecker Straße 70
95448 Bayreuth

Geschäftsführer:

Martin Fuchs (Vorsitz), Dr. Markus Glatfeld, Alexander Hartman, Bernardus Voorhorst

Handelsregister:

Amtsgericht Bayreuth, HR B 4923

Umsatzsteuer-ID: DE 815073514

www.tennetso.de

TransnetBW GmbH

Pariser Platz
Osloer Straße 15 - 17
70173 Stuttgart

Geschäftsführer:

Rainer Joswig, Dr. Rainer Pflaum

Handelsregister:

Registergericht Stuttgart, HR B 740510

Umsatzsteuer-ID: DE 191008872

www.transnetbw.de

Redaktion

Olivier Feix (50Hertz Transmission GmbH),
Ruth Obermann (Amprion GmbH),
Marius Strecker (TenneT TSO GmbH),
Angela Brötzel (TransnetBW GmbH)

E-Mail: info@netzentwicklungsplan.de
www.netzentwicklungsplan.de

1. Juli 2013