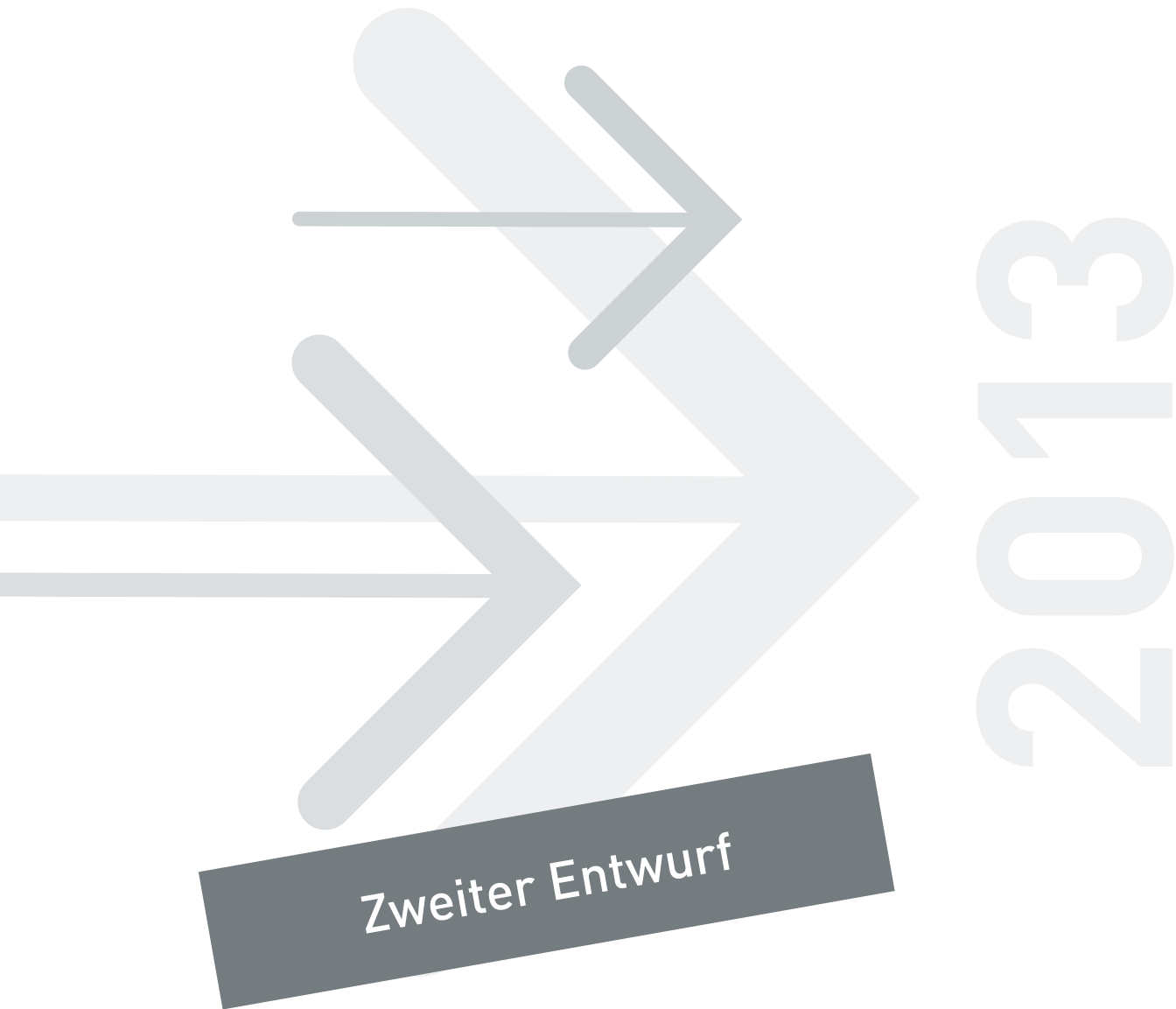




NETZ
ENTWICKLUNGS
PLAN **STROM**



NETZENTWICKLUNGS- PLAN STROM 2013

ZWEITER ENTWURF DER
ÜBERTRAGUNGSNETZBETREIBER

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, HRB 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, HRB 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, HRB 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, HRB 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

Gestaltung und Druck

CB.e Clausecker | Bingel AG
Agentur für Kommunikation

www.cbe.de

17.07.2013

INHALTSVERZEICHNIS

VORWORT DER VIER ÜBERTRAGUNGSNETZBETREIBER	8
1 EINFÜHRUNG	10
1.1 Die Rolle des Übertragungsnetzes in der Energieversorgung	11
1.2 Rechtliche Grundlage	12
1.3 Der Netzentwicklungsplan im Gesamtprozess bis zur Genehmigung	13
2 METHODIK DER ERSTELLUNG DES NETZENTWICKLUNGSPLANS	19
2.1 Schritte zur Erstellung des Netzentwicklungsplans	20
2.2 Einige grundsätzliche Überlegungen zur Minimierung des Netzausbaubedarfs	23
2.3 Einordnung der Ergebnisse des Netzentwicklungsplans	25
2.4 Geprüfte und in Betracht kommende anderweitige Planungsmöglichkeiten	25
2.5 Beschreibung des Verhältnisses von NEP 2012 und NEP 2013	27
3 SZENARIEN	28
3.1 Szenariorahmen	28
3.1.1 Gesetzliche Anforderungen	28
3.1.2 Eingangüberlegungen der Übertragungsnetzbetreiber	29
3.1.3 Der genehmigte Szenariorahmen	33
3.2 Aufbereitung des Szenariorahmens	36
3.2.1 Regionalisierung konventioneller Kraftwerke und Speicher	36
3.2.2 Regionalisierung der installierten Leistungen von erneuerbaren Energien	37
3.2.3 Regionalisierung des Verbrauchs	38
3.2.4 Ergebnisse der Regionalisierung	39
3.2.5 Nachbildung des Auslands	44
4 MARKTSIMULATION	45
4.1 Modellierung des Energiemarktes und grundsätzliche Einordnung der Ergebnisse	46
4.2 Ergebnisse der Marktsimulationen	50
4.2.1 Länderbilanzen und Energieaustausch	50
4.2.2 Bundesländerbilanzen und Einspeisungen in Deutschland nach Energieträgern	55
4.2.3 KWK-Mengen	62
4.2.4 Dumped Energy in Deutschland (nicht verwertbare Energiemengen in Deutschland)	64
4.2.5 Volllaststunden der Erzeugungsanlagen in Deutschland	66
4.2.6 Einhaltung der Ziele der Bundesregierung	67
4.3 Aufbereitung für Netzberechnungen	72
5 NETZANALYSEN	73

6 MASSNAHMEN ZUR BEDARFSGERECHTEN OPTIMIERUNG, VERSTÄRKUNG UND ZUM AUSBAU DER NETZE	74
6.1 Netzausbaumaßnahmen im Startnetz	87
6.2 Szenarien	97
6.2.1 Netzmaßnahmen Szenario B 2023 (Leitszenario)	101
6.2.2 Szenario A 2023	114
6.2.3 Szenario B 2033	117
6.2.4 Szenario C 2023	120
6.2.5 Alternativszenario B 2023 (2,1 GW Ostsee)	123
6.3 Auswahl und Aufbereitung eines Netznutzungsfalls für die Stabilitätsuntersuchungen	124
6.4 Ergebnisse der Stabilitätsuntersuchungen	124
6.4.1 Ausgewählte Ergebnisse der Untersuchungen zur Spannungsstabilität	124
6.4.2 Ausgewählte Ergebnisse der Untersuchungen der transienten Stabilität	125
6.5 Ergebnis und Empfehlung	133
7 STAND DER UMSETZUNG DES NETZENTWICKLUNGSPLANS 2012	137
8 ZUSAMMENFASSEND E DARSTELLUNG DER KONSULTATION	147
9 FAZIT	152

ABBILDUNGSVERZEICHNIS

Abbildung 1: Regelzonen	11
Abbildung 2: Der Gesamtprozess	15
Abbildung 3: Vorgehen zur Herleitung des Netzentwicklungsplans	21
Abbildung 4: Planungsmöglichkeiten nach dem NOVA-Prinzip	26
Abbildung 5: Installierte Leistungen je Bundesland im Szenario A 2023	40
Abbildung 6: Installierte Leistungen je Bundesland im Szenario B 2023	41
Abbildung 7: Installierte Leistungen je Bundesland im Szenario B 2033	42
Abbildung 8: Installierte Leistungen je Bundesland im Szenario C 2023	43
Abbildung 9: Verfahrensübersicht der Marktsimulation	46
Abbildung 10: Energiesalden ausgewählter europäischer Regionen je Szenario	52
Abbildung 11: Energiesalden ausgewählter europäischer Regionen (Verbrauch < 100 TWh) je Szenario	53
Abbildungen 12/13: Austauschenergiemengen Szenario A 2023/Austauschenergiemengen Szenario B 2023	54
Abbildungen 14/15: Austauschenergiemengen Szenario B 2033/Austauschenergiemengen Szenario C 2023	55
Abbildung 16: Bundesländerbilanzen der Energiemengen für das Szenario A 2023	56
Abbildung 17: Bundesländerbilanzen der Energiemengen für das Szenario B 2023	57
Abbildung 18: Bundesländerbilanzen der Energiemengen für das Szenario B 2033	58
Abbildung 19: Bundesländerbilanzen der Energiemengen für das Szenario C 2023	59
Abbildung 20: Energiemengen der Einspeisung, des Verbrauchs und des Imports/Exports der Szenarien im Vergleich.	61
Abbildung 21: KWK-Erzeugung nach Primärenergietypen	63
Abbildung 22: KWK-Erzeugung <10 MW nach Primärenergietypen.	64
Abbildung 23: Vergleich der Volllaststunden je Szenario	66
Abbildung 24: Emission von Kohlenstoffdioxid nach Sektoren	68
Abbildung 25: Primärenergieträgerverbrauch	69
Abbildung 26: Anteil der Erzeugung aus erneuerbaren Energien.	70
Abbildung 27: Planungsmöglichkeiten nach dem NOVA-Prinzip	73
Abbildung 28: Deutsches Höchstspannungsnetz mit Startnetz	88
Abbildung 29: Bestimmung des Übertragungsbedarfs	98
Abbildung 30: Auslastung des Startnetzes im Grundfall mit der Übertragungsaufgabe aus dem Szenario B 2023	98
Abbildung 31: Vergleich der Dauerlinien der deutschen Handelsbilanz für die Szenarien B 2022 und B 2023	102
Abbildung 32: Szenario B 2023/Alle errechneten Leitungsprojekte	113
Abbildung 33: Gegenüberstellung der Netzauslastung der Szenarien A 2023 und B 2023 im Grundfall bei gleicher Netzauslastung im Vergleich im Grundfall bei gleicher Netztopologie	114
Abbildung 34: Auslastung des Netzmodells des Szenarios A 2023 im Grundfall	117
Abbildung 35: Gegenüberstellung der Netzauslastung der Szenarien B 2033 und B 2023 im Grundfall bei gleicher Netztopologie	118
Abbildung 36: Auslastung des erweiterten Szenarios B 2033 im Grundfall	120
Abbildung 37: Gegenüberstellung der Netzauslastung der szenarien C 2023 und B 2023 im Grundfall bei gleicher Netztopologie	121
Abbildung 38: Auslastung des Netzmodells Szenarios C 2023 im Grundfall	123
Abbildung 39: 3-poliger Kurzschluss auf einem Stromkreis Bärwalde – Schmölln mit konzeptgemäßer Fehlerklärung nach 150 ms und Ausfall beider Stromkreise	126


 ABBILDUNGSVERZEICHNIS

Abbildung 40: 3-poliger Kurzschluss auf dem Stromkreis Güstrow – Görries mit Fehlerklärung nach 150 ms und Ausfall des Parallelsystems Güstrow – Wessin	128
Abbildung 41: 3-poliger Kurzschluss auf dem Stromkreis Mittelrhein (Fehlerdauer: 150 ms)	129
Abbildung 42: 3-poliger Kurzschluss auf dem Stromkreis Mittelrhein (Fehlerdauer: 250 ms)	130
Abbildung 43: 3-poliger Kurzschluss in der Nähe des UW Wilster, Ausfall eines Stromkreises nach Dollern (Fehlerdauer: 150 ms)	131
Abbildung 44: 3-poliger Kurzschluss nahe der 380-kV-Schaltanlage Pulverdingen mit einer Fehlerdauer von 150 ms (Links: Spannungen an ausgewählten Generatoren; REchts: Spannungen an ausgewählten 380-kV-Knoten)	133
Abbildung 45: Trassenverstärkungen im Bestand	134
Abbildung 46: Neubautrassen	135
Abbildung 47: Investitionskostenschätzung	135
Abbildung 48: Aufteilung der Stellungnahmen zum NEP nach Absender	148
Abbildung 49: Anzahl der Nennungen eines Themas	148
Abbildung 50: Themenverteilung bei Privatpersonen	149
Abbildung 51: Themenverteilung bei Institutionen	149

TABELLENVERZEICHNIS

Tabelle 1: Brennstoffpreise und Zertifikatskosten	32
Tabelle 2: Emissionsfaktoren	32
Tabelle 3: Übersicht über die Anpassungen in der Genehmigung des Szenariorahmens durch die BNetzA/Installierte Erzeugungsleistung, Teil I: Konventionell	33
Tabelle 4: Übersicht über die Anpassungen in der Genehmigung des Szenariorahmens durch die BNetzA/Installierte Erzeugungsleistung, Teil II: Regenerativ	34
Tabelle 5: Szenariorahmen – Erzeugungskapazitäten	35
Tabelle 6: Nettostromverbrauch in den genehmigten Szenarien	36
Tabelle 7: Zuordnung der Szenarien von NEP und SO&AF	44
Tabelle 8: Handelskapazitäten zu den Nachbarländern Deutschlands in MW	50
Tabelle 9: Übersicht Dumped Energy	65
Tabelle 10: Verteilung der Dumped Energy auf die verschiedenen Energieträger	65
Tabelle 11: Anteil der Reduzierung der einzelnen Energieträger bezogen auf die Gesamterzeugung des jeweiligen Energieträgers	65
Tabelle 12: Erfüllung der Ziele der Bundesregierung nach Szenarien	71
Tabelle 13: Separierung der Punktmaßnahmen des NEP 2013 (Startnetz).	74
Tabelle 14: Separierung der Punktmaßnahmen des NEP 2013 (Zielnetz B 2023)	76
Tabelle 15: Begründung der vordringlichen Maßnahmen ohne Bestätigung.	83
Tabelle 16: Startnetzmaßnahmen 50Hertz	89
Tabelle 17: Startnetzmaßnahmen Amprion	90
Tabelle 18: Startnetzmaßnahmen TenneT	93
Tabelle 19: Startnetzmaßnahmen TransnetBW	95
Tabelle 20: Übersicht über die im NEP angenommene installierte Erzeugungsleistung aus Offshore-Windenergie und die Netzverknüpfungspunkte	100
Tabelle 21: Vordringliche Netzmaßnahmen	104
Tabelle 22: Zu beobachtende Netzmaßnahmen	110
Tabelle 23: Nicht berücksichtigte Maßnahmen im Szenario A 2023 gegenüber dem Szenario B 2023 des NEP 2013	115
Tabelle 24: Zusätzlich berücksichtigte Maßnahmen im Szenario A 2023 gegenüber dem Szenario B 2023 des NEP 2013	116
Tabelle 25: Zusätzlich berücksichtigte Maßnahmen aus dem Ergebnisnetz B 2032 des NEP 2012 für B 2033	119
Tabelle 26: Zusätzlich berücksichtigte Maßnahmen im Szenario C 2023 gegenüber dem Szenario B 2023 des NEP 2013	122
Tabelle 27: Übersicht über Maßnahmen, die über das Ist-Netz hinausgehen (Startnetz 2012) und Angaben zum Stand der Umsetzung 50Hertz	138
Tabelle 28: Übersicht über Maßnahmen, die über das Ist-Netz hinausgehen (Startnetz 2012) und Angaben zum Stand der Umsetzung Amprion	139
Tabelle 29: Übersicht über Maßnahmen, die über das Ist-Netz hinausgehen (Startnetz 2012) und Angaben zum Stand der Umsetzung TenneT	143
Tabelle 30: Übersicht über Maßnahmen, die über das Ist-Netz hinausgehen (Startnetz 2012) und Angaben zum Stand der Umsetzung TransnetBW	145

**Sehr geehrte Leserin,
sehr geehrter Leser,**

die sichere und verlässliche Versorgung mit elektrischer Energie ist ein hohes Gut. In Sachen Versorgungssicherheit nimmt Deutschland in Europa eine Spitzenstellung ein. Dies wäre ohne ein leistungsfähiges Übertragungsnetz nicht möglich. Die Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) 50Hertz, Amprion, TenneT und TransnetBW sorgen für Betrieb, Planung und bedarfsgerechten Ausbau der Höchstspannungsnetze: 24 Stunden am Tag, 7 Tage die Woche, 365 Tage im Jahr.

Die Energiewende bringt bereits jetzt einen Umbau der Erzeugungslandschaft mit sich, der sich weiter beschleunigen wird: Im Jahr 2050 sollen nach den Zielen der Bundesregierung 80 % des elektrischen Stroms in Deutschland aus regenerativen Quellen stammen. Dies führt dazu, dass immer größere Mengen erneuerbarer Energien in das Stromnetz eingebunden und bei zunehmender Distanz zwischen Erzeugungsort und Verbrauchsstätte über lange Strecken transportiert werden müssen. Gelingen wird das nur durch einen stetigen Ausbau des Übertragungsnetzes. Die erfolgreiche Entwicklung einer zukunftsfähigen Strominfrastruktur liegt daher nicht allein im gesamtgesellschaftlichen Interesse, sondern ist ein Projekt, das nur im Zusammenwirken aller Akteure aus Zivilgesellschaft, Politik und Wirtschaft gelingen kann.

Dieser Entwurf des Netzentwicklungsplans (NEP) 2013 zeigt wie sein Vorgänger nach geltendem Recht ein voll funktionsfähiges Netz für das Zieljahr 2023. Bei Rahmenbedingungen und Eingangsgrößen wie im Leitszenario beschrieben, sind für ein sicheres Netz alle ermittelten Netzmaßnahmen erforderlich. Erst ihre Gesamtheit bildet ein bedarfsgerechtes Netz. Auf Basis der Berechnungen und der Erfahrungen der Übertragungsnetzbetreiber lässt sich jedoch bereits 2013 ein Kernbestand an vordringlichen Maßnahmen identifizieren, die in jedem Fall bis 2023 umzusetzen sind. Diese Maßnahmen sind im NEP 2013 beschrieben. Weitere Maßnahmen, die bei den geltenden Rahmenbedingungen zwar für eine funktionsfähige Netztopologie im Zieljahr nötig sind, müssen im Licht der energiewirtschaftlichen und politischen Entwicklung der nächsten Jahre weiter beobachtet werden. Sollte die Entwicklung der erneuerbaren Erzeugung weiterhin so voranschreiten wie in den Erzeugungsszenarien heute schon angenommen, wird sich die Vordringlichkeit auch der übrigen, („zu beobachtenden“) für das Jahr 2023 ermittelten Maßnahmen rasch zeigen.

Durch die regelmäßige Aktualisierung des Netzentwicklungsplans können neue Erkenntnisse bezüglich der Erzeugungsszenarien sowie der technischen und der rechtlichen Entwicklungen zeitnah in die zukünftigen Netzentwicklungspläne einfließen. Das Ziel der zeitnahen Anpassung des Netzentwicklungsplans an die aktuellen Entwicklungen der Rahmenbedingungen könnte allerdings durch einen zweijährigen Erstellungsrhythmus mit höherer Qualität und intensiverer Beteiligung der Öffentlichkeit erreicht werden als im derzeitigen engen Zeitraster. Dies wurde auch in zahlreichen Konsultationsbeiträgen zum ersten Entwurf des NEP 2013 angemerkt.

Beim hier vorliegenden Netzentwicklungsplan handelt es sich um den zweiten Entwurf des NEP 2013. Er ist das Ergebnis einer konstruktiven Auseinandersetzung der Öffentlichkeit mit dem ersten Entwurf des NEP im Rahmen der öffentlichen Konsultation. Deren Ergebnisse sind in den zweiten Entwurf eingeflossen. Die Konsultation wurde von den ÜNB durch zahlreiche Dialogveranstaltungen in den Bundesländern begleitet. Der transparente und auf den Dialog ausgerichtete Prozess stellt sicher, dass alle den NEP betreffenden Interessen öffentlich zur Sprache kommen und der NEP das Ergebnis eines gegenseitigen Erkenntnis- und Entwicklungsprozesses wird.

Gemeinsam mit dem Offshore-Netzentwicklungsplan ist der Netzentwicklungsplan Strom eine wesentliche Voraussetzung, um die Ziele der Energiewende zu erreichen. Flankierend zu diesem NEP werden erste Ansätze zu Sensitivitäten untersucht, die zusätzliche Erkenntnisse zum Verhältnis von Eingangsgrößen und Netzausbau aufzeigen werden.

Wir danken allen, die sich im Rahmen der Konsultation intensiv mit dem Netzentwicklungsplan auseinandergesetzt haben. Ebenso gilt unser Dank unseren Mitarbeiterinnen und Mitarbeitern, die mit hohem Engagement an der Erstellung dieses Netzentwicklungsplans mitgewirkt haben.



Boris Schucht
50Hertz Transmission GmbH



Dr. Klaus Kleinekorte
Amprion GmbH



Martin Fuchs
TenneT TSO GmbH



Rainer Joswig
TransnetBW GmbH

1 EINFÜHRUNG

Die Rahmenbedingungen für die Ermittlung des Übertragungsbedarfs – unter anderem Stromerzeugung und -verbrauch, technologische Innovationen, politische Zielvorgaben, europäische Einbettung, Stand der Gesetzgebung und Erzeugungsstrukturen – können sich verändern. Der gesetzliche Rahmen sieht aus diesem Grund die jährliche Erstellung eines Netzentwicklungsplans (NEP) vor, der jeweils an die aktuellen Gegebenheiten angepasst wird. Die Erarbeitung des Netzentwicklungsplans trägt dabei den aktuellen energiewirtschaftlichen, politischen und technologischen Entwicklungen wie auch den gesellschaftlichen Ansprüchen Rechnung.

Mit dem vorliegenden Bericht legen die Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) den zweiten Entwurf des Netzentwicklungsplans Strom für das Jahr 2013 vor. Zur allgemeinen Einführung in die Thematik sind nachfolgend zunächst energiewirtschaftliche und rechtliche Grundlagen sowie die wesentlichen Elemente des Gesamtprozesses der Erstellung des Netzentwicklungsplans beschrieben. Am Ende des ersten Kapitels findet sich außerdem ein Rückblick auf den Prozess der Erstellung des NEP 2012. Der erste Entwurf des NEP 2013 legt die Veränderungen in den Eingangsdaten für die Netzberechnung und daraus resultierende Veränderungen gegenüber dem NEP 2012 dar. Bei allgemeinen Erläuterungen, beispielsweise der Ausführung theoretischer Grundlagen oder Rahmenbedingungen, die sich nicht verändern, wird auf den NEP 2012 verwiesen, sofern keine neuen Erkenntnisse gewonnen wurden. Der zweite Entwurf des NEP 2012 ist auf der Internetseite der ÜNB, www.netzentwicklungsplan.de, zu finden.

Wie bereits im NEP 2012 erläutert, hat die europäische Energiepolitik nicht zuletzt im Rahmen ihres 3. EU-Energiebinnenmarktpaketes vom 13.07.2009 drei wesentliche Ziele für die zukünftige europäische Energieversorgung definiert:

- Stärkung des europäischen Binnenmarktes,
- Förderung einer CO₂-freien Stromerzeugung,
- Versorgungssicherheit.

Die Umsetzung und damit die Verankerung dieser Ziele im nationalen Recht, etwa durch die Novellierungen des Energiewirtschaftsgesetzes (EnWG) von August 2011 und Dezember 2012, sowie weitere nationale energiepolitische Anforderungen bestimmen die gegenwärtige und vor allem die zukünftige Energieversorgung in Deutschland. Hervorzuheben sind hier das vom Deutschen Bundestag im Juni 2011 mit großer Mehrheit beschlossene „13. Gesetz zur Änderung des Atomgesetzes“, das den Ausstieg aus der Kernkraft bis 2022 regelt, und die Novellierung des Erneuerbare-Energien-Gesetzes (EEG), welches festlegt, dass 80 % des nationalen Energiebedarfs bis 2050 durch erneuerbare Energien abgedeckt werden sollen. 2012 wurde zudem durch die Novellierung des EnWG festgeschrieben, dass die ÜNB zukünftig einen Offshore-Netzentwicklungsplan (O-NEP) zu erarbeiten und am 3. März eines jeden Jahres zu veröffentlichen haben (§ 17a ff. EnWG).

Diese Vorgaben der europäischen und nationalen energiepolitischen Ziele bilden den unveränderten ordnungspolitischen Rahmen der sogenannten Energiewende und leiten einen weitreichenden Umbau der nationalen Energieversorgung und deren Infrastruktur ein. Dieser betrifft die Erzeugung, Speicherung, Verteilung und ganz besonders die Übertragung von Strom und ist notwendig, da die Infrastruktur der elektrischen Energieversorgung in ihrer heutigen Ausprägung historisch bedingt auf eine thermische, weitestgehend fossile und lastnahe Stromerzeugung mit kurzen Transportentfernungen ausgelegt ist.

Die Energiewende verändert die Anforderungen an die Stromnetze nachhaltig: Photovoltaikanlagen, Biogasanlagen, Windparks an Land (onshore) und auf See (offshore) sowie zahlreiche weitere Formen alternativer Stromerzeugung sind schon heute wesentliche Bestandteile der Energielandschaft. Ihre Bedeutung und auch ihre Erzeugungskapazitäten werden weiter zunehmen. Große Energiemengen werden künftig zudem lastfern durch dargebotsabhängige Quellen, z. B. Photovoltaikanlagen oder Windparks, zeitlich variabel produziert und müssen zuverlässig zum Abnehmer transportiert werden. Dies macht den Leistungstransport über größere Entfernungen zu den Verbrauchszentren notwendig und führt zu hohen Anforderungen an die Flexibilität konventioneller Kraftwerke.

Sichere Netze sind die Voraussetzung für eine stabile Energieversorgung mit einem immer größer werdenden Anteil aus erneuerbaren Energien und damit Grundlage einer funktionierenden Wirtschaft und Gesellschaft. Für eine weiterhin hohe Versorgungssicherheit, die Entwicklung des Strommarkts und vor allem die zuverlässige Integration der erneuerbaren Energien sind die Optimierung und der weitere Ausbau der Stromnetze notwendig.

1.1 DIE ROLLE DES ÜBERTRAGUNGSNETZES IN DER ENERGIEVERSORGUNG

Funktion des Übertragungsnetzes

Um die erzeugte elektrische Energie an die stromverbrauchenden Kunden zu liefern, sind Übertragungs- und Verteilungsnetze erforderlich. Die Übertragungsnetze als Teil des deutschen Stromverbundnetzes transportieren auf der Höchstspannungsebene mit 380 und 220 Kilovolt große Energiemengen von den einspeisenden Erzeugungseinheiten (konventionelle und regenerative Kraftwerke) zu den an das Höchstspannungsnetz direkt angeschlossenen (industriellen) Kunden und zu den Verteilungsnetzen in den Regionen; sie sind sozusagen die „Stromautobahnen“ der Republik. Darüber hinaus verbinden sie das deutsche Stromnetz mit denen der Nachbarländer und ermöglichen so den länderübergreifenden Energieaustausch in Europa. Die Übertragungsnetze bilden das Rückgrat der modernen Energieinfrastruktur.

Auf regionaler Ebene wird der Strom über Hoch- und Mittelspannungsnetze verteilt. Zu den stromverbrauchenden Kunden mit Netzanschluss an diese Spannungsebenen gehören größere Verbraucher wie z. B. Industrieunternehmen. An Niederspannungsnetze sind kleine lokale Stromkunden wie z. B. Einzelhaushalte angeschlossen. Die dezentralen Erzeugungsanlagen, insbesondere Photovoltaik- und Windenergieanlagen, sind größtenteils an die Hoch-, Mittel- und Niederspannungsnetze angeschlossen. Übersteigt die dezentral eingespeiste Leistung den Energiebedarf in diesen Netzbereichen, muss auch diese Leistung vom Übertragungsnetz abtransportiert werden. Für den sicheren und zuverlässigen Betrieb der Nieder-, Mittel- und Hochspannungsnetze sind die Verteilungsnetzbetreiber (VNB) zuständig.

Betreiber der Übertragungsnetze

Verantwortlich für die überregionale Versorgung und die Übertragung im Höchstspannungsnetz in Deutschland sind die vier ÜNB 50Hertz, Amprion, TenneT und TransnetBW. Das Übertragungsnetz in Deutschland besteht aus vier Regionen, sogenannten Regelzonen. Die ÜNB sind verantwortlich für die Wahrung der Systemstabilität, die bedarfsgerechte Entwicklung und den Betrieb der Höchstspannungsnetze in ihren Regelzonen.

ABBILDUNG 1: REGELZONEN



Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

Rahmenbedingungen für die Übertragungsnetze

Wie bereits im vorangegangenen NEP dargelegt, haben die ÜNB keinen Einfluss auf Anzahl oder Standorte von Energieerzeugern, -speichern oder -verbrauchern oder darauf, ob der Kraftwerkspark sich so entwickelt, wie es in den Szenarien angenommen wird. Sie sind unabhängig von Erzeugung und Vertrieb und stellen neutral und diskriminierungsfrei das Übertragungsnetz als Plattform für den Energiemarkt zur Verfügung.

Die vorrangige Einspeisung erneuerbarer Energien und ihre vollständige Integration sind in Deutschland gesetzlich geregelt. Darüber hinaus existieren gesetzliche Regelungen zum Netzanschluss von regenerativen und konventionellen Erzeugungsanlagen, etwa die freie Standortwahl der Kraftwerke, die für die ÜNB bindend sind. Die ÜNB bestimmen somit nicht über Art, Umfang und Ort der Erzeugung oder den Energieverbrauch. Ebenso entscheiden sie nicht über Genehmigungen von Stromtrassen, sondern setzen politische Entscheidungen um.

Die ÜNB haben vielmehr einen gesellschaftlichen Auftrag, der in § 11 Abs.1 des EnWG verankert ist. Er lautet, ein „sicheres, zuverlässiges und leistungsfähiges Energieversorgungsnetz diskriminierungsfrei zu betreiben, zu warten und bedarfsgerecht zu optimieren, zu verstärken und auszubauen, soweit es wirtschaftlich zumutbar ist“. Das heißt, sie gewährleisten den störungsfreien überregionalen Stromaustausch über ihre Leitungen und sorgen dafür, dass sich Erzeugung und Verbrauch zu jeder Zeit im Gleichgewicht befinden. Mit ihrer Arbeit leisten sie einen wichtigen Beitrag dazu, dass die Stromversorgung den Zielen der Versorgungssicherheit, der Wirtschaftlichkeit und des Klimaschutzes gleichermaßen dient, denn sie sind verantwortlich für die Systemstabilität des Übertragungsnetzes und tragen damit wesentlich zur Sicherheit der Energieversorgung bei.

1.2 RECHTLICHE GRUNDLAGE

Die ÜNB haben seit 2012 den Auftrag, jährlich einen Netzentwicklungsplan für den Ausbau der Übertragungsnetze zu erarbeiten. Rechtliche Grundlage ist das novellierte EnWG, insbesondere § 12a–d. Der NEP wird von den vier deutschen ÜNB gemeinsam erstellt und soll alle wirksamen Maßnahmen zur bedarfsgerechten Optimierung, Verstärkung und zum Ausbau des Netzes enthalten, die in den nächsten zehn bzw. 20 Jahren für einen sicheren und zuverlässigen Netzbetrieb erforderlich sind. Dieser NEP basiert auf prognostizierten Entwicklungen energiewirtschaftlicher Rahmendaten, dem Szenariorahmen, der von der verantwortlichen Regulierungsbehörde Bundesnetzagentur (BNetzA) genehmigt und öffentlich zur Konsultation gestellt wurde. Die Erstellung des NEP wird durch den externen Gutachter Prof. Dr.-Ing. Armin Schnettler von der RWTH Aachen begleitet und validiert.

Offshore-Netzentwicklungsplan (O-NEP)

Mit der Einfügung des § 17a ff. des EnWG werden die ÜNB verpflichtet, auf der Grundlage des Szenariorahmens ab 2013 jährlich einen gemeinsamen Offshore-Netzentwicklungsplan zu erstellen, der die notwendigen Maßnahmen für einen effizienten, sicheren, zuverlässigen und wirtschaftlichen Anschluss von Offshore-Anlagen einschließlich eines Zeitplans für die Umsetzung enthält.

Die ÜNB haben den O-NEP am 02.03.2013 erstmalig vorgelegt. Der O-NEP wurde als separater Bericht zusammen mit dem Netzentwicklungsplan Strom auf der Plattform www.netzentwicklungsplan.de zur Konsultation gestellt und anschließend überarbeitet. Nach der Bestätigung durch die BNetzA, die den Entwurf der ÜNB in Abstimmung mit dem Bundesamt für Seeschifffahrt und Hydrographie (BSH) überprüft, wird dieser gemeinsam mit dem NEP mindestens alle drei Jahre als Entwurf des Bundesbedarfsplans an die Bundesregierung übermittelt.

Die Offshore-Windenergie ist ein wesentlicher Baustein für die Energiewende. Ihr Ausbau kann nur mit einer langfristigen Planung erreicht werden. Der O-NEP bildet dafür eine wichtige Grundlage. Mit ihm berücksichtigen die ÜNB die zu erwartenden Planungs-, Zulassungs- und Errichtungszeiten und legen Kriterien für die zeitliche Abfolge der Umsetzung fest.

1.3 DER NETZENTWICKLUNGSPLAN IM GESAMTPROZESS BIS ZUR GENEHMIGUNG

Der Umbau der deutschen Energieinfrastruktur ist eine gesamtgesellschaftliche Aufgabe, an der Politik, Bürger, Wirtschaft und Zivilgesellschaft gleichermaßen beteiligt sind. Die Energiewende kann nur auf Grundlage gesellschaftlicher Akzeptanz als Ergebnis eines breit angelegten Dialoges und mit weitreichender Unterstützung aller Interessengruppen gelingen. Die ÜNB setzen daher bei der Erstellung des NEP auf Transparenz und Information und stellen gewählte Verfahren, Methoden und genutzte Daten frühzeitig und kontinuierlich der Öffentlichkeit vor. Während des gesamten Verlaufs der Erstellung des NEP laden die ÜNB interessierte Bürger sowie Akteure aus Gesellschaft, Politik, Wirtschaft und Medien zu verschiedenen Informations- und Bürgerveranstaltungen ein, um proaktiv den Dialog mit allen Interessierten zu führen. So soll der Öffentlichkeit ein besseres Verständnis der Zusammenhänge vermittelt werden, und externes Fachwissen sowie diverse Anregungen können in den NEP einfließen.

Für die Planung des Netzausbaus wurde mit der Novellierung des EnWG im Jahr 2011 ein mehrstufiges Verfahren zur Ermittlung des energiewirtschaftlichen Bedarfs eingeführt. Zugleich wurde im Netzausbaubeschleunigungsgesetz (NABEG) festgelegt, dass für Höchstspannungsleitungen, die im Bundesbedarfsplan als länderübergreifend oder grenzüberschreitend gekennzeichnet wurden, eine bundeseinheitliche Bundesfachplanung und Planfeststellung vorgesehen ist.

Vom Szenariorahmen über den Netzentwicklungsplan hin zum Bundesbedarfsplangesetz

Der Szenariorahmen ist der Ausgangspunkt für die Erstellung des NEP sowie des O-NEP. Gesetzlich ist vorgesehen, einen breiten Rahmen mit mindestens drei wahrscheinlichen Entwicklungspfaden vorzulegen, diesen jährlich zu aktualisieren und die Netzplanungen daran anzupassen. Damit können die ÜNB veränderte Rahmenbedingungen und künftige energiewirtschaftliche und technologische Entwicklungen zeitnah berücksichtigen.

Im Szenariorahmen werden grundsätzlich vier Szenarien erstellt, von denen drei die voraussichtlichen Entwicklungen in den Bereichen erneuerbare Energien, konventionelle Energien sowie Energieverbrauch und Last in Deutschland für die nächsten zehn Jahre darstellen. Ein weiteres Szenario wird darüber hinaus fortgeschrieben, um einen möglichen Verlauf für die nächsten 20 Jahre abzubilden.

Der aktuelle Szenariorahmen für den NEP 2013 umfasst wichtige Eingangsgrößen wie die Art, die Menge und die geografische Verteilung der regenerativen Erzeugung, die Entwicklung des Verbrauchs und der konventionellen Kraftwerke sowie die Verpflichtung zur vollständigen Aufnahme und zur Übertragung des Stroms aus erneuerbaren Energien.

Vor der Bestätigung durch die BNetzA wird der Szenariorahmen zur Konsultation gestellt. Bevor die von den ÜNB ermittelten Eingangsdaten für die Netzberechnung also durch die BNetzA validiert werden, können Stakeholder schon in dieser frühen Prozessphase ihre Stellungnahmen einbringen. Auf Basis des bestätigten Szenariorahmens wird dann der NEP erarbeitet. Er wird nach Fertigstellung ebenfalls zur Konsultation gestellt. Nach seiner Überarbeitung wird er dann in zweiter Fassung an die BNetzA übermittelt, die eine weitere Konsultation durchführt. Erst nach dreimaliger Konsultation bestätigt die BNetzA schließlich den NEP als Basis für den Bundesbedarfsplan. Im NEP werden Anfangs- und Endpunkte der Leitungsverbindungen anhand von netzplanerischen Kriterien ermittelt. Eine standortscharfe Festlegung kann unter Einbeziehung von Umwelt- und Alternativenprüfung aber erst in den nachgelagerten Genehmigungsschritten erfolgen.

Prozessüberschneidungen

Die Erarbeitung des NEP ist ein iterativer Prozess, der den jeweils aktuellen technologischen und politischen Entwicklungen wie auch den gesellschaftlichen Ansprüchen Rechnung tragen muss. Der NEP und seine Basis, der Szenariorahmen, werden daher jährlich erarbeitet. Allerdings kommt es dabei zu zeitlichen Überschneidungen – so wurde der Entwurf des NEP 2012 noch durch die ÜNB überarbeitet, während bereits der Szenariorahmen zum NEP 2013 zur Konsultation gestellt wurde.

In zahlreichen Stellungnahmen haben Konsultationsteilnehmer eine zeitliche Entzerrung des Prozesses gefordert, sodass nur noch alle zwei Jahre ein Netzentwicklungsplan zu erarbeiten ist. Eine Entscheidung darüber obliegt dem Gesetzgeber und nicht den ÜNB. Die ÜNB unterstützen diese Forderung jedoch, da durch die Kurzfristigkeit der Prozessschritte für die Öffentlichkeit kaum die Möglichkeit einer konstruktiven Beschäftigung mit den Inhalten des NEP besteht und seitens der ÜNB nicht in gewünschtem Umfang auf Änderungs- und Optimierungsvorschläge eingegangen werden kann.

Die Konsultationen – Beteiligung der Öffentlichkeit

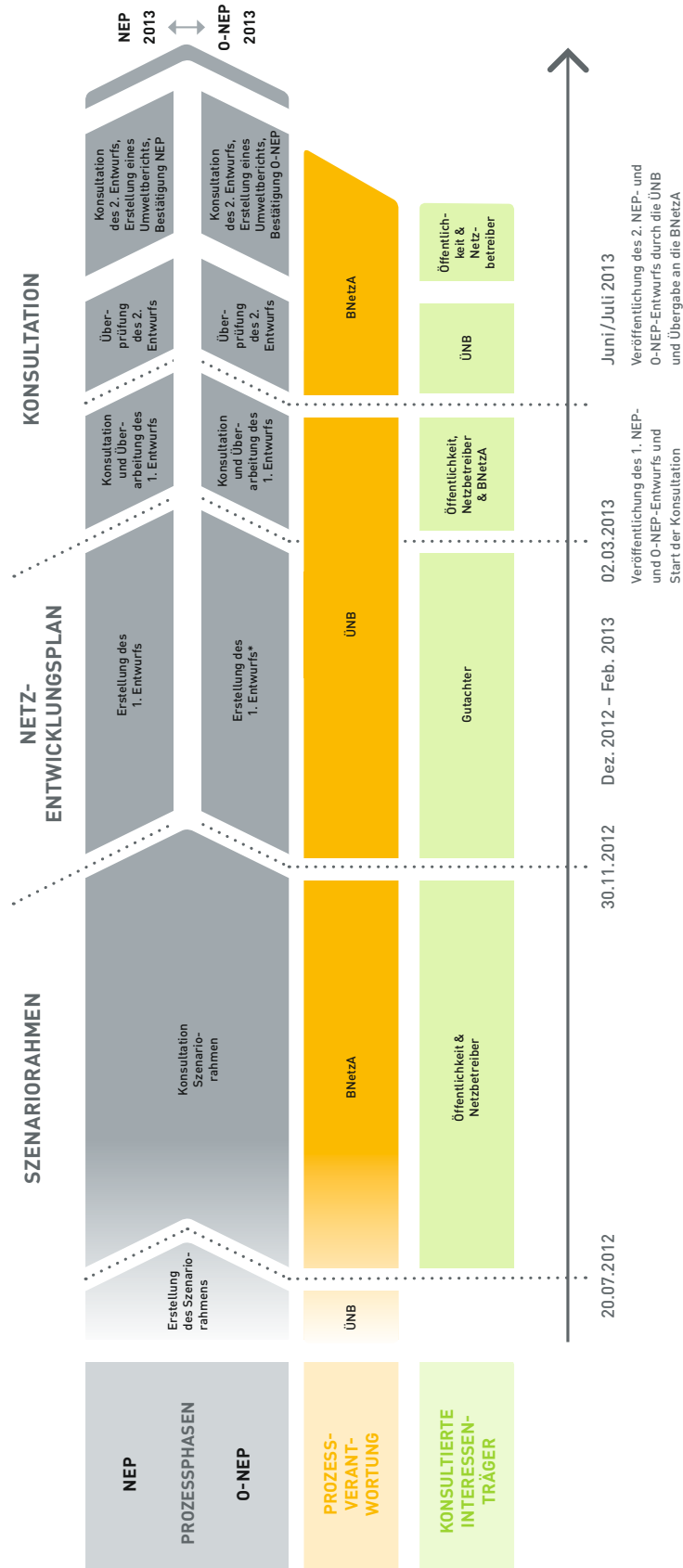
Die ÜNB sind zu jeder Zeit offen für den konstruktiven und kritischen Dialog mit allen Teilen der Gesellschaft. Sie legen Wert auf eine breite Partizipation an der Weiterentwicklung der Energieinfrastruktur, insbesondere im Konsultationsprozess. Die Perspektiven, das Wissen und die Vorschläge der Öffentlichkeit sind für die Entwicklung, Planung und Umsetzung aller zukünftigen Maßnahmen außerordentlich wertvoll. Deswegen finden sie ausdrücklich Berücksichtigung und fließen in die Planungen ein.

Die Konsultation ist dabei das wichtigste Instrument aktiver gesellschaftlicher Beteiligung. Insgesamt werden bei der Erstellung des Netzentwicklungsplans drei Konsultationen durchgeführt. Nach der Konsultation des Szenariorahmens durch die BNetzA wird der erste Entwurf des NEP von den ÜNB zur Konsultation gestellt. Nach einer Überarbeitung des NEP durch die ÜNB folgt eine weitere Konsultation durch die BNetzA, die auf Basis der Konsultationseingaben und ihrer eigenen Prüfungen den finalen Entwurf des NEP bestätigt. Alle Stellungnahmen werden von den ÜNB bzw. der BNetzA dokumentiert und fließen – soweit sachgerecht – in die überarbeiteten Fassungen des NEP ein. Nach Abschluss der jeweiligen Konsultationsschritte werden die Stellungnahmen auf der Internetseite der ÜNB, www.netzentwicklungsplan.de, bzw. auf der Internetseite der Bundesnetzagentur, www.netzausbau.de, veröffentlicht. Dieses Vorgehen gewährleistet Partizipation und Prozesstransparenz.

Die unterschiedlichen Konsultationen bieten den Teilnehmern die Möglichkeit, zum NEP in den unterschiedlichen Erstellungsphasen einen Beitrag abzugeben. So dient die erste Konsultation des Szenariorahmens der Möglichkeit, die energiewirtschaftlichen Rahmenbedingungen, die Eingang in die Marktsimulation finden, zu kommentieren. Die Konsultation findet unter Verantwortung der BNetzA statt, die den Szenariorahmen im Anschluss bestätigt. Die zweite Konsultation bietet die Möglichkeit, Stellung zum ersten Entwurf des NEP der ÜNB zu nehmen. Hierbei stehen alle durch den NEP ermittelten Maßnahmen zur Konsultation. Sie obliegt der Verantwortung der ÜNB, die den NEP auf Basis der Stellungnahmen überarbeiten und diesen im zweiten Entwurf an die BNetzA übergeben. In der letzten Konsultation besteht die Möglichkeit, den zweiten Berichtsentwurf vor seiner letztendlichen Bestätigung durch die BNetzA zu kommentieren. Diese Konsultation liegt ein weiteres Mal in der Verantwortung der Regulierungsbehörde.

Mit Abschluss der Konsultationen ist die Öffentlichkeitsbeteiligung noch nicht beendet. Im Rahmen der Bundesfachplanung, in der Trassenverläufe und Anlagenstandorte endgültig festgelegt werden, werden die Unterlagen öffentlich ausgelegt und es besteht die Möglichkeit, ein weiteres Mal dazu Stellung zu nehmen (siehe Absatz „Bundesfachplanung“).

ABBILDUNG 2: DER GESAMTPROZESS



* Unter Berücksichtigung des Bundesfachplans Offshore erstellt durch BSH, BNetzA, BIN, Küstenländer

1 EINFÜHRUNG

Das erste Konsultationsverfahren betrifft den von den ÜNB erstellten Entwurf des Szenariorahmens (siehe Kapitel 3). Der Entwurf des Szenariorahmens zum NEP 2013 wurde vom 20.07. bis zum 30.08.2012 öffentlich zur Konsultation gestellt und am 30.11.2012 durch die BNetzA genehmigt. Auf der Grundlage des genehmigten Szenariorahmens haben die ÜNB den ersten Entwurf zum NEP 2013 erstellt. Im Rahmen einer weiteren Konsultation hatten alle Interessierten vom 02.03. bis zum 14.04.2013 Gelegenheit, zum ersten Entwurf des NEP 2013 schriftlich Stellung zu nehmen.

Im März 2013 haben die ÜNB auf verschiedenen Veranstaltungen im Bundesgebiet über den Stand der Netzausbauplanung, die Unterschiede zwischen NEP 2012 und NEP 2013 und das laufende Konsultationsverfahren informiert. Dokumentationen der Veranstaltungen wurden auf www.netzentwicklungsplan.de veröffentlicht.

Nach Abschluss des Konsultationsverfahrens wurden alle sachlichen Stellungnahmen, für die eine Einverständniserklärung zur Veröffentlichung vorliegt, sukzessive online auf www.netzentwicklungsplan.de veröffentlicht. Die ÜNB haben die eingebrachten Stellungnahmen inhaltlich überprüft und den NEP 2013 auf dieser Basis überarbeitet.

Nach den Erfahrungen mit dem Konsultationsverfahren des NEP 2012 haben die ÜNB Optimierungsmöglichkeiten erkannt und beispielsweise im zweiten Berichtsentwurf Änderungen gegenüber der ersten Fassung *kursiv* dargestellt und somit sichtbar gemacht. Darüber hinaus werden zu Beginn jedes Kapitels die betreffenden Eingaben aus der Konsultation und die dadurch veranlassten Änderungen vorgestellt. Eine zusammenfassende Betrachtung der Konsultationsergebnisse erfolgt in Kapitel 8.

Die BNetzA prüft im Anschluss den zweiten überarbeiteten Entwurf mit den darin vorgeschlagenen Maßnahmen sachlich auf Übereinstimmung mit den gesetzlichen Vorgaben. Innerhalb ihres Prüfungsverfahrens kann die BNetzA eine neuerliche Überarbeitung des NEP von den ÜNB einfordern. Bei Bedarf konsultiert die BNetzA die Agentur für die Zusammenarbeit der Energieregulierungsbehörden (Agency for the Cooperation of Energy Regulators, ACER). Der Zeitraum für diese Prüfung ist gesetzlich nicht festgelegt. Zeitgleich wird eine Strategische Umweltprüfung (SUP) seitens der BNetzA durchgeführt, die die grundsätzliche Beeinflussung der Umwelt durch die im NEP identifizierten Netzausbaumaßnahmen bewertet. Die Ergebnisse werden in einem Umweltbericht dokumentiert und veröffentlicht.

Die durch die BNetzA bestätigten Netzentwicklungspläne sind die verbindliche Grundlage für die Netzausbauplanung der ÜNB. Der durch die BNetzA bestätigte O-NEP enthält darüber hinaus verbindliche Angaben für die zeitliche Umsetzung der definierten Netzanschlüsse von Offshore-Windparks durch die ÜNB.

Nach Abschluss der Prüfung werden beide Dokumente, Netzentwicklungsplan und Umweltbericht, durch die Bundesnetzagentur erneut zur Konsultation veröffentlicht. Die Öffentlichkeit und die Behörden, deren Aufgabenbereiche berührt werden, erhalten dabei noch einmal die Möglichkeit einer Stellungnahme. Wenn alle Anforderungen des Gesetzgebers und der BNetzA erfüllt sind, bestätigt diese den NEP 2013 und den O-NEP 2013. Sie werden damit verbindliche Grundlage für die Netzausbauplanung der ÜNB.

Bundesbedarfsplan

Mindestens alle drei Jahre übermittelt die BNetzA der Bundesregierung den NEP und den O-NEP als Grundlage für einen Bundesbedarfsplan. Die Bundesregierung legt den Entwurf des Bundesbedarfsplans mindestens alle drei Jahre dem Bundesgesetzgeber vor (§ 12e Abs. 1 EnWG). Im Entwurf des Bundesbedarfsplans kennzeichnet die BNetzA u. a. die länderübergreifenden und grenzüberschreitenden Höchstspannungsleitungen. Dabei werden Anfang und Ende von Übertragungsbedarfen skizziert, konkrete Trassenverläufe und Standorte werden allerdings noch nicht festgelegt. Mit Erlass des Bundesbedarfsplans durch den Bundesgesetzgeber werden für die darin enthaltenen Vorhaben die energiewirtschaftliche Notwendigkeit und der vordringliche Bedarf verbindlich festgestellt (§ 12e Abs. 4 EnWG).

Strategische Umweltprüfung (SUP)

Zur Vorbereitung des Bundesbedarfsplans führt die BNetzA eine Strategische Umweltprüfung (SUP) durch. Nach § 2 Abs. 4 Satz 1 des Gesetzes über die Umweltverträglichkeitsprüfung (UVPG) ist die SUP ein unselbstständiger Teil behördlicher Planungsverfahren. Die SUP bedarf damit eines Trägerverfahrens. Der Bundesbedarfsplan ist ein solches Trägerverfahren.

Hierzu erstellt die BNetzA – frühzeitig während des Verfahrens zur Erstellung des NEP – einen Umweltbericht (§ 12c Abs. 2 EnWG). Der Umweltbericht zum Bundesbedarfsplan muss den Anforderungen des Teils 3 des Gesetzes über die Umweltverträglichkeitsprüfung (UVPG), insbesondere denen des § 14g UVPG entsprechen, d. h. die voraussichtlichen erheblichen Umweltauswirkungen der Durchführung des Plans müssen ermittelt, beschrieben und bewertet werden.

Bundesfachplanung

Soweit es sich um eine im gesetzlichen Bundesbedarfsplan als länderübergreifend oder grenzüberschreitend gekennzeichnete Höchstspannungsleitung handelt, führt die BNetzA auf Antrag eines ÜNB die Bundesfachplanung durch (§ 4 NABEG). Dabei ist gemäß § 5 Abs. 2 NABEG eine weitere SUP im Sinne der Umweltverträglichkeitsprüfung vorgesehen. Für alle anderen im Bundesbedarfsplan genannten Vorhaben erfolgen die weiteren Genehmigungsschritte auf den Rechtsgrundlagen der jeweils zuständigen Bundesländer. In der Bundesfachplanung werden der Verlauf eines raumverträglichen Trassenkorridors sowie die an den Landesgrenzen gelegenen Länderübergangspunkte bestimmt.

Das Verfahren beginnt mit dem Antrag (§ 6 NABEG) eines ÜNB als dem Träger des Vorhabens. Die BNetzA führt daraufhin eine öffentliche Antragskonferenz nach § 7 NABEG durch, zu der die Behörde den Vorhabenträger, Träger öffentlicher Belange sowie anerkannte Umweltvereinigungen lädt. Die Konferenz dient der Erörterung des Untersuchungsrahmens für die Bundesfachplanung und schließt das Scoping für die SUP mit ein. Auf Basis der Ergebnisse der Antragskonferenz legt die BNetzA schließlich den Untersuchungsrahmen für die raumordnerische Beurteilung und die SUP fest.

Nach Vorlage der für die Prüfung der Trassenkorridore erforderlichen Unterlagen einschließlich eines Umweltberichts durch den Vorhabenträger führt die Bundesnetzagentur gemäß § 9 NABEG eine Behörden- und Öffentlichkeitsbeteiligung durch. Der Entwurf des Plans, der Umweltbericht und weitere Unterlagen werden dazu den in ihren Aufgabenbereichen berührten Behörden zur Stellungnahme übermittelt und öffentlich ausgelegt. Rechtzeitig erhobene Einwendungen werden in einem anschließenden Erörterungstermin (§ 10 NABEG) behandelt.

Das Verfahren endet mit einer Entscheidung der BNetzA nach § 12 NABEG über den Trassenkorridor, die mit Veränderungssperren für einzelne Abschnitte der geplanten Korridore kombiniert werden kann. Die abschließende Entscheidung wird öffentlich bekanntgegeben. Gegen diese können die betroffenen Länder ein weiteres Mal Einwendungen erheben (§ 14 NABEG). Die Bundesnetzagentur nimmt dazu Stellung.

Die festgelegten Trassenkorridore werden nachrichtlich in den Bundesnetzplan aufgenommen. Die Entscheidung der Bundesfachplanung, der keine unmittelbare Außenwirkung zukommt, ist für die nachfolgenden Planfeststellungsverfahren nach Abschnitt 3 des NABEG verbindlich (§ 15 Abs. 1 NABEG).

Planfeststellungsverfahren

Auf der letzten Stufe des mehrstufigen Bedarfsermittlungs- und Planungsprozesses sind nach entsprechender Antragstellung Planfeststellungsverfahren durchzuführen. Zuständig für die Durchführung der Planfeststellungsverfahren nach Abschnitt 3 des NABEG sind die Länder, soweit nicht durch eine Rechtsverordnung nach § 2 Abs. 2 NABEG die Zuständigkeit auf die Bundesnetzagentur übertragen wird. Im Planfeststellungsverfahren wird über die flächenscharfe, konkrete Ausbaumaßnahme entschieden. Dabei ist eine Umweltverträglichkeitsprüfung nach UVPG durchzuführen, die aufgrund der in der Bundesfachplanung bereits durchgeführten SUP oder in einer Umweltverträglichkeitsprüfung in einem Raumordnungsverfahren auf zusätzliche oder andere erhebliche Umweltauswirkungen der beantragten Stromleitung beschränkt werden kann. Ein wesentlicher Teil des Planfeststellungsverfahrens ist die Behörden- und Öffentlichkeitsbeteiligung. Im Anschluss an diese werden unter Beteiligung derer, die Stellungnahmen zum Vorhaben abgegeben haben, rechtzeitig erhobene Einwendungen in einem Erörterungstermin behandelt. Das Verfahren endet mit einer Entscheidung der Planfeststellungsbehörde nach § 24 NABEG bzw. § 43b EnWG. Die abschließende Entscheidung wird öffentlich bekanntgegeben.

Rückblick: Der Netzentwicklungsplan 2012

Am 30.05.2012 veröffentlichten die ÜNB erstmalig den Netzentwicklungsplan Strom. Er stand anschließend sechs Wochen lang zur Konsultation. In dieser Zeit konnten alle Interessierten dazu Stellung beziehen. Der Bericht wurde auf Basis der Stellungnahmen überarbeitet und der zweite Entwurf am 15.08.2012 an die Bundesnetzagentur übergeben. Die BNetzA hat den überarbeiteten NEP gemäß § 12c EnWG geprüft. Die Zwischenergebnisse dieser Prüfung hat sie in einem Begleitdokument zusammengestellt und dieses zusammen mit dem NEP und dem Umweltbericht erneut zur Konsultation gestellt. Das finale Prüfungsergebnis und das Ergebnis dieser Öffentlichkeits- und Behördenbeteiligung sind in die Bestätigung des NEP eingeflossen.

Am 26.11.2012 veröffentlichte die Bundesnetzagentur die Bestätigung des NEP auf www.netzausbau.de. Die BNetzA hat die grundlegenden Ergebnisse des Netzentwicklungsplan-Entwurfs bestätigt und angesichts der anhaltenden Diskussionen um den Ausbau der erneuerbaren Energien und die Entwicklung der konventionellen Kraftwerkskapazitäten eine Gewichtung vorgenommen. Die BNetzA hat zudem bekräftigt, dass die ÜNB die Planung anhand der internationalen Standards durchgeführt haben, um die Systemsicherheit zu gewährleisten. Von den 74 Projekten, die die ÜNB als bedarfsgerechten Ausbau für das Leitszenario des NEP 2012 identifiziert hatten, wurden 51 durch die Bundesnetzagentur bestätigt. Die im Entwurf des NEP berechneten Maßnahmen bleiben mittel- bis langfristig weiterhin notwendig. Sie werden durch die Entscheidung der BNetzA, zunächst nur die unbedingt notwendigen Maßnahmen festzulegen, nicht ausgeschlossen.

Vordringliche Netzmaßnahmen

Alle ermittelten Netzmaßnahmen zu einem bestimmten Szenario bilden nach geltendem Recht ein bedarfsgerechtes und voll funktionsfähiges Netz für das Zieljahr. Durch die regelmäßige Aktualisierung des Netzentwicklungsplans können neue Erkenntnisse bezüglich der Erzeugungsszenarien (als entscheidende Eingangsgrößen), der technischen und der rechtlichen Entwicklungen zeitnah in die zukünftigen Netzentwicklungspläne einfließen.

Auf Basis der Berechnungen und der Erfahrungen der ÜNB lässt sich bereits 2013 ein Kernbestand an Maßnahmen identifizieren, die in jedem Fall bis 2023 umzusetzen sind. Diese Maßnahmen sind im NEP 2013 beschrieben. Weitere Maßnahmen, die für Übertragungsaufgaben im Zieljahr ermittelt wurden, müssen im Licht der energiewirtschaftlichen und -politischen Entwicklungen in den folgenden Netzentwicklungsplänen weiter genau beobachtet und jeweils neu bewertet werden. Sollte die Entwicklung der erneuerbaren Erzeugung weiterhin so voranschreiten wie in den Erzeugungsszenarien angenommen, wird die vordringliche Notwendigkeit auch dieser Maßnahmen sich rasch erhärten, und dann sollten auch sie in einer Bundesbedarfsplanung Berücksichtigung finden.

2 METHODIK DER ERSTELLUNG DES NETZENTWICKLUNGSPLANS

Im folgenden Kapitel wird die Methodik zur Erstellung des Netzentwicklungsplans kurz vorgestellt. In den darauffolgenden Kapiteln wird auf die einzelnen Schritte detailliert eingegangen.

Einflussgrößen für die Entwicklung der Energieinfrastruktur

Die Entwicklung der deutschen Energiewirtschaft hat direkt oder indirekt Auswirkungen auf den Ausbaubedarf des Stromnetzes. Der benötigte Umfang des Netzausbaus hängt von vielen Faktoren ab. Daher muss ein Netzentwicklungsplan für das Zieljahr 2023 künftige Netznutzungssituationen durch Marktmodelle und die Simulation unterschiedlicher Energieszenarien bestmöglich abbilden. Wichtige Einflussgrößen sind:

- **Stromverbrauch:** Wie hoch der Stromverbrauch in zehn Jahren sein wird, hängt unter anderem stark von der Entwicklung der Gesamtwirtschaft und einzelner Industriezweige, aber auch von der Marktentwicklung spezieller Technologien, beispielsweise der Elektromobilität, und dem Erfolg von Energieeffizienzprogrammen ab.
- **Effizienz:** Die Steigerung der Energieeffizienz bei industriellen Prozessen, Wärmeerzeugung und dem Energieeinsatz im privaten Bereich führt einerseits zu unmittelbaren Einspareffekten beim Stromverbrauch. Andererseits können Anwendungen mit zusätzlichem Strombedarf fossile Energieträger verdrängen. Per Saldo kann daraus sowohl eine Reduzierung als auch ein Anstieg des Strombedarfs resultieren.
- **Energieträger:** Die Entwicklungen bei den erneuerbaren Energien, insbesondere der Ausbau der Windenergie und der Photovoltaik, aber auch die Rolle konventioneller Kraftwerke mit Energieträgern wie Erdgas und Kohle bestimmen die Art der Stromproduktion. Dabei haben das Dargebot der natürlichen Ressourcen, der CO₂-Ausstoß und die Brennstoffpreise entscheidenden Einfluss auf die tatsächliche Verteilung der Erzeugung. Für die Entwicklung des Kraftwerksparks gibt es Prognosen, die im Szenariorahmen knotenscharf berücksichtigt wurden und somit als Eingangsgröße in den Netzentwicklungsplan eingeflossen sind. Eine verlässliche Prognose der regenerativen Erzeugung (nach Art, Leistung und geografischer Verteilung) wurde vorgenommen, unterliegt aber deutlich größeren Unsicherheiten. Insbesondere kann der Einfluss politischer Entscheidungen auf die Erzeugungslandschaft nicht antizipiert werden.
- **CO₂-Preise:** Die Kosten für CO₂-Emissionszertifikate spielen eine bedeutende Rolle bei Investitionsentscheidungen für neue Kraftwerke sowie für den Einsatz der Kraftwerke nach Merit-Order. Steigende CO₂-bedingte Kosten führen zu höheren Energiepreisen und stimulieren Unternehmen, stärker in Energieeffizienztechnologien zu investieren. Die weitere Entwicklung des CO₂-Preises ist jedoch schwer abschätzbar.
- **Europäische Marktintegration:** Erneuerbare Energien werden europaweit verstärkt ausgebaut. Einige Länder, die aufgrund ihrer Topografie das Potenzial haben, errichten zudem neue Speicherkapazitäten. Der grenzüberschreitende Austausch von Energie in Europa bei unterschiedlichen Energiepreisen ist Praxis und wird in Zukunft – auch zur Integration der erneuerbaren Energien – weiter zunehmen. Bei hoher regenerativer Energieerzeugung in Deutschland wird verstärkt ins Ausland exportiert. Grund dafür ist die Verdrängung konventioneller Erzeugung und die Nutzung von Pumpspeicherkraftwerken im europäischen Ausland. Die hierfür bestehenden und geplanten Übertragungskapazitäten zwischen Deutschland und den Nachbarländern werden im Netzentwicklungsplan berücksichtigt.
- **Energiespeicherung:** Das Gleichgewicht von Erzeugung und Verbrauch muss für eine sichere Stromversorgung zu jeder Zeit gewährleistet sein. Speicher können grundsätzlich einen Beitrag zur Vergleichmäßigung des stark schwankenden Energieangebots durch Wind und Sonne leisten. Die verlustarme Speicherung von Energie ist auch heute noch eine der größten energietechnischen und -technologischen Herausforderungen. Großtechnisch realisiert sind heute nur Pumpspeicherkraftwerke. Alternative Speichertechnologien wie zum Beispiel Methanisierung oder Druckluftspeicher werden derzeit erforscht. Das Speichervolumen, die Bewirtschaftung und die geografische Lage der Speicher beeinflussen den Netzausbaubedarf.

2 METHODIK DER ERSTELLUNG DES NETZENTWICKLUNGSPLANS

- **Gesetzliche Rahmenbedingungen:** Die freie Standortwahl von Kraftwerken und ihr freier Einsatz im deutschen und europäischen Markt sind ebenso wie die vorrangige Einspeisung erneuerbarer Energien und die vollständige Integration der erzeugten Energie in Deutschland gesetzlich geregelt.

Europäische Zusammenarbeit

Die ÜNB arbeiten bereits seit langem auf Basis der Grundsätze der nationalen Zusammenarbeit (u. a. gemäß der Netz- und Systemregeln der deutschen Übertragungsnetzbetreiber, TransmissionCode 2007 und der Planungsgrundsätze) sowie auf internationaler Ebene nach den veröffentlichten „European Planning Standards“ des Verbandes europäischer Übertragungsnetzbetreiber (European Network of Transmission System Operators for Electricity, ENTSO-E). Innerhalb des ENTSO-E kooperieren die deutschen und die europäischen Übertragungsnetzbetreiber speziell bei Netzplanungsfragen und der Darstellung von Abgrenzungen zwischen der nationalen und der europäischen Planungsebene. So sind auch die Planungsansätze zum NEP mit den europäischen Ansätzen des Zehn-Jahres-Entwicklungsplans (Ten-Year Network Development Plan, TYNDP) abgestimmt^{1,2}. Die im TYNDP dokumentierten relevanten Netzausbauplanungen der europäischen Partner wurden im Netzentwicklungsplan berücksichtigt. Das deutsche Höchstspannungsnetz wird also nicht isoliert betrachtet.

2.1 SCHRITTE ZUR ERSTELLUNG DES NETZENTWICKLUNGSPLANS

Im Netzentwicklungsplan machen die Übertragungsnetzbetreiber Angaben zu den aus ihrer Sicht notwendigen Um- und Neubaumaßnahmen der Höchstspannungsnetze in den nächsten zehn Jahren und geben einen Ausblick auf den Netzausbaubedarf der nächsten 20 Jahre.

Grundlage für die Netzberechnungen ist ein durch die Übertragungsnetzbetreiber gemeinsam entwickeltes Netzmodell. Als Berechnungsgrundlage für die Netzplanung wird ein Startnetz zugrunde gelegt. Das Startnetz wurde im Anschluss an die Konsultation des NEP 2012 angepasst (siehe Kapitel 5.1 im NEP 2012³) und besteht aus den folgenden Netzprojekten:

- dem heutigen Netz (Ist-Netz),
- den EnLAG-Maßnahmen,
- den in der Umsetzung befindlichen Netzausbaumaßnahmen (planfestgestellt bzw. in Bau)
- sowie Maßnahmen aufgrund sonstiger Verpflichtungen (Kraftwerks-Netzanschlussverordnung, KraftNAV bzw. Anschlusspflicht der Industriekunden).

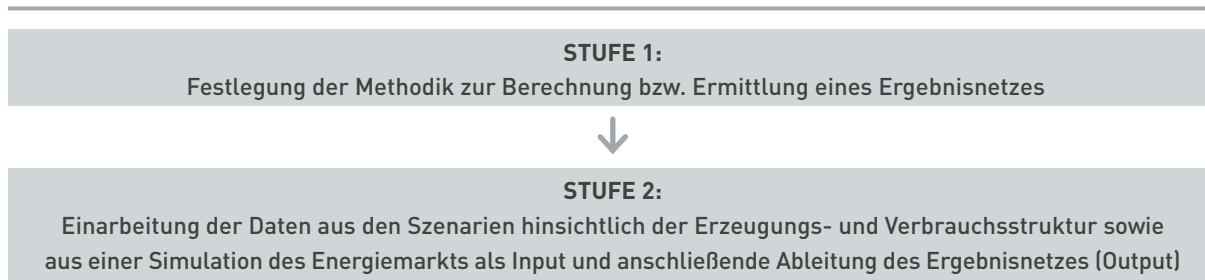
Zur Darstellung der geplanten Vorhaben werden im Netzentwicklungsplan die oben genannten Startnetzmaßnahmen in ihrem derzeitigen Umsetzungsstand angegeben. Insbesondere wird ihr wesentlicher Beitrag für die zukünftige Energieversorgung aufgezeigt. Das Vorgehen zur Herleitung des im NEP vorgeschlagenen Maßnahmenkatalogs beruht auf einem zweistufigen Verfahren:

¹ ENTSO-E (2010): Ten-Year Network Development Plan 2010–2020

² ENTSO-E (2012): The Ten-Year Network Development Plan and Regional Investment Plans

³ Übertragungsnetzbetreiber (2012): Netzentwicklungsplan Strom 2012, 2. überarbeiteter Entwurf

ABBILDUNG 3: VORGEHEN ZUR HERLEITUNG DES NETZENTWICKLUNGSPLANS



Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

Berechnung und Planung des Netzausbaus unterliegen einem komplexen Prozess und basieren auf einer validen Methodik. Dabei wurden folgende Arbeitsschritte durchgeführt:

- Festlegung des Szenariorahmens inklusive Regionalisierung von Erzeugung und Verbrauch,
- Bestimmung des Übertragungsbedarfs im Übertragungsnetz anhand der Netznutzungsfälle (stündliche Last- und Einspeisesituationen über ein Jahr) mithilfe eines Marktmodells,
- Ableitung von Netzausbau- und Verstärkungsmaßnahmen auf der Basis von Netzanalysen, Bewertung der Systemstabilität.

In Kapitel 6 des NEP wird die Ermittlung des Netzausbaubedarfs für die einzelnen Szenarien näher erläutert.

Szenariorahmen als Grundlage der Ermittlung des Übertragungsbedarfes im deutschen Netz

Der Szenariorahmen ist nach § 12b EnWG und § 17b EnWG der Ausgangspunkt für die Erstellung des Netzentwicklungsplans sowie des Offshore-Netzentwicklungsplans hinsichtlich zukünftiger Erzeugungskapazitäten und der Verbrauchssituation. Gesetzlich vorgesehen ist, einen breiten Rahmen mit mindestens drei wahrscheinlichen Entwicklungspfaden vorzulegen, diesen jährlich zu aktualisieren und die Netzplanungen daran anzupassen. Damit können die Übertragungsnetzbetreiber veränderte Rahmenbedingungen und künftige energiewirtschaftliche und technologische Entwicklungen zeitnah berücksichtigen. Der Szenariorahmen wird von den ÜNB jährlich gemeinsam erarbeitet, öffentlich zur Konsultation gestellt und anschließend durch die BNetzA geprüft und bestätigt.

Der Szenariorahmen bildet für die nächsten zehn Jahre die wahrscheinlichen Entwicklungspfade im Einklang mit den energiepolitischen Entwicklungen ab, insbesondere im Energiemix und im Verbrauch sowie den CO₂- und Brennstoffpreisen. Es werden mehrere Szenarien betrachtet, um die Bandbreite wahrscheinlicher energiewirtschaftlicher Entwicklungen abzudecken. Durch die Analyse des Netzausbaubedarfs in verschiedenen Szenarien können qualifizierte Entscheidungen für den geeigneten Ausbau getroffen werden.

Im Rahmen von Analysen zur Erstellung des ersten Netzentwicklungsplans 2012 wurden vier Szenarien betrachtet⁴: Das Szenario B 2022 wurde von der BNetzA als Leitszenario gekennzeichnet, da es – bezogen auf die Ausprägung des Ausbaus erneuerbarer Energien – in der Mitte des Szenariorahmens zwischen Szenario A 2022 und Szenario C 2022 liegt. Das Szenario B 2032 setzt auf das Leitszenario B 2022 auf und liefert aus heutiger Sicht einen 20-Jahres-Ausblick. Szenario C 2022 und Szenario B 2032 beinhalten einen vergleichbaren Umfang des Ausbaus regenerativer Energien. Szenario B 2022 liegt somit auf dem Weg zur Erreichung der Ausbauziele regenerativer Energien sowohl im Szenario C 2022 als auch im Szenario B 2032. Für das Szenario B 2022 werden die Maßnahmen für eine bedarfsgerechte Entwicklung des deutschen Übertragungsnetzes empfohlen. Die Szenarien für den NEP 2013 basieren auf dem NEP 2012 und wurden insbesondere mit Blick auf die erwartete Entwicklung der Erzeugung (regenerativ und konventionell) angepasst. Die Parameter der Szenarien werden als Eingangsgrößen für die nachfolgende Marktsimulation angenommen.

⁴ Übertragungsnetzbetreiber (2011): Szenariorahmen für den Netzentwicklungsplan 2012

Bestimmung des Übertragungsbedarfs mithilfe des Marktmodells

Die Marktsimulation bestimmt für das jeweilige Szenario die kostengünstigste Möglichkeit, den Bedarf an elektrischer Energie zu decken. Sie berücksichtigt dabei europäische Erzeugungseinheiten sowie die Entwicklung entsprechend den Szenarien für 2023 bzw. 2033. Für Deutschland liegt im Modell eine höhere Detailtiefe vor als für das europäische Ausland.

Die Marktsimulation bildet einen Stundenmittelwert der Einspeise- und Nachfragesituationen und erzeugt so für jede der 8.760 Stunden eines Jahres einen individuellen Netznutzungsfall (NNF). Auf dieser Basis werden die jeweiligen Einsätze der simulierten Erzeugungseinheiten pro Region je nach Primärenergieträger und entsprechend den grundlegenden Annahmen der unterschiedlichen Szenarien berechnet und ausgewiesen. Ziel der Berechnung ist es, die in den Szenarien genannten maximalen Bedarfswerte abzudecken. Den Vorrang bei der Einspeisung erhalten die Quellen erneuerbarer Energien. Da diese in der Regel nicht den gesamten Leistungsbedarf abdecken können, müssen andere Kraftwerke berücksichtigt werden.

Die Auswahl dieser konventionellen Kraftwerke orientiert sich dabei an den Erzeugungskosten, beginnend mit den niedrigsten Grenzkosten, welche vor allem durch Rohstoff- und CO₂-Preise und Erzeugungsnebenkosten bestimmt werden.

Durch die Marktsimulation werden die Einspeisezeitreihen aller nicht-regenerativen Erzeuger zur Deckung des Verbrauchs standortscharf bestimmt. Aus der geografischen Entfernung zwischen Erzeugungs- und Verbrauchszentren und deren Leistungsbilanzen ergibt sich der Übertragungsbedarf. Dies sind die Eingangsdaten für die nachfolgende Netzplanung.

Ableitung von Maßnahmen auf der Basis von Netzanalysen

Das Übertragungsnetz wird auf den Übertragungsbedarf für jeden Zeitpunkt des Jahres ausgelegt. Es sind bestimmte Situationen, sogenannte „auslegungsrelevante Netznutzungsfälle“, die den benötigten Umfang des Übertragungsnetzes bestimmen. Im ersten Schritt werden für Deutschland die 8.760 Netznutzungsfälle eines Jahres für das jeweilige Szenario auf das Modell des Übertragungsnetzes (Startnetz) projiziert. In einem Auswahlverfahren, basierend auf der Betrachtung von Maximalwerten der Leistungsflüsse in überlasteten Netzbereichen, werden die auslegungsrelevanten Netznutzungsfälle ermittelt.

Durch Netzberechnungen werden diese auslegungsrelevanten Netznutzungsfälle detailliert analysiert und der Netzoptimierungs-, Netzverstärkungs- und Netzausbaubedarf ermittelt. Dies geschieht für jedes einzelne Szenario unter Berücksichtigung der Anforderungen an die Versorgungssicherheit, von möglichst geringer Raumanspruchnahme und der Wirtschaftlichkeit mit den zur Verfügung stehenden Technologieoptionen. Entsprechend den Vorgaben des EnWG wird Netzoptimierungs- und Netzverstärkungsmaßnahmen der Vorzug vor Netzausbaumaßnahmen gegeben. Diesem sogenannten NOVA-Prinzip (Netzoptimierung vor -verstärkung und -ausbau) folgen die ÜNB konsequent (siehe Kapitel 5).

Die ÜNB stellen detailliert die notwendigen Maßnahmen dar, beschreiben diese technisch, begründen sie und geben die geplanten Inbetriebnahmejahre an. Für jedes Szenario wurden Maßnahmen entwickelt, die in der Gesamtwirkung den spezifischen Anforderungen des jeweiligen Szenarios entsprechen. Die Maßnahmen innerhalb eines Szenarios sind voneinander abhängig und aufeinander abgestimmt. Maßnahmen aus verschiedenen Szenarios sind daher nicht frei miteinander kombinierbar, sondern müssen in ihrer Gesamtwirkung betrachtet werden.

Bewertung der Systemstabilität

Der Netzdimensionierung liegen unterschiedliche Belastungszustände unter Berücksichtigung auslegungsrelevanter Ausfallsituationen von Netzelementen zugrunde. Im Hinblick auf die Auslegungsgrenzen von Komponenten sowie den sicheren Netzbetrieb sind hierbei bestimmte Bereiche von Strömen und Spannungen, beispielsweise von max. 3.600 A bei 380-kV-Drehstromleitungen, einzuhalten. Elektrische Verbundsysteme stellen jedoch ein komplexes dynamisches System mit vielfältigen Wechselwirkungen zwischen Erzeugungseinheiten, Netz und Verbrauchern dar. Diese dynamischen Kopplungen lassen sich in unterschiedliche zeitliche Phasen, verschiedene

Phänomene und hinsichtlich der involvierten Bereiche im europäischen Verbundsystem unterteilen. Die Wechselwirkungen dürfen nicht zu unkontrollierten, kaskadierenden Vorgängen führen, da ein solcher Verlust der Stabilität ein großes Systemrisiko darstellt. Für auslegungsrelevante Störfallszenarien werden daher die Spannungsstabilität sowie die transiente Stabilität unter Einwirkung von Netzfehlern bewertet. Darüber hinaus werden die Auswirkungen auf das europäische Verbundsystem untersucht.

2.2 EINIGE GRUNDSÄTZLICHE ÜBERLEGUNGEN ZUR MINIMIERUNG DES NETZAUSBAUBEDARFS

Im Rahmen der ersten Konsultation des NEP 2012 wurde die Frage der Dimensionierung des Netzausbaus vielfach thematisiert. Aufgabe des NEP ist es, den Netzausbaubedarf unter definierten Rahmenbedingungen zu ermitteln. Die Auswirkungen der Energiewende auf Erzeugungs- und Verbraucherseite stellen eine Eingangsgröße dar, die von den ÜNB nicht in Frage gestellt wird.

Grundlage der Berechnungen sind die im genehmigten Szenariorahmen beschriebenen Eingangsgrößen und gesetzlichen Rahmenbedingungen wie die Verpflichtung zu Abnahme und Transport von 100 % erneuerbar erzeugten Stroms. Diese Rahmenbedingungen für den NEP 2013 bedingen den dargestellten Netzausbau. Hinweise auf Einflussgrößen auf den Umfang des Netzausbaubedarfs werden nachfolgend gegeben. Sie verstehen sich als Diskussionsbeiträge über den gesetzlichen Auftrag für die Erstellung des Netzentwicklungsplans hinaus.

A) Vorhandene Optionen

- **Die optimierte Nutzung des vorhandenen Netzes:**
Möglich ist z. B. ein Leiterseilmonitoring, um Übertragungsreserven abhängig von Umgebungstemperatur und Windgeschwindigkeit nutzen zu können. In einem zweiten Schritt kann eine Neubeseilung (auch mit Einsatz von Hochtemperaturleiterseilen) unter Verwendung der bestehenden Masten eine Option sein. Maßgebend bzw. begrenzend für diese Ertüchtigungsmaßnahmen ist in der Regel die Statik der vorhandenen Maste sowie die Auswirkungen auf die Systemstabilität. Wenn diese (ggf. nach Verstärkungsmaßnahmen) nicht ausreichend ist, um eine substantielle Erhöhung der Transportleistung durch Umbeseilung zu ermöglichen, ist ein Neubau notwendig. Die Optimierungsmöglichkeiten sind aber auf physikalische Werte zur Wahrung der Stabilität des Gesamtsystems begrenzt (beispielsweise dem max. Betriebsstrom von 3.600 A, siehe dazu auch die Planungsgrundsätze der deutschen Übertragungsnetzbetreiber).
- **Abschneiden der regenerativen Erzeugungsspitzen:**
Das Abschneiden der regenerativen Erzeugungsspitzen, die nur an wenigen Stunden im Jahr auftreten, kann den Netzausbau reduzieren. Die Höhe der abgeschnittenen Leistung und der daraus resultierenden nicht übertragbaren Energiemengen ist eine entscheidende Einflussgröße für den Netzausbaubedarf. Auf Basis der aktuell gültigen gesetzlichen Regelungen ist der EEG-Strom jedoch vollständig aufzunehmen und zu übertragen. Deshalb wird diese Möglichkeit des Abschneidens von Erzeugungsspitzen im NEP nicht systematisch betrachtet. Die Untersuchung erfolgt gesondert bis Juli 2013 im Rahmen von Sensitivitätsanalysen. Die Verwendung von Stundenmittelwerten bewirkt bereits eine gewisse Glättung kurzzeitiger Erzeugungsspitzen, die somit nicht dimensionierungsrelevant für den vorliegenden NEP sind.
- **Regelenergie durch EE-Anlagen:**
Die Bereitstellung von Regelleistung durch erneuerbare Erzeuger hat auf den Netzausbaubedarf keinen Einfluss. Auch (positive) Regelleistung muss, wenn sie eingesetzt wird, transportiert werden können.
- **Eine Reduzierung bzw. ein Stopp des europäischen Stromhandels:**
Ein Stopp des europäischen Stromhandels verstößt gegen europäisches Recht und würde es z. B. unmöglich machen, Speicher im Ausland zu nutzen oder überschüssigen regenerativen Strom ins Ausland zu verkaufen. Die Folge wäre eine Zunahme der Abregelung erneuerbarer Energien. Im Übrigen bestimmen die Märkte, welche Strommengen im Rahmen des europäischen Stromhandels zu transportieren sind. Theoretisch kann das zu einem verstärkten Netzausbaubedarf führen. Ein Blick auf die Ergebnisse des europaweiten TYNDP der ENTSO-E zeigt aber deutlich, dass die überwiegende Mehrzahl der Netzausbaumaßnahmen auf die verstärkte Nutzung regenerativer Energien zurückzuführen ist.

2 METHODIK DER ERSTELLUNG DES NETZENTWICKLUNGSPLANS

- **Redispatch, Countertrading etc.:**

Redispatch und Countertrading sind außergewöhnliche Korrekturmaßnahmen des Netzbetriebs. Diese dürfen in der Netzplanung nicht angewandt werden. Derzeit kommt es aufgrund des noch nicht realisierten Netzausbaus (Verzögerungen bei Genehmigungsverfahren) allein in der Regelzone von 50Hertz zu Redispatch-Kosten von jährlich ca. 100 Mio. €. Hinzu kommen Entschädigungszahlungen für Erzeuger für nicht eingespeisten Strom aus erneuerbaren Energien.

B) Noch zu realisierende Optionen

- **Reduzierung des Stromverbrauchs:**

Moderne Technologien benötigen Strom, z. B. in der Informations- und Kommunikationstechnik. Deren zunehmender Einsatz führt zu einem Verbrauchsanstieg, wenn die zunehmende Nutzung nicht durch erhöhte Energieeffizienz der eingesetzten Geräte kompensiert wird. Erneuerbar erzeugter Strom kann und soll fossile Primärenergieträger ersetzen (z. B. E-Mobilität, Wärmepumpen). Damit konkurrieren Maßnahmen zur Reduzierung des Stromverbrauchs (Effizienzsteigerung, Stromsparen) und Bedarfssteigerungen insbesondere auch durch Anwendungen, die zum Erreichen der Klimaziele beitragen. Eine Reduzierung des Verbrauchs führt nicht zwangsläufig zu weniger Ausbaubedarf. Wenn das regionale Auseinanderfallen von Erzeugung und Verbrauch weiter besteht, kann ein Sinken des Stromverbrauchs sogar zu erhöhtem Netzausbaubedarf führen, weil die überschüssige Erzeugungsleistung weiter transportiert werden muss, bis sie einen Verbraucher erreicht.

- **Verbrauchsnahe (dezentrale) Erzeugung:**

Auch hier liegt Potenzial für eine Minimierung des Netzausbaubedarfs. Dafür wären entsprechende Allokationssignale für regenerative und konventionelle Erzeuger nötig (geänderte Marktmechanismen für die Netznutzung, Kapazitätsmärkte u. a.). Dies bedeutet aber auch, dass Regelenergie und Systemdienstleistungen für die sichere Versorgung lokal/regional zur Verfügung gestellt werden müssen. Auch wird regenerativer Strom dann nicht dort erzeugt, wo er am kostengünstigsten hergestellt werden kann, sondern eben dort, wo er verbraucht wird. Sie erhöht auch den Verbrauch an Fläche für Erzeugungsanlagen an wenig effizienten Standorten. Damit einhergehend wäre es notwendig, Speicher- oder Kraftwerksleistung regional und verbrauchsnahe vorzuhalten, um die fluktuierende regenerative Erzeugung bedarfsgerecht ausgleichen zu können, ohne das (dann nicht vorhandene) Übertragungsnetz in Anspruch nehmen zu müssen. Konsequente bedarfsgerechte verbrauchsnahe Erzeugung ist absehbar mit höheren Kosten verbunden als überregional optimierte Lösungen. Überschusserzeugung in einzelnen Regionen kann den Reduktionseffekt auf den Übertragungsbedarf überkompensieren, weil auch in diesem Fall – wie bei der Reduzierung des Verbrauchs – die Transportentfernungen zu den nächstgelegenen Verbrauchern größer werden.

- **Erzeugungsnahe Speicherung:**

In Ergänzung zu verbrauchsnahe Erzeugung liegt hier ebenfalls ein Potenzial zur Reduzierung des Netzausbaubedarfs. Derzeit sind diese Speicher allerdings nicht verfügbar, jedenfalls nicht mit einem ausreichend hohen Wirkungsgrad und nicht zu akzeptablen Kosten. Die dafür notwendigen Technologien müssen erst (weiter) entwickelt werden. Anlagen in industriellen Dimensionen müssen zur Marktreife entwickelt und dann gebaut werden. Zudem muss der Speichereinsatz tatsächlich entsprechend dem Ziel des reduzierten Netzausbaus Rechnung tragen. Das ist auf Basis der aktuellen Marktregeln nicht sichergestellt.

- **Umwandlung und Transport der Energie in Form eines Speichermediums (z. B. Methan):**

Dies ist mit hohen Umwandlungsverlusten verbunden. Für den großflächigen Einsatz von Elektrolyse und Methanisierung, oft unter dem Schlagwort „Power-to-Gas“ angesprochen, fehlen bislang die nötigen großdimensionierten Umwandlungsanlagen. Der damit einhergehende Ausbaubedarf von Gasleitungen entzieht sich der Beurteilung durch die Stromübertragungsnetzbetreiber.

- **Demand Side-Management (DSM) und Smart Grids/Smart Market:**

DSM und Smart Grids/Smart Market können zu einer Reduzierung des Netzausbaubedarfs führen, wenn deren Steuerung die verfügbaren Transportkapazitäten als Führungsgröße berücksichtigt. Wenn durch solche Maßnahmen in allen Regionen und zu jedem Zeitpunkt Erzeugung und Verbrauch ausbalanciert sind, wird der Netzausbaubedarf minimiert. Eine Steuerung des Verbrauchs entsprechend dem Dargebot an regenerativer Energie

führt dagegen zu einer Erhöhung des Netzausbaubedarfs, weil dieser sich dann an der Erzeugungsspitze orientiert, die absehbar höher sein wird als die Spitze des unbeeinflussten Verbrauchs. Festzuhalten ist aber, dass es derzeit für Smart Grids/Smart Market keine einsatzreifen Konzepte bzw. Technologien gibt. Die Auswirkungen der Anfang des Jahres 2013 in Kraft getretenen Verordnung über abschaltbare Lasten bleiben noch abzuwarten. Einerseits erfordert die Umsetzung sowohl organisatorische wie technische Maßnahmen, die Zeit brauchen. Andererseits ist eine Prognose über das Interesse der Großverbraucher schwierig, da die ÜNB nicht bewerten können, welcher Anteil der industriellen Prozesse entsprechend der gesetzlich geregelten Nutzung geeignet ist und wie sich die Wirtschaftlichkeit der Teilnahme an dem Verfahren darstellt.

Zusammenfassend ist zu sagen, dass alle Optionen grundsätzlich sinnvoll und hilfreich sind. Da deren Entwicklung und Realisierung aber eine lange Zeit in Anspruch nehmen und ihre technische Umsetzbarkeit teilweise nicht gesichert ist, stellt der Netzausbau derzeit die kurzfristig notwendige und vielversprechendste Maßnahme zur Ermöglichung der Energiewende dar. Dabei muss aber im Hinblick auf die angesprochenen Potenziale darauf geachtet werden, dass der Ausbau der Netze nicht überdimensioniert wird. Da der NEP regelmäßig neu erstellt wird, fließen neue Erkenntnisse direkt in die Planungen der ÜNB ein und garantieren, dass es zu keiner Fehlentwicklung kommt, die zukünftige Potenziale nicht ausreichend oder zu spät berücksichtigt. Bei der Debatte über energiewirtschaftliche, technische oder politische Möglichkeiten zur Minimierung des Netzausbaubedarfs sollte jedoch immer bedacht werden, dass nicht nur der Netzausbau Auswirkungen auf Mensch und Natur hat. Auch die Umsetzung der geschilderten Optionen wie beispielsweise der Zubau von regionalen Erzeugungseinheiten und Speichern in großer Zahl in allen Regionen hätte Folgen für Menschen, Umwelt, Landschaft und Wirtschaft.

2.3 EINORDNUNG DER ERGEBNISSE DES NETZENTWICKLUNGSPLANS

Der NEP 2013 benennt die zum Zeitpunkt 2023 bzw. 2033 notwendigen Maßnahmen und ordnet sie zeitlich ein. Dabei bildet der NEP nicht das einzig mögliche Netz ab, sondern stellt eine Lösung dar, die bei den vorausgesetzten Anforderungen und Prämissen die benötigte Übertragungskapazität sicherstellt.

Der NEP legt bei neuen Leitungen noch keine konkrete Trassenführung fest. Die Betrachtung räumlicher Konflikte erfolgt in den nachgelagerten Verfahren. Dort finden auch die Belange der Kommunen und z. B. denkmalrechtliche Fragen Berücksichtigung.

Die Frage, inwiefern Entschädigungsleistungen durch den Vorhabenträger zu erbringen sind, kann erst im Stadium der Planfeststellung beantwortet werden. Erst dieser Planungsstand ermöglicht die Identifizierung der durch den Leitungsverlauf direkt betroffenen Grundstücke. Durch den ausbaupflichtigen Netzbetreiber werden Wertminderungen aufgrund einer direkten Flächeninanspruchnahme im gesetzlich vorgegebenen Rahmen finanziell kompensiert. Die Zahlungen basieren auf dem Verkehrswert des Grundstücks bzw. auf dessen Ertragswert.

Im NEP werden konkrete Empfehlungen für den Aus- und Neubau der Übertragungsnetze an Land in Deutschland gemäß den Detailanforderungen im § 12 EnWG gegeben. Die seeseitigen Netzanschlüsse der Offshore-Windparks, die nach Inbetriebnahme ebenfalls zu den Übertragungsnetzen gezählt werden, sind nicht Gegenstand des Netzentwicklungsplans Strom. Sie werden in einem separaten Bericht, dem O-NEP, dargestellt. Die Entwicklung der Offshore-Erzeugung ist aber auch als Eingangsgröße für die Netzplanung an Land eingeflossen.

2.4 GEPRÜFTE UND IN BETRACHT KOMMENDE ANDERWEITIGE PLANUNGSMÖGLICHKEITEN

Der Netzentwicklungsplan muss gemäß § 12b Abs. 4 EnWG eine zusammenfassende Erklärung enthalten, aus welchen Gründen der Netzentwicklungsplan nach Abwägung mit den geprüften, in Betracht kommenden anderweitigen Planungsmöglichkeiten gewählt wurde. Die hier vom Gesetzgeber bewusst gewählte Formulierung unterscheidet sich deutlich von der in § 12c Abs. 2 EnWG in Verbindung mit § 14g UVPG geregelten Pflicht zur Durchführung einer Betrachtung „vernünftiger Alternativen“ im Rahmen des Umweltberichts zum Bundesbedarfsplanentwurf. Der Umfang der Prüfungspflicht anderweitiger Planungsmöglichkeiten muss sich daher nicht an den sehr

2 METHODIK DER ERSTELLUNG DES NETZENTWICKLUNGSPLANS

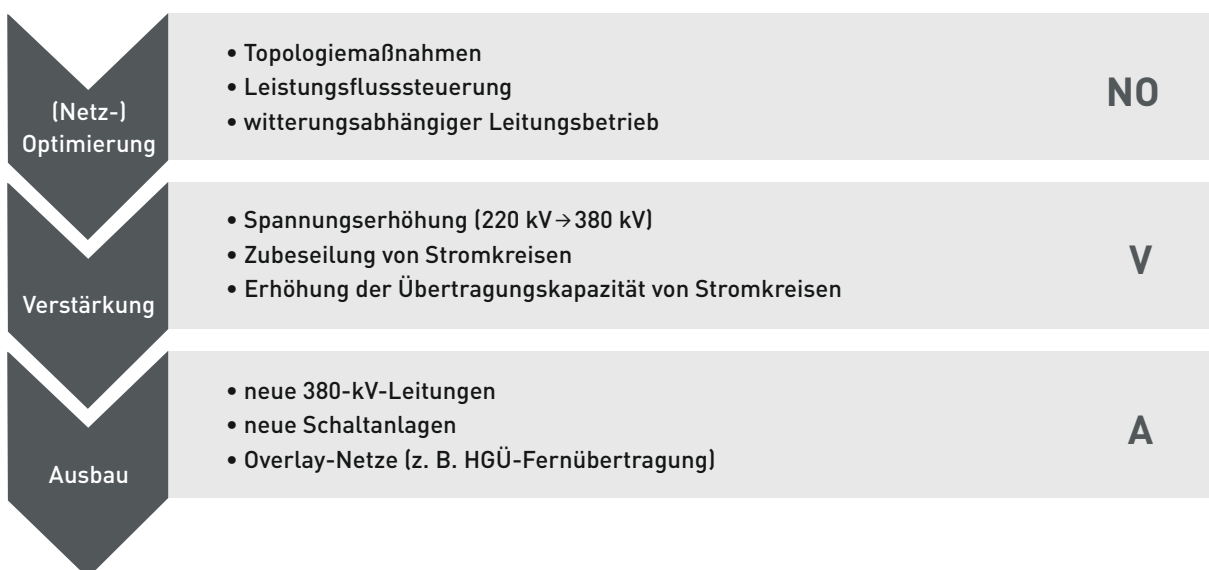
strengen umweltbezogenen Anforderungen zur Prüfung vernünftiger Alternativen des UVPG ausrichten. Darzustellen sind diejenigen anderweitigen Planungsmöglichkeiten, die überhaupt in Betracht kommen und darüber hinaus geprüft wurden.

Nicht geprüft wurden auf der abstrakten Ebene des NEP konkrete räumliche Alternativen zu Einzelmaßnahmen. Die im NEP enthaltenen Maßnahmen sind Ergebnis eines netzplanerisch ermittelten Gesamtbedarfs. Bei dieser Bedarfsermittlung stehen, anders als bei der nachgelagerten Bundesfachplanung und den Planfeststellungsverfahren, geografische Umstände nicht im Zentrum des Interesses. Es geht vielmehr um die grundsätzliche Ermittlung von Lösungen für Übertragungsbedarfe nach netztechnischen Aspekten. Die konkrete Führung der Trasse zwischen einem Anfangs- und Endpunkt liegt zu diesem Zeitpunkt noch nicht fest und kann auch nicht feststehen, da sie nicht Gegenstand der angestellten Netzberechnungen sein kann. Insofern scheidet auf dieser Planungsstufe eine Prüfung anderweitiger räumlicher Planungsmöglichkeiten von Trassenverläufen von vornherein aus. Die Prüfung alternativer Trassenverläufe stellt keine in Betracht kommende anderweitige Planungsmöglichkeit dar und wird insofern im Bericht auch nicht erläutert. Lediglich bei einigen einzelnen Maßnahmen wurden bereits im NEP 2012 anderweitige Anfangs- und Endpunkte aus netzplanerischer Sicht unter netztopologischer Perspektive geprüft. Geografische Aspekte können dabei lediglich in einzelnen Fällen als additive Randbedingungen herangezogen werden.

Bereits im NEP 2012 betrachtete anderweitige Planungsmöglichkeiten sind demgegenüber die Instrumentarien nach dem NOVA-Prinzip sowie anderweitige Technologiekonzepte.

Das NOVA-Prinzip bedeutet Netzoptimierung vor Netzverstärkung vor Netzausbau und enthält für jede dieser Stufen verschiedene Instrumente, die als anderweitige Planungsmöglichkeiten geprüft werden, beispielsweise im Rahmen der Netzoptimierung das Freileitungsmonitoring oder Topologiemassnahmen anstelle von Neubau bzw. im Rahmen der Netzverstärkung Umbeseilung oder Spannungserhöhung statt Neubau. Das NOVA-Prinzip wird in Kapitel 5 dargestellt.

ABBILDUNG 4: PLANUNGSMÖGLICHKEITEN NACH DEM NOVA-PRINZIP



Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

Die anderweitigen Technologiekonzepte stellen durchaus Rahmenbedingungen dar, die in die Netzberechnungen in unterschiedlicher Weise Eingang finden können und insofern anderweitige Planungsmöglichkeiten eröffnen. Solche technischen Optionen stellen insbesondere die Verwendung der Übertragungstechnologie als reines Drehstromnetz, ein vollständig auf Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragungsleitungen (HGÜ) basierender Netzausbau oder eine Mischform aus beiden dar. Die vier Übertragungsnetzbetreiber haben sich für das letztere Konzept entschieden. Die Darstellung der hier angestellten Überlegungen und Abwägungen findet sich in Kapitel 5 des NEP 2012⁵. Gegenüber den dort angestellten Überlegungen gibt es keine neu hinzugefügten technischen Alternativen, sodass im NEP 2013 auf dieses Kapitel Bezug genommen wird.

Grundsätzlich sind anderweitige Planungsmöglichkeiten bereits im NEP 2012 auch dadurch dargestellt, dass dort ausgehend von vier verschiedenen genehmigten Szenarien nach § 12a EnWG vier unterschiedliche Zielnetze berechnet und einander gegenübergestellt werden.

Im NEP 2013 wurde für das Szenario B 2033 anhand repräsentativer Netzsituationen eine Analyse vorgenommen. Bei den Szenarien A 2023 und C 2023 beruhen die Analysen auf ausgewählten Netznutzungsfällen. Dabei zeigt sich, dass das Ergebnisnetz B 2023 allein nicht ausreicht, um die Übertragungsaufgaben zu bewältigen. Mit den durchgeführten indikativen Analysen konnten wesentliche Maßnahmen für die Szenarien A 2023 und C 2023 ermittelt werden. Damit sind auch hier alternative Planungsmöglichkeiten dargestellt.

2.5 BESCHREIBUNG DES VERHÄLTNISSSES VON NEP 2012 UND NEP 2013

Der Netzentwicklungsplan 2012 wurde am 26.11.2012 durch die BNetzA bestätigt. Der bestätigte NEP ist die Grundlage für den Entwurf des ersten Bundesbedarfsplans. Das Bundesbedarfsplangesetz (BBPlG) wurde am 25.04.2013 vom Bundestag beschlossen. Mit dem vom Gesetzgeber beschlossenen Bundesbedarfsplan ist die energiewirtschaftliche Notwendigkeit der darin beschriebenen Maßnahmen verbindlich festgestellt.

Die Arbeiten am NEP 2013 begannen mit der Erstellung des Szenariorahmens für den NEP 2013. Der Entwurf des Szenariorahmens für den Netzentwicklungsplan 2013 wurde von den ÜNB erstellt und der BNetzA am 17.07.2012 übergeben. Danach wurde der Entwurf von der BNetzA geprüft und zur öffentlichen Konsultation gestellt. Anschließend wurde er am 30.11.2012 genehmigt.

Der NEP 2012 hatte für alle Szenarien konkrete Netzausbaumaßnahmen identifiziert. Der wesentliche Unterschied aller Szenarien des Szenariorahmens 2012 im Vergleich mit dem Szenariorahmen 2013 wird durch die weitere Entwicklung regenerativer Energien und die Reduzierung von ungewollten Leistungsflüssen (Ringflüssen) in Polen, Tschechien und Österreich bedingt.

Im NEP 2013 wurde im ersten Schritt der Schwerpunkt auf die Weiterentwicklung der weiteren Netzausbaumaßnahmen des Leitszenarios B 2023 gelegt. Die Analysen bestätigen die Ergebnisse des NEP 2012, Szenario B 2022, und identifizieren weitere Maßnahmen, die infolge der Zunahme des Ausbaus regenerativer Energien durch die Fortschreibung des Szenariorahmens notwendig sind.

Für das Szenario B 2033 wurde anhand repräsentativer Netzsituationen eine Analyse vorgenommen, deren Ergebnis die Aktualität der Netzausbaumaßnahmen im NEP 2012 bestätigt.

⁵ Übertragungsnetzbetreiber (2012): Netzentwicklungsplan Strom 2012, 2. überarbeiteter Entwurf

3 SZENARIEN

Das Kapitel 3 gibt einen Überblick über die Entwicklung des Szenariorahmens. Im Detail wird dargestellt, welche Eingangsgrößen und Daten den Szenarien zugrunde liegen. Anschließend werden die Szenarien konkretisiert und die regionale Zuordnung nach Bundesländern beschrieben. Darüber hinaus geht Kapitel 3 auf die Veränderungen gegenüber dem Szenariorahmen des NEP 2012 ein.

Ergänzungen aus dem Konsultationsverfahren

Viele Stellungnahmen bezogen sich auf den Szenariorahmen selbst und nicht auf den Netzentwicklungsplan 2013. Der Szenariorahmen als Grundlage des NEP wird jedoch jährlich separat von der BNetzA zur Konsultation gestellt.

Folgende Ergänzungen wurden aufgrund der zum ersten Entwurf des NEP 2013 eingegangenen Stellungnahmen in Kapitel 3 vorgenommen:

- *Eine Erläuterung zur Kraftwerksliste wurde eingefügt.*
- *In der Beschreibung der Regionalisierung erneuerbarer Energien wurde ein Ausblick auf die kontinuierlichen Prozesse zur Verbesserung der Methodik eingefügt.*
- *Eine Überblickszahl für die Anzahl an dezentralen Erzeugungsanlagen wurde eingefügt.*
- *Die Annahmen zu Speichern wurden erläutert.*

An den Tabellen wurden keine Änderungen vorgenommen.

3.1 SZENARIORAHMEN

3.1.1 Gesetzliche Anforderungen

Der Szenariorahmen ist der Ausgangspunkt für die Erstellung des Netzentwicklungsplans nach § 12a EnWG. Darin ist vorgesehen, einen Szenariorahmen mit mindestens drei Entwicklungspfaden (Szenarien) vorzulegen. Die Szenarien sollen die Bandbreite wahrscheinlicher Entwicklungen bezüglich Energieverbrauch und Erzeugung in den nächsten zehn Jahren darstellen. Eines der Szenarien wird zudem für weitere zehn Jahre fortgeschrieben, um eine wahrscheinliche Entwicklung für die nächsten 20 Jahre darzustellen.

Diese energiewirtschaftlichen Szenarien beschreiben die notwendigen Randbedingungen, die zur Bewertung zukünftiger Netzauslastungen notwendig sind. Sie sind die Grundlage der Netzplanung und dienen primär als Basis für die Ableitung des jeweils erforderlichen Netzausbaubedarfs. Der Szenariorahmen ist jährlich zu aktualisieren und die Netzentwicklungsplanung daran anzupassen. So können veränderte Rahmenbedingungen und künftige energiewirtschaftliche Entwicklungen berücksichtigt werden.

Der von den Übertragungsnetzbetreibern erstellte Entwurf des Szenariorahmens wurde der Regulierungsbehörde BNetzA am 17.07.2012 vorgelegt und anschließend öffentlich konsultiert. Die im Rahmen der Konsultation aus Sicht der Behörde erforderlich gewordenen Anpassungen des Szenariorahmens hat die BNetzA in die Genehmigung des Szenariorahmens vom 30.11.2012 (Az.: 6.00.03.04/12-11-30/Szenariorahmen 2012)⁶ aufgenommen.

Im Genehmigungsdokument geht die Bundesnetzagentur ergänzend auf die Frage der „wahrscheinlichen Entwicklung“ ein: „Die genehmigten Szenarien decken die Bandbreite wahrscheinlicher Entwicklungen ab. Ein Szenario ist als wahrscheinlich zu erachten, wenn es mit einer hinreichend hohen Realisierungswahrscheinlichkeit verbunden ist und somit das zu entwickelnde Stromnetz in der Zukunft den Anforderungen dieses Szenarios mit

⁶ Bundesnetzagentur (2012): Genehmigung des Szenariorahmens zum NEP 2013

hinreichend hoher Wahrscheinlichkeit genügen muss. Bei der Ermittlung der Szenarien ist von den aktuellen rechtlichen und regulatorischen Rahmenbedingungen auszugehen. Die Entwicklung der gesetzlichen Grundlagen bis 2023 bzw. 2033 ist nämlich ebenso wenig vorhersehbar wie die Entwicklung der Marktpreise oder die Verbreitung neuer Technologien.“⁷

3.1.2 Eingangüberlegungen der Übertragungsnetzbetreiber

Die Szenarien für den Netzentwicklungsplan 2013 bauen auf dem von den Übertragungsnetzbetreibern erstmalig für den Netzentwicklungsplan 2012 entwickelten Szenariorahmen auf. Dieser wurde auf Basis der Daten- und Informationsgrundlage ausgewählter Studien unabhängiger Forschungsinstitutionen⁸ sowie des Verbandes europäischer Übertragungsnetzbetreiber (ENTSO-E) entwickelt. Die Auswahl der Studien erfolgte im Rahmen der Plattform „Zukunftsfähige Energienetze“, die vom Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie gegründet wurde. Die Szenarien für den NEP 2013 wurden überarbeitet und angepasst. Der Zehnjahreshorizont wurde entsprechend um ein Jahr in die Zukunft verschoben. Da sich die energiepolitischen Rahmenbedingungen gegenüber dem Vorjahr nicht grundlegend verändert haben, konnte die gleiche Methodik wie für den NEP 2012 zugrunde gelegt werden.

Der Szenariorahmen für den NEP 2013 hat mit dem genehmigten Szenariorahmen für den NEP 2012 somit viele Gemeinsamkeiten hinsichtlich der grundsätzlichen Struktur und der Verfahren zur Ermittlung der installierten Erzeugerleistungen. Es gab jedoch einige Verbesserungen: So konnte der zugrunde liegende konventionelle Kraftwerkspark des Referenzjahres 2011 durch ein von der BNetzA durchgeführtes Monitoring auf einer breiteren Basis erfasst und durch diese Detaillierung vergrößert werden. Dank einer weiteren Erhebung durch die BNetzA konnten erstmals auch von den Betreibern gemeldete Kraftwerksstilllegungen beachtet werden. Außerdem konnte eine große Anzahl von KWK-Anlagen geringerer Leistung durch Informationen des Bundesamtes für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle (BAFA) ergänzt werden. Aufgrund der Erfahrungen aus den Marktsimulationen im Rahmen des NEP 2012 werden nur noch diejenigen mit Erdgas befeuerten Kraftwerke nach einer Betriebsdauer von 45 Jahren ersetzt, die bereits im Bestand als KWK-Anlagen betrieben werden. Zusätzlich geplante Pumpspeicherkraftwerke mit einer Leistung von insgesamt ca. 2 GW wurden der BNetzA gegenüber bekannt gegeben und im Szenariorahmen berücksichtigt. Hinsichtlich der räumlichen Verteilung der regenerativen Stromerzeuger aller Kategorien wurden deren installierte Leistungen für alle Szenarien je Bundesland angegeben.

Die grundlegenden Charakteristika der einzelnen Szenarien sind auch im NEP 2013 erhalten geblieben:

Szenario A

In Szenario A wird für das Jahr 2023 ein moderater Anstieg der installierten Leistung von Steinkohlekraftwerken im konventionellen Bereich gegenüber dem Stand 2011 angenommen. Dabei werden sämtliche geplanten Braun- und Steinkohlekraftwerke berücksichtigt, für die ein Netzanschlussbegehren oder eine Netzanschlusszusage nach der Kraftwerks-Netzanschlussverordnung (KraftNAV) vorliegt. Die installierte Leistung der erneuerbaren Energien bildet den unteren Rand des Szenariorahmens ab. Das Szenario ist ein Zukunftsbild über zehn Jahre.

Szenario B (Leitszenario)

Szenario B für das Jahr 2023 geht von einem höheren Anteil an erneuerbaren Energien als im Szenario A aus. Darüber hinaus wird ein Anstieg der installierten Leistung von Erdgaskraftwerken prognostiziert. Dieses Basisszenario mit einem Horizont bis 2023 wird zudem um weitere zehn Jahre bis 2033 fortgeschrieben, sodass sich die Szenarien B 2023 und B 2033 ergeben.

Szenario C

Szenario C für das Jahr 2023 zeichnet sich durch einen besonders hohen Anteil an erneuerbaren Energien aus, der sich aus regionalen Entwicklungsprognosen und Zielen der Bundesländer ergibt. Der konventionelle Kraftwerkspark entspricht dem Szenario B für das Jahr 2023.

⁷ Bundesnetzagentur (2012): Genehmigung des Szenariorahmens zum NEP 2013, S. 39

⁸ Quellen siehe Übertragungsnetzbetreiber (2012): Szenariorahmen für den Netzentwicklungsplan Strom 2013 – Entwurf

3 SZENARIEN

In allen Szenarien ist die Kernenergie durch die geplanten Kraftwerksstilllegungen bis zum Ende des Jahres 2022 nicht mehr vorhanden.

Eingangsgrößen

Wesentliche Quellen für den konventionellen Kraftwerkspark im vorliegenden Szenariorahmen des NEP 2013 waren die aktuellen Bestandslisten konventioneller Kraftwerke der Bundesnetzagentur (Stand 01.04.2012), das Kraftwerksanschlussregister nach KraftNAV des VDE-FNN (Stand 29.06.2012), die bei den Fernleitungsnetzbetreibern Gas (FNB) vorliegenden Anschlussbegehren für Gaskraftwerke sowie die Überlegungen, die in der Genehmigung des Szenariorahmens 2012 (Dezember 2011) enthalten sind.

Überarbeitete und aktualisierte Datenbasis

Die zugrunde liegenden Daten wurden aktualisiert. Dabei wurde insbesondere auf überarbeitete Daten der BNetzA zurückgegriffen:

- eine aktualisierte Liste der Bestandskraftwerke in Deutschland,
- Unternehmensmeldungen hinsichtlich des Zubaus und Rückbaus von Kraftwerken mit Blick auf die nächsten fünf Jahre,
- eine Übersicht über die KWK-Anlagen in Deutschland mit Leistung und Postleitzahl, aber ohne Angaben zu Brennstoff und Baujahr (über das Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle, BAFA).

Darüber hinaus haben sich die Übertragungsnetzbetreiber mit den Fernleitungsnetzbetreibern über die Berücksichtigung von geplanten Kraftwerken in den Szenarien abgestimmt. Außerdem sind die vorläufigen Werte des EE-Bestandes Ende 2011 aus den EE-Stammdatenregister der Übertragungsnetzbetreiber eingeflossen.

Änderungen im Entwurf des Szenariorahmens 2013 gegenüber dem genehmigten Szenariorahmen 2012

Folgende Änderungen und Aktualisierungen wurden vorgenommen:

- Aktualisierung der EE-Bestandszahlen von Ende 2010 auf Ende 2011,
- Aktualisierung der Bestandskraftwerke auf Ende 2011 mit Daten aus dem Kraftwerksmonitoring der BNetzA,
- Aktualisierung der Neubaukraftwerke gemäß Bundesnetzagentur-KW-Monitoring und VDE FNN-Kraftwerksanschlussregister nach KraftNAV,
- Berücksichtigung von zusätzlichen Pumpspeicherkraftwerken mit einer Gesamtleistung von ca. 2 GW, für die lediglich Projektanträge vorliegen,
- Aktualisierung der Rückbauten von Kraftwerken anhand angezeigter Rückbauvorhaben und nach Betriebsdauer für 2023 und 2033,
- baugleicher Ersatz von Erdgaskraftwerken mit KWK-Eigenschaft nach 45 Jahren Betriebsdauer; Außerbetriebnahme von Erdgaskraftwerken ohne KWK-Eigenschaft nach Ablauf der Betriebsdauer,
- aufgrund neuerer Erkenntnisse Verschiebung von Kraftwerken aus der Kategorie „sonstige Erneuerbare“ zu „sonstige konventionelle Kraftwerke“,
- Anpassung von EE-Zielwerten gemäß vorliegenden Meldungen der Bundesländer (BW, BB, HB, HH, HE, MV, ST, TH),
- Anpassung der Jahreshöchstlast auf 87,5 GW von 84 GW in allen Szenarien.

Folgende Punkte wurden beibehalten:

- Zuordnung der NEP-Szenarien zu den ENTSO-E-Szenarien aus der SO&AF (Scenario Outlook & Adequacy Forecast),
- Standardbetriebsdauer aller kohle- und mineralölbefeuerten Kraftwerke von 50 Jahren,
- kein Rückbau von Laufwasser- und Pumpspeicherkraftwerken,
- Nettostrombedarf in Höhe von 535,4 TWh in allen Szenarien,

- Übernahme der CO₂- und Brennstoffpreise aus dem NEP der Fernleitungsnetzbetreiber (Prognos AG)⁹,
- EE-Zielwerte der Bundesländer (Szenario C 2023) gemäß NEP 2012 interpoliert, sofern keine neueren Werte vorliegen.

Annahmen zu konventionellen Kraftwerken und Speichern

Die nachfolgenden Daten zu den Szenarien des NEP 2013 enthalten jeweils die für die Energiewirtschaft der Bundesrepublik Deutschland relevanten Informationen aus Sicht der Übertragungsnetzbetreiber. Dafür sind folgende Abgrenzungen von Bedeutung:

- Alle Angaben beziehen sich auf Anlagen auf dem Gebiet der Bundesrepublik Deutschland.
- Kraftwerksleistungen sind Nettoleistungen aller zum jeweiligen Zeitpunkt betriebsbereiten Kraftwerke ohne Berücksichtigung des Leistungs- und Energiebedarfs zum Betrieb der Kraftwerke oder Heizkraftwerke.
- Alle Kraftwerke sollen erfasst werden, unabhängig davon, ob sie in industrielle, andere private oder öffentliche Netze einspeisen.
- Der elektrische Netto-Energiebedarf umfasst die Abgabe aus Netzen der öffentlichen Versorgung, den Bedarf der Bahnen, des Gewerbes, der Industrie und den Bedarf der Netzbetreiber.

Bei der Ermittlung und Beschreibung der geforderten energiewirtschaftlichen Szenarien wurde der Kraftwerkspark mit einer detaillierten Kraftwerksliste blockscharf ermittelt. Während der Aufbereitung der Eingangsdaten wurden Informationen zu einzelnen Kraftwerksblöcken präzisiert und mit unterschiedlichen Planungsstatus für den Stromsektor versehen. Diese Angaben wurden mit dem Kraftwerksanschlussregister beim Verband der Elektrotechnik, Elektronik und Informationstechnik/Forum Netztechnik/Netzbetrieb (VDE/FNN) nach § 9 Kraftwerks-Netzanschlussverordnung abgeglichen.

Nach Abgleich mit dem NEP Gas der Fernleitungsnetzbetreiber fanden auch Kraftwerke aus dem NEP Gas Einzug in die Kraftwerksliste des NEP Strom der ÜNB.

Speicher können grundsätzlich einen Beitrag zur Vergleichmäßigung des stark schwankenden Energieangebots durch Wind und Sonne leisten. Die verlustarme Speicherung von elektrischer Energie ist auch heute noch eine der größten energietechnischen und -technologischen Herausforderungen. Großtechnisch realisiert sind heutzutage nur Pumpspeicherkraftwerke. Alternative Speichertechnologien wie zum Beispiel Methanisierung oder Druckluftspeicher werden derzeit erforscht. Speziell bei den Speichern wurden alle bekannten Ausbauvorhaben in den Szenariorahmen aufgenommen. Weitere konkrete Speicherprojekte wurden im Rahmen der Konsultation des Szenariorahmens nicht eingebracht. In allen Szenarien wurden alle derzeit in Planung befindlichen Pumpspeicherkraftwerke als realisiert angesetzt. Darüber hinaus wurden keine weiteren Speichermöglichkeiten in Deutschland angenommen. Das am 01.05.2013 gestartete Programm zur Förderung einer Investition in Batteriespeichersysteme, welche zusammen mit Photovoltaikanlagen mit einer installierten Leistung von maximal 30 Kilowattpeak betrieben werden, konnte noch nicht berücksichtigt werden.

Die Laufzeit der konventionellen Kraftwerke mit Ausnahme von Erdgaskraftwerken wurde mit 50 Jahren angesetzt. Diese Betriebsdauer basiert auf Erfahrungswerten und Studien und stellt einen Mittelwert dar. Im Gegensatz zum Netzentwicklungsplan 2012 führen Retrofit-Maßnahmen nicht zu einer Veränderung dieser Betriebsdauer. Der Einsatz der Pumpspeicherkraftwerke erfolgt zeitlich unbefristet. Erdgaskraftwerke mit KWK-Eigenschaft werden nach 45 Jahren Betriebsdauer baugleich ersetzt, Erdgaskraftwerke ohne KWK-Eigenschaft nach Ablauf der Betriebsdauer außer Betrieb genommen.

Aufgrund des Stichtages bei der Erstellung und dem Abgleich der Kraftwerkslisten kann es vorkommen, dass sich der Status von Kraftwerken, v. a. derjenigen, die sich in Planung befinden, während der Erstellung des NEP ändert. Diesem Umstand wird dann bei der Erarbeitung des Szenariorahmens für den folgenden NEP Rechnung getragen.

⁹ Fernleitungsnetzbetreiber (2012): Netzentwicklungsplan Gas 2012

3 SZENARIEN

Ergänzende Eingangsdaten zur Marktmodellierung

Für die Marktsimulation zusätzlich erforderliche energiewirtschaftliche Rahmendaten wurden im Zusammenhang mit dem Szenariorahmen zur Vereinheitlichung der Preise zwischen dem NEP Strom und dem NEP Gas für die Modellierung die von Prognos AG für den Szenariorahmen NEP Gas berechneten Annahmen zugrunde gelegt. Beim Abgleich der Eingangsgrößen der beiden Netzentwicklungspläne Strom und Gas fanden folgende Brennstoffpreise und CO₂-Zertifikatspreise des NEP Gas der Fernleitungsnetzbetreiber Einzug in den NEP Strom der ÜNB¹⁰.

TABELLE 1: BRENNSTOFFPREISE UND ZERTIFIKATSKOSTEN

Alle Szenarien	Einheit	2010	2023	2033
Internationale Preise				
Ölpreis real	(USD ₂₀₁₀ /bbl)	80	106	114
CO ₂ -Zertifikatspreis	(EUR ₂₀₁₀ /t)	13	27	45
Grenzübergangspreise Deutschland				
Rohöl	(EUR ₂₀₁₀ /t)	446	572	696
Erdgas	(EURCent ₂₀₁₀ /kWh)	2,1	2,6	2,7
Kraftwerkssteinkohle	(EUR ₂₀₁₀ /t SKE)	85	79	86
Braunkohle (Inland)	(EUR ₂₀₁₀ /MWh(th))	1,5	1,5	1,5

Quelle: Übertragungsnetzbetreiber (2012): Szenariorahmen für den Netzentwicklungsplan Strom 2013 – Entwurf

In Abstimmung mit dem NEP Gas sind folgende Emissionsfaktoren der Marktsimulation mit dem europäischen und deutschen Kraftwerkspark zugrunde gelegt:

TABELLE 2: EMISSIONSFAKTOREN

Primärenergieträger	Spezifische CO ₂ -Emissionen [t CO ₂ / GJ _{therm}]
Braunkohle	0,1110
Steinkohle	0,0917
Erdgas	0,0556
Öl	0,0750

Quelle: Übertragungsnetzbetreiber (2012): Szenariorahmen für den Netzentwicklungsplan Strom 2013 – Entwurf

¹⁰ Fernleitungsnetzbetreiber (2012): Netzentwicklungsplan Gas 2012

3.1.3 Der genehmigte Szenariorahmen

Die von den ÜNB entwickelten Szenarien wurden am 17.07.2012 an die BNetzA übergeben und im Anschluss unter Beteiligung der interessierten Öffentlichkeit zur Konsultation gestellt. Im Rahmen der Konsultation wurden durch die BNetzA Änderungen am vorgeschlagenen Szenariorahmen vorgenommen. Mit Schreiben vom 30.11.2012 hat die Bundesnetzagentur den Szenariorahmen für den NEP 2013 nach § 12a Abs. 3 EnWG genehmigt. Das Genehmigungsschreiben wurde auf den Internetseiten der BNetzA veröffentlicht. Dem Schreiben sind die Details zu den genehmigten Werten und deren Herleitung zu entnehmen (Az.: 6.00.03.04/12-11-30/Szenariorahmen 2012).

Eine Übersicht über die Anpassungen in der Genehmigung ist in den folgenden Tabellen aufgeführt. Kleine Abweichungen in der Summenbildung in den Tabellen resultieren aus der Rundung auf 0,1 GW.

TABELLE 3: ÜBERSICHT ÜBER DIE ANPASSUNGEN IN DER GENEHMIGUNG DES SZENARIORAHMENS DURCH DIE BNETZA/ INSTALLIERTE ERZEUGUNGSLEISTUNG, TEIL I: KONVENTIONELL

Energieträger (alle Angaben in GW)	Referenz 2011			Szenario A 2023			Szenario B 2023			Szenario B 2033			Szenario C 2023		
	ÜNB	BNetzA	Diff.	ÜNB	BNetzA	Diff.	ÜNB	BNetzA	Diff.	ÜNB	BNetzA	Diff.	ÜNB	BNetzA	Diff.
Kernenergie	12,1		0,0	0,0		0,0	0,0		0,0	0,0		0,0	0,0		0,0
Braunkohle	20,2		0,0	19,3	18,0	↓ -1,3	17,6		0,0	11,8		0,0	17,6		0,0
Steinkohle	26,3		0,0	31,9		0,0	25,8	25,7	↓ -0,1	20,2		0,0	25,8	25,7	-
Erdgas	26,6	26,5	(-0,1)	22,8	23,2	↑ 0,4	31,9	33,0	↑ 1,1	41,1	41,0	↓ -0,1	31,9	33,0	↑ 1,1
Öl	3,8		0,0	2,7		0,0	2,7		0,0	1,0		0,0	2,7		0,0
Pumpspeicher	6,4		0,0	10,9	11,0	↑ 0,1	10,9	11,0	↑ 0,1	10,9	11,0	↑ 0,1	10,9	11,0	↑ 0,1
Sonstige konv. Erzeugung	4,1		0,0	3,3		0,0	3,3		0,0	2,3		0,0	3,3		0,0
Summe gesamte konv. Erzeugung	99,3	99,4	-	90,9	90,1	↓ -0,8	92,2	93,3	↑ 1,1	87,1	87,3	-	92,2	93,3	↑ 1,1

Quelle: Übertragungsnetzbetreiber und Bundesnetzagentur (2012): Genehmigung des Szenariorahmens zum NEP 2013, S. 2, 48, 50, 53, 58, 60, 62, 64, 66, 67

3 SZENARIEN

TABELLE 4: ÜBERSICHT ÜBER DIE ANPASSUNGEN IN DER GENEHMIGUNG DES SZENARIORAHMENS DURCH DIE BNETZA/ INSTALLIERTE ERZEUGUNGSLEISTUNG, TEIL II: REGENERATIV

Energieträger (alle Angaben in GW)	Referenz 2011			Szenario A 2023			Szenario B 2023			Szenario B 2033			Szenario C 2023		
	ÜNB	BNetzA	Diff.	ÜNB	BNetzA	Diff.	ÜNB	BNetzA	Diff.	ÜNB	BNetzA	Diff.	ÜNB	BNetzA	Diff.
Wind onshore	29,1	28,9	↓-0,2	45,9	45,7	↓-0,2	49,5	49,3	↓-0,2	66,5	66,3	↓-0,2	84,5	86,0	↑1,5
Wind offshore	0,2		0,0	9,8	10,3	↑0,5	13,1	14,1	↑1,0	28,1	25,3	↓-2,8	17,8		0,0
Photovoltaik	25,1	25,3	↑0,2	55,1	55,3	↑0,2	61,1	61,3	↑0,2	72,1	65,3	↓-6,8	51,8	55,6	↑3,8
Biomasse	5,3	5,5	↑0,2	7,9	8,1	↑0,2	8,7	8,5	↓-0,2	9,7	9,0	↓-0,7	7,3		0,0
Wasserkraft	4,7	4,4	↓-0,3	4,8	4,5	↓-0,3	5,0	4,8	↓-0,2	5,2	5,0	↓-0,2	4,8		0,0
Sonstige reg. Erzeugung	0,7	0,9	↑0,2	0,9	1,0	↑0,1	1,2	1,5	↑0,3	1,9	2,3	↑0,4	1,4		0,0
Summe reg. Erzeugung	65,1	65,2	↑0,1	124,5	124,9	↑0,4	138,7	139,5	↑0,8	183,6	173,2	↓-10,4	167,6	172,9	↑5,3
Summe reg. und konv. Erzeugung (Tab. 3 + 4)	164,4	164,6	↑0,2	215,4	215,0	↓-0,4	230,9	232,8	↑1,9	270,7	260,5	↓-10,2	259,8	266,2	↑6,4

Quelle: Übertragungsnetzbetreiber und Bundesnetzagentur (2012): Genehmigung des Szenariorahmens zum NEP 2013, S. 2, 48, 50, 53, 58, 60, 62, 64, 66, 67

Zusätzlich wurde eine Senkung der angenommenen Jahreshöchstlast von 87,5 GW ohne Verlustleistung auf 84 GW inklusive der Verlustleistung im Verteilungsnetz in den Zieljahren 2023 und 2033 in der Genehmigung zugrunde gelegt.

Erzeugungskapazitäten in den genehmigten Szenarien

In der folgenden Tabelle sind die installierten NettLeistungen pro Energieträger für Deutschland in den drei Szenarien für 2023 und dem Szenario für 2033 nach Genehmigung durch die BNetzA dargestellt:

TABELLE 5: SZENARIORAHMEN – ERZEUGUNGSKAPAZITÄTEN

Installierte Nettoleistungen [GW]					
Energieträger	Referenz 2011	Szenario A 2023	Szenario B 2023	Szenario B 2033	Szenario C 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
Summe konv. Erzeugung	99,4	90,1	93,3	87,3	93,3
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
Summe reg. Erzeugung	65,2	124,9	139,5	173,2	172,9
Summe Erzeugung	164,6	215,0	232,8	260,5	266,2

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

Nettostromverbrauch und Jahreshöchstlast in den genehmigten Szenarien

Die Entwicklung des Energiebedarfs der Endverbraucher unterliegt einigen Unsicherheiten. Ein Rückgang der Nachfrage kann durch Energieeffizienzmaßnahmen im Bereich des Stromeinsatzes stattfinden, eine Steigerung der Nachfrage kann durch den Ersatz von Primärenergieträgern durch elektrische Energie, z. B. durch Elektromobilität, verursacht werden. Inwieweit sich diese Trends gegenseitig beeinflussen, ist heute noch nicht vorhersehbar. In der Genehmigung der BNetzA finden sich daher die folgenden Annahmen zu Nettostrombedarf und Jahreshöchstlast:

3 SZENARIEN

TABELLE 6: NETTOSTROMVERBRAUCH IN DEN GENEHMIGTEN SZENARIEN

	Referenz 2011	Szenario A 2023	Szenario B 2023	Szenario B 2033	Szenario C 2023
Nettostrombedarf (TWh)	536,8	535,4	535,4	535,4	535,4
Jahreshöchstlast (GW)*	86,4	84,0	84,0	84,0	84,0

* inklusive der Summe der Verlustleistung im Verteilungsnetz

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

3.2 AUFBEREITUNG DES SZENARIORAHMENS

Für den Netzentwicklungsplan sind umfangreiche Marktsimulationen nötig. Sie werden insbesondere gebraucht, um den künftig erwarteten blockscharfen Kraftwerkeinsatz in Deutschland unter den Vorgaben der Leistungen aus erneuerbarer Energieerzeugung und des Verbrauchs aus den Szenarien zu ermitteln. Sie liefern somit die Eingangsdaten für Netzberechnungen auf Netzknotenebene. Diese Aufbereitung der genehmigten Mantelzahlen auf Netzknoten beinhaltet in einem ersten Schritt die Erfassung und regionale Zuordnung der zukünftig in Bezug auf das jeweilige Szenario erwarteten folgenden Punkte:

- installierte Leistungen konventioneller Kraftwerke,
- Energieerzeugungsanlagen aus erneuerbaren Energiequellen,
- die regionale Verteilung von Speicherkapazitäten sowie
- die Regionalisierung des Verbrauchs.

Den Netzknoten wurden bezüglich des Verbrauch und der Einspeiseleistung von EE-Erzeugungsanlagen regional unterschiedliche Profile zugewiesen, die zu einem gemeinsamen Referenzjahr gehören. Des Weiteren wurde das Ausland hinsichtlich der Erzeugungs- und Übertragungsnetzkapazitäten nachgebildet.

3.2.1 Regionalisierung konventioneller Kraftwerke und Speicher

Konventionelle Kraftwerke und Speicher wurden in einer Kraftwerksliste¹¹ erfasst, die die Bestandskraftwerke, Kraftwerke im Bau, Kraftwerke in Planung und die Ersatzneubauten beinhaltet. Es ist somit möglich, die installierten Leistungen je Energieträger und Technologieklasse aus dem genehmigten Szenariorahmen mit den jeweiligen Vorgaben vollständig einzelnen bekannten, von den Kraftwerksbetreibern festgelegten Standorten zuzuordnen. Die ÜNB haben keinen Einfluss auf die Standorte zukünftig zu errichtender Kraftwerke und sind auf die Informationen der Kraftwerksprojektierer angewiesen.

Im Rahmen der Gespräche zum Szenariorahmen mit der BNetzA und der Prognos AG als Vertreter der Fernleitungsnetzbetreiber Gas wurde die Kraftwerksliste zum NEP Strom der ÜNB überarbeitet. Die vorgegebenen Gesamtwerte je Energieträger und installierter Leistung aus der Genehmigung des Szenariorahmens werden vollumfänglich eingehalten und regionalisiert. Kraftwerke mit Netzanschluss am Höchstspannungsnetz können auf Basis dieser Kraftwerksliste direkt ihren Netzknoten zugeordnet werden. Kraftwerke mit Netzanschluss in unterlagerten Netzen können entweder ihren Standorten in diesen Netzebenen oder den nächstgelegenen 380/110-kV-Anschlussknoten indirekt zugeordnet werden. Die Verteilung der installierten Leistung der konventionellen Kraftwerke ist damit regional modelliert.

¹¹ Siehe Kraftwerksliste 2013 unter www.netzentwicklungsplan.de/content/materialien

3.2.2 Regionalisierung der installierten Leistungen von erneuerbaren Energien

Für den Entwurf des Szenariorahmens des NEP 2013 wurde die Regionalisierung der installierten Leistung der erneuerbaren Energien auf Bundesländerebene mit zur Konsultation gestellt. Die Genehmigung des Szenariorahmens des NEP 2013 erfolgte jedoch nur auf Bundesebene. Daher wurde für die regionale Zuordnung der genehmigten installierten Leistungen von elektrischen Energieerzeugungsanlagen aus erneuerbaren Energiequellen (installierte Leistungen aus erneuerbaren Energien) zu den Bundesländern und weiter zu den Netzknoten von den ÜNB folgende Verteilungsmethodik angewendet.

Die regionalen Verteilungsschlüssel basieren auf folgenden Prinzipien:

- Die installierten Leistungen aus erneuerbaren Energien je Umspannwerksstandort im Jahr 2011 sind bekannt. Sie werden den jeweiligen Netzknoten zugeordnet und auf Bundesländerebene aggregiert. *So sind allein über 1,2 Millionen Solaranlagen, mehr als 22.000 Windkraftanlagen, über 13.000 Biomasseanlagen und mehr als 7.000 Wasserkraftanlagen in den EEG-Anlagenstammdaten erfasst und wurden entsprechend berücksichtigt. Zusammen mit den KWK-Anlagen aus der Liste des BAFA ist somit eine Vielzahl von dezentralen Erzeugungsanlagen mit Einspeisungsvorrang direkter Bestandteil der Modellierung.*
- Die im Rahmen der Konsultation des Szenariorahmens durch die Bundesländer an die BNetzA gemeldeten Zahlen zur installierten Leistung der erneuerbaren Energien werden für das Szenario C 2023 als Basis übernommen. Aus der Differenz zum Stand Ende 2011 ergibt sich ein Zubau je Bundesland für das Szenario C 2023.
- Diese Zubauleistung je erneuerbarer Energiequelle wird größtenteils auf Basis von Potenzialstudien, die den Verteilungsnetzbetreibern oder den Übertragungsnetzbetreibern vorliegen, auf die Netzknoten in den Bundesländern verteilt. *Hierbei sind auch die für 2013 aktuell vorliegenden Zahlen eingeflossen.*
- Basis für die Verteilung der erneuerbaren Energien auf die Bundesländer in den Szenarien A 2023 und B 2023 ist die Differenz zwischen dem Ist-Wert Ende 2011 und dem Zielwert je Bundesland für das Jahr 2023 im Szenario C 2023.
- Der Zubau an erneuerbaren Energien pro Bundesland gegenüber dem Jahr 2011 in den Szenarien A 2023 und B 2023 wird proportional zum Anteil des Zubaus im jeweiligen Bundesland am Zubau für Deutschland aufgeteilt.

Somit wurden die politischen Ausbauzielstellungen der Bundesländer berücksichtigt, u. a. auch das Ziel eines stärkeren Zubaus von Windkraftanlagen in den südlichen Bundesländern.

Die freie Standortwahl von Kraftwerken und Erzeugungsanlagen und ihr freier Einsatz im deutschen und europäischen Markt sind ebenso wie die vorrangige Einspeisung erneuerbarer Energien, des KWK-Stroms und die vollständige Integration der erzeugten Energie in Deutschland gesetzlich geregelt. Des Weiteren sind durch regional unterschiedliche Prognoseansätze, -zeiträume und Erfassungsgrade einheitliche Prämissen für eine Regionalisierung der Zubauerwartung von erneuerbaren Energien nicht nach einheitlichen Kriterien umzusetzen. In der Fortschreibung des Szenariorahmens des NEP 2013 wurden die Regionalisierungsgrundsätze des NEP 2012 beibehalten. Insgesamt steigt die installierte Leistung aus erneuerbaren Energien im Vergleich zum NEP 2012 an. In der Konsultation wurde aber von mehreren Parteien darauf hingewiesen, dass sie von anderen regionalen Leistungsentwicklungen der dezentralen Erzeugungsanlagen ausgehen. Für den NEP 2014 arbeiten die ÜNB weiter im Dialog mit allen Beteiligten an einer Verbesserung der Methodik zur Regionalisierung der Zubauerwartungen für erneuerbare Energien. Hierbei werden die Zielsetzungen zum EE-Ausbau entsprechend ihrer Datengrundlage eingeordnet, die aktuell tatsächlich realisierten Zubauraten für die Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien einbezogen sowie weitere relevante Aspekte berücksichtigt.

Im Entwurf des Szenariorahmens der ÜNB wurden im Rahmen der Regionalisierung insgesamt 13,1 GW für die installierte Offshore-Windleistung im Leitszenario B 2023 vorgeschlagen (davon 11,0 GW in der Nordsee und 2,1 GW in der Ostsee). Im Genehmigungsdokument der BNetzA wurde u. a. die Mantelzahl/Gesamtsumme für die Offshore-Leistung im Leitszenario B 2023 um 1 GW erhöht und somit eine installierte Offshore-Windleistung von insgesamt 14,1 GW festgelegt. Zusätzlich enthält dieses Dokument auf Seite 75 eine Tabelle, aus der sich die empfohlene Regionalisierung zwischen Nord- und Ostsee mit 12,8 GW und 1,3 GW entnehmen lässt.

3 SZENARIEN

Entsprechend der beim zuständigen ÜNB vorliegenden Prognosen und Projektanträge wären jedoch die 2,1 GW Offshore-Leistung in der Ostsee weiterhin für das Szenario B 2023 realistisch. Somit wurde indikativ eine zusätzliche Marktmodellierung mit 2,1 GW Wind offshore in der Ostsee durchgeführt (d. h., die Offshore-Leistung in der Nordsee blieb unverändert, und die Offshore-Leistung in der Ostsee wurde um 0,8 GW erhöht), um die Auswirkungen der Veränderung dieser einzelnen Einflussgröße aufzeigen zu können. Das Ergebnis dieser Untersuchungen ist in Kapitel 6 dargestellt.

Die weitere regionale Detaillierung auf die Netzknoten erfolgte auf Basis vorhandener Informationen, die den Übertragungsnetzbetreibern von den Verteilungsnetzbetreibern zur Verfügung gestellt wurden bzw. im Verhältnis der heutigen Ist-Verteilung der erneuerbaren Energien je Landkreis oder Einzugsregion eines Umspannwerkes. Die Verteilung der installierten Leistungen von elektrischen Energieerzeugungsanlagen aus erneuerbaren Energiequellen ist damit regional modelliert. Verteilungsnetzbetreiber spielen speziell für die sichere Integration der erneuerbaren Energien eine zentrale Rolle.

Die Überführung der installierten Leistung erneuerbarer Energien auf die tatsächliche Einspeiseleistung erfolgte über regional aufgelöste Zeitreihen, die für jedes Bundesland oder jede Netzregion für das Referenzjahr 2007 vorliegen. Durch Multiplikation der im jeweiligen Szenario zukünftig erwarteten installierten Leistungen in den einzelnen Netzknoten mit den jeweiligen unterschiedlichen Einspeiseprofilen aus dem Referenzjahr wurden pro Szenario die Einspeisungen aus erneuerbaren Energiequellen ermittelt.

3.2.3 Regionalisierung des Verbrauchs

Damit die meteorologischen Grunddaten mit denen der Erzeugung konsistent sind, ist das Basisjahr für die Ermittlung der Verbrauchsprofile ebenfalls das Jahr 2007. Aus diesem Basisjahr wurden den einzelnen Netzknoten für das deutsche Stromnetz regionalisierte Profile des Verbrauchs zugeordnet. Das Gesamtprofil des Verbrauchs für das deutsche Stromnetz wird aus diesen Profilen zusammengesetzt. Die so erhaltene Zeitreihe des gesamten Verbrauchs wurde anschließend auf die von der BNetzA genehmigten Kennwerte Höchstlast und Energiemenge skaliert.

Die Zeitreihen wurden so angepasst, dass die Verteilung zwischen den einzelnen Bundesländern der Statistik aus dem Länderarbeitskreis Energiebilanzen entspricht, die Maxima der einzelnen Zeitreihen sowie deren Gesamtprofil unverändert bleiben und die konsultierten und genehmigten Werte für Verbrauch und Höchstlast eingehalten werden. Nach Anwendung des Verfahrens lagen die regionalisierten Verbrauchsprofile in einer Form vor, die eine Verwendung in der Marktsimulation ermöglicht und die Prämissen des konsultierten und genehmigten Szenariorahmens bezüglich Höchstlast und Gesamtverbrauch einhält.

Die Detaillierung auf die einzelnen Netzknoten in einer Netzregion erfolgt nach dem Anteil des Verbrauchs des jeweiligen Knotens an der Starklast in der Region. So ergeben sich die Zeitreihen des Verbrauchs pro Netzknoten.

3.2.4 Ergebnisse der Regionalisierung

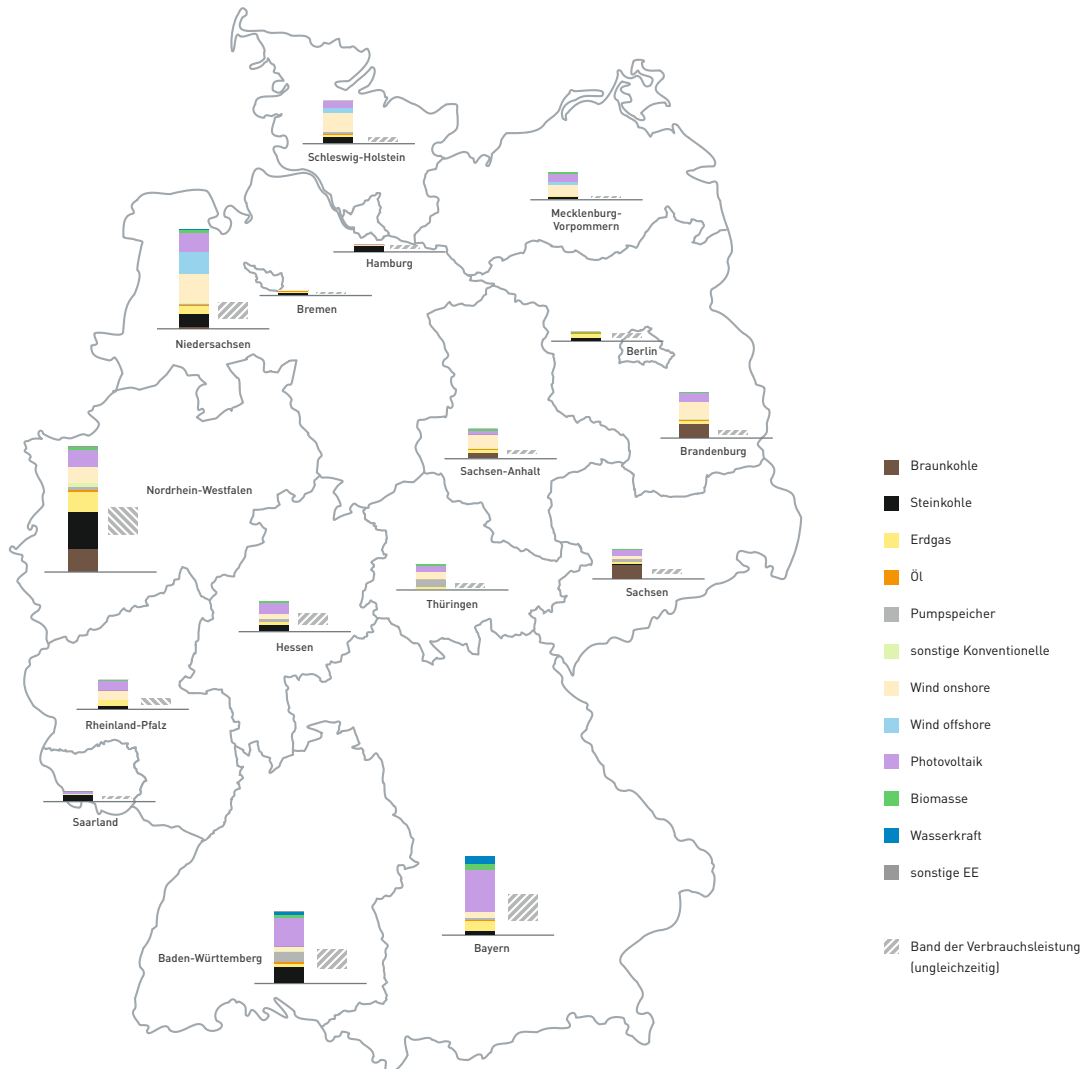
Als Ergebnis der zuvor beschriebenen Regionalisierung liegen für jeden Netzknoten die installierten Leistungen konventioneller Kraftwerke, die installierten Leistungen von Anlagen der erneuerbaren Energien sowie der Maximalwert des zeitungleichen Verbrauchs vor.

Zur besseren Darstellung sind die zuvor beschriebenen Leistungen an den Netzknoten für die einzelnen Szenarien in den nachfolgenden Grafiken auf die jeweiligen Bundesländer aufgeschlüsselt abgebildet. Neben den installierten Leistungen der Erzeugungsanlagen sind auch die jeweiligen Minimal- und Maximalwerte des Verbrauchs dargestellt. Hierzu ist anzumerken, dass dies eine Betrachtung je Bundesland ist und damit sowohl die Maxima als auch die Minima nicht zwangsläufig zeitgleich in jedem Bundesland auftreten. Somit kann der Maximalwert für Deutschland nicht aus der Summe der Einzelwerte ermittelt werden.

In allen Darstellungen ist die räumliche Aufteilung der Einspeisetypen für die jeweiligen Szenarien zu erkennen. Die Photovoltaik-Anlagen konzentrieren sich eher in den südlichen Bundesländern Bayern und Baden-Württemberg. Die Konzentration der Windenergieanlagen ist in den küstennahen Bundesländern Mecklenburg-Vorpommern, Niedersachsen und Schleswig-Holstein sowie in Brandenburg besonders hoch. Bei den konventionellen Kraftwerken liegen die Schwerpunkte der Steinkohlekraftwerke in Baden-Württemberg, in Niedersachsen und in Nordrhein-Westfalen. Bei den Braunkohlekraftwerken ist dies durch den jeweiligen Tagebau auf die Bundesländer Brandenburg, Nordrhein-Westfalen, Sachsen und Sachsen-Anhalt begrenzt. Die Gaskraftwerke verteilen sich über viele Bundesländer, sind aber auch konzentriert in Bayern, Niedersachsen und Nordrhein-Westfalen zu finden. In Abbildung 5 ist die Aufteilung in Szenario A 2023 dargestellt.

3 SZENARIEN

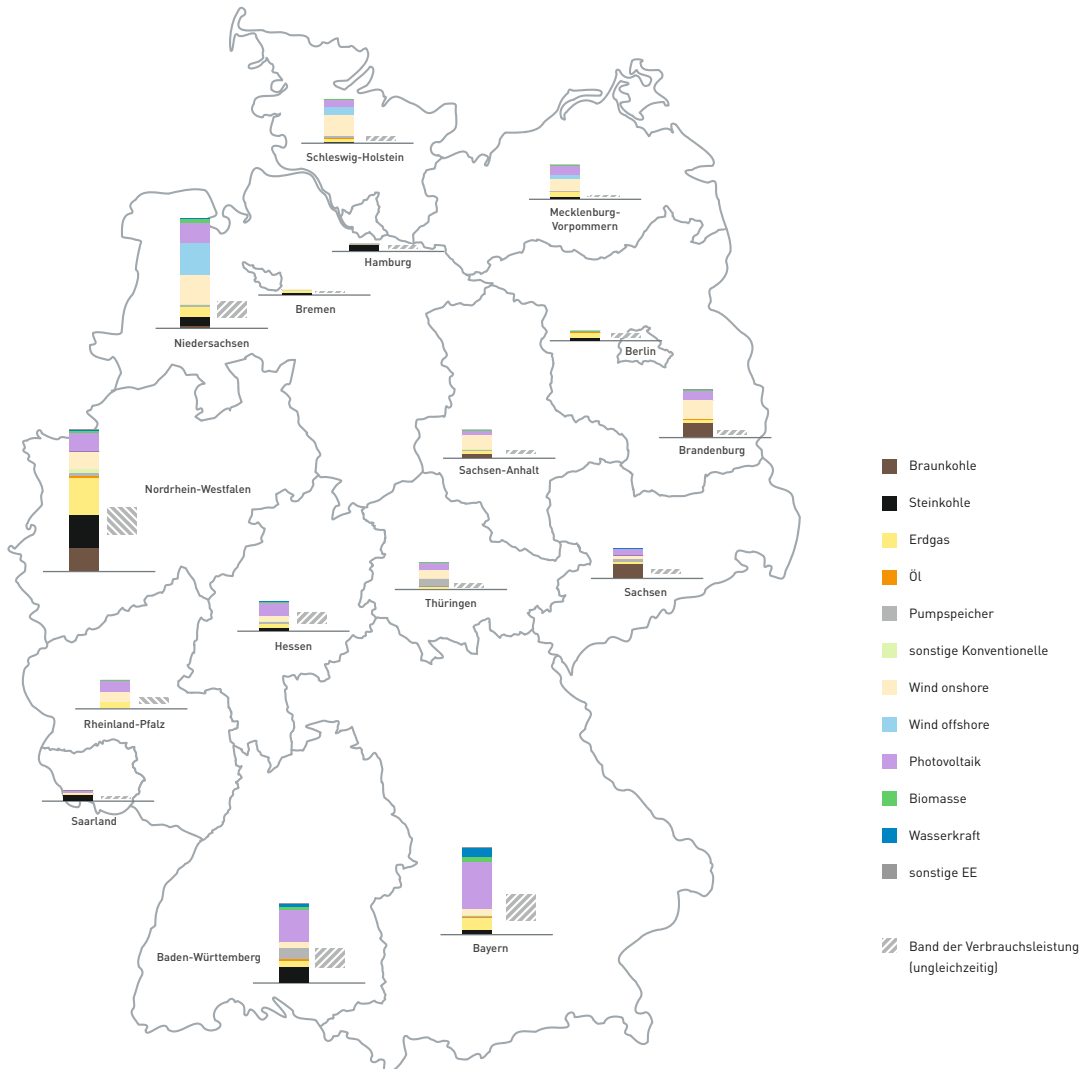
ABBILDUNG 5: INSTALLIERTE LEISTUNGEN JE BUNDESLAND IM SZENARIO A 2023



Angaben in GW	Braun- kohle	Stein- kohle	Erdgas	Öl	Pump- speicher	Sonstige Konven- tionelle	Wind onshore	Wind offshore	Photo- voltaik	Bio- masse	Wasser- kraft	sonstige EE	Band der Verbrauchs- leistung (ungleichzeitig)
Baden- Württemberg	0,0	5,0	1,1	0,6	3,4	0,1	1,6	0,0	9,4	0,9	1,1	0,1	5,0 – 11,3
Bayern	0,0	1,0	3,4	0,2	0,5	0,2	1,8	0,0	13,9	1,7	2,7	0,1	4,8 – 13,4
Berlin	0,0	0,7	1,3	0,3	0,0	0,0	0,0	0,0	0,2	0,3	0,0	0,0	0,8 – 2,5
Brandenburg	4,4	0,0	1,0	0,3	0,0	0,2	5,6	0,0	2,9	0,4	0,0	0,0	1,0 – 2,6
Bremen	0,0	0,4	0,6	0,1	0,0	0,2	0,2	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,3 – 0,8
Hamburg	0,0	1,7	0,2	0,0	0,0	0,0	0,1	0,0	0,1	0,1	0,0	0,0	0,9 – 2,2
Hessen	0,0	1,8	1,2	0,0	0,9	0,1	1,5	0,0	3,7	0,4	0,1	0,0	2,4 – 6,0
Mecklenburg- Vorpommern	0,0	0,5	0,3	0,0	0,0	0,0	3,6	1,2	2,5	0,5	0,0	0,0	0,5 – 1,1
Niedersachsen	0,4	4,0	2,9	0,1	0,6	0,3	9,2	7,3	6,1	1,2	0,1	0,1	3,4 – 8,8
Nordrhein- Westfalen	7,2	12,3	6,4	0,5	1,0	1,4	5,2	0,0	5,5	0,8	0,2	0,4	12,0 – 21,3
Rheinland- Pfalz	0,0	0,8	1,9	0,0	0,0	0,1	2,9	0,0	3,2	0,2	0,2	0,0	2,3 – 4,0
Saarland	0,0	1,8	0,1	0,0	0,0	0,1	0,2	0,0	0,7	0,0	0,0	0,1	0,5 – 1,4
Sachsen	4,3	0,1	0,7	0,0	1,0	0,0	1,1	0,0	1,9	0,2	0,1	0,0	1,5 – 3,0
Sachsen-Anhalt	1,6	0,0	1,0	0,2	0,3	0,3	4,2	0,0	1,3	0,6	0,0	0,0	1,3 – 2,7
Schleswig- Holstein	0,0	1,9	0,6	0,4	0,6	0,1	6,1	1,8	2,0	0,3	0,0	0,0	0,8 – 2,0
Thüringen	0,0	0,0	0,6	0,0	2,6	0,0	2,4	0,0	2,0	0,5	0,0	0,0	0,6 – 2,2
Deutschland	18,0	31,9	23,2	2,7	11,0	3,3	45,7	10,3	55,3	8,1	4,5	1,0	

Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

ABBILDUNG 6: INSTALLIERTE LEISTUNGEN JE BUNDESLAND IM SZENARIO B 2023

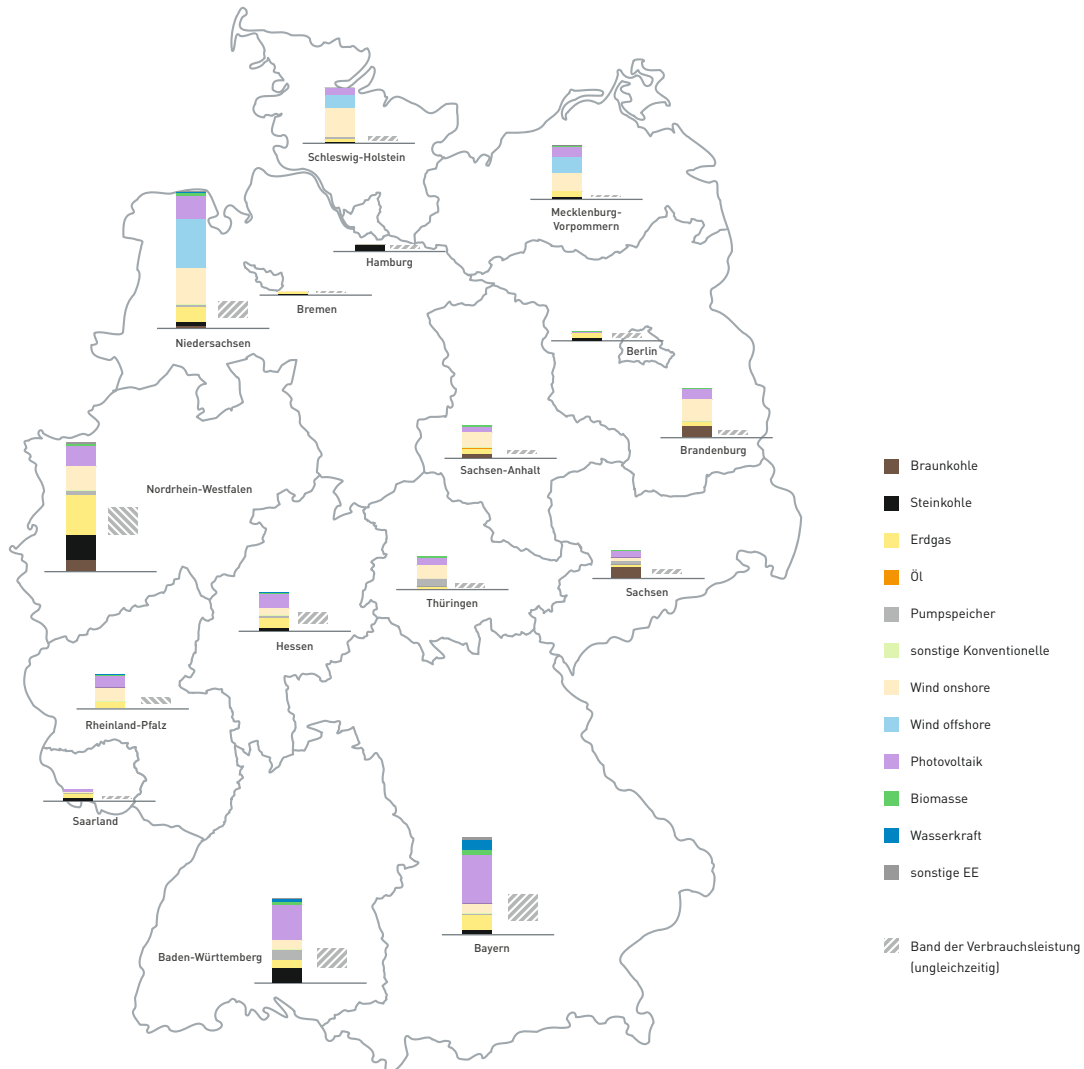


Angaben in GW	Braun-kohle	Stein-kohle	Erdgas	Öl	Pump-speicher	Sonstige Konven-tionelle	Wind onshore	Wind offshore	Photo-voltaik	Bio-masse	Wasser-kraft	sonstige EE	Band der Verbrauchs-leistung [ungleichzeitig]
Baden-Württemberg	0,0	5,0	2,0	0,6	3,4	0,1	1,9	0,0	10,6	0,9	1,0	0,2	5,0 – 11,3
Bayern	0,0	1,0	4,2	0,2	0,5	0,2	2,0	0,0	15,1	1,8	3,0	0,3	4,8 – 13,4
Berlin	0,0	0,7	1,5	0,3	0,0	0,0	0,0	0,0	0,2	0,3	0,0	0,0	0,8 – 2,5
Brandenburg	4,4	0,0	1,0	0,3	0,0	0,2	5,9	0,0	3,1	0,4	0,0	0,1	1,0 – 2,6
Bremen	0,0	0,4	0,6	0,1	0,0	0,2	0,2	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,3 – 0,8
Hamburg	0,0	1,7	0,2	0,0	0,0	0,0	0,1	0,0	0,1	0,1	0,0	0,0	0,9 – 2,2
Hessen	0,0	0,8	1,2	0,0	0,9	0,1	1,7	0,0	4,2	0,5	0,1	0,0	2,4 – 6,0
Mecklenburg-Vorpommern	0,0	0,5	1,7	0,0	0,0	0,0	4,1	1,3	2,9	0,5	0,0	0,0	0,5 – 1,1
Niedersachsen	0,4	2,9	3,2	0,1	0,6	0,3	9,6	10,2	6,8	1,2	0,1	0,2	3,4 – 8,8
Nordrhein-Westfalen	7,4	10,8	12,1	0,5	1,0	1,4	5,7	0,0	6,0	0,8	0,2	0,4	12,0 – 21,3
Rheinland-Pfalz	0,0	0,0	1,9	0,0	0,0	0,1	3,2	0,0	3,6	0,2	0,3	0,0	2,3 – 4,0
Saarland	0,0	1,8	0,1	0,0	0,0	0,1	0,3	0,0	0,8	0,0	0,0	0,1	0,5 – 1,4
Sachsen	4,3	0,0	0,7	0,0	1,0	0,0	1,1	0,0	2,1	0,2	0,1	0,1	1,5 – 3,0
Sachsen-Anhalt	1,0	0,0	1,0	0,2	0,3	0,3	4,3	0,0	1,4	0,6	0,0	0,0	1,3 – 2,7
Schleswig-Holstein	0,0	0,1	1,0	0,4	0,6	0,1	6,8	2,6	2,2	0,3	0,0	0,0	0,8 – 2,0
Thüringen	0,0	0,0	0,6	0,0	2,6	0,0	2,7	0,0	2,3	0,5	0,0	0,0	0,6 – 2,2
Deutschland	17,6	25,7	33,0	2,7	11,0	3,3	49,3	14,1	61,3	8,5	4,8	1,5	

Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

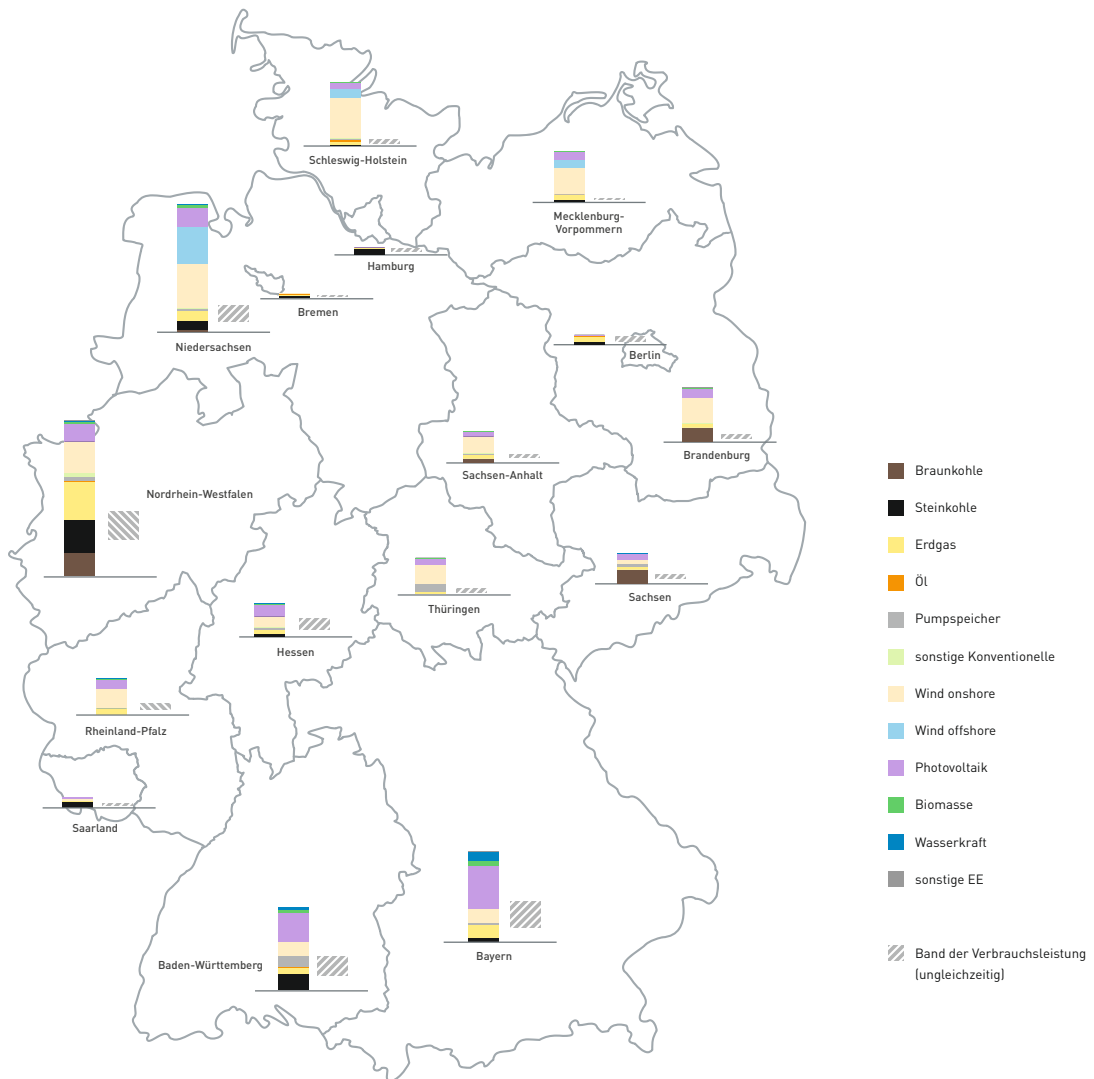
3 SZENARIEN

ABBILDUNG 7: INSTALLIERTE LEISTUNGEN JE BUNDESLAND IM SZENARIO B 2033



Angaben in GW	Braun- kohle	Stein- kohle	Erdgas	Öl	Pump- speicher	Sonstige Konven- tionelle	Wind onshore	Wind offshore	Photo- voltaik	Bio- masse	Wasser- kraft	sonstige EE	Band der Verbrauchs- leistung (ungleichzeitig)
Baden- Württemberg	0,0	4,6	2,5	0,1	3,4	0,1	3,1	0,0	11,3	1,0	1,0	0,3	5,0 – 11,3
Bayern	0,0	1,0	5,0	0,1	0,5	0,1	3,1	0,0	15,8	1,9	3,2	0,7	4,8 – 13,4
Berlin	0,0	0,7	1,5	0,0	0,0	0,0	0,1	0,0	0,2	0,4	0,0	0,0	0,8 – 2,5
Brandenburg	3,5	0,0	1,2	0,3	0,0	0,2	6,9	0,0	3,3	0,4	0,0	0,1	1,0 – 2,6
Bremen	0,0	0,1	0,6	0,0	0,0	0,1	0,2	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,3 – 0,8
Hamburg	0,0	1,7	0,2	0,0	0,0	0,0	0,1	0,0	0,1	0,1	0,0	0,0	0,9 – 2,2
Hessen	0,0	0,8	3,0	0,0	0,9	0,1	2,5	0,0	4,5	0,5	0,1	0,0	2,4 – 6,0
Mecklenburg- Vorpommern	0,0	0,5	1,7	0,0	0,0	0,0	6,1	5,2	3,1	0,6	0,0	0,1	0,5 – 1,1
Niedersachsen	0,4	1,5	4,8	0,0	0,6	0,3	11,7	16,1	7,3	1,3	0,1	0,3	3,4 – 8,8
Nordrhein- Westfalen	3,5	8,3	12,8	0,2	1,0	0,6	7,8	0,0	6,3	0,8	0,1	0,4	12,0 – 21,3
Rheinland- Pfalz	0,0	0,0	1,9	0,0	0,0	0,1	4,5	0,0	3,8	0,3	0,3	0,0	2,3 – 4,0
Saarland	0,0	0,9	1,3	0,0	0,0	0,1	0,4	0,0	0,9	0,0	0,0	0,1	0,5 – 1,4
Sachsen	3,4	0,0	0,8	0,0	1,0	0,0	1,3	0,0	2,2	0,2	0,1	0,1	1,5 – 3,0
Sachsen-Anhalt	1,0	0,0	1,8	0,2	0,3	0,3	4,8	0,0	1,4	0,7	0,0	0,0	1,3 – 2,7
Schleswig- Holstein	0,0	0,1	1,0	0,0	0,6	0,0	9,6	4,0	2,3	0,3	0,0	0,0	0,8 – 2,0
Thüringen	0,0	0,0	0,6	0,0	2,6	0,0	4,3	0,0	2,5	0,6	0,0	0,1	0,6 – 2,2
Deutschland	11,8	20,2	41,0	1,0	11,0	2,3	66,3	25,3	65,3	9,0	5,0	2,3	

ABBILDUNG 8: INSTALLIERTE LEISTUNGEN JE BUNDESLAND IM SZENARIO C 2023



Angaben in GW	Braun- kohle	Stein- kohle	Erdgas	Öl	Pump- speicher	Sonstige Konven- tionelle	Wind onshore	Wind offshore	Photo- voltaik	Bio- masse	Wasser- kraft	sonstige EE	Band der Verbrauchs- leistung (ungleichzeitig)
Baden- Württemberg	0,0	5,0	2,0	0,6	3,4	0,1	4,4	0,0	9,5	0,8	1,0	0,2	5,0 – 11,3
Bayern	0,0	1,0	4,2	0,2	0,5	0,2	4,3	0,0	14,0	1,5	3,0	0,3	4,8 – 13,4
Berlin	0,0	0,7	1,5	0,3	0,0	0,0	0,1	0,0	0,2	0,2	0,0	0,0	0,8 – 2,5
Brandenburg	4,4	0,0	1,0	0,3	0,0	0,2	8,1	0,0	2,9	0,4	0,0	0,1	1,0 – 2,6
Bremen	0,0	0,4	0,6	0,1	0,0	0,2	0,2	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,3 – 0,8
Hamburg	0,0	1,7	0,2	0,0	0,0	0,0	0,1	0,0	0,1	0,1	0,0	0,0	0,9 – 2,2
Hessen	0,0	0,8	1,2	0,0	0,9	0,1	3,4	0,0	3,7	0,4	0,1	0,0	2,4 – 6,0
Mecklenburg- Vorpommern	0,0	0,5	1,7	0,0	0,0	0,0	8,4	2,8	2,5	0,4	0,0	0,0	0,5 – 1,1
Niedersachsen	0,4	2,9	3,2	0,1	0,6	0,3	14,2	12,0	6,1	1,1	0,1	0,2	3,4 – 8,8
Nordrhein- Westfalen	7,4	10,8	12,1	0,5	1,0	1,4	10,3	0,0	5,5	0,8	0,2	0,4	12,0 – 21,3
Rheinland- Pfalz	0,0	0,0	1,9	0,0	0,0	0,1	6,0	0,0	3,2	0,2	0,2	0,0	2,3 – 4,0
Saarland	0,0	1,8	0,1	0,0	0,0	0,1	0,5	0,0	0,7	0,0	0,0	0,1	0,5 – 1,4
Sachsen	4,3	0,0	0,7	0,0	1,0	0,0	1,4	0,0	1,9	0,2	0,1	0,1	1,5 – 3,0
Sachsen-Anhalt	1,0	0,0	1,0	0,2	0,3	0,3	5,4	0,0	1,3	0,5	0,0	0,0	1,3 – 2,7
Schleswig- Holstein	0,0	0,1	1,0	0,4	0,6	0,1	13,0	3,0	2,0	0,3	0,0	0,0	0,8 – 2,0
Thüringen	0,0	0,0	0,6	0,0	2,6	0,0	6,1	0,0	2,0	0,4	0,0	0,0	0,6 – 2,2
Deutschland	17,6	25,7	33,0	2,7	11,0	3,3	86,0	17,8	55,6	7,3	4,8	1,4	

Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

3.2.5 Nachbildung des Auslands

Das europäische Energieversorgungssystem ist schon heute durch grenzüberschreitende Leitungen zwischen den einzelnen Ländern des ENTSO-E-Netzverbundes eng miteinander verknüpft. Hierdurch wird auch ein Stromhandel zwischen einzelnen Marktgebieten ermöglicht, der den Kraftwerkseinsatz in diesen Gebieten jeweils beeinflusst. Der zukünftige Einsatz des Erzeugungssystems in Deutschland – und damit auch die Transportaufgabe für das Übertragungsnetz – wird daher aufgrund der zentralen Lage innerhalb Europas und der gut ausgebauten Verbindungen zu den Anrainerstaaten von den Entwicklungen in den Nachbarländern abhängig sein. Demzufolge sind für den Netzentwicklungsplan neben den Annahmen für das deutsche Erzeugungssystem auch die Entwicklungen der Last und der Erzeugungslandschaft im übrigen Europa relevant. Um sämtliche Wechselwirkungen des europäischen Verbundnetzes berücksichtigen zu können, werden alle 34 Länder des ENTSO-E-Netzverbundes bei der Bestimmung der zukünftigen Transportaufgabe auf Basis einer Simulation des zukünftigen Energiemarkts mit einbezogen. Für das deutsche Übertragungsnetz sind besonders die zukünftigen grenzüberschreitenden Handelsflüsse Deutschlands von Bedeutung, die sich aus den zur Verfügung stehenden Übertragungskapazitäten sowie den installierten Leistungen und Nachfrageentwicklungen in Europa ergeben.

Scenario Outlook & System Adequacy Forecast (Erzeugungskapazitäten)

Um in sich konsistente Annahmen hinsichtlich der Erzeugungskapazitäten bzw. installierten Leistungen des deutschen sowie des europäischen Erzeugungssystems und des Strombedarfs zu treffen, wurde im Rahmen des Netzentwicklungsplans auf die Szenarien des „Scenario Outlook & Adequacy Forecast“ (SO&AF) des ENTSO-E zurückgegriffen, die den Szenarien des Netzentwicklungsplans gemäß Tabelle 7 zugeordnet werden. Es gibt derzeit keine Ziele für 2033 in einem europäisch abgestimmten Rahmen, daher wird angenommen, dass die Ziele des Szenarios EU 2020 im Jahr 2033 erreicht sind.

TABELLE 7: ZUORDNUNG DER SZENARIEN VON NEP UND SO&AF

Szenarien im Netzentwicklungsplan 2013	Zugeordnete Szenarien für europäisches Ausland „SO&AF 2011“	Bemerkungen zum europäischen Szenario
Szenario A 2023	System Adequacy Forecast, Scenario B	moderater Verbrauchszuwachs, Höchstlastdeckung gewährleistet
Szenario B 2023	System Adequacy Forecast, Scenario B	moderater Verbrauchszuwachs, Höchstlastdeckung gewährleistet
Szenario B 2033	EU 2020	geringerer Verbrauchszuwachs, hoher EE-Zuwachs
Szenario C 2023	EU 2020	geringerer Verbrauchszuwachs, hoher EE-Zuwachs

Quelle: Übertragungsnetzbetreiber (2012): Szenariorahmen für den Netzentwicklungsplan Strom 2013 – Entwurf

Die installierten Kapazitäten für erneuerbare Energien der vorgegebenen europäischen Szenarien wurden, basierend auf der Einspeisesituation des Basisjahres 2007, in stündliche Einspeisezeitreihen umgerechnet. Da für die Situation in Deutschland und Europa somit konsistente Eingangsdaten – das Basisjahr 2007 – zugrunde gelegt wurden, ist die Vergleichbarkeit des Verbrauchs sowie der Must-Run-Einspeisung in Gesamteuropa gewährleistet. Die angegebenen Summen der thermischen und hydraulischen Kraftwerkskapazitäten wurden blockscharf auf bestehende Anlagen und bekannte Neubauten für das europäische Erzeugungssystem umgerechnet.

4 MARKTSIMULATION

Auf Basis der aufbereiteten Daten aus dem Szenariorahmen (Kapitel 3) erfolgt die rechnerische Simulation des Strommarktes der Zukunft, die sogenannte Marktsimulation. Die Szenarien zeigen die installierte Leistung auf, nicht aber, wann die entsprechenden Kraftwerke wie viel Energie pro Zeit einspeisen. Das Ziel der Marktsimulation ist es daher, die regionalen Einspeise- und Verbrauchssituationen zu prognostizieren. Diese definieren als Eingangsgrößen der Netzanalysen die Transportaufgaben für das deutsche Übertragungsnetz (siehe Kapitel 6).

Um diese Übertragungsaufgaben für das deutsche Stromnetz zu bestimmen, ist aufgrund bestehender Austauschkapazitäten zwischen den europäischen Ländern eine Prognose der zukünftigen Einsatzentscheidungen von Kraftwerken in einem europäischen Marktkontext notwendig. Dafür werden die in zehn bzw. 20 Jahren zu erwartenden Erzeugungs- und Verbrauchsstrukturen sowie Speicher deutschland- und europaweit modelliert. Zur realitätsnahen Modellierung zukünftiger Übertragungsszenarien ist es dabei auch notwendig, technische Restriktionen von Kraftwerken zu berücksichtigen.

Ergänzungen aus dem Konsultationsverfahren

Basierend auf den Stellungnahmen aus der Konsultation zum ersten Entwurf des NEP 2013 wurden im Wesentlichen folgende Ergänzungen vorgenommen:

Die Austauschkapazität zwischen Österreich und Deutschland wird weitergehend erläutert, wie auch die Themen Countertrading, Redispatch und Modellansatz der Marktsimulation.

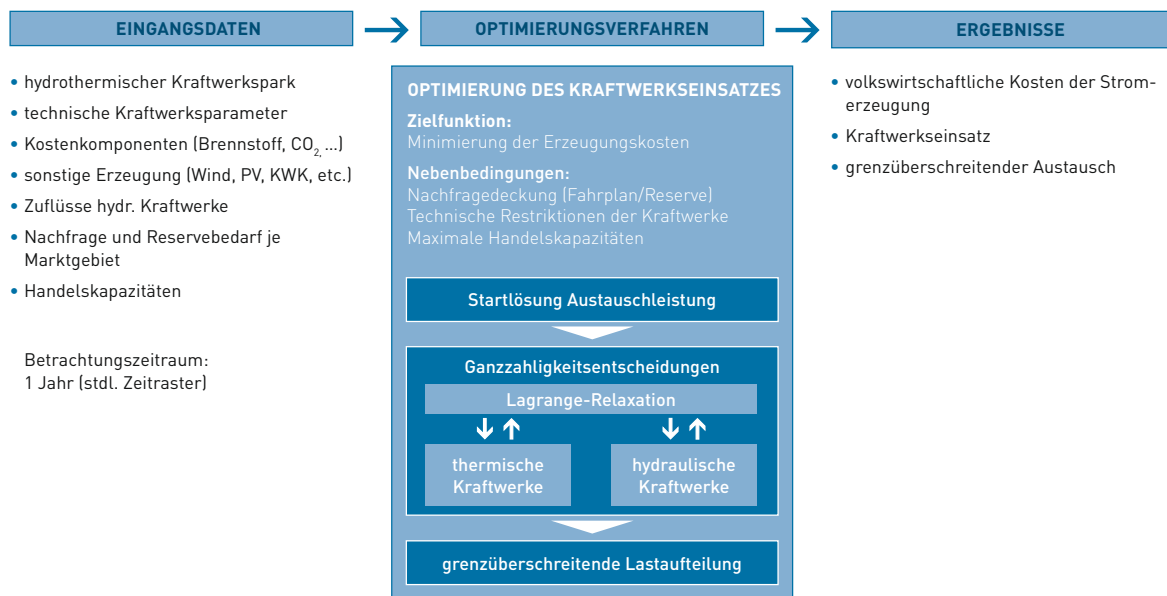
Des Weiteren wird die begrenzte Verdrängung von Strom aus Kohlekraftwerken durch erneuerbare Energien in Deutschland näher erklärt. Ebenso wird auf die Zusammenhänge zwischen der gegenüber dem NEP 2012 erhöhten Erzeugung aus Steinkohle und dem erhöhten Export eingegangen.

4.1 MODELLIERUNG DES ENERGIEMARKTES UND GRUNDSÄTZLICHE EINORDNUNG DER ERGEBNISSE

Das Optimierungsverfahren

Die Eingangsdaten für die europäische Stromerzeugungsplanung fließen in ein am Institut für Elektrische Anlagen und Energiewirtschaft (IAEW) an der RWTH Aachen entwickeltes mathematisches Optimierungsverfahren ein.

ABBILDUNG 9: VERFAHRENSÜBERSICHT DER MARKTSIMULATION



Quelle: Institut für Elektrische Anlagen und Energiewirtschaft (IAEW)

Für den Prozess der Optimierung sind im Wesentlichen die folgenden Informationen erforderlich:

- der zur Verfügung stehende blockscharfe hydrothermische Kraftwerkspark in Europa (unter Berücksichtigung der technischen Eigenschaften aller Erzeugungsanlagen und ihrer spezifischen Kostenkomponenten wie beispielsweise Brennstoffpreise und Wirkungsgrade),
- der vorzuhaltende Reservebedarf je berücksichtigtem Marktgebiet,
- die zu deckende stündliche Nachfrage je Marktgebiet,
- die vorrangige Einspeisung aus den sogenannten Must-Run-Einheiten (insbesondere die Erzeugung aus erneuerbaren Energien sowie wärmegeführt betriebene Anlagen) und
- die zwischen den Marktgebieten zur Verfügung stehenden Handelskapazitäten.

Letztere sind gemäß der heutigen Marktsituation – und angepasst an die zukünftige Netzsituation – modelliert. Somit werden auch der europäische Netzausbau und die in Europa gängige Praxis berücksichtigt. Die vorhandenen, bereits geplanten und im Rahmen der energiepolitischen Ziele der Bundesländer und der Bundesregierung festgeschriebenen und damit in zehn bzw. 20 Jahren zu erwartenden konventionellen Kraftwerke, Windparks, Photovoltaik- oder Biomasseanlagen sind so berücksichtigt, wie es der genehmigte Szenariorahmen vorsieht. Ebenso geht der in zehn bzw. 20 Jahren zu erwartende regionale und überregionale Verbrauch von Energie entsprechend dem Szenariorahmen in das Modell ein. Auch hier fließen die energiepolitischen Ziele, wie z. B. zur Energieeffizienz, in die Berechnung mit ein. Als dritter wichtiger Faktor werden die bereits vorhandenen und geplanten Speicher, wie z. B. Wasserkraftwerke in den Alpen, in die Simulation integriert. Nähere Erläuterungen zum gewählten Optimierungsverfahren mittels Lagrange-Relaxation sind im Kapitel 4.2.1 des 2. Entwurfs zum NEP 2012 dargelegt.

Die Zielfunktion der Optimierung ist die Minimierung der Erzeugungskosten im Gesamtsystem. Es wird der systemweit volkswirtschaftlich optimale Kraftwerkseinsatz zur kostenminimalen Verbrauchsdeckung ermittelt. *Methodisch erfolgt die Optimierung im Modell für das Gesamtjahr. Dies entspricht einer sogenannten perfekten Voraussicht („perfect foresight“) aller relevanten Einflussfaktoren auf den Energiemarkt durch alle Marktteilnehmer. In der Realität kann es jedoch durch Prognoseunsicherheiten und sich ändernde Randbedingungen vorkommen, dass ein abweichender Einsatz einzelner Kraftwerke zu beobachten ist, der dann aus Sicht der Optimierung unter den Randbedingungen der Szenarien im Modell so nicht stattfinden würde.*

Redispatch oder Countertrading werden in der Marktsimulation nicht berücksichtigt. Redispatch und Countertrading sind außergewöhnliche Korrekturmaßnahmen des Netzbetriebs. Diese dürfen in der Netzplanung nicht angewandt werden. Diese Maßnahmen könnten erforderlich sein, wenn das Zielnetz nicht engpassfrei ausgelegt wäre. Ein Übertragungsnetz ohne strukturelle Engpässe zur Erhaltung einer einheitlichen deutschen Marktplattform ist aber das Ziel des EnWG.

Für die Simulation gilt, dass europaweit für jede Stunde Erzeugung und Verbrauch gleich sein müssen. Weiterhin müssen die begrenzten Handelskapazitäten zwischen den Marktgebieten berücksichtigt werden. Da der Verbrauch eine vorgegebene Größe ist, muss sich die Erzeugung nach dem Verbrauch richten.

Zur Deckung der Last werden vorrangig die Einspeisungen aus erneuerbaren Energien herangezogen. Die verbleibende, residuale Last wird dann von konventionellen Kraftwerken gedeckt. Es wird dabei lediglich diejenige Leistung erzeugt, die nach Abzug der erneuerbaren Einspeisungen und aufgrund technischer Restriktionen eingesetzter Must-Run-Einheiten (wärmegeführte KWK-Anlagen, die zur Wärmeenergieerzeugung laufen müssen) bereitgestellt werden muss. In Situationen mit beispielsweise viel Windeinspeisung verringert sich folglich der Einsatz von frei einsetzbaren konventionellen Kraftwerken. Die Entscheidung, welche Kraftwerke zur Leistungserzeugung eingesetzt werden, erfolgt entsprechend den variablen Erzeugungskosten der Kraftwerke. Die so bestimmte Einsatzreihenfolge der Kraftwerke wird als Merit-Order bezeichnet. Zu den variablen Kosten der Stromerzeugung zählen die Brennstoffpreise, aber auch die Kosten für CO₂-Emissionszertifikate, sodass die europäischen Klimaziele im Marktmodell implizit berücksichtigt sind. Die Grenzkosten des letzten Kraftwerks, das benötigt wird um den Strombedarf zu decken, bestimmen den Preis für den gesamten aktuell gehandelten Strom an der Strombörse. Durch die Einspeisung von erneuerbaren Energien werden also zuerst teuer erzeugende Kraftwerke mit hohen Grenzkosten verdrängt, der Preis an der Strombörse sinkt. *In der Marktmodellierung stehen fossile Erzeugungseinheiten in einem europaweiten Wettbewerb. In Deutschland stehen dabei vergleichsweise günstige fossile Erzeugungskapazitäten zur Verfügung. Durch Einspeisung erneuerbarer Energien wird daher nicht in vollem Umfang fossile Erzeugung in Deutschland verdrängt, sondern indirekt auch fossile Erzeugung im europäischen Ausland.*

Insgesamt zählen Kohlekraftwerke zumeist zu den Erzeugungseinheiten mit geringeren Erzeugungskosten, weshalb eine gleichzeitige hohe (regionale) Windeinspeisung und eine hohe Einspeisung aus Kohlekraftwerken durchaus möglich sind.

Die Optimierung erfolgt über den Zeitbereich eines Jahres, um alle relevanten Zeitkopplungen zu berücksichtigen. Der resultierende stündliche Kraftwerkseinsatz einschließlich des ermittelten grenzüberschreitenden Energieaustauschs entspricht den Einsatzentscheidungen in einem vollkommenen Markt. Die Nachfrage abzüglich der Summe der Einspeisung aus erneuerbaren Energiequellen und der wärmegeführt betriebenen Anlagen wird durch die Leistung konventioneller, hydrothermischer Kraftwerke gedeckt. Weiterhin wird im Rahmen der Marktsimulation die vorzuhaltende Regelreserve für jedes betrachtete Marktgebiet berücksichtigt.

Ein Einsatz von Kraftwerken nur aus Netzgründen, z. B. zur Spannungshaltung (nicht zur Vorhaltung von Regelreserve), wurde im NEP 2013 wie schon im NEP 2012 nicht berücksichtigt. Die Einspeisung aus Wind und Photovoltaik wird nicht als konstanter Wert angenommen. Es werden Zeitreihen, basierend auf dem Wetterjahr 2007, verwendet. Die maximale Einspeisung von Onshore-Wind beträgt für Deutschland dementsprechend 92 %, bei Offshore-Wind 96 % der installierten Leistung. Weitere Erläuterungen zu den Eingangsdaten und Kraftwerksparametern sind in den Kapiteln 4.2.2 sowie 4.2.3 des 2. Entwurfs zum NEP 2012 dargelegt.

Methodische Verbesserungen gegenüber dem NEP 2012 im Überblick

Die Marktsimulation unterliegt ebenso wie die Erstellung des Netzentwicklungsplans insgesamt einem kontinuierlichen Verbesserungsprozess, welcher insbesondere die Einbeziehung der Öffentlichkeit über die verschiedenen Konsultationen vorsieht. Darüber hinaus liefert die detaillierte Auswertung und Plausibilisierung der Simulationsergebnisse durch die vier ÜNB Ansatzpunkte für die methodische Verbesserung der Marktsimulation. So konnte die Methodik der Marktsimulation in dem nun vorgelegten Netzentwicklungsplan 2013 gegenüber dem Netzentwicklungsplan 2012 weiter verbessert werden. Zu den wichtigsten methodischen Verbesserungen zählen:

- **Regionalisierung des Nettostrombedarfs:**

Für die Verteilung des deutschlandweiten Nettostrombedarfs von 535,4 TWh entsprechend der Genehmigung des Szenariorahmens auf die einzelnen Bundesländer wurden neue Daten der Länderarbeitskreises Energiebilanzen berücksichtigt (siehe Kapitel 3).

- **Verwendete Kraftwerkliste:**

Die der Marktsimulation zugrunde gelegte Kraftwerkliste berücksichtigt die zum Zeitpunkt der Marktsimulation jeweils aktuellsten Kraftwerksbestandslisten der Bundesnetzagentur und des Bundesamtes für Wirtschaft und Ausführung (BAFA) sowie die den Fernleitungsnetzbetreibern vorliegenden Anschlussbegehren für Gaskraftwerke (siehe Kapitel 3).

- **Revisionszeiten der Kohlekraftwerke:**

Bei allen Kraftwerken, nun auch bei solchen mit Must-Run-Bedingung, wurden entsprechend der gängigen Praxis Revisionszeiten berücksichtigt. Hierdurch reduzieren sich die theoretisch möglichen Volllaststunden auf maximal 8.000 Stunden im Jahr.

- **KWK-Mengen:**

Ein Abgleich der KWK-Mengen mit dem Netzentwicklungsplan Gas¹² ist erfolgt.

- **Laufwasser:**

In der Konsultation zum Netzentwicklungsplan 2012 wurde auf eine methodische Schwäche in der Abbildung des Laufwassers hingewiesen. Diese konnte nun durch neue, von untergelagerten Verteilungsnetzbetreibern bereitgestellte Daten zur Energieerzeugung aus Laufwasserkraftwerken beseitigt werden. Im Wesentlichen führt eine vergrößerte Datenbasis und die Korrektur der Volllaststunden zu einer der Realität besser entsprechenden Abbildung der Energieerzeugung aus Laufwasserkraftwerken.

Einordnung der Ergebnisse der Marktsimulation

Im Folgenden werden Energiemengen in Terawattstunden (TWh) dargestellt. Diese ergeben sich als Jahressalden aus der Aufsummierung von stündlichen Mittelwerten der Einspeiseleistung über das ganze Jahr. Die Auslastung des Netzes ist von der jeweiligen Leistung zu einzelnen Zeitpunkten abhängig. Daher kann aus den Energiemengen, absolut oder als Bilanz von Erzeugung und Verbrauch, kein direkter Bezug zur tatsächlichen Auslastung des Netzes hergestellt werden. Die Energiemengen bieten erste Indikationen für den Übertragungsbedarf. Für die Netzplanung, und damit im Ergebnis für eine exakte Netzdimensionierung, sind nicht Jahressalden, sondern einzelne kritische Stunden ausschlaggebend.

Ergebnisse der Marktsimulation sind Handelsflüsse. Sie zeigen die Austauschmengen zwischen den einzelnen Marktgebieten zu jeder Stunde. Diese Handelsflüsse entsprechen nicht notwendigerweise den physikalischen Stromflüssen, die dann das Übertragungsnetz in Realität belasten. Letztere werden in der Netzberechnung ermittelt und ergeben sich aus der entsprechenden Einspeise- und Lastsituation und den elektrischen Eigenschaften des Netzes – ganz nach dem Grundsatz, dass „der Strom immer den Weg des geringsten Widerstandes geht“. Wenn beispielsweise ein Händler aus der 50Hertz-Regelzone 100 MW in die Niederlande verkauft, ergibt sich ein Handelsfluss von Deutschland in die Niederlande in Höhe von 100 MW. Diese 100 MW müssen aber nicht zwangsläufig physikalisch komplett über die Grenze von Deutschland in die Niederlande fließen. Ein realistisches Beispiel wäre, dass 80 MW direkt über die Grenze von Deutschland in die Niederlande gehen, 10 MW von Deutschland über

¹² Fernleitungsnetzbetreiber (2012): Netzentwicklungsplan Gas 2012

Belgien in die Niederlande und die restlichen 10 MW von Deutschland über Frankreich und Belgien in die Niederlande fließen. Gleichwohl können die Leistungssalden und Handelsflüsse aber bereits in vielen Fällen Hinweise auf die Bedeutung des internationalen Stromhandels und der europäischen Marktintegration für die Inanspruchnahme des deutschen Übertragungsnetzes liefern.

Ist für Länder (Staaten und Bundesländer) also eine Import- oder Exportsituation von Energiemengen ausgewiesen (vgl. Kap. 4.2.1 und 4.2.2), kann man daraus nicht erkennen, aus welcher Richtung diese Importe gedeckt werden oder wohin die Exporte gehen. Lediglich bei Marktgebieten, die nur mit einem weiteren Gebiet verbunden sind, ist die Richtung erkennbar.

Dumped Power, d. h. nicht verwertbare Leistung, ergibt sich aus einem Überschuss an Leistung zu einem bestimmten Zeitpunkt. Die Aufsummierung der Dumped Power über das gesamte Jahr ergibt die so genannte Dumped Energy. Der Überschuss in einem Marktgebiet ergibt sich aus der Summe der Einspeisungen, die trotz geringster Strompreise am Markt nicht zurückgefahren werden können (Must-Run-Einspeisung, z. B. KWK- und EE-Einspeisung) abzüglich der aktuellen Last (inklusive Netzverluste) im jeweiligen Gebiet. Kann dieser Überschuss nicht gespeichert oder exportiert werden, muss im System Leistung reduziert werden. Die Einspeisung aus erneuerbaren Energien wird dann im Modell zurückgefahren. Möchte man die Menge an Dumped Energy reduzieren, ist entweder eine Reduzierung der Einspeisung, eine Erhöhung der Last oder eine Erweiterung der Speicher- oder Exportkapazität notwendig.

Die Volllaststunden sind ein Maßstab für die Ausnutzung der installierten Leistung von Kraftwerken. Sie geben an, wie lange Kraftwerke theoretisch mit Nennleistung betrieben werden müssten, um die ermittelte Jahresenergiemenge zu produzieren. Diese Rechengröße dient dem Vergleich der tatsächlichen Energieerzeugung mit der theoretisch maximal möglichen Erzeugung. Wenn z. B. eine Erzeugungseinheit mit 100 MW Nennleistung das gesamte Jahr (8.760 Stunden) mit 50 MW eingespeist hat, ergibt sich rechnerisch ein Wert von 4.380 Volllaststunden. Da alle Kraftwerke zu bestimmten Zeiten im Jahr in Revision gehen oder teilweise durch Schäden außer Betrieb sind, sind 8.760 Volllaststunden selbst für Grundlastkraftwerke unrealistisch, wahrscheinlich sind Werte von unter 8.000 Stunden.

Bedeutung und Grenzen der Marktsimulation

Die Distanz zwischen Erzeugung und Verbraucher spielt für Händler bzw. Kraftwerksbetreiber für die Übertragung elektrischer Energie im Übertragungsnetz innerhalb Deutschlands gemäß den derzeitigen gesetzlichen Regelungen für den Kraftwerkseinsatz keine Rolle. Die Planung des Kraftwerkseinsatzes durch die Betreiber/Händler erfolgt daher nur auf Basis der Minimierung der Erzeugungskosten.

Mögliche Änderungen des Marktdesigns (z. B. die Aufteilung von Deutschland in verschiedene Marktgebiete, Nodal Pricing) werden zwar diskutiert und sind für den Betrachtungszeitraum von zehn bzw. 20 Jahren auch nicht ausgeschlossen, konkrete Planungen für Änderungen gibt es aber nicht. Die ÜNB gehen daher im Rahmen der Untersuchungen zum NEP von der Beibehaltung der derzeitigen Praxis aus. Im Genehmigungsdokument der BNetzA zum Szenariorahmen 2012 wird dazu ausgeführt: „Bei der Ermittlung der Szenarien ist von den aktuellen rechtlichen und regulatorischen Rahmenbedingungen auszugehen. Die Entwicklung der gesetzlichen Grundlagen bis 2023 bzw. 2033 ist nämlich ebenso wenig vorhersehbar wie die Entwicklung der Marktpreise oder die Verbreitung neuer Technologien.“¹³ Genauso spielen Entwicklungen der umwelt- und ordnungspolitischen Rahmenbedingungen, wie z. B. die Ausgestaltung des Emissionshandels, bei der Modellierung eines Marktes eine Rolle, aber auch hier kann nur vom aktuellen Stand ausgegangen werden.

Den Grenzen der Marktsimulation wird im Szenariorahmen mit einer Bandbreite möglicher Entwicklungen begegnet. Die Marktsimulation ist damit nicht nur für die Entwicklung des NEP wichtig, sondern bietet auch für die politische Diskussion zu zukünftigen Marktmechanismen und Entwicklungen der Energieinfrastruktur eine relevante Informationsgrundlage. So bildet sie z. B. den gesamten Kraftwerkspark aus konventionellen und erneuerbaren Kraftwerken in ihrer überregionalen Verteilung und dessen marktgesteuerten Einsatz ab. Daraus folgen Emissionsmengen, die Auskunft über die Einhaltung energie- und klimapolitischer Ziele geben.

¹³ Bundesnetzagentur (2012). Genehmigung in dem Verwaltungsverfahren wegen der Genehmigung des Szenariorahmens für die Netzentwicklungsplanung gem. § 12a Abs. 3 EnWG (Az.:6.00.03.04/12-11-30/Szenariorahmen 2012), S. 39

Sensitivitätsbetrachtungen

Die Bundesnetzagentur hat die Übertragungsnetzbetreiber aufgefordert, die Auswirkungen von drei Sensitivitäten auf die im Szenario B 2023 enthaltenen Maßnahmen zu untersuchen (Teil II der Genehmigung des Szenariorahmens vom 30.11.2012). Flankierend zu diesem NEP haben die Übertragungsnetzbetreiber erste Ansätze zu Sensitivitäten untersucht:

1. „die Auswirkungen einer Absenkung des Nettostrombedarfs auf 476,5 TWh sowie einer damit einhergehenden Absenkung der Jahreshöchstlast auf 74,8 GW in Szenario B 2023 auf die im Netzentwicklungsplan 2013 enthaltenen Maßnahmen im Einzelnen“,
2. „die Auswirkungen einer pauschalen Beschränkung der eingespeisten Leistung auf je 80 % der in den einzelnen Bundesländern installierten Leistung Wind onshore in Szenario B 2023 auf die im Netzentwicklungsplan 2013 enthaltenen Maßnahmen im Einzelnen“ und
3. „die Auswirkungen einer alternativen Regionalisierung der installierten Leistung Wind onshore, Wind offshore¹⁴, Photovoltaik und Biomasse in Szenario B 2023 auf den Netzentwicklungsbedarf“¹⁵.

Die Ergebnisse sind in einem separaten Dokument unabhängig vom NEP dargestellt¹⁶.

Ergebnisse und nächste Schritte im Prozess

Wesentliche Ergebnisse der Marktsimulation sind somit der systemweite, blockscharfe und kostenminimale Kraftwerkseinsatz, die resultierenden Gesamtkosten der Stromerzeugung zur Nachfragedeckung und der grenzüberschreitende Energieaustausch für jedes Marktgebiet. Sie sind die Eingangsgrößen für die anschließenden Netzanalysen und bestimmen den Übertragungsbedarf im deutschen Stromnetz.

4.2 ERGEBNISSE DER MARKTSIMULATIONEN

4.2.1 Länderbilanzen und Energieaustausch

In der Marktsimulation werden die Handelskapazitäten elektrischer Energie zwischen den europäischen Ländern modelliert. Bei der Erstellung des Netzentwicklungsplans werden auf diese Weise die durch die europäische Gesetzgebung festgelegte Rahmenordnung sowie die daraus resultierenden Konsequenzen der europäischen Marktintegration berücksichtigt. Die in der Marktmodellierung verwendeten Handelskapazitäten zu den Nachbarländern Deutschlands sind in der folgenden Tabelle aufgeführt:

TABELLE 8: HANDELSKAPAZITÄTEN ZU DEN NACHBARLÄNDERN DEUTSCHLANDS IN MW

2023	BE	CH	CZ	DK-O	DK-W	FR	LU	NL	NO	PL	SE
Von Deutschland nach ...	1.000	4.400	1.300	1.200	2.500	3.000	2.300	3.800	1.400	2.000	600
Von ... nach Deutschland	1.000	4.200	2.600	1.200	2.500	3.000	2.300	3.800	1.400	3.000	600
2033											
Von Deutschland nach ...	2.000	6.000	2.600	1.200	2.500	5.000	2.700	5.000	2.800	3.000	1.200
Von ... nach Deutschland	2.000	6.000	2.600	1.200	2.500	5.000	2.700	5.000	2.800	3.000	1.200

BE – Belgien
CH – Schweiz

CZ – Tschechische Rep.
DK – Dänemark

FR – Frankreich
LU – Luxemburg

NL – Niederlande
NO – Norwegen

PL – Polen
SE – Schweden

Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

¹⁴ Hierzu wurden seitens der BNetzA keine Vorgaben gemacht.

¹⁵ Bundesnetzagentur [2012]. Genehmigung in dem Verwaltungsverfahren wegen der Genehmigung des Szenariorahmens für die Netzentwicklungsplanung gem. § 12a Abs. 3 EnWG [Az.:6.00.03.04/12-11-30/Szenariorahmen 2012], S. 3 ff.

¹⁶ Übertragungsnetzbetreiber (2013): Einflussgrößen auf die Netzentwicklung.

Die Grenze zwischen Österreich (AT) und Deutschland (DE) ist im Modell nicht als Engpass ausgewiesen, da Deutschland und Österreich aktuell ein gemeinsames Marktgebiet bilden. Nichtsdestotrotz ist die technische Übertragungsfähigkeit zwischen DE und AT nicht unbegrenzt. Um dies abzubilden, wurden im Marktmodell in Abstimmung mit dem benachbarten Übertragungsnetzbetreiber APG Annahmen getroffen.

Die Übertragungsfähigkeit nach Österreich hängt nicht nur von den die Landesgrenzen überschreitenden Stromkreisen ab, sondern auch vom Netzausbau in den vorgelagerten Netzen in DE. Im Zeitraum zwischen 2023 und 2033 unterstellen die APG und die deutschen ÜNB jeweils Verstärkungen der nationalen Übertragungsnetze, die eine Steigerung der Handelskapazität von 5.500 MW auf 7.000 MW ermöglichen. Diese Annahmen erfolgen grundsätzlich auch im Rahmen von Untersuchungen der ENTSO-E (z. B. im TYNDP).

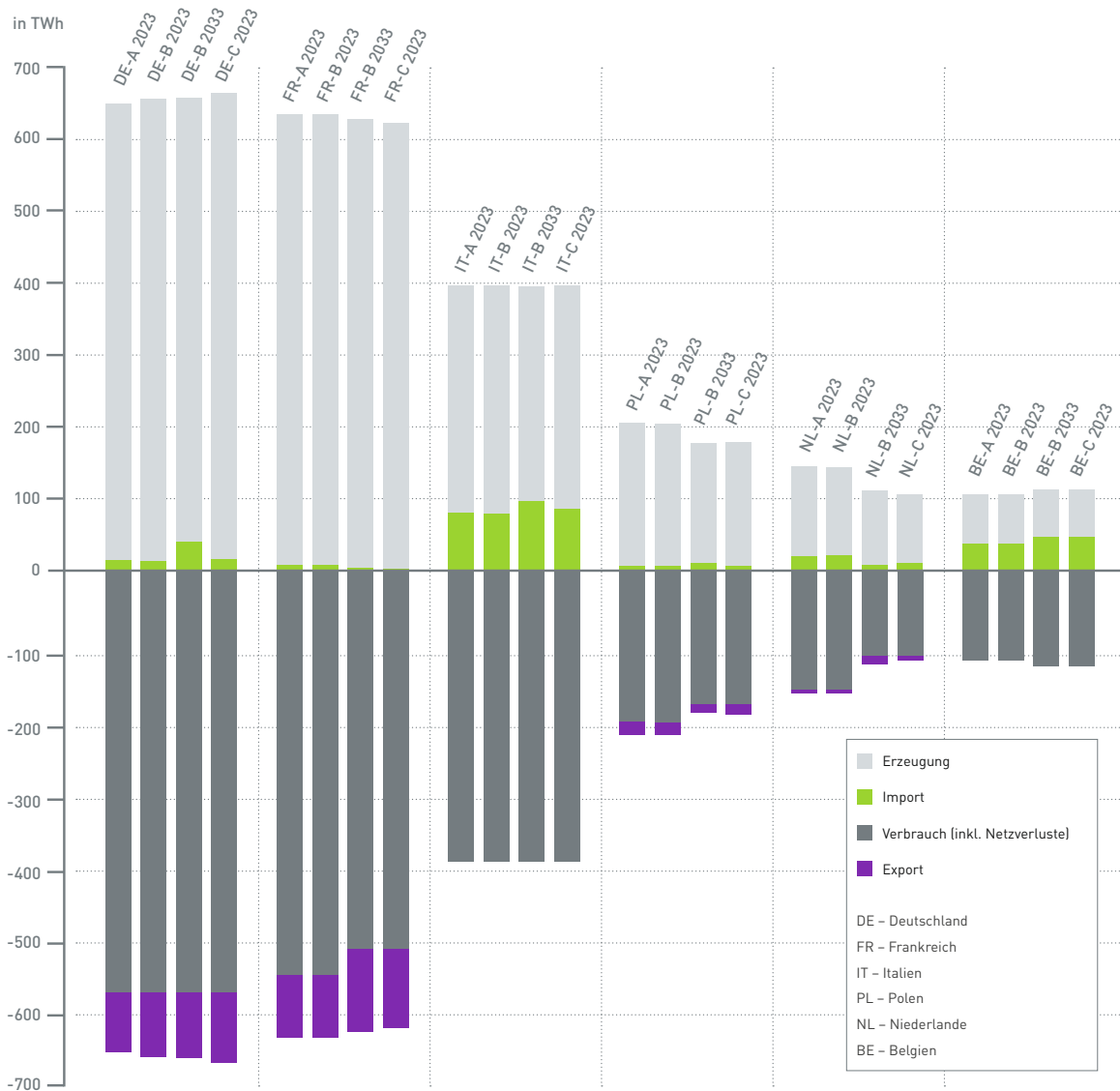
Im Ergebnis liefert die Marktsimulation je Szenario einen wirtschaftlich optimierten Kraftwerkseinsatz zur Deckung der Stromnachfrage für den gesamten europäischen Betrachtungsbereich. Da die Austauschmöglichkeiten elektrischer Energie in Europa hinsichtlich der Leistung begrenzt sind, bilden sich Märkte mit unterschiedlichen Energiepreisen. Für die Dimensionierung eines engpassfreien Übertragungsnetzes in Deutschland können Höhe, Zeitpunkt und Richtung der Austauschleistungen zwischen Deutschland und den angrenzenden Marktgebieten von großer Bedeutung sein. Diese Austauschleistungen lassen sich als Importe, Exporte und Transite beschreiben.

Energie

Die Abbildungen 10 und 11 beschreiben die Energiesalden im Betrachtungsjahr für ausgewählte europäische Märkte in den vier Szenarien in Absolutwerten (TWh). Dargestellt sind Erzeugung und Verbrauch sowie die um Transite durch die Marktgebiete bereinigten Import- und Exportsalden.

4 MARKTSIMULATION

ABBILDUNG 10: ENERGIESALDEN AUSGEWÄHLTER EUROPÄISCHER REGIONEN JE SZENARIO



Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

Deutschland exportiert in allen Szenarien etwa gleich große Energiemengen. Die Marktsimulation weist jedoch im Vergleich zum NEP 2012 signifikant höhere Exportmengen auf. Im Leitszenario B 2023 steigt die Exportmenge von rund 50 TWh auf über 87 TWh. Damit überholt Deutschland sogar Frankreich, dessen Exportmenge im Leitszenario bei rund 84 TWh liegt. Der Grund hierfür liegt zum Teil an der im Szenariorahmen des NEP 2013 zugrunde gelegten höheren installierten Leistung regenerativer Energiequellen, die zu einer Erhöhung der prognostizierten Energiemenge um ca. 3 TWh im Szenario B 2023 führt. Einen stärkeren Einfluss auf die nationalen Energiebilanzen hat der im Vergleich mit dem Szenario B 2022 um ca. 9 % oder 125 TWh erhöhte Energiebedarf der direkt mit Deutschland verbundenen angrenzenden Energiemärkte. Diese Änderung basiert auf den aktualisierten Angaben der Nachbar-ÜNB im Szenario Outlook & Adequacy Forecast (SO&AF) der ENTSO-E¹⁷.

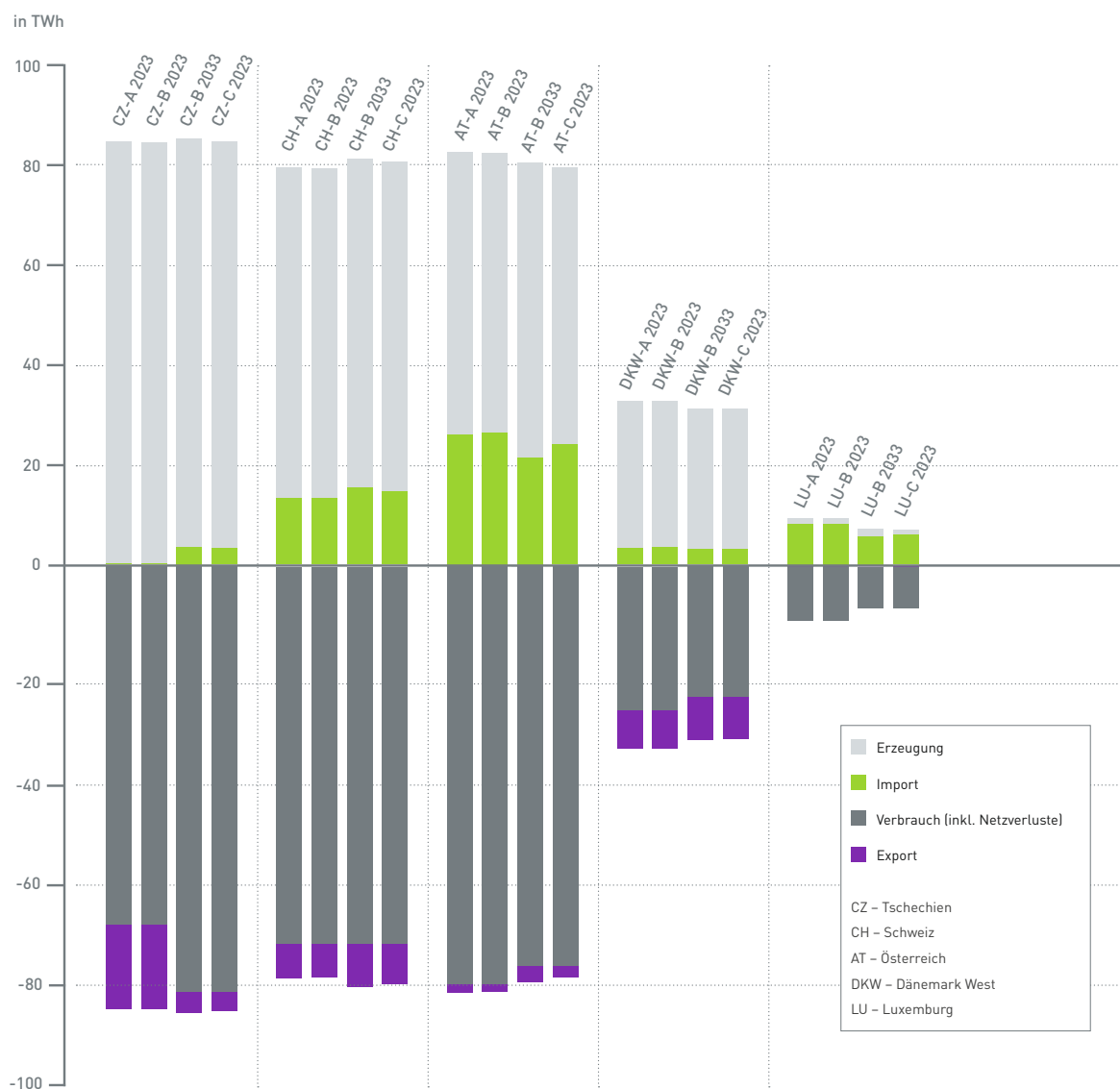
¹⁷ ENTSO-E (2012): System Outlook & Adequacy Forecast

Die für Frankreich im Vergleich zum NEP 2012 rückläufigen Exportmengen stehen in enger Korrelation mit den für Deutschland berechneten Importen. Diese fallen nun deutlich geringer aus. Den größten Import weist mit 38,5 TWh nach wie vor das Szenario B 2033 auf. Wie im NEP 2012 liegt der Verbrauch in Frankreich in diesem Szenario etwas niedriger. Wegen des Merit-Order-Effekts kann Frankreich im Vergleich zu den anderen Szenarien so zu günstigeren Preisen exportieren, und das Exportvolumen nimmt zu.

Die größten Nettoimporteure in allen Szenarien sind Belgien, Italien und Österreich. Belgien deckt zwischen 34 und 41 % des Verbrauchs durch Importe. Bei Italien sind es zwischen 20 und 24 % und bei Österreich zwischen 24 und 31 %.

Bei Belgien, Italien und in der Schweiz zeigt die Marktsimulation deutliche Unterschiede der Szenarien B 2033 und C 2023 mit der höheren Erzeugung aus fluktuierenden regenerativen Energien in Deutschland zu den Szenarien A 2023 und B 2023. Die Importmenge liegt in den Szenarien B 2033 und C 2023 signifikant höher.

ABBILDUNG 11: ENERGIESALDEN AUSGEWÄHLTER EUROPÄISCHER REGIONEN (VERBRAUCH < 100 TWh) JE SZENARIO



Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

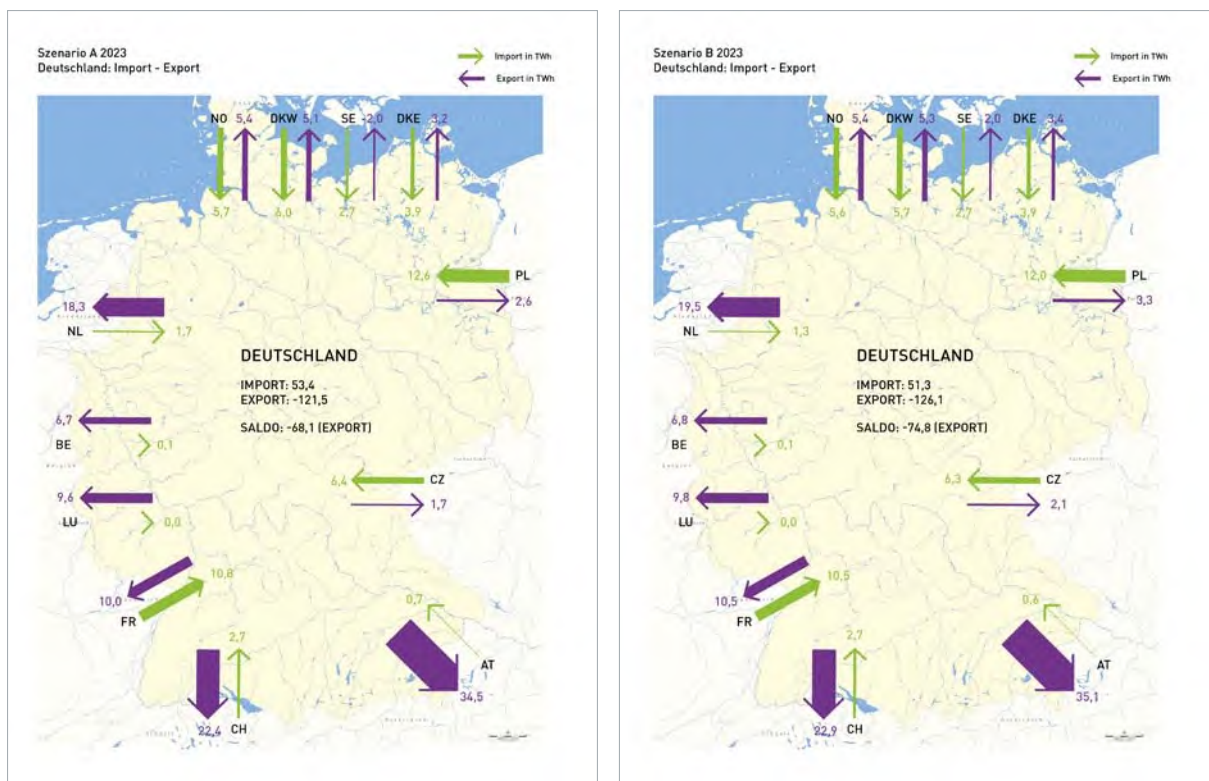
4 MARKTSIMULATION

In der Schweiz und Österreich sind Pumpspeicherkraftwerke mit großen Leistungen installiert, die bei höheren Anteilen von Wind- und Solarenergie in Deutschland häufiger zum Einsatz kommen. Die Marktsimulation zeigt daher in den Szenarien B 2033 und C 2023 für die Schweiz sowohl eine Zunahme der Importe als auch der Exporte. In Österreich sinkt der Importbedarf in diesen Szenarien leicht.

Austauschenergiemengen

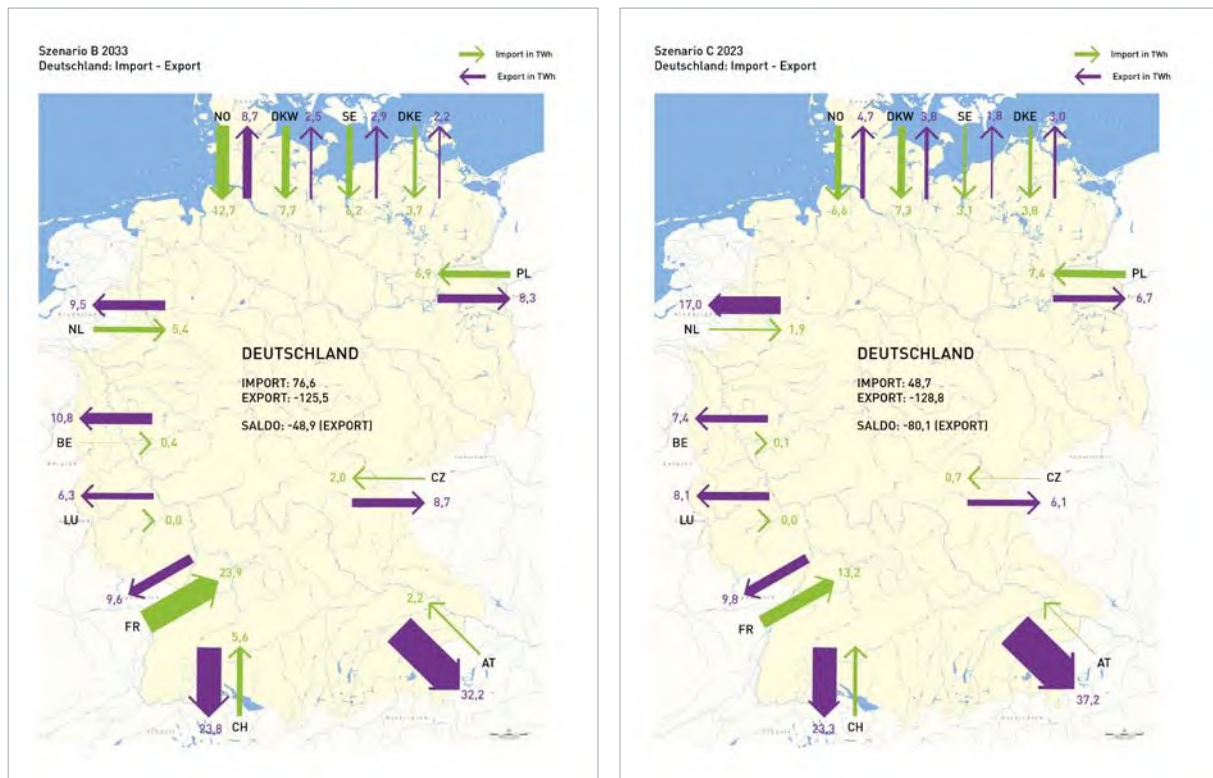
Die Abbildungen 12 bis 15 stellen für alle Deutschland betreffenden Grenzen in allen Szenarien die saldierten Im- und Exporte dar. Deutschland ist in allen Szenarien Nettoexporteur. Die meisten Exporte gehen, wie auch im Netzentwicklungsplan 2012, nach Österreich und in die Schweiz. Im Leitszenario betragen die Nettoexporte nach Österreich 34,5 TWh und in die Schweiz 20,2 TWh. Sie liegen damit in derselben Größenordnung wie im Netzentwicklungsplan 2012.

ABBILDUNGEN 12/13: AUSTAUSCHENERGIEMENGEN SZENARIO A 2023/AUSTAUSCHENERGIEMENGEN SZENARIO B 2023



Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

ABBILDUNGEN 14/15: AUSTAUSCHENERGIEMENGEN SZENARIO B 2033/AUSTAUSCHENERGIEMENGEN SZENARIO C 2023



Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

Transite

Neben den Im- und Exporten an den verschiedenen Grenzen stellen Transite zusätzliche Anforderungen an das Übertragungsnetz in Deutschland. In Deutschland kommen Transite im Leitszenario B 2023 in ca. 87 % der Stunden vor. Dies unterstreicht die Rolle des deutschen Übertragungsnetzes für den europäischen Verbund. Insgesamt werden dabei rund 40 TWh durch Deutschland geleitet, dies entspricht rund der Hälfte des Energiebedarfs der Schweiz oder Tschechiens. In Einzelstunden werden sogar bis zu 15.000 MW an Handelsflüssen durchgeleitet, wobei dann kein Im- oder Export auftritt. Die Marktsimulation zeigt dabei auch Situationen, in denen die netztechnisch maximal mögliche Importleistung aus Skandinavien mit der netztechnisch maximal möglichen Exportleistung von Deutschland zu den anderen Ländern Kontinentaleuropas zusammenfällt.

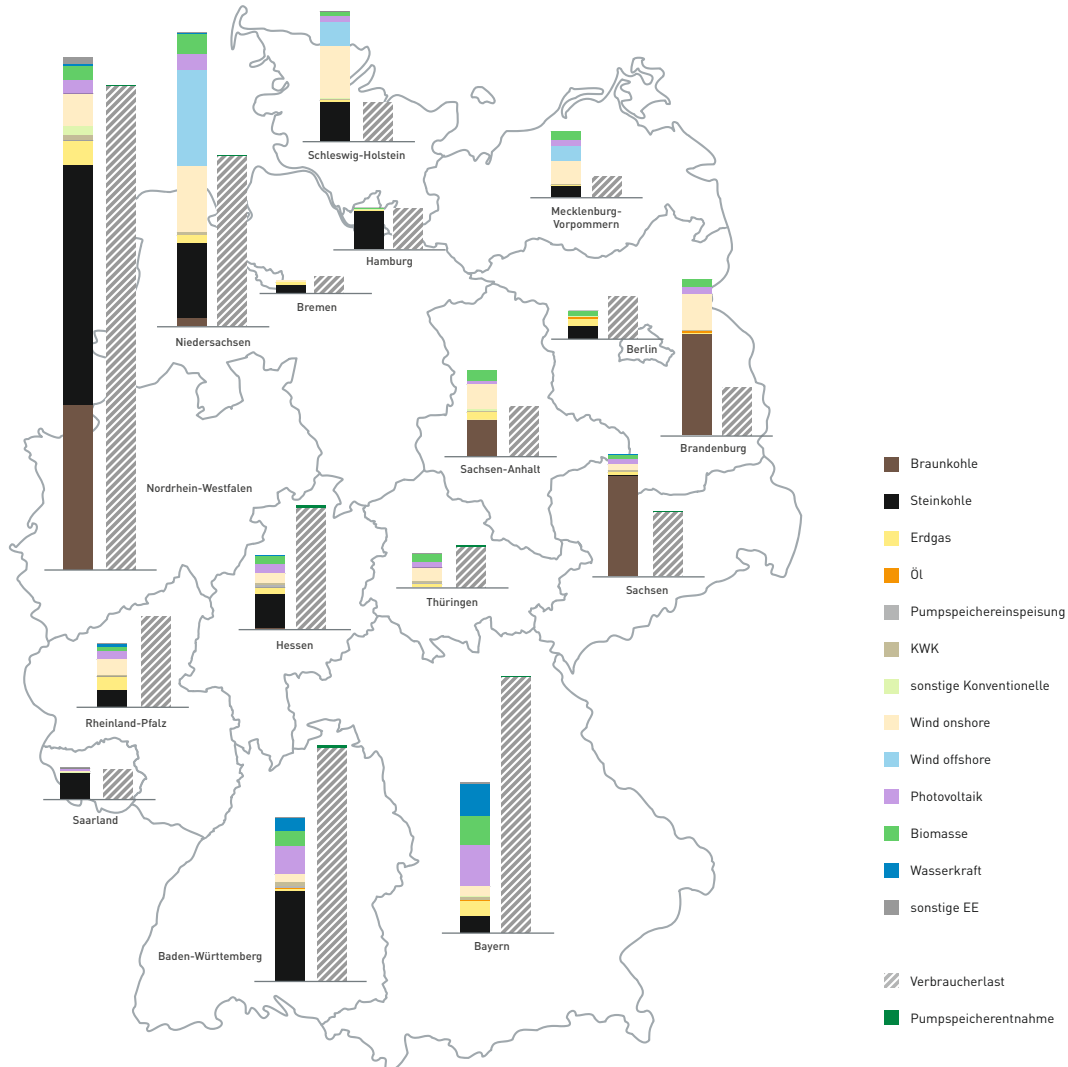
4.2.2 Bundesländerbilanzen und Einspeisungen in Deutschland nach Energieträgern

Die folgenden Abbildungen 16 bis 19 stellen für jedes Bundesland für die Szenarien A 2023, B 2023, B 2033 und C 2023 Erzeugung und Verbrauch gegenüber. Die Erzeugung umfasst hierbei Erzeugungsanlagen vom Nieder- bis zum Höchstspannungsnetz. Es wird zwischen einer Erzeugung aus konventionellen Kraftwerken mit den Primärenergieträgern Braunkohle, Steinkohle, Erdgas, Öl und sonstigen Brennstoffen (z. B. Gicht- und Grubengas und nicht regenerativer Anteil des Mülls) sowie der Erzeugung aus den erneuerbaren Energiequellen Windkraft (on- und offshore), Photovoltaik, Biomasse, Laufwasser und sonstigen erneuerbaren Energieträgern (Geothermie etc.) unterschieden¹⁸. Der Verbrauch auf Länderebene entspricht dabei noch stärker als im NEP 2012 den Angaben des Länderarbeitskreises Energiebilanzen.

¹⁸ Rundungsdifferenzen sind nicht ausgeführt.

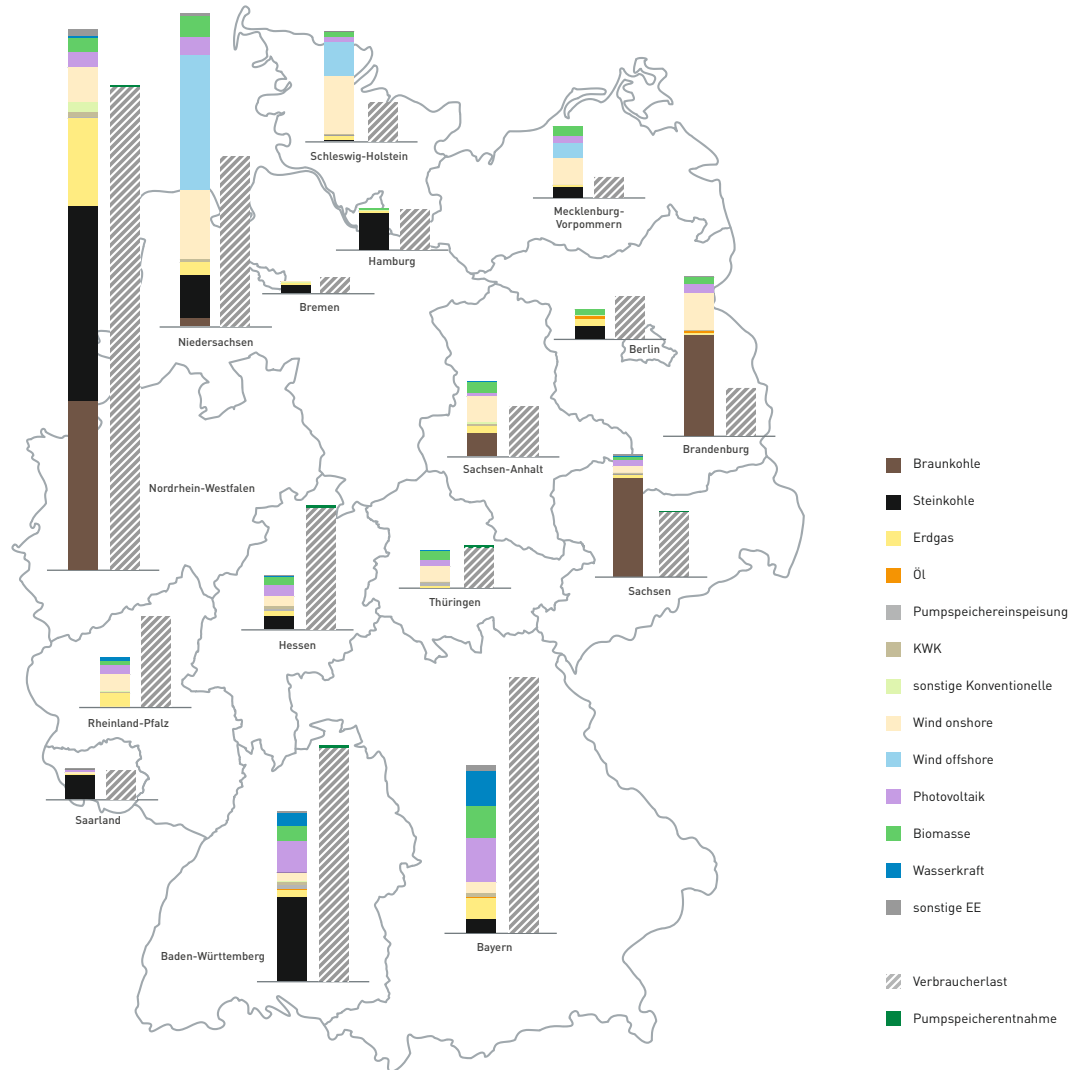
4 MARKTSIMULATION

ABBILDUNG 16: BUNDESLÄNDERBILANZEN DER ENERGIEMENGEN FÜR DAS SZENARIO A 2023



Angaben in TWh	Braunkohle	Steinkohle	Erdgas	Öl	Pumpspeichereinspeisung	KWK < 10 MW	Sonstige Konventionelle	Wind onshore	Wind offshore	Photovoltaik	Biomasse	Wasserkraft	sonstige EE	Verbraucherlast (inkl. Netzverlusten)	Pumpspeicherentnahme
Baden-Württemberg	0,0	29,2	0,6	0,2	0,9	1,1	0,2	2,5	0,0	9,1	4,9	4,1	0,4	75,9	0,7
Bayern	0,0	5,3	4,9	0,1	0,1	1,2	0,3	3,0	0,0	13,4	9,6	10,2	0,8	83,3	0,1
Berlin	0,0	4,0	2,3	0,5	0,0	0,2	0,1	0,1	0,0	0,2	1,6	0,0	0,0	13,9	0,0
Brandenburg	32,8	0,0	0,6	0,4	0,0	0,3	0,2	11,5	0,0	2,5	2,3	0,0	0,3	15,6	0,0
Bremen	0,0	2,4	1,0	0,0	0,0	0,1	0,1	0,4	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	5,2	0,0
Hamburg	0,0	12,1	0,3	0,0	0,0	0,3	0,1	0,1	0,0	0,1	0,3	0,0	0,0	13,2	0,0
Hessen	0,2	11,0	2,2	0,0	0,7	0,7	0,2	3,0	0,0	3,1	2,4	0,4	0,2	39,5	0,8
Mecklenburg-Vorpommern	0,0	3,4	0,5	0,0	0,0	0,2	0,0	7,6	4,7	2,1	2,8	0,0	0,1	6,7	0,0
Niedersachsen	2,6	24,1	2,8	0,0	0,1	0,7	0,0	21,6	31,3	5,0	6,7	0,2	0,5	55,4	0,2
Nordrhein-Westfalen	53,5	77,8	8,1	0,0	0,3	1,6	2,9	10,4	0,0	4,5	4,5	0,6	2,2	157,3	0,3
Rheinland-Pfalz	0,0	5,4	4,2	0,0	0,0	0,4	0,1	5,2	0,0	2,8	1,3	0,9	0,1	29,4	0,0
Saarland	0,0	8,2	0,2	0,0	0,0	0,0	0,2	0,4	0,0	0,6	0,2	0,0	0,4	9,5	0,0
Sachsen	32,4	0,2	1,1	0,0	0,1	0,5	0,0	2,1	0,0	1,6	1,2	0,3	0,2	20,9	0,2
Sachsen-Anhalt	11,8	0,0	2,3	0,0	0,0	0,5	0,5	8,2	0,0	1,1	3,3	0,1	0,1	16,3	0,0
Schleswig-Holstein	0,0	12,6	0,7	0,0	0,0	0,3	0,2	17,0	7,8	1,8	1,6	0,0	0,1	12,6	0,0
Thüringen	0,0	0,0	0,8	0,0	0,6	0,4	0,0	4,5	0,0	1,7	2,7	0,1	0,1	13,0	0,5
Deutschland	133,3	195,6	32,7	1,3	2,7	8,7	5,0	97,6	43,8	49,6	45,4	17,2	5,6	567,5	2,8

ABBILDUNG 17: BUNDESLÄNDERBILANZEN DER ENERGIEMENGEN FÜR DAS SZENARIO B 2023

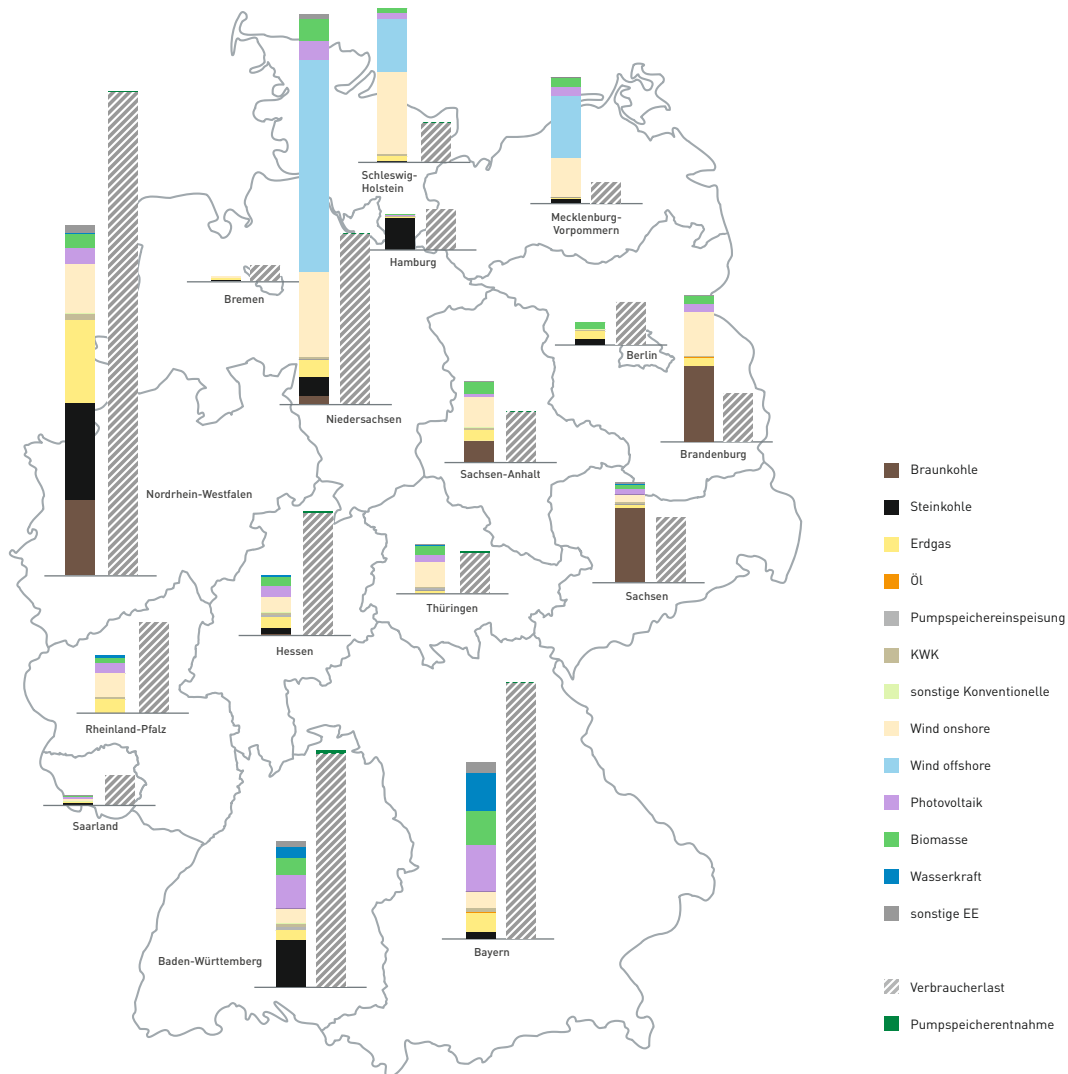


Angaben in TWh	Braun- kohle	Stein- kohle	Erdgas	öl	Pump- speicher- ein- spei- sung	KWK < 10 MW	Sonstige Konven- tionelle	Wind onshore	Wind offshore	Photo- voltaik	Bio- masse	Wasser- kraft	sonstige EE	Verbrau- cherlast (inkl. Netzver- lusten)	Pump- speicher- entnahme
Baden- Württemberg	0,0	28,8	2,2	0,2	1,0	1,1	0,2	2,9	0,0	10,2	5,1	4,0	0,9	75,9	1,0
Bayern	0,0	4,7	6,8	0,1	0,1	1,2	0,3	3,3	0,0	14,5	10,2	11,5	1,9	83,3	0,1
Berlin	0,0	4,1	2,7	0,5	0,0	0,2	0,1	0,1	0,0	0,2	1,8	0,0	0,0	13,9	0,0
Brandenburg	32,9	0,0	0,6	0,4	0,0	0,3	0,2	12,0	0,0	2,7	2,3	0,0	0,4	15,6	0,0
Bremen	0,0	2,4	0,8	0,0	0,0	0,1	0,1	0,4	0,0	0,0	0,0	0,0	0,1	5,2	0,0
Hamburg	0,0	11,8	0,3	0,0	0,0	0,3	0,1	0,1	0,0	0,1	0,4	0,0	0,0	13,2	0,0
Hessen	0,2	4,0	2,2	0,0	0,7	0,7	0,2	3,3	0,0	3,5	2,6	0,4	0,2	39,5	0,8
Mecklenburg- Vorpommern	0,0	3,2	0,5	0,0	0,0	0,2	0,0	8,5	5,0	2,4	3,0	0,0	0,2	6,7	0,0
Niedersachsen	2,5	15,6	3,3	0,0	0,2	0,7	0,0	22,6	44,1	5,6	6,9	0,2	0,9	55,4	0,2
Nordrhein- Westfalen	54,9	66,1	25,0	0,0	0,3	1,6	2,9	11,4	0,0	4,9	4,6	0,6	2,3	157,3	0,4
Rheinland- Pfalz	0,0	0,0	4,2	0,0	0,0	0,4	0,1	5,6	0,0	3,1	1,3	1,0	0,1	29,4	0,0
Saarland	0,0	8,1	0,3	0,0	0,0	0,0	0,2	0,4	0,0	0,7	0,2	0,0	0,4	9,5	0,0
Sachsen	31,6	0,0	1,1	0,0	0,2	0,5	0,0	2,2	0,0	1,8	1,2	0,3	0,4	20,9	0,2
Sachsen-Anhalt	7,4	0,0	2,4	0,0	0,1	0,5	0,5	8,5	0,0	1,2	3,5	0,1	0,1	16,3	0,1
Schleswig- Holstein	0,0	0,2	1,5	0,0	0,1	0,3	0,2	18,7	11,0	1,9	1,6	0,0	0,1	12,6	0,1
Thüringen	0,0	0,0	0,7	0,0	0,7	0,4	0,0	5,1	0,0	2,0	3,0	0,1	0,2	13,0	0,7
Deutschland	129,4	148,9	54,7	1,3	3,3	8,7	5,0	105,2	60,1	55,0	47,6	18,3	8,3	567,5	3,6

Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

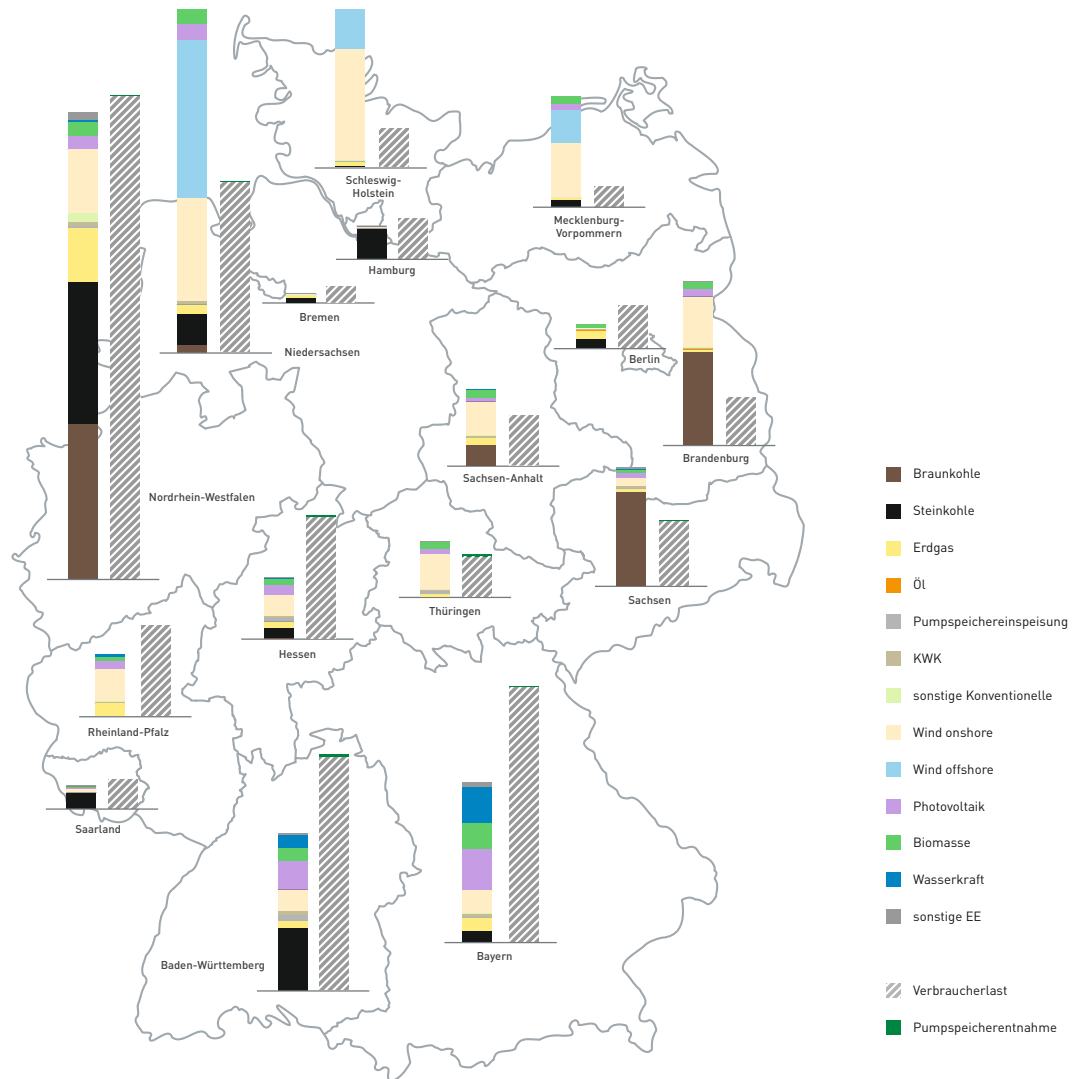
4 MARKTSIMULATION

ABBILDUNG 18: BUNDESLÄNDERBILANZEN DER ENERGIEMENGEN FÜR DAS SZENARIO B 2033



Angaben in TWh	Braunkohle	Steinkohle	Erdgas	Öl	Pump-speicher-einspei-sung	KWK < 10 MW	Sonstige Konventionelle	Wind onshore	Wind offshore	Photo-voltaik	Bio-masse	Wasser-kraft	sonstige EE	Verbrau-cherlast (inkl. Netzver-lusten)	Pump-speicher-entnahme
Baden-Württemberg	0,0	15,1	3,2	0,0	1,0	1,2	0,2	4,7	0,0	11,0	5,3	3,9	1,7	75,9	1,0
Bayern	0,0	2,0	6,3	0,1	0,1	1,3	0,2	5,2	0,0	15,3	10,8	12,3	3,7	83,3	0,1
Berlin	0,0	1,7	2,7	0,0	0,0	0,3	0,1	0,1	0,0	0,2	2,1	0,0	0,0	13,9	0,0
Brandenburg	24,5	0,0	2,3	0,4	0,0	0,4	0,2	14,0	0,0	2,9	2,3	0,0	0,6	15,6	0,0
Bremen	0,0	0,3	0,5	0,0	0,0	0,1	0,1	0,5	0,0	0,0	0,0	0,0	0,1	5,2	0,0
Hamburg	0,0	10,1	0,4	0,0	0,0	0,3	0,0	0,1	0,0	0,1	0,4	0,0	0,0	13,2	0,0
Hessen	0,1	1,9	3,7	0,0	0,5	0,8	0,2	4,9	0,0	3,8	2,9	0,4	0,2	39,5	0,6
Mecklenburg-Vorpommern	0,0	1,2	0,5	0,0	0,0	0,2	0,0	12,7	20,2	2,7	3,2	0,0	0,3	6,7	0,0
Niedersachsen	2,5	6,2	5,6	0,0	0,2	0,7	0,0	27,6	69,1	6,0	7,2	0,2	1,5	55,4	0,2
Nordrhein-Westfalen	24,3	31,6	27,0	0,0	0,3	1,7	0,6	15,6	0,0	5,2	4,6	0,5	2,5	157,3	0,4
Rheinland-Pfalz	0,0	0,0	4,3	0,0	0,0	0,4	0,1	7,9	0,0	3,4	1,4	1,0	0,1	29,4	0,0
Saarland	0,0	0,6	0,3	0,0	0,0	0,1	0,2	0,6	0,0	0,8	0,2	0,0	0,3	9,5	0,0
Sachsen	24,0	0,0	1,1	0,0	0,2	0,6	0,0	2,4	0,0	1,9	1,2	0,3	0,8	20,9	0,3
Sachsen-Anhalt	6,8	0,0	3,5	0,0	0,1	0,5	0,5	9,5	0,0	1,2	3,8	0,1	0,1	16,3	0,1
Schleswig-Holstein	0,0	0,2	1,5	0,0	0,1	0,4	0,0	26,7	17,2	2,0	1,6	0,0	0,1	12,6	0,1
Thüringen	0,0	0,0	0,7	0,0	0,7	0,5	0,0	8,1	0,0	2,1	3,2	0,1	0,5	13,0	0,7
Deutschland	82,2	70,9	63,5	0,6	3,0	9,5	2,4	140,7	106,5	58,5	50,2	19,1	12,8	567,5	3,5

ABBILDUNG 19: BUNDESLÄNDERBILANZEN DER ENERGIEMENGEN FÜR DAS SZENARIO C 2023



Angaben in TWh	Braun- kohle	Stein- kohle	Erdgas	öl	Pump- speicher- einpei- sung	KWK < 10 MW	Sonstige Konven- tionelle	Wind onshore	Wind offshore	Photo- voltaik	Bio- masse	Wasser- kraft	sonstige EE	Verbrau- cherlast (inkl. Netzver- lusten)	Pump- speicher- entnahme
Baden- Württemberg	0,0	20,2	2,2	0,2	1,9	1,1	0,2	6,6	0,0	9,2	4,4	4,0	0,9	75,9	2,5
Bayern	0,0	3,3	4,4	0,1	0,2	1,2	0,3	7,1	0,0	13,4	8,2	11,4	1,8	83,3	0,3
Berlin	0,0	2,7	2,7	0,5	0,0	0,2	0,1	0,2	0,0	0,2	1,1	0,0	0,0	13,9	0,0
Brandenburg	30,1	0,0	0,6	0,4	0,0	0,3	0,2	16,1	0,0	2,5	2,1	0,0	0,4	15,6	0,0
Bremen	0,0	1,5	0,5	0,0	0,0	0,1	0,1	0,5	0,0	0,0	0,0	0,0	0,1	5,2	0,0
Hamburg	0,0	9,5	0,3	0,0	0,0	0,3	0,1	0,2	0,0	0,1	0,3	0,0	0,0	13,2	0,0
Hessen	0,2	3,0	2,2	0,0	1,0	0,7	0,2	6,6	0,0	3,1	1,9	0,4	0,2	39,5	1,2
Mecklenburg- Vorpommern	0,0	2,1	0,5	0,0	0,0	0,2	0,0	17,2	10,7	2,1	2,3	0,0	0,2	6,7	0,0
Niedersachsen	2,3	10,1	3,0	0,0	0,3	0,7	0,0	32,6	50,9	5,0	6,0	0,2	0,9	55,4	0,4
Nordrhein- Westfalen	50,1	46,2	17,7	0,0	0,5	1,6	2,9	20,1	0,0	4,5	4,4	0,6	2,3	157,3	0,7
Rheinland- Pfalz	0,0	0,0	4,2	0,0	0,0	0,4	0,1	10,2	0,0	2,8	1,1	0,9	0,1	29,4	0,0
Saarland	0,0	4,9	0,2	0,0	0,0	0,0	0,2	0,8	0,0	0,6	0,3	0,0	0,4	9,5	0,0
Sachsen	30,3	0,0	1,0	0,0	0,3	0,5	0,0	2,7	0,0	1,6	1,1	0,3	0,4	20,9	0,6
Sachsen-Anhalt	6,6	0,0	2,2	0,0	0,1	0,5	0,5	10,4	0,0	1,1	2,7	0,1	0,1	16,3	0,2
Schleswig- Holstein	0,0	0,2	1,5	0,0	0,1	0,3	0,2	35,3	12,7	1,8	1,6	0,0	0,1	12,6	0,3
Thüringen	0,0	0,0	0,7	0,0	1,1	0,4	0,0	11,3	0,0	1,7	2,2	0,1	0,2	13	1,6
Deutschland	119,5	103,6	43,9	1,3	5,7	8,7	5,0	178,0	74,3	49,8	39,5	18,3	8,0	567,5	7,8

Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

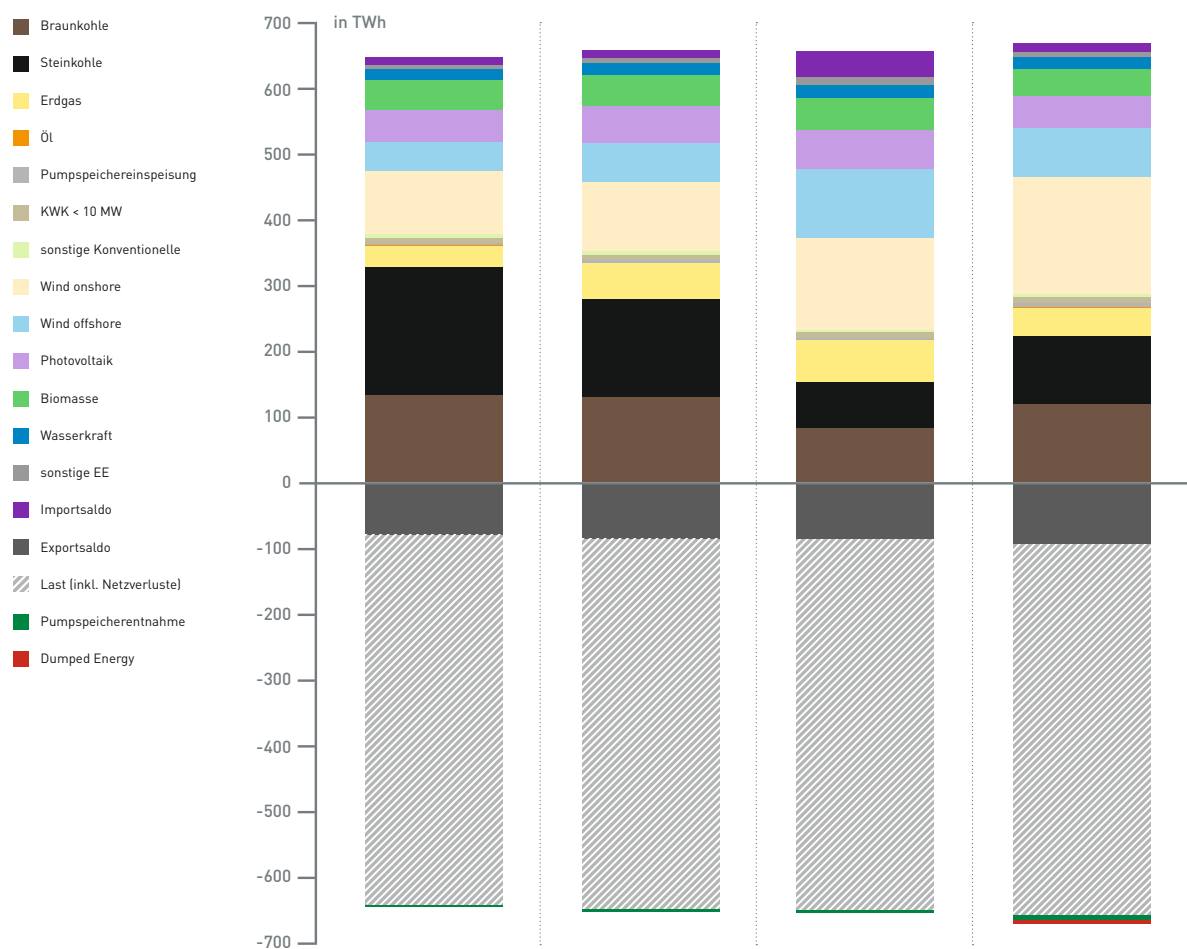
Die Ergebnisse der Marktsimulation zeigen über alle Szenarien einen deutlichen Erzeugungsüberschuss der Bundesländer in der nördlichen Hälfte Deutschlands, während die Bundesländer im Süden einen Verbrauchsüberschuss aufweisen. In Baden-Württemberg, Bayern und Hessen beträgt der Anteil der nicht im Land erzeugten Energiemenge im Leitszenario B 2023 fast 30 % des Jahresverbrauchs. Bundesländer mit besonders hohen Überschussenergiemengen im Leitszenario sind Brandenburg, Mecklenburg-Vorpommern, Niedersachsen, Nordrhein-Westfalen, Sachsen und Schleswig-Holstein.

Die größte Veränderung in der Zusammensetzung der konventionellen Energieerzeugung ergibt sich in allen Szenarien für Nordrhein-Westfalen. Die Erzeugungsmenge aus Erdgas steigt hier im Vergleich zum NEP 2012 um rund 12,8 TWh, die Erzeugung aus Steinkohle nimmt sogar um 21,6 TWh zu. Damit wird der Rückgang der Braunkohleerzeugung von knapp 7 TWh deutlich überkompensiert. Insgesamt wächst in Deutschland die Erzeugung aus konventionellen Energiequellen um über 43 TWh, was insbesondere aus der Zunahme der Exporte *aufgrund des höheren Energiebedarfs der Nachbarländer*¹⁹ gegenüber dem Netzentwicklungsplan 2012 resultiert. Niedersachsen hingegen weist im Leitszenario den größten Zuwachs bei der Energieerzeugung aus regenerativen Energiequellen auf. Dies liegt insbesondere an der höheren Erzeugung aus Offshore-Windkraftanlagen. Sie liegt rund 7,6 TWh höher als noch im Netzentwicklungsplan 2012.

Insgesamt hat sich das Gefälle der Erzeugungssalden zwischen der nördlichen und der südlichen Hälfte Deutschlands aufgrund der neuen Annahmen zu den installierten Leistungen der konventionellen und regenerativen Energieträger im Vergleich zum NEP 2012 nochmals verschärft.

¹⁹ ENTSO-E (2012): System Outlook & Adequacy Forecast

ABBILDUNG 20: ENERGIEMENGEN DER EINSPEISUNG, DES VERBRAUCHS UND DES IMPORTS/EXPORTS DER SZENARIEN IM VERGLEICH



	Szenario A 2023	Szenario B 2023	Szenario B 2033	Szenario C 2023
Braunkohle	133,3	129,4	82,2	119,5
Steinkohle	195,6	148,9	70,9	103,6
Erdgas	32,7	54,7	63,5	43,9
Öl	1,3	1,3	0,6	1,3
Pumpspeichereinspeisung	2,7	3,3	3,0	5,7
KWK < 10 MW	8,7	8,7	9,5	8,7
sonstige Konventionelle	5,0	5,0	2,4	5,0
Wind onshore	97,6	105,2	140,7	178,0
Wind offshore	43,8	60,1	106,5	74,3
Photovoltaik	49,6	55,0	58,5	49,8
Biomasse	45,4	47,6	50,2	39,5
Wasserkraft	17,2	18,3	19,1	18,3
sonstige EE	5,6	8,3	12,8	8,0
Import	12,1	11,3	38,5	14,4
Export	-80,2	-86,1	-87,5	-94,5
Last (inkl. Netzverluste)	-567,5	-567,5	-567,5	-567,5
Pumpspeicherentnahme	-2,8	-3,6	-3,5	-7,8
Dumped Energy	0,0	<0,1	-0,8	-7,0

Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

Abbildung 20 vergleicht alle vier Szenarien hinsichtlich der erzeugten Energie je Primärenergieträger. Die Analyse steht dabei in engem Zusammenhang zu den Ausführungen über die Entwicklung der Volllaststunden in Kapitel 4.2.5.

Die Energiemengen regenerativer Energien nehmen in allen Szenarien mit Ausnahme des Szenarios B 2033 zu, da in diesem Szenario eine geringere installierte Leistung von Offshore-Windkraftanlagen als im NEP 2012 angesetzt wurde. Dabei sticht insbesondere die Energieerzeugung aus Onshore-Wind in Szenario C 2023 heraus. Die installierte Leistung des genehmigten Szenariorahmens nimmt im Vergleich zum NEP 2012 deutlich zu und führt zu einer um ca. 28 TWh höheren Energiemenge.

Erneuerbare Energien in Deutschland verdrängen trotz ihrer Klassifikation als Must-Run-Einheiten dabei nicht in vollem Umfang die fossile Energieerzeugung in Deutschland. Durch die systemweite Optimierung in der Marktmodellierung stehen fossile Erzeugungseinheiten in einem europaweiten Wettbewerb. Weil in Deutschland vergleichsweise günstige fossile Erzeugungskapazitäten zur Verfügung stehen, verdrängen erneuerbare Energien indirekt auch fossile Erzeugung im europäischen Ausland. Der Anteil erneuerbarer Energien an der gesamten Energieerzeugung fällt jedoch im Vergleich zum Netzentwicklungsplan 2012 geringer aus. Die höheren Exporte, die u. a. zur Deckung der erhöhten Nachfrage in den Nachbarländern vom Markt angefordert werden, lassen die Energieerzeugung konventioneller Kraftwerke im Vergleich zu den regenerativen Energiequellen stärker ansteigen.

Kohle liefert in allen Szenarien weiterhin den größten Anteil der Stromproduktion. Im Vergleich zum NEP 2012 erhöht sich die Energieeinspeisung aus Kohle in allen Szenarien nochmals deutlich. Dabei führt die methodische Verbesserung in der Abbildung der Revisionszeiten von Braunkohlekraftwerken dazu, dass die Stromproduktion aus Braunkohlekraftwerken entsprechend der Merit-Order durch Steinkohlekraftwerke kompensiert wird. Darüber hinaus führt die verbesserte KWK-Abbildung von dezentralen Kraftwerken zu einer etwas höheren Stromproduktion von Steinkohlekraftwerken.

4.2.3 KWK-Mengen

Neben der Nachfrage nach elektrischer Energie besteht auch eine Wärmenachfrage, die bei der Bestimmung des Kraftwerkseinsatzes berücksichtigt werden muss, da eine Vielzahl der Wärmeerzeuger auch Strom auskoppeln kann. Bei einer gleichzeitigen Wärme- und Stromerzeugung in einer Erzeugungseinheit wird von einer KWK-Erzeugung gesprochen, die im Folgenden auf Basis der elektrisch erzeugten Energiemengen quantifiziert wird. Detaillierte Erläuterungen zur Berücksichtigung von wärme- und stromgeführten KWK-Anlagen in der Marktsimulation sind im Kapitel 4.3.3 des 2. Entwurfs zum NEP 2012 dargelegt.

Im Vergleich zum NEP Strom 2012 wurde die Modellierung der KWK-Anlagen noch stärker und detaillierter an den NEP Gas angepasst. Hierzu wurde die wärmegeführte Erzeugung von KWK-Anlagen anhand der Volllaststundenzahl der thermisch bedingten Stromerzeugung für beide Netzentwicklungspläne nunmehr blockscharf abgeglichen. Durch die unterschiedlichen Verwendungsweisen und auch durch die Berücksichtigung von regional verschiedenen Temperaturen werden nun auch örtlich verschiedene Nachfrageverläufe der Wärme im Verlauf des Jahres angenommen, sodass sich je nach Bundesland unterschiedliche stündliche Einspeisungen und damit auch unterschiedliche Jahreserzeugungen aus KWK ergeben. Für ein exemplarisches Blockheizkraftwerk ergibt sich beispielsweise in Bayern eine wärmegeführte Einspeisung von 2.240 Volllaststunden pro Jahr, wobei ein vergleichbares Kraftwerk in Schleswig-Holstein nur 1.940 Volllaststunden pro Jahr wärmegeführt eingesetzt wird. Hierdurch kann die Einspeisesituation regional differenzierter als im NEP 2012 abgebildet werden. Für Kraftwerke, die Industrie- oder Prozesswärme liefern, besteht die Abhängigkeit von der Temperatur nur eingeschränkt, sodass nur eine konstante wärmegeführte Einspeisung vorgegeben wird.

Bei der Bestimmung der Erzeugung aus KWK-Kraftwerken wird nach Größe der Erzeugungseinheiten differenziert, da angenommen wird, dass Großkraftwerke die nicht wärmegeführt eingesetzte Leistung auch am Strommarkt vermarkten können. Hierdurch werden diese Anlagen entsprechend ihrer in der Realität vorhandenen Flexibilität modelliert, sodass marktbasierend eingesetzte Großkraftwerke eine wärmegetriebene Mindesteinspeisung aufweisen und zeitweise eine Reduktion der Stromerzeugung auf die technische Mindestleistung vornehmen, wenn eine zusätzliche Erzeugung unwirtschaftlich wäre.

Kleinere (Blockheiz-)Kraftwerke mit einer Einspeiseleistung kleiner als 30 MW hingegen dienen ausschließlich der Wärmeeinspeisung und werden entsprechend einer saisonalen Wärmekurve eingesetzt, wobei entsprechend der Wärmenachfrage auch Strom erzeugt wird. Die stündliche Ganglinie basiert auf bundesländerscharfen Temperaturgängen des Jahres 2007 und wird auch in Abstimmung mit dem NEP Gas einem lokalen Bedarf aus Nah- und Fernwärme oder Industrierwärme zugeordnet.

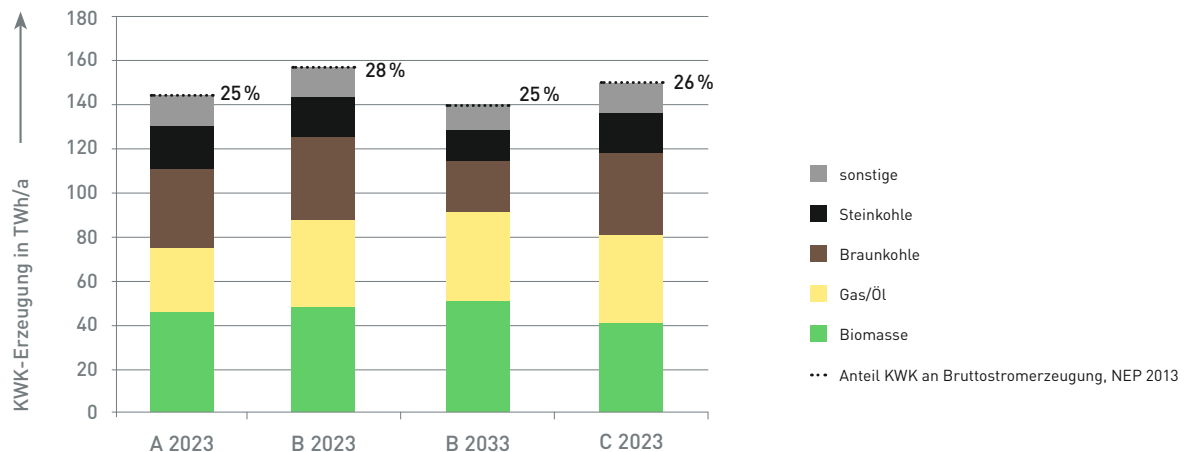
Durch die oben beschriebene methodische Verbesserung bei der Abbildung von KWK-Anlagen wurde eine Reduzierung der Dumped Energy (siehe Kapitel 4.2.4) bewirkt, da Situationen mit sehr hoher Einspeisung aus erneuerbaren Energien üblicherweise nicht mit sehr kalten Tagen mit hohem Wärmebedarf zusammenfallen.

Zusammengefasst ist zu konstatieren, dass die Annahmen hinsichtlich der Wärmeerzeugung an die Energieszenarien der Bundesregierung²⁰ angelehnt sind und mit den blockscharfen Volllaststunden im NEP Gas abgeglichen wurden, wobei die stündliche Erzeugung mithilfe bundeslandscharfer Temperaturkennlinien und wärmebedarfs-typischen Tagesverläufen detaillierter als bisher im NEP 2012 abgebildet wurde.

Auswertungen, Anteile je Erzeugungsart und 10-MW-Grenze

Die Erzeugung aus wärmegeführten Anlagen als Ergebnis der Marktsimulation wird im Folgenden näher erläutert. Abbildung 21 zeigt die KWK-Erzeugung nach Primärenergietyp. Erzeugungsanlagen mit biogenen festen und gasförmigen Brennstoffen wurden vollumfänglich als KWK-Erzeugung angenommen.

ABBILDUNG 21: KWK-ERZEUGUNG NACH PRIMÄRENERGIETYPEN



Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

Die Angleichungen der KWK-Modellierung in den Netzentwicklungsplänen Strom und Gas führen dazu, dass sich die jährlichen Erzeugungsmengen aus wärmegeführten Anlagen leicht verändern. Die explizite Berücksichtigung von kleinen wärmegeführten Erzeugungsanlagen sowie der Abgleich mit den BAFA-Daten zur Wärmeerzeugung führen zu einer Verbesserung der zugrunde gelegten Datenbasis und einer leichten Erhöhung der KWK-Erzeugung. Gegenüber dem NEP 2012 ist ein höherer Anteil von Gaskraftwerken mit Wärmeauskopplung angenommen. Hierdurch ergibt sich in den Szenarien B und C mit einer höheren installierten Kapazität von Gaskraftwerken eine größere Steigerung der KWK-Erzeugung als im Szenario A. In den Szenarien B 2023 und C 2023 wird der gleiche konventionelle Kraftwerkspark zugrunde gelegt, sodass sich die Gesamtmengen hier nur durch die unterschiedliche Kapazität der Biomasse unterscheiden. Für das Szenario B 2033 sind im Szenariorahmen gegenüber B 2023 keine zusätzlichen KWK-Anlagen geplant. Hier sinkt besonders durch die Außerbetriebnahme von etwa 7 GW Braunkohlekraftwerken die Erzeugung aus wärmegekoppelten Stromerzeugern gegenüber den bisherigen Szenarien B 2022

²⁰ Prognos AG, EWI, GWS (2010): Energieszenarien für ein Energiekonzept der Bundesregierung, Projekt Nr. 12/10 des Bundesministeriums für Wirtschaft und Technologie

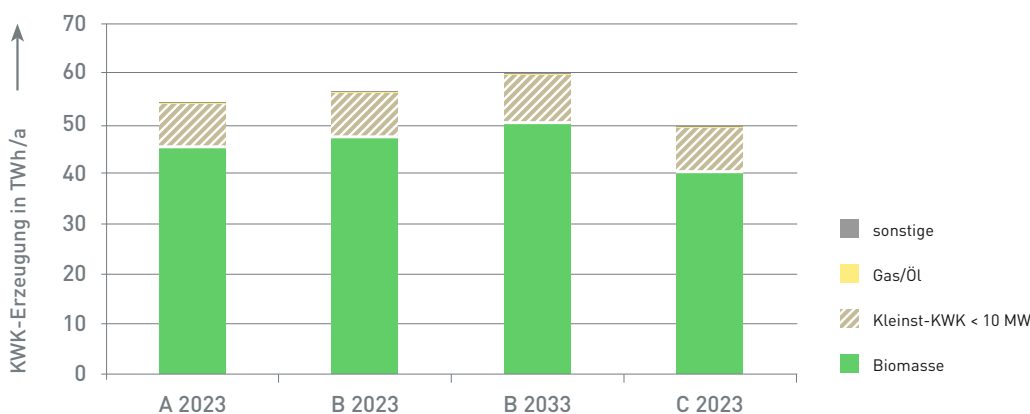
4 MARKTSIMULATION

sowie B 2032. Die zu deckende Wärmelast muss in diesem Szenario durch dedizierte Wärmeerzeugungsanlagen bereitgestellt oder durch einen Rückgang der Wärmenachfrage kompensiert werden.

Das Ziel der Bundesregierung ist die Erreichung eines KWK-Anteils von 25 % an der Bruttostromerzeugung. Änderungen des KWK-Anteils im Vergleich zum NEP 2012 ergeben sich hier auch durch die deutlich erhöhte Bruttostromerzeugung (siehe Kapitel 4.2.2). Im Ergebnis wird das Ziel der Bundesregierung in allen Szenarien erreicht.

In der Kraftwerksliste des Szenariorahmens²¹ sind nur Kraftwerke mit einer Erzeugungsleistung größer als 10 MW aufgeführt. Es existieren jedoch auch zahlreiche KWK-Anlagen mit einer Leistung ≤ 10 MW. Im NEP 2012 wurde die relevante Auswertungsgröße noch zu 20 MW definiert, wobei die Genehmigung des Szenariorahmens 2013 explizit eine Grenze von 10 MW definiert. Der Anteil der kleinen dezentralen Anlagen an der Jahreserzeugung ist in Abbildung 22 dargestellt. Es wird angenommen, dass Biomasseanlagen zum Großteil ebenfalls kleiner als 10 MW dimensioniert werden. Die Erzeugung aus Biomasse wird deshalb schraffiert gekennzeichnet.

ABBILDUNG 22: KWK-ERZEUGUNG ≤ 10 MW NACH PRIMÄRENERGIETYPEN



Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

Grundsätzlich ist der Anteil der KWK-Erzeugung aus Kleinanlagen durch die geringe Kapazität aus dem Genehmigungsrahmen begrenzt und gegenüber der Erzeugung aus größeren Anlagen gering. Er beträgt bei voller Berücksichtigung der Biomasse etwa 30 % der gesamten KWK-Erzeugung.

4.2.4 Dumped Energy in Deutschland (nicht verwertbare Energiemengen in Deutschland)

In der Marktsimulation kommt es teilweise zu Situationen, in denen die Must-Run-Erzeugung den Verbrauch sowie die Exportmöglichkeiten und die Speichermöglichkeiten übersteigt. In diesen Stunden weist die Marktsimulation sogenannte Dumped Energy aus. Dies ist die in einer Stunde nicht verwertbare Energiemenge. Die Häufigkeit dieser Situationen hängt mit der installierten Leistung der Must-Run-Erzeugung zusammen. Hierzu zählen sowohl erneuerbare Energien als auch wärmegeführte KWK-Anlagen.

Die Reduzierung der Einspeisung aus regenerativen Quellen erfolgt nach einem festgelegten Verfahren, das in Kapitel 4.3.4 im 2. Entwurf des NEP 2012 dargelegt ist. Teil des Verfahrens ist die vorrangige Reduzierung der Energieeinspeisung von Biomasseanlagen, um deren begrenzte Lagerfähigkeit zu nutzen. Entsprechend ist der prozentuale Anteil von Dumped Energy an der gesamten Energieerzeugung von Biomasseanlagen höher als bei den anderen regenerativen Energiequellen.

²¹ Siehe Kraftwerksliste 2013 unter www.netzentwicklungsplan.de/content/materialien

Insgesamt jedoch sind die Werte für Dumped Energy eher gering. In Szenario A 2023 kommt es zu keiner Dumped Energy. Die Werte der Szenarien B 2023 und B 2033 sind im Vergleich zum Netzentwicklungsplan 2012 nochmals deutlich zurückgegangen. Dies liegt insbesondere an der verbesserten Abbildung der KWK-Erzeugung (siehe Kapitel 4.2.3). Situationen mit sehr hoher Einspeisung aus regenerativen Energiequellen fallen im Vergleich zum NEP 2012 nunmehr weniger häufig mit einem hohen Wärmebedarf an kalten Tagen zusammen. Einzig Szenario C 2023 weist gegenüber dem NEP 2012 erhöhte Werte für Dumped Power auf. Hier überwiegt der Effekt einer höheren installierten Leistung regenerativer Energiequellen die verbesserte Abbildung der KWK-Erzeugung.

In der folgenden Tabelle ist die Dumped Energy im Überblick dargestellt.

TABELLE 9: ÜBERSICHT DUMPED ENERGY

	A 2023	B 2023	B 2033	C 2023
Dumped Energy	0,0 TWh	<0,1 TWh	0,8 TWh	7,0 TWh
Max. Dumped Power	0,0 GW	3,9 GW	21,5 GW	43,9 GW
Anteil Dumped Energy an regenerativer Erzeugung	0,0 %	<0,1 %	0,2 %	1,9 %

Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

Die Verteilung der Dumped Energy auf die verschiedenen Energieträger ergibt sich wie folgt:

TABELLE 10: VERTEILUNG DER DUMPED ENERGY AUF DIE VERSCHIEDENEN ENERGIETRÄGER

Dumped Energy	A 2023	B 2023	B 2033	C 2023
Biomasse	0 TWh	<0,1 TWh	0,2 TWh	1,1 TWh
Wind	0 TWh	0 TWh	0,5 TWh	5,7 TWh
Photovoltaik	0 TWh	0 TWh	<0,1 TWh	0,1 TWh

Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

Die folgende Tabelle gibt an, welcher Anteil des jeweiligen Energieträgers reduziert werden muss.

TABELLE 11: ANTEIL DER REDUZIERUNG DER EINZELNEN ENERGIETRÄGER BEZOGEN AUF DIE GESAMTERZEUGUNG DES JEWEILIGEN ENERGIETRÄGERS

Dumped Energy	A 2023	B 2023	B 2033	C 2023
Biomasse	0 %	<0,1 %	0,5 %	2,9 %
Wind	0 %	0 %	0,2 %	2,3 %
Photovoltaik	0 %	0 %	<0,1 %	0,3 %

Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

4 MARKTSIMULATION

4.2.5 Volllaststunden der Erzeugungsanlagen in Deutschland

Die Volllaststunden von Erzeugungsanlagen sind ein Maßstab für die Ausnutzung des eingesetzten Investitionskapitals. Ihr Wert kann, entsprechend den Stunden des Jahres, maximal 8.760 Stunden betragen. In der Praxis sind Werte unter 8.000 Stunden realistisch, da alle Kraftwerke bei Störungen sowie regelmäßig zu Wartungszwecken abgeschaltet werden müssen. Im Rahmen des kontinuierlichen Verbesserungsprozesses wurden im Netzentwicklungsplan 2013 die Vorgaben zu Revisionszeiten von Kraftwerken stärker an die realen Gegebenheiten angepasst. Die genaue Höhe der Volllaststunden wird dann in der Marktsimulation für die einzelnen Kraftwerke aus ihrer jeweiligen Position in der Merit-Order berechnet. Konventionelle Kraftwerke mit hohen Investitionskosten können nur dann am Markt bestehen, wenn ihre variablen Brennstoffkosten geringer sind als bei anderen Kraftwerken. Dann wird entsprechend der Merit-Order ihre Energielieferung häufig und über lange Zeiträume nachgefragt. Regenerative Energien führen aufgrund ihrer gesetzlichen Vorrangstellung die Merit-Order an. Stromerzeugung aus regenerativen Energien ist dabei gewöhnlich dargebotsabhängig. Für diese Kraftwerkskategorien ergeben sich die Volllaststunden daher – unter Berücksichtigung von Dumped Energy – aus den jeweiligen Wetterverhältnissen.

Die Annahmen zur Einspeisung der verschiedenen Energieträger sind detaillierter im Kapitel 4.3.5 im 2. Entwurf zum Netzentwicklungsplan 2012 dargelegt.

Die in Abbildung 23 dargestellten Volllaststunden gelten jeweils für die Energieerzeugung einer Kraftwerksklasse und die in dieser Klasse installierte Nettoleistung.

ABBILDUNG 23: VERGLEICH DER VOLLLASTSTUNDEN JE SZENARIO



Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

Braunkohlekraftwerke in Deutschland weisen wie im Netzentwicklungsplan 2012 die höchsten Werte der Volllaststunden auf. Trotz Anpassung der Revisionszeiten und des daraus resultierenden Rückgangs der Volllaststunden führen Braunkohlekraftwerke durch ihre geringen variablen Kosten die Reihenfolge konventioneller Kraftwerke an. Die variablen Brennstoffkosten von Braunkohlekraftwerken wurden in der Marktsimulation mit 0,42 EUR/GJ angenommen. Eine Ausnahme stellt Szenario B 2033 dar, hier erhöhen sich die Volllaststunden von Braunkohlekraftwerken gegenüber dem NEP 2012 signifikant. Der Grund hierfür liegt zum einen in der geringeren installierten Leistung. Zum anderen führt eine erhöhte Nachfrage aus dem Ausland entsprechend des ENTSO-E Scenario Outlook & Adequacy Forecasts²² in Szenario B 2033 zu einem höheren Export in der Grundlast.

Die weitere Reihenfolge der konventionellen Kraftwerke führen die mit Steinkohle befeuerten Kraftwerke vor den Erdgas- und Ölkraftwerken an. Die Änderung der variablen Brennstoffkosten gegenüber dem NEP 2012 bleibt ohne wesentliche Auswirkungen auf die Reihenfolge der konventionellen Kraftwerke in der Merit-Order.

Gegenüber dem NEP 2012 haben sich jedoch insbesondere die Volllaststunden von Steinkohlekraftwerken erhöht. Im Leitszenario B 2023 erhöht sich der Wert der Volllaststunden um fast 1.900 für Steinkohlekraftwerke. Gaskraftwerke weisen in den meisten Szenarien ebenfalls höhere Werte auf als im Rahmen des letzten Netzentwicklungsplans. Beides ist insbesondere auf den Rückgang der Volllaststunden der Laufwasserkraftwerke sowie der Braunkohlekraftwerke zurückzuführen.

4.2.6 Einhaltung der Ziele der Bundesregierung

Die Szenarien des Netzentwicklungsplans sollen laut § 12a EnWG „wahrscheinliche Entwicklungen“ der Transportaufgabe des deutschen Übertragungsnetzes umfassen. Die zugrunde liegenden Entwicklungen sollen dabei auch den energiepolitischen Zielen der Bundesregierung genügen. Die im Szenariorahmen genannten Ziele für das Jahr 2020 werden entsprechend den Anforderungen auf das Jahr 2023 bezogen. Die Zahlenwerte der Zielsetzungen werden hierbei als Mindestanforderungen interpretiert. Eine Interpolation auf die Stützjahre des Netzentwicklungsplans wird nicht vorgenommen. Das Ergebnis der Marktsimulation wird, wie auch im NEP 2012, entsprechend den Anforderungen der BNetzA auf das Erreichen der folgenden Ziele überprüft:²³

1. Minderung der Treibhausgasemissionen von mindestens 40 % bis spätestens 2020, mindestens 55 % bis spätestens 2030 sowie um 70 % respektive 80 bis 95 % bis 2040 im Vergleich zu 1990,
2. Senkung des Primärenergieverbrauchs um mindestens 20 % bis spätestens 2020 und mindestens 50 % bis 2050 gegenüber 2008,
3. Erhöhung des Anteils der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien an der Bruttostromnachfrage auf mindestens 35 % in spätestens 2020, 50 % in 2030, 65 % in 2040 und 80 % bis 2050,
4. Erhöhung der Offshore-Windleistung bis 2030 auf 25 GW,
5. Verdoppelung des Anteils von Strom aus Kraft-Wärme-Kopplung von 2008 bis 2020 auf 25 %,
6. Minderung des Stromverbrauchs um 10 % bis spätestens 2020 sowie 25 % bis spätestens 2050 gegenüber 2008 sowie
7. Ausstieg aus der Nutzung der Kernenergie bis 2022.

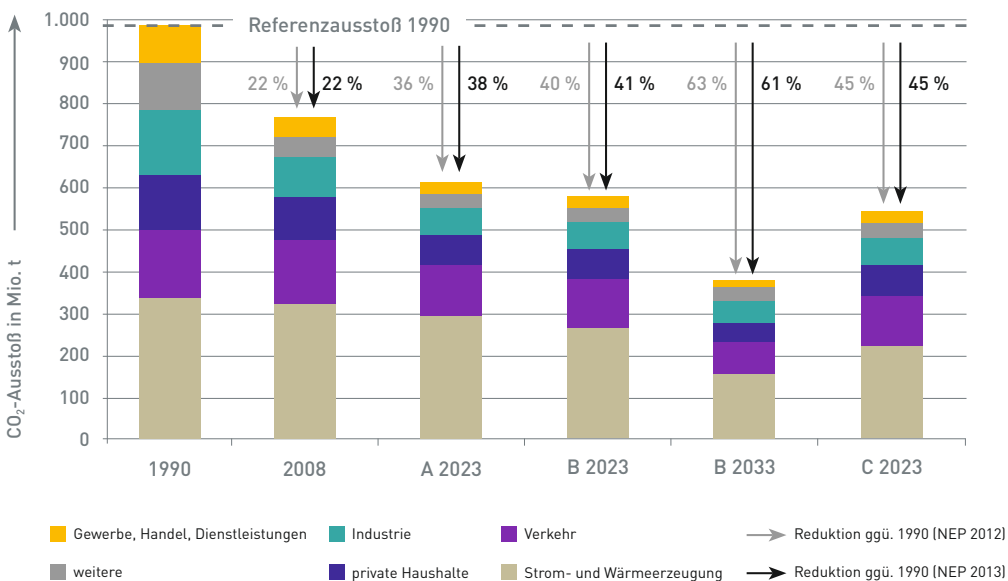
²² ENTSO-E (2012): System Outlook & Adequacy Forecast

²³ Bundesnetzagentur (2012). Genehmigung in dem Verwaltungsverfahren wegen der Genehmigung des Szenariorahmens für die Netzentwicklungsplanung gem. § 12a Abs. 3 EnWG (Az.:6.00.03.04/12-11-30/Szenariorahmen 2012), S. 45 f.

4 MARKTSIMULATION

1. Treibhausgasemissionen

Grundsätzliches Ziel der energiepolitischen Bestrebungen ist die Reduktion des Ausstoßes von klimaschädlichen Gasen. Der Einsatz fossiler Kraftwerke beeinflusst den Ausstoß von CO₂- und damit den wesentlichen Anteil der Treibhausgasemissionen – substanziell. In Abbildung 24 wird der berechnete jährliche CO₂-Ausstoß für die unterschiedlichen Szenarien dargestellt. Der Referenzausstoß beträgt dabei 990 Mio. t CO₂ für das Jahr 1990 bezogen auf die gesamten energiebedingten Treibhausgasemissionen²⁴. Um Aussagen zur Erreichung der Klimaziele zu machen, ist eine Betrachtung aller Sektoren in Deutschland notwendig. Neben der Strom- und Wärmeerzeugung werden auch private Haushalte, Gewerbe, Handel, Dienstleistungen, Industrie und Verkehr sowie – unter „Weitere“ zusammengefasst – Öl-Raffinerie, Herstellung fester Brennstoffe und diffuse Emissionen betrachtet. Deren Entwicklungen werden dem Szenario II der Energieszenarien²⁵ entnommen, sodass die Vergleichbarkeit mit den Vorgaben der Bundesregierung überprüft werden kann. Die CO₂-Emissionen sind für die dort angestrebten Szenarien alle in der gleichen Größenordnung, sodass die angesetzten Werte einer wahrscheinlichen Entwicklung entsprechen. Der Treibhausgasausstoß der Strom- und Wärmeerzeugung für 1990 und 2008 ist den Simulationsergebnissen der Szenarien gegenübergestellt.

ABBILDUNG 24: EMISSION VON KOHLENSTOFFDIOXID NACH SEKTOREN²⁶

Quelle: Übertragungsnetzbetreiber sowie Prognos AG, EWI, GWS [2010]: Energieszenarien für ein Energiekonzept der Bundesregierung. Projekt Nr. 12/10 des Bundesministeriums für Wirtschaft und Technologie

Im Jahr 2023 wird für die Szenarien B 2023 und C 2023 wie auch im NEP 2012 das Reduktionsziel erreicht. In den Szenarien für das Jahr 2023 wird durch die höhere Einspeisung aus erneuerbaren Energien gegenüber 2022 eine leichte Reduktion der Emissionen erreicht. In B 2033 ist wie auch im NEP 2012 eine starke Reduktion der Emissionen zu erwarten, wobei durch die erhöhten Stromexporte Deutschlands und die veränderte Modellierung der KWK-Erzeugung die Reduktion etwas geringer ausfällt. Für das Szenario A 2023 ist im Vergleich zum Szenario A 2022 im NEP 2012 durch die höhere Einspeisung aus erneuerbaren Energien sowie die geringere Volllaststundenzahl der Braunkohle eine stärkere Reduktion der Emissionen möglich, wobei wiederum die Ziele der Bundesregierung

²⁴ Prognos AG, EWI, GWS [2010]: Energieszenarien für ein Energiekonzept der Bundesregierung. Projekt Nr. 12/10 des Bundesministeriums für Wirtschaft und Technologie

²⁵ Prognos AG, EWI, GWS [2010]: Energieszenarien für ein Energiekonzept der Bundesregierung. Projekt Nr. 12/10 des Bundesministeriums für Wirtschaft und Technologie

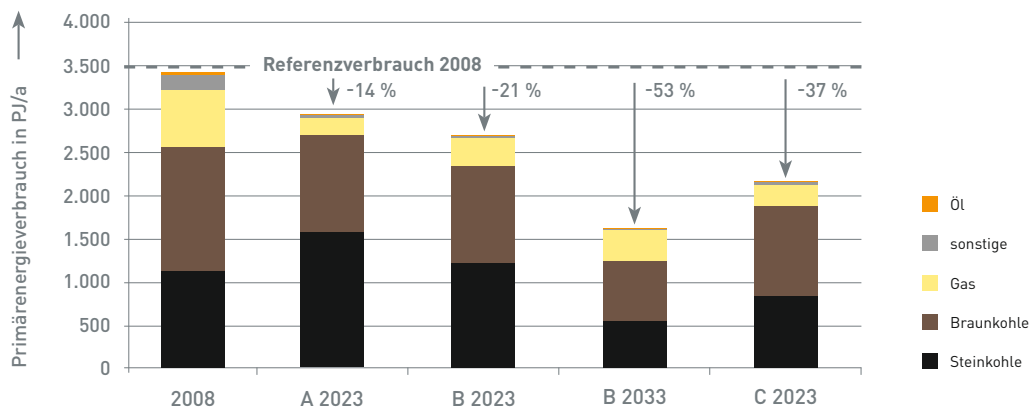
²⁶ Unter „weitere“ ist Öl-Raffinerie und Herstellung von festen Brennstoffen zusammengefasst, welche nach 2010 konstant angenommen wurden. Für 1990 und 2008 sind die Werte für die Strom- und Wärmeerzeugung den Energieszenarien der Bundesregierung entnommen. Die Werte der NEP-Szenarien wurden aus dem Kraftwerkeinsatz abgeleitet.

jedoch nur knapp nicht erreicht werden. In Szenario B 2033 werden die Ziele wiederum erreicht. Die Szenarien umfassen demnach mögliche Entwicklungen hinsichtlich der Erfüllung der Klimaziele und decken wie auch im NEP 2012 eine Unter- bzw. Übererfüllung der klimapolitischen Ziele ab.

2. Primärenergieträgereinsatz

Der Primärenergieeinsatz konventioneller Kraftwerke ist ein Maß für die Abhängigkeit von Primärenergieträgerimporten und – durch die Verbrennung von fossilen Brennstoffen – indirekt ein Indikator für den CO₂-Ausstoß. Aus diesem Grund wird analysiert, wie stark der Verbrauch an Primärenergie in den genehmigten Szenarien gesenkt werden kann. Es wird dabei der Verbrauch von Kohle, Gas, Öl und sonstigen Brennstoffen bilanziert²⁷. Abbildung 25 stellt den Primärenergieträgerverbrauch der Szenarien des Netzentwicklungsplans dar. Die Energiemengen entsprechen dabei dem Jahresverbrauch zur Stromproduktion durch den jeweiligen Primärenergieträger als Ergebnis der Marktsimulation und sind dem historischen Verbrauch des Jahres 2008²⁸ gegenübergestellt.

ABBILDUNG 25: PRIMÄRENERGIETRÄGERVERBRAUCH



Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

Es wird deutlich, dass für die Szenarien B 2023 und C 2023 wie auch im NEP 2012 die Reduktion um 20 % gegenüber 2008 erreicht wird. Generell wird im NEP 2013 gegenüber dem NEP 2012 weniger Braunkohle verbraucht, wobei die fehlende Erzeugung durch zusätzlichen Verbrauch von Steinkohle und Gas substituiert wird. In Szenario A 2023 wird der Primärenergieeinsatz durch den ansteigenden Steinkohleverbrauch nur um 14 % verringert, sodass das angestrebte Reduktionsziel nicht komplett erfüllt wird. Szenario B 2033 übertrifft mit einer Senkung des Primärenergieeinsatzes um 53 % den Zielwert von 50 % für 2030.

3. Anteil der erneuerbaren Energien

Der Anteil regenerativer Energieträger an der Erzeugung ist im genehmigten Szenariorahmen durch die installierten Leistungen von Erzeugungseinheiten mit Wind, Photovoltaik, Biomasse und Wasser sowie dem Basisjahr 2007 vorgegeben.

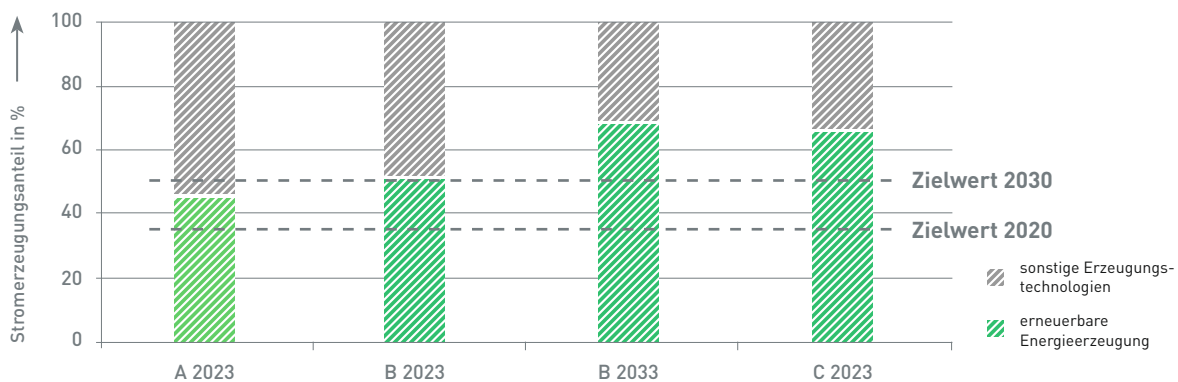
²⁷ Durch den angestrebten Ausbau der Erzeugung aus Biomasse steigt zwangsläufig auch der Verbrauch von festen und gasförmigen biogenen Primärenergieträgern und sollte deshalb bei der Zielquantifizierung nicht berücksichtigt werden. Im weiteren Sinne sind auch Sonne, Wasserkraft und Wind Primärenergieträger. Regenerative Primärenergieträger wurden bei der Überprüfung des Primärenergieverbrauchs im Folgenden jedoch nicht berücksichtigt.

²⁸ Statistisches Bundesamt (2008): Monatsbericht über die Elektrizitätsversorgung für das Jahr 2008

4 MARKTSIMULATION

In Abbildung 26 ist prozentual dargestellt, welchen Anteil die erneuerbaren Energien am Bruttostromverbrauch aufweisen. Das Ziel eines Anteils der erneuerbaren Energien am Bruttostromverbrauch von 35 % bis 2020 und 50 % bis 2030 wird in allen Szenarien erreicht und durch die ambitionierten Vorgaben sogar übererfüllt. Die Anteile der erneuerbaren Energien am Bruttostromverbrauch steigen gegenüber dem NEP 2012 durch die höheren installierten Kapazitäten leicht an.

ABBILDUNG 26: ANTEIL DER ERZEUGUNG AUS ERNEUERBAREN ENERGIEN



Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

4. Erhöhung der Offshore-Windleistung

In Szenario B 2033 ist das Ziel „Erhöhung der Offshore-Windleistung bis 2030 auf 25 GW“ aus den Annahmen heraus erfüllt.

5. KWK-Anteil

Wie bereits in Kapitel 4.2.3 erläutert, werden die Ziele bezüglich einer Verdopplung des Anteils aus KWK auf 25 % in allen Szenarien erreicht.

6. Minderung des Stromverbrauchs

Die Höhe des Stromverbrauches wird im genehmigten Szenariorahmen als konstant gegenüber heute vorgegeben. Im Rahmen einer Sensitivitätsbetrachtung werden bis zum 01.07.2013 die Auswirkungen einer Minderung des Stromverbrauches auf den Netzentwicklungsbedarf ermittelt. Die Verbrauchsreduktion ist nicht Ergebnis der Marktsimulation, sondern war im Rahmen der genehmigten Szenarien Inputparameter.

7. Ausstieg aus der Kernenergie

In allen Szenarien werden für Deutschland keine Kernkraftwerke in den Markt- und Netzsimulationen berücksichtigt. Das Ziel ist damit aus den Annahmen heraus erfüllt.

Zusammenfassung der Zielerreichung

Die klimapolitischen Ziele der Bundesregierung werden im Szenario A wie auch im NEP 2012 nur teilweise erreicht. Für alle weiteren Szenarien werden sie (bis auf die durch den Szenariorahmen vorgegebene Nichterfüllung der Nachfragereduktion) vollständig erreicht, wie die Zusammenfassung in Tabelle 12 darstellt.

TABELLE 12: ERFÜLLUNG DER ZIELE DER BUNDESREGIERUNG NACH SZENARIEN²⁹

Zielstellung der Bundesregierung	A 2023	B 2023	B 2033	C 2023
Reduktion Treibhausgasemission		✓	✓	✓
Senkung Primärenergieverbrauch		✓	✓	✓
Erhöhung EE-Anteil	✓	✓	✓	✓
Erhöhung Offshore-Windleistung			✓	
Erhöhung KWK-Anteil	✓	✓	✓	✓
Senkung Stromverbrauch ²⁸		{✓}		
Ausstieg Kernenergie	✓	✓	✓	✓

Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

Die Klimaziele der Bundesregierung können für das Leitszenario B für das Jahr 2023 darüber hinaus trotz des vergleichsweise hohen Anteils der Erzeugung aus kohlegefeuerten Kraftwerken erreicht werden. Der Primärenergieverbrauch und der Ausstoß von Treibhausgasen werden entsprechend den Zielsetzungen reduziert. Szenario C 2023 ermöglicht durch die weitergehende Integration erneuerbarer Energien ebenfalls die Erreichung der klimapolitischen Ziele. Die KWK-Entwicklung für B 2023/2033 sowie C 2023 entspricht in etwa den Vorgaben der Bundesregierung und ist konsistent mit den Annahmen im NEP Gas.

Das Szenario A 2023 führt zwar zu einer zielgerechten Erhöhung des Anteils der Erzeugung aus regenerativen Energieträgern, kann aber insbesondere durch den hohen Anteil der Kohleverstromung weder die Treibhausgasemissionen auf den angestrebten Zielwert senken, noch den Primärenergieverbrauch entsprechend reduzieren.

In den Szenarien kann das Ziel der Nachfragesenkung definitionsgemäß nur für die Sensitivätsberechnung für B 2023 erfüllt werden.

Zusammengefasst decken die vier definierten Szenarien damit verschiedene Erfüllungsgrade der deutschen Energiepolitik ab. Während Szenario C 2023 und das Leitszenario B für die entsprechenden Basisjahre sämtliche Zielgrößen erreichen, ist es für Szenario A 2023 aufgrund der hohen Erzeugung aus Kohle nicht möglich, die Klimaziele komplett zu erfüllen.

Die Erreichung der Klimaschutzziele der Bundesregierung hängt von vielen Faktoren ab. Insbesondere Veränderungen im Kraftwerkspark (Zubau und Stilllegung von konventionellen Kraftwerken) sowie der Zubau von Erzeugungsanlagen aus erneuerbaren Energien spielen eine entscheidende Rolle. Zur Begrenzung der CO₂-Emissionen gibt es zusätzlich das Instrument des CO₂-Emissionszertifikatehandels. Auf diese wesentlichen Faktoren haben die ÜNB keinen Einfluss. Der Auftrag an die ÜNB bezieht sich auf Ausbau und Betrieb des Übertragungsnetzes zur diskriminierungsfreien Erzeugungsleistung in Deutschland und Europa. Die Beibehaltung der Versorgungssicherheit und die Integration von erneuerbaren Erzeugern sind auch bei einer Nichterreichung der Klimaschutzziele notwendig.

²⁹ In den Sensitivätsberechnungen wurde für B 2023 eine Reduktion der Nachfrage des Nettostrombedarfs auf 476,5 TWh sowie einer damit einhergehenden Absenkung der Jahreshöchstlast auf 74,8 GW berücksichtigt.

Die Szenarien sind keine Empfehlung der ÜNB, wie die Klimaschutzziele der Bundesregierung am besten erreicht werden können. Die ÜNB haben mit ihren Szenariovorschlägen zum NEP 2012 und zum NEP 2013 aus ihrer heutigen Sicht wahrscheinliche Entwicklungen aufgezeigt. Die Erreichung der klimapolitischen Ziele im NEP ist durch die Annahmen der Datengrundlagen und die Ausgestaltung der Modellierung beeinflusst.

4.3 AUFBEREITUNG FÜR NETZBERECHNUNGEN

Das Ergebnis der Marktsimulation für jedes Szenario ist ein Eingangsdatum für die Netzberechnungen, die zur Identifikation von Engpässen und zur Überprüfung der Wirksamkeit von Maßnahmen zur Beseitigung dieser Engpässe durchgeführt werden. Weitere Eingangsdaten sind die für die Marktsimulationen aufbereiteten Zeitreihen des Verbrauchs und der Einspeisung aus erneuerbaren Energien je Netzknoten in Deutschland und je Marktgebiet außerhalb Deutschlands. Kapitel 4.4 des 2. Entwurfs zum Netzentwicklungsplan 2012 legt weitere Annahmen zur Übergabe der Eingangsdaten dar. Über eine normierte Schnittstelle werden die Marktdaten als Mittelwert über jede Stunde und für jeden Knoten automatisiert an das Netzberechnungsprogramm übergeben.

Die in den Eingangsdaten der Marktsimulation pauschal berücksichtigten Verluste des Übertragungsnetzes werden abschließend in einer zusätzlichen Iterationsschleife durch im Netzmodell berechnete Verluste ersetzt. Diese Verluste werden durch das Netzmodell berechnet und bilden daher eine stundengenaue Abbildung der Verluste des Übertragungsnetzes ab. Anschließend wird eine erneute Marktsimulation mit dieser angepassten Zeitreihe des deutschen Verbrauchs (Verbrauch inklusive berechneter Verluste im Übertragungsnetz) durchgeführt. Dies führt zu einer verbesserten Datenbasis für die Netzanalysen.

5 NETZANALYSEN

Die Ausführungen zum Kapitel 5 „Netzanalysen“ finden Sie im Netzentwicklungsplan 2012 auf den Seiten 89 bis 114.³⁰

Die Kriterien und Methoden des NEP 2012 zur Ermittlung des Netzausbaubedarfs werden auch im NEP 2013 unverändert angewendet. Insbesondere erfolgt die Identifikation der erforderlichen Maßnahmen zum bedarfsgerechten Netzausbau entsprechend dem NOVA-Prinzip. Das NOVA-Prinzip betrachtet vorrangig Maßnahmen der Optimierung und der Verstärkung der bestehenden Netzinfrastruktur, bevor Maßnahmen zum Netzausbau mit neuer Rauminanspruchnahme zur Bedarfsbefriedigung ergriffen werden.

ABBILDUNG 27: PLANUNGSMÖGLICHKEITEN NACH DEM NOVA-PRINZIP

(Netz-) Optimierung	<ul style="list-style-type: none"> • Topologiemassnahmen • Leistungsflusssteuerung • witterungsabhängiger Leitungsbetrieb 	NO
Verstärkung	<ul style="list-style-type: none"> • Spannungserhöhung (220 kV → 380 kV) • Zubeseilung von Stromkreisen • Erhöhung der Übertragungskapazität von Stromkreisen 	V
Ausbau	<ul style="list-style-type: none"> • neue 380-kV-Leitungen • neue Schaltanlagen • Overlay-Netze (z. B. HGÜ-Fernübertragung) 	A

Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

Zur Kategorie Netzoptimierung des NOVA-Prinzips zählt neben lastflusssteuernden Betriebsmitteln insbesondere der temperaturabhängige Leitungsbetrieb gemäß Windpotenzialkarte³¹. Dieser wurde auf sämtlichen Stromkreisen grundsätzlich berücksichtigt. Dabei wird aufgrund der Kühlung der Leiterseile durch den Wind bei Mittel- oder Starkwind-szenarien für jede Stunde eine erhöhte Übertragungsfähigkeit auf allen Stromkreisen zugelassen.

³⁰ Übertragungsnetzbetreiber (2012): Netzentwicklungsplan Strom 2012, 2. überarbeiteter Entwurf

³¹ Übertragungsnetzbetreiber (2012): Grundsätze für die Planung des deutschen Übertragungsnetzes

6 MASSNAHMEN ZUR BEDARFSGERECHTEN OPTIMIERUNG, VERSTÄRKUNG UND ZUM AUSBAU DER NETZE

Ergänzungen aus dem Konsultationsverfahren

Auf Basis der Stellungnahmen wurden in Kapitel 6 Detailinformationen zu Themen ergänzt, bei denen sich Erklärungsbedarf ergeben hat:

- Auflistung von Maßnahmen, die nur in Umspannwerken notwendig sind (Punktmaßnahmen),
- Erläuterung von HGÜ-Korridoren,
- Teilverkabelung,
- Begründung von vordringlichen Maßnahmen,
- Erläuterung zu Investitionskosten,
- Bedarf an Transformatoren,
- Erläuterung zu Offshore-Netzverknüpfungspunkten,
- Erläuterung zu Längenangaben,
- vertiefende Untersuchungen der Szenarien A 2023 und C 2023.

In den Maßnahmenbeschreibungen in Kapitel 10 werden die untersuchten Varianten näher erläutert.

Auflistung von Maßnahmen, die nur in Umspannwerken notwendig sind (Punktmaßnahmen)

Im Netzentwicklungsplan Strom sind neben Leitungsbaumaßnahmen auch reine Punktmaßnahmen in Umspannwerken beschrieben. Diese wurden in je einer separaten Liste für das Startnetz und das Zielnetz klassifiziert und ihre Wirkung auf das Übertragungsnetz beschrieben.

TABELLE 13: SEPARIERUNG DER PUNKTMASSNAHMEN DES NEP 2013 (STARTNETZ)

Nummer	Maßnahmen 50Hertz	vertikale Punktmaßnahme	horizontale Punktmaßnahme	Maßnahme für Dritte
50HzT-005	Wolmirstedt (Trafos)	x		
50HzT-016	Netzanschluss KW Calbe			x
50HzT-020	Netzanschluss KW Profen			x
50HzT-021	Netzanschluss PSW Talsperre Schmalwasser			x
50HzT-022	Netzanschluss KW Premnitz			x
50HzT-023	Perleberg (Trafos)	x		
50HzT-024	Altentreptow/Nord (Anlagenneubau)			x

6 MASSNAHMEN ZUR BEDARFSGERECHTEN OPTIMIERUNG, VERSTÄRKUNG UND ZUM AUSBAU DER NETZE

Nummer	Maßnahmen Amprion	vertikale Punktmaßnahme	horizontale Punktmaßnahme	Maßnahme für Dritte
	keine			
Nummer	Maßnahmen TenneT	vertikale Punktmaßnahme	horizontale Punktmaßnahme	Maßnahme für Dritte
TTG-001	Erweiterung der UW Dollern, Farge, Sottrum	x		
TTG-002	Erweiterung UW Aschaffenburg	x		
TTG-010	Errichtung eines neuen UW (Ohlensehlen)	x		
TTG-012	Zubau von Blindleistungskompensationsanlagen		x	
TTG-013	Kupplung Brunsbüttel		x	
TTG-017	Errichtung neue Schaltanlage im Raum Elsfleth		x	
Nummer	Maßnahmen TransnetBW	vertikale Punktmaßnahme	horizontale Punktmaßnahme	Maßnahme für Dritte
TNG-007	Neubau des 380/110-kV-Umspannwerkes Bruchsal-Kändelweg	x		
TNG-012	Neubau des 380/110-kV-Umspannwerkes Stalldorf	x		

Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

6 MASSNAHMEN ZUR BEDARFSGERECHTEN OPTIMIERUNG, VERSTÄRKUNG UND ZUM AUSBAU DER NETZE

TABELLE 14: SEPARIERUNG DER PUNKTMASSNAHMEN DES NEP 2013 (ZIELNETZ B 2023)

Projekt	Maßnahmennummer	ÜNB	Maßnahme	Inhalt	Begründung	horizontale Maßnahme*	vertikale Maßnahme**	Maßnahmengruppen						
								1 Neubau 380/110-kV- Anlage	2 Erweiterung bestehender 380/110-kV- Anlage	3 Erweiterung bestehender 380/220-kV- Anlage	4 Phasenschieber- transformator	5 Blindleistungskom- pensationsanlage		
P56		50HzT	Brunsbüttel	Ausbau und Verstärkung der Anlage	Beseitigung Engpass Kuppelung zur TenneT-Anlage	x				x				
P60	M99	50HzT	Förderstedt	Anlagenneubau in Verbindung mit Leitungsneubau (UW-Anschlussleitung)	Aufnahme von EEG-Leistung aus unterlagertem 110-kV-Netz in Sachsen-Anhalt	x	x							
P61	M100	50HzT	Parchim/Süd	Anlagenneubau Parchim/Süd und Erweiterung 380/110-kV-Abspannung Görries	Aufnahme von EEG-Leistung aus unterlagertem 110-kV-Netz in Mecklenburg-Vorpommern		x							
P62		50HzT	Siedenbrünzow	Erweiterung 380/110-kV-Abspannung	Aufnahme von EEG-Leistung aus unterlagertem 110-kV-Netz in Mecklenburg-Vorpommern		x							
P63		50HzT	Pulgar	Erweiterung 380/110-kV-Abspannung	Umstrukturierungen im unterlagerten 110-kV-Netz in Sachsen		x							
P127	1	50HzT	Altentreptow/Süd	Anlagenneubau	Aufnahme von EEG-Leistung aus unterlagertem 110-kV-Netz in Mecklenburg-Vorpommern		x							

6 MASSNAHMEN ZUR BEDARFSGERECHTEN OPTIMIERUNG, VERSTÄRKUNG UND ZUM AUSBAU DER NETZE

Projekt	Maßnahmennummer	ÜNB	Maßnahme	Inhalt	Begründung	horizontale Maßnahme	vertikale Maßnahme	Maßnahmengruppen						
								1 Neubau 380/110-kV- Anlage	2 Erweiterung bestehender 380/110-kV- Anlage	3 Erweiterung bestehender 380/220-kV- Anlage	4 Phasenschieber- transformator	5 Blindleistungskom- pensationsanlage		
P127	2	50HzT	Ebeleben	Anlagenneubau	Aufnahme von EEG-Leistung aus unterlagertem 110-kV-Netz in Thüringen		x							
P127	3	50HzT	Ebenheim	Anlagenneubau	Aufnahme von EEG-Leistung aus unterlagertem 110-kV-Netz in Thüringen		x							
P127	4	50HzT	Putlitz/Süd	Anlagenneubau	Aufnahme von EEG-Leistung aus unterlagertem 110-kV-Netz in Brandenburg		x							
P127	5	50HzT	Jessen/Nord	Anlagenneubau	Aufnahme von EEG-Leistung aus unterlagertem 110-kV-Netz in Sachsen-Anhalt		x							
P127	6	50HzT	Heinersdorf	Anlagenneubau	Aufnahme von EEG-Leistung aus unterlagertem 110-kV-Netz in Brandenburg		x							
P127	7	50HzT	Gransee	Anlagenneubau	Aufnahme von EEG-Leistung aus unterlagertem 110-kV-Netz in Brandenburg		x							

6 MASSNAHMEN ZUR BEDARFSGERECHTEN OPTIMIERUNG, VERSTÄRKUNG UND ZUM AUSBAU DER NETZE

Projekt	Maßnahmenummer	ÜNB	Maßnahme	Inhalt	Begründung	horizontale Maßnahme*	vertikale Maßnahme**	Maßnahmengruppen						
								1 Neubau 380/110-kV- Anlage	2 Erweiterung bestehender 380/110-kV- Anlage	3 Erweiterung bestehender 380/220-kV- Anlage	4 Phasenschieber- transformator	5 Blindleistungs-kom- pensationsanlage		
P127	16	50HzT	Charlotten- burg	Anlagenausbau (Doppellein- schleifung)	Anlagener- weiterung zur Möglichkeit der schaltungstechni- schen Auftrennung der Kabeldiagonale Berlin in Situatio- nen mit unzulässig hohen (Transit-) Leistungsflüssen über die Diagonale	x			x					
P127	17	50HzT	Altenfeld und Vieselbach	Aufstellung von Kondensatoren	Blindleistungs- bereitstellung für hohe Leistungs- transporte und zur Spannungshaltung in Thüringen	x							x	
P127	19	50HzT	Dahme/Pet- kus	Anlagenneubau	Netzanschluss für Onshore-Windpark in Brandenburg		x							x
P127	20	50HzT	Jördenstorf	Anlagenneubau	Aufnahme von EEG-Leistung aus unterlagertem 110-kV-Netz in Mecklenburg- Vorpommern		x							x
P127	21	50HzT	Ossendorf	Anlagenneubau	Aufnahme von EEG-Leistung aus unterlagerten 110-kV-Netzen in Brandenburg		x							x

6 MASSNAHMEN ZUR BEDARFSGERECHTEN OPTIMIERUNG, VERSTÄRKUNG UND ZUM AUSBAU DER NETZE

Projekt	Maßnahmennummer	ÜNB	Maßnahme	Inhalt	Begründung	horizontale Maßnahme*	vertikale Maßnahme**	Maßnahmengruppen						
								1 Neubau 380/110-kV- Anlage	2 Erweiterung bestehender 380/110-kV- Anlage	3 Erweiterung bestehender 380/220-kV- Anlage	4 Phasenschieber- transformator	5 Blindleistungs- kompensations- anlage		
P127	22	50HzT	Seddin	Anlagenneubau	Aufnahme von EEG-Leistung aus unterlagerten 110-kV-Netzen in Brandenburg		x	x						
P127	23	50HzT	Grüntal	Anlagenneubau	Aufnahme von EEG-Leistung aus unterlagerten 110-kV-Netzen in Brandenburg		x	x						
P127	24	50HzT	Großrärschen	Anlagenneubau	Aufnahme von EEG-Leistung aus unterlagerten 110-kV-Netzen in Brandenburg		x	x						
P127	25	50HzT	Schönewalde	Transformator	neuer 380/110-kV-Netz- verknüpfungspunkt zum 110-kV-Netz in Brandenburg		x			x				
P128	213	50HzT	Vierraden	Installation von Phasenschiebertransformatoren	Leistungsfluss- steuerung für Netzlastung und System- sicherheit	x					x			
P128	214	50HzT	Röhrsdorf	Installation von Phasenschiebertransformatoren	Leistungsfluss- steuerung für Netzlastung und System- sicherheit	x					x			
P100		Amprion	Walsum	Installation 380/220-kV-Trafo	Überlastung und Spannungshaltung im Übertragungsnetz	x					x			
P108		Amprion	Uerdingen	Installation 380/110-kV-Trafo	Überlastung im Übertragungsnetz	x						x		

6 MASSNAHMEN ZUR BEDARFSGERECHTEN OPTIMIERUNG, VERSTÄRKUNG UND ZUM AUSBAU DER NETZE

Projekt	Maßnahmennummer	ÜNB	Maßnahme	Inhalt	Begründung	horizontale Maßnahme*	vertikale Maßnahme**	Maßnahmengruppen					
								1 Neubau 380/110-kV- Anlage	2 Erweiterung bestehender 380/110-kV- Anlage	3 Erweiterung bestehender 380/220-kV- Anlage	4 Phasenschieber- transformator	5 Blindleistungskom- pensationsanlage	
P106		Amprion	Öchtel	Installation 380/110-kV- Trafo	VNB-Bedarf wegen EEG- Rückspeisung		x	x					
P104		Amprion	Kottigerhook	Installation 380/110-kV- Trafo	VNB-Bedarf wegen EEG- Rückspeisung		x						
P109		Amprion	Prüm	Installation 380/110-kV- Trafo	VNB-Bedarf wegen EEG- Rückspeisung		x						
P111		Amprion	Waders	Installation 380/110-kV- Trafo	VNB-Bedarf wegen EEG- Rückspeisung		x						
P103		Amprion	Gusenburg	Installation 380/110-kV- Trafo	VNB-Bedarf wegen EEG- Rückspeisung		x						
P102		Amprion	Erbach	Installation 380/110-kV- Trafo	VNB-Bedarf wegen EEG- Rückspeisung		x						
P105		Amprion	Niederstedem	Installation 380/110-kV- Trafo	VNB-Bedarf wegen EEG- Rückspeisung		x			x			
P120		TTG	Irsching (IRS)	Installation 380/110-kV- Trafo. (2 Stück)	Überlastung im Übertragungs- netz		x			x			

6 MASSNAHMEN ZUR BEDARFSGERECHTEN OPTIMIERUNG, VERSTÄRKUNG UND ZUM AUSBAU DER NETZE

Projekt	Maßnahmenummer	ÜNB	Maßnahme	Inhalt	Begründung	horizontale Maßnahme*	vertikale Maßnahme**	Maßnahmengruppen					
								1 Neubau 380/110-kV- Anlage	2 Erweiterung bestehender 380/110-kV- Anlage	3 Erweiterung bestehender 380/220-kV- Anlage	4 Phasenschieber- transformator	5 Blindleistungskom- pensation-sanlage	
P121		TTG	Würgau (WG)	Neubau Schaltanlage + 380/110-kV- Trafo	VNB-Bedarf		x	x					
P129		TTG	Jardelund (Jard)	Neubau Schaltanlage + 380/110-kV- Trafo (3 Stück)	VNB-Bedarf wegen EEG- Rückspeisung		x						
		TTG	Schuby (SHUB) (Startnetz)	Neubau Schaltanlage + 380/110-kV- Trafo (2 Stück)	VNB-Bedarf wegen EEG- Rückspeisung		x						
P114		TTG	KrümmeL (Anlage TenneT)			x							
P119		TTG	Blockland (BLOC), Sottrum (SOTT)	Neubau Sammelschie- ne Blockland, 380/220 kV-Trafo (Sottrum)	Überlastungen im Übertragungs- netz	x	x			x			
P70	106	TNG	Birkenfeld	Netzausbau 380/110-kV- Trafo Anzahl: 2	VNB-Bedarf		x						

* eine horizontale Maßnahme hat ihre Ursache in Bedarfen des Übertragungsnetzes

** eine vertikale Maßnahme hat ihre Ursache in Bedarfen des unterlagerten Verteilungsnetzes

Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

Erläuterung von HGÜ-Korridoren

Bei der Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragungstechnik wurde aus planerischer Sicht der Begriff Korridor gewählt, da die Ausgestaltung dieser Übertragungstechnik noch Freiheitsgrade hat. Der planerische Begriff Korridor ist vergleichbar mit der planerischen Angabe einer Trasse in der Drehstromtechnik. In einem solchen Korridor können mehrere DC-Verbindungen enthalten sein, die mit einem Stromkreis in der Drehstromtechnik vergleichbar sind.

Teilverkabelung

Die Verkabelung oder Teilverkabelung ist Gegenstand der nachgelagerten behördlichen Genehmigungsverfahren. Im Planungsstadium des NEP können keine Aussagen hierzu gemacht werden.

Nach geltendem Recht sind Erdkabel in Deutschland nur in engen Grenzen im Höchstspannungsnetz planfeststellungsfähig. Auf der Übertragungsnetzebene (220 kV und mehr) ist die Möglichkeit zur Erdverkabelung in erster Linie für die vier in § 2 Abs. 1 EnLAG genannten Pilotvorhaben vorgesehen. Der aktuelle Entwurf des Bundesbedarfsplangesetzes (BT-Drs. 17/12638) sieht lediglich zwei derartige Pilotprojekte vor.

Begründung von vordringlichen Maßnahmen

Die Liste der vordringlichen Maßnahmen im NEP 2013 setzt sich aus den Maßnahmen zusammen, die im Entwurf des Bundesbedarfsplangesetzes enthalten sind, sowie aus weiteren Maßnahmen mit besonderer Dringlichkeit. Der vordringliche Bedarf von Maßnahmen außerhalb des Entwurfs des Bundesbedarfsplangesetzes ist in der folgenden Tabelle begründet.

TABELLE 15: BEGRÜNDUNG DER VORDRINGLICHEN MASSNAHMEN OHNE BESTÄTIGUNG

Projekt	Nr.	ÜNB	NOVA	Typ 1 = Neubau (neue Trasse) 2 = Neubau (Bestandstrasse) 3 = Umbeseilung/ Stromkreisaufgabe	Trasse/Korridor	Erläuterung der Vordringlichkeit
C	6	TenneT/ Trans- netBW	Ausbau	1	Kreis Segeberg – Goldshöfe	Die HGÜ dient zum Abtransport der in Schleswig-Holstein produzierten erneuerbaren Energien on- und offshore. Darüber hinaus soll die HGÜ den einschränkungsfreien Transit mit DK, NO und S sicherstellen. In Baden-Württemberg ist die durch die HGÜ-Verbindung übertragene Leistung der erneuerbaren Energien ein wichtiger Beitrag zur Deckung der Verbraucherlast. Durch die verlustarme Übertragung direkt zur TNG vermeidet man Ausbau im Drehstromnetz und Zusatzverluste, die durch konventionelle Kraftwerke gedeckt werden müssten.
P23	20	TenneT	Verstärkung	2	Dollern – Elsfleth/ West	Die 380-kV-Leitung zwischen den 380-kV-Schaltanlagen Dollern und Elsfleth/West stellt eine hochbelastete Tangente zwischen dem Weser-Ems- und Elbe-Weser-Gebiet dar. Je nach regionalem Einspeiseüberschuss erfolgt die Belastung der 380-kV-Leitung in die eine oder andere Richtung und stellt damit die Zuleitung zu den wichtigen Transitkorridoren in Nord-Süd-Richtung von den 380-kV-Schaltanlagen Ganderkesee nach St. Hülfe und Dollern nach Landesbergen dar.

6 MASSNAHMEN ZUR BEDARFSGERECHTEN OPTIMIERUNG, VERSTÄRKUNG UND ZUM AUSBAU DER NETZE

Projekt	Nr.	ÜNB	NOVA	Typ 1 = Neubau (neue Trasse) 2 = Neubau (Bestandstrasse) 3 = Umbeseilung/ Stromkreisauflage	Trasse/Korridor	Erläuterung der Vordringlichkeit
P34	22a	50HzT	Verstärkung	2	Perleberg – Wolmirstedt	Der Ausbau der bestehenden 220-kV-Leitung Güstrow - Perleberg - Wolmirstedt (bestehend aus den beiden Maßnahmen M22a und M22b) wurde in allen Szenarien des NEP 2012 und im NEP 2013 identifiziert. Dies zeigt die Robustheit im Szenariotrichter des NEP 2012 und des NEP 2013. Die Maßnahmen beheben in vielen Netznutzungsfällen eine unzulässig hohe Auslastung der bestehenden 220-kV-Leitungen und sind zudem im Ergebnisnetz 2013 stark ausgelastet.
	22b	50HzT	Verstärkung	2	Güstrow – Perleberg	
P52	94b	Amprion	Verstärkung	2	Pkt. Neuravensburg – Pkt. Sigmarzell/Bundesgrenze (AT)	Die Maßnahme ist ein Teilstück der im NEP 2012 nicht bestätigten Netzverstärkung Herbertingen – Pkt. Bundesgrenze. Dieses Teilstück ist aber zwingend erforderlich als Fortsetzung der Netzverstärkung Pkt. Wulpenstetten – Pkt. Niederwangen (P52/M95), die im NEP 2012 bestätigt wurde. Ohne die Fortsetzung endet diese Verstärkung „im Nichts“. Sie ist erforderlich, um den durch die Netzverstärkung geschaffenen 380-kV-Stromkreis bis zur Bundesgrenze (AT) zu führen, wo er auf österreichischer Seite in Verantwortung des dortigen ÜNB weitergeführt wird.
P72	49	TenneT	Verstärkung	2	Siems – Lübeck	In der 380-kV-Schaltanlage Herrenwyk ist die HGÜ Baltic Cable angeschlossen. Über eine 380-kV-Leitung ist Herrenwyk mit Siems verbunden. Von dort aus erfolgt die Anbindung an das Übertragungsnetz über die 220-kV-Ebene. Bereits jetzt muss Baltic Cable in Zeiten hoher Windeinspeisung eingeschränkt werden, da ein Teil der Leistung über das bereits ebenfalls hochausgelastete 110-kV-Netz transportiert werden muss. Um diesen Engpass zu beseitigen, ist die Umstellung der 220-kV-Struktur von Hamburg/Nord über Lübeck nach Siems notwendig. Die auf 380 kV umgestellte Leitung soll dann ausgehend vom Kreis Segeberg über Lübeck nach Siems verlaufen. Ausgehend vom Kreis Segeberg kann die Leistung dann weiter über die geplante HGÜ nach Süden transportiert werden. Neben dem Leistungstransport für Baltic Cable dient die neue 380-kV-Leitung zum Abtransport der lokal erzeugten erneuerbaren Energie sowie der Versorgung der Stadt Lübeck und dem Landkreis Ostholstein.
	50	TenneT	Verstärkung	2	Lübeck – Kreis Segeberg	

Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

Erläuterung zu Investitionskosten

Im NEP werden die Mengen und Kosten für die Netzmaßnahmen auf Basis von spezifischen Kosten abgeschätzt. Diese abgeschätzten Investitionskosten (vgl. dazu Punkt 10.3) haben einen vorläufigen Charakter, da in der Frühphase des Netzausbauplanungsprozesses noch keine Detailprüfungen erfolgen konnten. Ebenso bedarf es bei den Maßnahmen zwischen dem ÜNB und dem Netzanschlusskunden einer Abstimmung. Auch die Art der Maßnahmen zwischen den ÜNB und den ausländischen Nachbar-Übertragungsnetzbetreibern sind abzustimmen und die Kostentragung zu klären. Daher können sich im Verlauf der weiteren Planung, Projektierung und Realisierung der Netzmaßnahmen Präzisierungen im Umfang und damit auch in den geschätzten Kosten der Projekte ergeben, die sowohl im Verlauf des vorliegenden NEP als auch im folgenden NEP Berücksichtigung finden.

Das Gesamtvolumen der Investitionen wird mit 22 Mrd. € abgeschätzt. Dies beinhaltet die Transformatoren und Kompensationsanlagen, jedoch keine Verkabelung der AC-Leitungen und DC-Korridore.

Die abgeschätzten Investitionskosten fallen über den Betrachtungszeitraum von zehn Jahren verteilt an. Wann genau das notwendige Kapital aufzubringen sein wird, hängt wesentlich davon ab, wann die erforderlichen Anlagen errichtet werden können. Hierbei ist jedoch zu berücksichtigen, dass die Refinanzierung der errichteten Anlagen über die Netzentgelte nicht vollumfänglich im Jahr der Anschaffung erfolgt, sondern verteilt über die Nutzungsdauer der Anlagen. Die abgeschätzten Investitionskosten werden somit verteilt in die Netzentgelte übergehen und stellen damit keinen jährlichen Betrag dar.

Erläuterung zu Längenangaben

Der Umfang der einzelnen Maßnahmen im NEP 2012 und im NEP 2013 unterscheidet sich bei einigen Projekten. Beispielsweise ergab sich im NEP 2012 bei einigen Leitungen die Notwendigkeit einer Erhöhung der Stromtragfähigkeit. Zunächst wurde von der Planung ein Ersatzneubau (Netzverstärkung) zur Lösung der Übertragungsaufgabe auf ganzer Länge unterstellt. Im Rahmen der technischen Detailplanung fand man eine einfachere Lösung zur Erhöhung der Übertragungsfähigkeit. Dadurch reduzierte sich der Umfang der Maßnahme. Für noch zu beobachtende Maßnahmen können noch keine realistischen Inbetriebnahmezeiten angegeben werden.

Im Folgenden werden die Netzmaßnahmen dargestellt, die in den beschriebenen Netzanalysen identifiziert wurden, um den zukünftigen Übertragungsbedarf bewältigen zu können. Da durch die Maßnahmen, die durch die Bundesnetzagentur im NEP 2012 bestätigt und für den Bundesbedarfsplan vorgeschlagen wurden, noch kein bedarfsgerechtes und sicher betreibbares Netz gegeben ist, wurden über diese Maßnahmen hinaus zusätzliche Netzmaßnahmen ermittelt.

Grundsätzlich wird darauf verwiesen, dass die identifizierten Maßnahmen nicht das einzig mögliche Netz abbilden, sondern vielmehr eine Lösung darstellen, die allen Anforderungen effizient gerecht wird. Das Startnetz enthält neben dem heutigen Netz Maßnahmen, die als verbindlich anzusehen sind. Die energiewirtschaftliche Notwendigkeit wurde teilweise bereits von den zuständigen Planfeststellungsbehörden bestätigt. Andere Maßnahmen leiten sich aus gesetzlichen Verpflichtungen ab oder ergeben sich aufgrund größerer Infrastrukturprojekte (Autobahn- und Flughafenausbau o. ä.). Alle im Netzentwicklungsplan enthaltenen Startnetzmaßnahmen werden inhaltlich beschrieben, und ihre Plausibilität wird dargestellt.

Im Einzelnen besteht das Startnetz neben dem Ist-Netz (Stand Ende 2012) aus folgenden Kategorien:

1. den EnLAG-Maßnahmen,
2. den in der Umsetzung befindlichen Netzausbaumaßnahmen (planfestgestellt bzw. in Bau)
3. sowie Maßnahmen aufgrund sonstiger Verpflichtungen (KraftNAV bzw. Anschlusspflicht der Industriekunden).

Der zusätzliche Bedarf an Höchstspannungstransformatoren, die in 110-kV-Netze einspeisen, wird *als Abhilfemaßnahme für unzulässig hoch belastete HöS/HS-Transformatoren im NEP nicht systematisch ermittelt. Der im NEP ausgewiesene Bedarf betrifft vertikale Punktmaßnahmen, die vom Übertragungsnetzbetreiber auf Veranlassung von und in Abstimmung mit dem unterlagerten Verteilungsnetzbetreiber durchgeführt werden und bei denen die gemeinsamen Untersuchungen mit dem Verteilungsnetzbetreiber abgeschlossen sind. Dabei ist folgende Fallunterscheidung erforderlich:*

A. Rückspeisung in das Übertragungsnetz

Wird eine Erhöhung der Transformatorenleistung und/oder -anzahl aufgrund von Rückspeisung dezentraler Energieerzeugung (i. w. EEG-Einspeisungen), die den regionalen Bedarf übersteigt, erforderlich, so wird dieser Bedarf durch den Verteilungsnetzbetreiber ermittelt und mit dem Übertragungsnetzbetreiber die bedarfsgerechte Maßnahme (Erweiterung der Transformatorenleistung und/oder -anzahl in bestehenden Übergabestellen oder Errichtung von Transformatorenleistung in neuen Übergabestellen) abgestimmt. Derartige Maßnahmen sind im NEP als vertikale Punktmaßnahmen ausgewiesen.

B. Höherer Leistungsbezug des Verteilungsnetzes

Ein höherer Leistungsbezug von Verteilungsnetzen aus dem Übertragungsnetz ist im Rahmen des NEP nicht auf eine höhere Verbraucherlast in den Verteilungsnetzen zurückzuführen, weil die Last entsprechend dem genehmigten Szenario im Rahmen angesetzt wird. Höhere Leistungsbezüge resultieren daher aus einem Rückgang dezentraler Energieeinspeisung in Verteilungsnetzen. Dieser Effekt tritt in den Verteilungsnetzen auf, in denen in nennenswertem Umfang konventionelle Erzeugungsanlagen angeschlossen sind, die marktgetrieben weniger bzw. nicht eingesetzt werden. Ursache hierfür ist vor allem die Verdrängung dieser Anlagen durch die zunehmende EEG-Einspeisung. In Einzelfällen sind die Übergabestellen zwischen Übertragungs- und Verteilungsnetz nicht für diesen Leistungsmehrbezug ausgelegt, da in der Vergangenheit von einer dezentralen Mindesteinspeisung ausgegangen wurde. Diese Engpässe werden infolge der Ergebnisse der Marktsimulation im NEP erstmals sichtbar. Bevor hierfür bedarfsgerechte Abhilfemaßnahmen ausgewiesen werden können, muss zunächst eine Abstimmung mit dem betroffenen Verteilungsnetzbetreiber unter Berücksichtigung seiner Netzverhältnisse erfolgen. Dies ist im Rahmen der Netzausbaumaßnahmen des NEP aktuell nicht in allen Fällen möglich.

Die Kategorien des Startnetzes bilden den Ausgangspunkt für die Netzanalysen im Zeithorizont 2023. Darauf aufbauend werden Leistungsflussberechnungen durchgeführt, der Übertragungsbedarf zwischen Netzknoten wird identifiziert, und bei einer Verletzung der netztechnischen Beurteilungskriterien werden Abhilfemaßnahmen abgeleitet.

Im Folgenden werden die Netzmaßnahmen des Startnetzes und der zusätzlich ermittelte Netzausbau für das Szenario B 2023 beschrieben und in Übersichtskarten veranschaulicht. In allen Karten, sowohl in den Übersichtskarten als auch in den Einzeldarstellungen der Maßnahmen im Anhang des NEP, wird zwischen Netzverstärkungs- und Netzausbaumaßnahmen unterschieden. Netzoptimierungsmaßnahmen sind in der Regel nicht mit wesentlichen Baumaßnahmen verbunden.

Eine Netzoptimierungsmaßnahme bezeichnet die Anwendung des Freileitungsmonitorings für einen Stromkreis oder die Umstellung der Betriebsspannung eines Stromkreises auf eine höhere Spannung ohne Umbeseilung.

Als Netzverstärkungsmaßnahme gelten der Austausch von Betriebsmitteln gegen leistungsstärkere Komponenten, die Erweiterung von Schaltanlagen um zusätzliche Schaltfelder sowie ein Neubau von Leitungen in bestehenden Trassen. Diese Maßnahmen werden in bestehenden Trassen oder Schaltanlagen durchgeführt und in den Abbildungen durch deckende blaue Linien bzw. Flächen dargestellt.

Netzausbaumaßnahmen beschreiben den Neubau von Schaltanlagen oder Leitungen in neuen Trassen, den Zubau von Blindleistungskompensationsanlagen, Transformatorenleistung oder wirkleistungssteuernden Betriebsmitteln. Da beim Neubau von Leitungen noch kein genauer Verlauf bzw. Standort dieser Maßnahmen feststeht, werden diese in den Abbildungen durch breite oder elliptische Schraffuren dargestellt. Diese Darstellungen dienen lediglich dazu, den ungefähren Bereich der Maßnahmen zu skizzieren. Die schraffierten Ellipsen oder Linien lokalisieren ausschließlich Bereiche, in denen sich Bedarfe ergeben und geben keinen konkreten Standort oder Trassenverlauf an.

Die Übersichtskarte enthält ausschließlich leitungsbezogene Maßnahmen. Erweiterungen und Neubaumaßnahmen, die Schaltanlagen betreffen, sind in den Übersichtskarten nicht enthalten. Alle Maßnahmen, sowohl Leitungen als auch Schaltanlagen, werden im Anhang einzeln betrachtet und dargestellt.

Ziel ist es, mit möglichst wenigen zusätzlichen Neubautrassen einen bedarfsgerechten Netzausbau im Höchstspannungsnetz zu ermitteln.

6.1 NETZAUSBAUMASSNAHMEN IM STARTNETZ

Alle im Startnetz enthaltenen Leitungsbaumaßnahmen im Vergleich zum heutigen Übertragungsnetz sind in Abbildung 28 dargestellt.

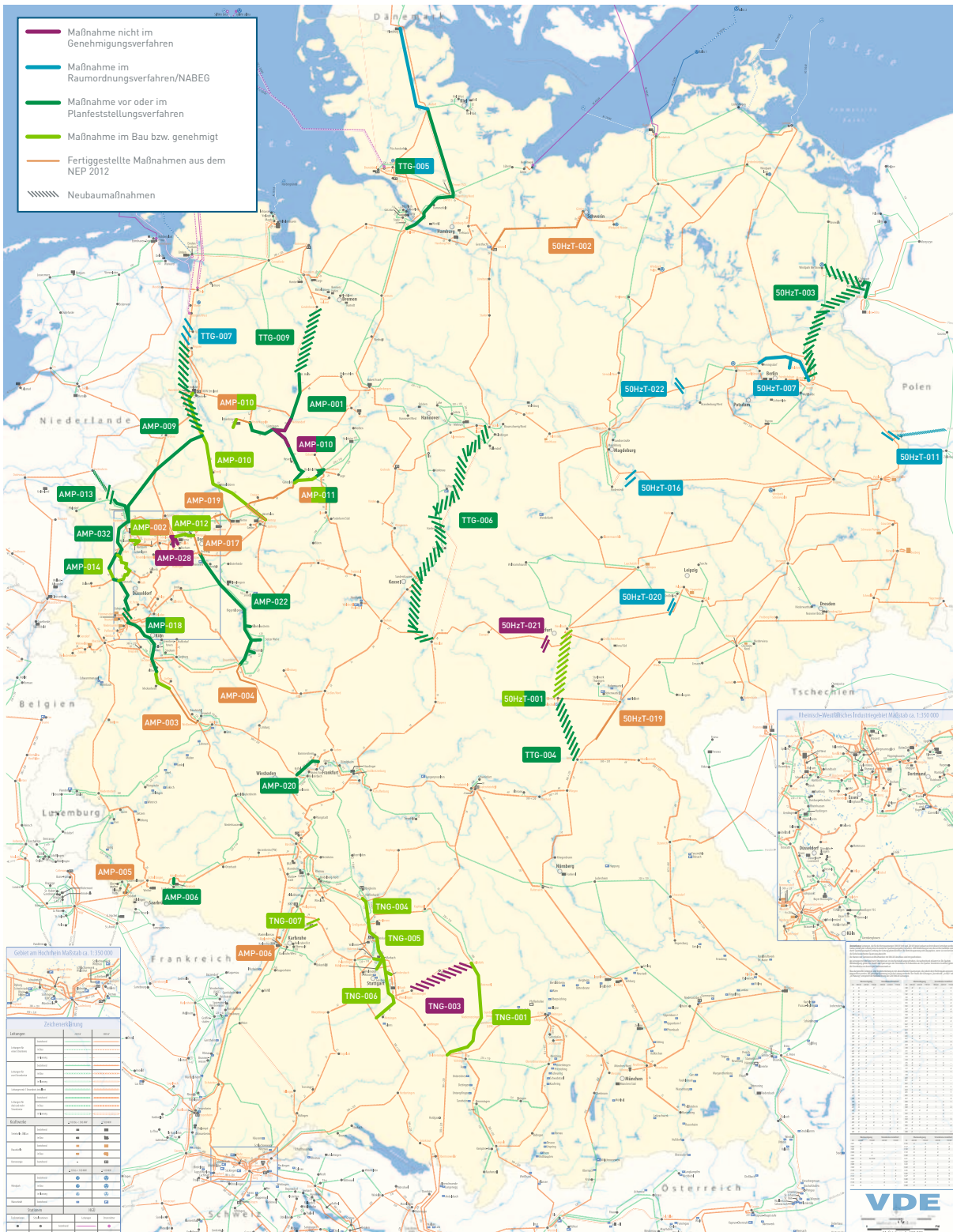
Das Startnetz enthält einen Leitungsneubau in bestehenden Trassen und in neuen Trassen von jeweils rund 700 km. Zudem sind Stromkreisauflagen auf bestehenden Gestängen von etwa 300 km berücksichtigt. Änderungen des Mengengerüsts des Startnetzes gegenüber dem NEP 2012 resultieren zum einen daraus, dass Maßnahmen, die im Laufe des Jahres 2012 realisiert worden sind, nunmehr Bestandteil des Ist-Netzes sind und den Umfang des Startnetzes entsprechend reduzieren. Zum anderen ergaben sich bei einigen Maßnahmen Änderungen der Kategorie, z. B. NOVA, und zusätzlich kamen neue Projekte in der Kategorie Startnetz hinzu. Im Vergleich zum NEP 2012 hat sich der Leitungsneubau in neuen Trassen um rund 100 km erhöht, die Stromkreisauflagen auf bestehendem Gestänge reduzierten sich um etwa 100 km.

Der Umfang der einzelnen Maßnahmen im NEP 2012 und im NEP 2013 unterscheidet sich bei einigen Projekten. Beispielsweise ergab sich im NEP 2012 bei einigen Leitungen die Notwendigkeit einer Erhöhung der Stromtragfähigkeit. Zunächst wurde von der Planung ein Ersatzneubau (Netzverstärkung) zur Lösung der Übertragungsaufgabe auf ganzer Länge unterstellt. Im Rahmen der technischen Detailplanung fand man eine einfachere Lösung zur Erhöhung der Übertragungsfähigkeit. Dadurch reduzierte sich der Umfang der Maßnahme. Dieser kontinuierliche Optimierungsprozess führt auch zu Differenzen in den Längenangaben zwischen dem ersten und zweiten Entwurf des NEP 2013. Für noch zu beobachtende Maßnahmen können noch keine realistischen Inbetriebnahmezeiten angegeben werden.

Die Tabellen 16 bis 19 enthalten alle Netzmaßnahmen des Startnetzes (Stand: Ende 2012). Die Investitionen für die Netzmaßnahmen des Startnetzes belaufen sich in gleicher Größenordnung wie im NEP 2012 auf rund 5 Mrd. €. Eine detaillierte Beschreibung dieser Maßnahmen befindet sich im Anhang 10.1.1. In nachfolgender Abbildung sind die Startnetzmaßnahmen in ihrem derzeitigen Umsetzungsstand angegeben.

6 MASSNAHMEN ZUR BEDARFSGERECHTEN OPTIMIERUNG, VERSTÄRKUNG UND ZUM AUSBAU DER NETZE

ABBILDUNG 28: DEUTSCHES HÖCHSTSPANNUNGSNETZ MIT STARTNETZ



Quelle: VDE | FNN/Übertragungsnetzbetreiber³²

³² Die Abbildung 28 basiert auf der Karte „Deutsches Höchstspannungsnetz“ des VDE Verband der Elektrotechnik Elektronik Informations-technik e. V. (Stand: 01.01.2012).

6 MASSNAHMEN ZUR BEDARFSGERECHTEN OPTIMIERUNG, VERSTÄRKUNG UND ZUM AUSBAU DER NETZE

TABELLE 16: STARTNETZMASSNAHMEN 50HERTZ

Nummer	Startnetz- maßnahmen	Einzelmaßnahme	Art der Maßnahme	NOVA	Trassenlänge Neubau	Trassenlänge Bestand	angestrebtes Inbetriebnah- mejahr
50HzT- 001	Netzausbau: Neubau einer 380-kV-Dop- pelleitung Vieselbach – Altenfeld – Redwitz [Südwestkuppellei- tung, Systeme 1 und 2]	Vieselbach – Altenfeld	Leitung	Netzausbau	55		2015
		Altenfeld – Redwitz	Leitung	Netzausbau	27		2015
50HzT- 003	Netzverstärkung und -ausbau: 380-kV- Netzumstellung Uckermark Süd (Uckermarkleitung)	Neuenhagen	Anlage	Netzver- stärkung			2016
		Neuenhagen – Vierraden – Bertikow	Leitung	Netzausbau	115		2016
		Vierraden	Anlage	Netzausbau			2016
		Bertikow	Anlage	Netzausbau			2016
		Vierraden – Krajník	Leitung	Netzver- stärkung		3	2014
50HzT- 005	Netzverstärkung und -ausbau: Erhöhung der Übertragungskapazität im Umspannwerk Wolmirstedt		Anlage	Netzver- stärkung und -ausbau			2015–2016
50HzT- 007	Netzverstärkung und -ausbau: Neubau einer 380-kV-Freilei- tung im Raum Berlin und Erweiterung von Umspannwerken	Netzumstellung Berliner Ring (Neuen- hagen – Wustermark)	Leitung	Netzver- stärkung		70	2016–2018
		Wustermark	Anlage	Netzausbau			2016–2018
		Hennigsdorf	Anlage	Netzausbau			2016–2018
		Neuenhagen	Anlage	Netzver- stärkung			2016–2018
		Malchow	Anlage	Netzver- stärkung			2016–2018
50HzT- 011	Netzverstärkung und -ausbau: Errichtung eines Interkonnektors zwischen Polen und Deutschland	Errichtung eines Inter- konnektors	Leitung	Netzausbau	10		2021–2022
		Eisenhüttenstadt	Anlage	Netzver- stärkung			2021–2022
50HzT- 016	Netzausbau: Errich- tung einer 380-kV- Netzanschlussanlage für das Neubaukraft- werk Calbe	Schaltanlage Netzan- schluss KW Calbe	Anlage	Netzausbau			2020–2021

6 MASSNAHMEN ZUR BEDARFSGERECHTEN OPTIMIERUNG, VERSTÄRKUNG UND ZUM AUSBAU DER NETZE

Nummer	Startnetz- maßnahmen	Einzelmaßnahme	Art der Maßnahme	NOVA	Trassenlänge Neubau	Trassenlänge Bestand	angestrebtes Inbetriebnah- mejahr
50HzT-020	Netzausbau: 380 kV-Netzanschluss für das Neubaukraftwerk Profen	KW Profen	Anlage	Netzausbau			2019
50HzT-021	Netzausbau: Errichtung einer 380 kV-Netzanschlussanlage für das PSW Talsperre Schmalwasser	PSW Talsperre Schmalwasser	Anlage+ Leitung	Netzausbau	1		2022
50HzT-022	Netzausbau: 380 kV-Netzanschluss Kraftwerk Premnitz	KW Premnitz	Anlage+ Leitung	Netzausbau	2		2016–2017
50HzT-023	Netzverstärkung: Erhöhung der Netzanschlusskapazität in Perleberg	Perleberg	Anlage	Netzausbau			2013–2014
50HzT-024	Neubau Umspannwerk Altentreptow/Nord	Altentreptow/Nord	Anlage+ Leitung	Netzausbau	1		2013

Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

TABELLE 17: STARTNETZMASSNAHMEN AMPRION

Nummer	Startnetz- maßnahmen	Einzelmaßnahme	Art der Maßnahme	NOVA	Trassenlänge Neubau	Trassenlänge Bestand	angestrebtes Inbetriebnah- mejahr
AMP-001	Netzverstärkung und -ausbau Wehrendorf – St. Hülfe	St. Hülfe	Anlage	Netzausbau			2014
		Wehrendorf	Anlage	Netzverstärkung			2014
		Netzverstärkung Wehrendorf – St. Hülfe	Leitung	Netzverstärkung		35	2015
AMP-002	Netzverstärkung im westlichen Ruhrgebiet	Netzverstärkung Punkt Ackerstraße – Punkt Mattlerbusch	Leitung	Netzverstärkung		3	2013
		Schweglern	Anlage	Netzverstärkung			2013
AMP-006	Netzverstärkung und -ausbau in der Region Pfalz	Mittelbexbach	Anlage	Netzverstärkung			2014
		St. Barbara	Anlage	Netzausbau			2014
		Otterbach	Anlage	Netzausbau			2014
		Netzverstärkung Mittelbexbach – St. Barbara	Leitung	Netzverstärkung		1	2014

6 MASSNAHMEN ZUR BEDARFSGERECHTEN OPTIMIERUNG, VERSTÄRKUNG UND ZUM AUSBAU DER NETZE

Nummer	Startnetz- maßnahmen	Einzelmaßnahme	Art der Maßnahme	NOVA	Trassenlänge Neubau	Trassenlänge Bestand	angestrebtes Inbetriebnah- mejahr
AMP-009	Netzverstärkung und -ausbau Dörpen/West - Niederrhein	Netzverstärkung Niederrhein – Punkt Wettringen	Leitung	Netzver- stärkung		60	2017
		Netzausbau Punkt Wettringen – Punkt Meppen	Leitung	Netzausbau	70		2017
		Niederrhein	Anlage	Netzver- stärkung			2015
AMP-010	Netzverstärkung und -ausbau in der Region Münsterland – Westfalen	Netzverstärkung Hanekenfähr – Punkt Walstedde	Leitung	Netzver- stärkung		110	2014
		Hanekenfähr	Anlage	Netzver- stärkung			2014
		Netzverstärkung Westerkappeln – Punkt Hagedorn – Ibbenbüren	Leitung	Netzver- stärkung		3	2013
		KW Ibbenbüren	Anlage	Netzausbau			2013
		Netzverstärkung Westerkappeln – Punkt Hambüren	Leitung	Netzver- stärkung		1,5	2014
		Netzverstärkung Punkt Gaste – Lüstringen	Leitung	Netzver- stärkung		15	2015
		Netzverstärkung Lüstringen – Gütersloh	Leitung	Netzver- stärkung		50	2017
		Netzverstärkung Lüstringen – Wehrendorf	Leitung	Netzver- stärkung		20	2020
		Ibbenbüren	Anlage	Netzausbau			2013
		Westerkappeln	Anlage	Netzausbau			2016
		Gütersloh	Anlage	Netzausbau			2015
		Hesseln	Anlage	Netzausbau			2014
		Wehrendorf	Anlage	Netzver- stärkung			2017
		Lüstringen	Anlage	Netzausbau			2014
AMP-011	Netzverstärkung und -ausbau Uentrop – Bechterdissen	Gütersloh	Anlage	Netzausbau			2014
		Netzverstärkung Gü- tersloh – Punkt Fried- richsdorf – Bielefeld	Leitung	Netzver- stärkung		30	2014
AMP-012	Netzverstärkung östli- ches Ruhrgebiet	Netzverstärkung Men- gede – Punkt Wanne	Leitung	Netzver- stärkung		20	2013
		Mengede	Anlage	Netzver- stärkung			2013
AMP-013	Netzverstärkung und -ausbau Niederrhein – Doetinchem (NL) zur Erhöhung der grenz- überschreitenden Übertragungskapazität	Niederrhein	Anlage	Netzver- stärkung			2016
		Netzverstärkung Niederrhein – Isselburg	Leitung	Netzver- stärkung		38	2016
		Netzausbau Isselburg – Bundesgrenze (NL)	Leitung	Netzausbau	2		2016

6 MASSNAHMEN ZUR BEDARFSGERECHTEN OPTIMIERUNG, VERSTÄRKUNG UND ZUM AUSBAU DER NETZE

Nummer	Startnetz- maßnahmen	Einzelmaßnahme	Art der Maßnahme	NOVA	Trassenlänge Neubau	Trassenlänge Bestand	angestrebtes Inbetriebnah- mejahr
AMP-014	Netzverstärkung und -ausbau in der Region Westliches Rheinland	Selbeck	Anlage	Netzausbau			2014
		Netzverstärkung Punkt Fellerhöfe – St. Tönis	Leitung	Netzver- stärkung		7,5	2014
		Osterath	Anlage	Netzausbau			2013
		Netzverstärkung St. Tö- nis – Punkt Hüls-West	Leitung	Netzver- stärkung		6,5	2015
		Netzverstärkung Uftort – Punkt Hüls-West	Leitung	Netzver- stärkung		15	2017
		Netzverstärkung Oste- rath – Gohrpunkt	Leitung	Netzver- stärkung		20	2016
		Netzausbau Gohrpunkt – Rommerskirchen	Leitung	Netzausbau		10	2016
		Uftort	Anlage	Netzausbau			2017
		Gellep	Anlage	Netzausbau			2017
		Dülken	Anlage	Netzausbau			2015
		Mündelheim	Anlage	Netzausbau			2015
		Netzverstärkung Uftort – Osterath	Leitung	Netzver- stärkung		50	2015
Netzverstärkung Punkt Stratum-Süd – Gellep	Leitung	Netzver- stärkung		2	2017		
AMP-018	Netzverstärkung zwischen Rommer- skirchen und Punkt Neuenahr	Rommerskirchen	Anlage	Netzver- stärkung			2015
		Sechtem	Anlage	Netzver- stärkung			2015
		Netzverstärkung Rom- merskirchen – Sechtem – Landesgrenze	Leitung	Netzver- stärkung		60	2016 (Rom- merskirchen – Sechtem); 2014 (Sechtem – Landes- grenze)
AMP-019	Netzverstärkung zum Netzanschluss der Kraftwerke am Stand- ort Lünen	Lippe	Anlage	Netzver- stärkung			2009 (EnLAG); 2015 (Maßnah- me aufgrund sonstiger Verpflichtung)
AMP-020	Netzverstärkung zwischen Kriftel (Amprion) und Punkt Obererlenbach (TenneT)	Kriftel	Anlage	Netzver- stärkung			2013
		Netzverstärkung Kriftel – Punkt Obererlenbach	Leitung	Netzver- stärkung		10	2014
AMP-021	Netzausbau in Wehren- dorf zur Blindlei- stungskompensation	Kondensator Wehrendorf	Anlage	Netzausbau			2013

6 MASSNAHMEN ZUR BEDARFSGERECHTEN OPTIMIERUNG, VERSTÄRKUNG UND ZUM AUSBAU DER NETZE

Nummer	Startnetz- maßnahmen	Einzelmaßnahme	Art der Maßnahme	NOVA	Trassenlänge Neubau	Trassenlänge Bestand	angestrebtes Inbetriebnah- mejahr
AMP-022	Netzverstärkung und -ausbau zwischen Kruckel und Dauers- berg	Netzverstärkung Kruckel – Punkt Ochsenkopf – Punkt Attendorn – Landes- grenze – Dauersberg	Leitung	Netzver- stärkung		110	2020
		Dauersberg	Anlage	Netzver- stärkung			2016
		Garenfeld	Anlage	Netzausbau			2015
		Eiserfeld	Anlage	Netzausbau			2015
		Setzer Wiese	Anlage	Netzausbau			2022
		Altenkleusheim	Anlage	Netzausbau			2015
AMP-028	Netzverstärkung und -ausbau zum Netzanschluss des Kraftwerks am Stand- ort Herne	Emscherbruch	Anlage	Netzausbau			2018
		Eiberg	Anlage	Netzausbau			2018
		Netzverstärkung Punkt Wanne – Punkt Günnigfeld	Leitung	Netzver- stärkung		5	2018
AMP-029	Netzausbau zum Netz- anschluss eines Kraft- werkes am Standort Krefeld-Uerdingen	Uerdingen	Anlage	Netzausbau			2016
AMP-032	Netzverstärkung im nördlichen Rheinland	Netzverstärkung Niederrhein – Uftort	Leitung	Netzver- stärkung		25	2017

TABELLE 18: STARTNETZMASSNAHMEN TENNET

Nummer	Startnetz- maßnahmen	Einzelmaßnahme	Art der Maßnahme	NOVA	Trassenlänge Neubau	Trassenlänge Bestand	angestrebtes Inbetriebnah- mejahr
TTG-001	Erhöhung Umspann- kapazität nordwestli- ches Niedersachsen aufgrund EEG-Ein- speiseleistung	Transformator Dollern	Anlage	Netzausbau			2013–2014
		Transformator Farge	Anlage	Netzausbau			2013
TTG-002	Neubau der 380/110-kV-Schaltan- lagen Aschaffenburg mit zwei 380/110-kV- Transformatoren	Transformatoren und Schaltanlage Aschaf- fenburg	Anlage	Netzausbau			2013
TTG-004	ErhöhungTransitkapa- zität zwischen Thürin- gen und Bayern (Süd- westkuppelleistung)	Transformator Eltmann	Anlage	Netzausbau			2013
		Schaltanlage Eltmann	Anlage	Netzausbau			2013
		Altenfeld - Redwitz	Leitung	Netzausbau		25	2015

6 MASSNAHMEN ZUR BEDARFSGERECHTEN OPTIMIERUNG, VERSTÄRKUNG UND ZUM AUSBAU DER NETZE

Nummer	Startnetz- maßnahmen	Einzelmaßnahme	Art der Maßnahme	NOVA	Trassenlänge Neubau	Trassenlänge Bestand	angestrebtes Inbetriebnah- mejahr
TTG-005	Neubau 380-kV- Leitung Kassø – Ham- burg/Nord – Dollern	Transformator Audorf	Anlage	Netzausbau			2013
		Transformator Kummerfeld	Anlage	Netzausbau			2013
		Schaltanlage Kummerfeld	Anlage	Netzausbau			2013
		Hamburg/Nord – Dollern	Leitung	Netzver- stärkung		50	2015
		Audorf – Hamburg/ Nord	Leitung	Netzver- stärkung		60	2017
		Audorf – Flensburg – Kassø	Leitung	Netzver- stärkung		75	2017
		Flensburg	Anlage	Netzausbau			2013
	<i>Schuby</i>	Anlage	Netzausbau			2018	
TTG-006	Erhöhung Nord-Süd- Transitkapazitäten zwischen Raum Wahle und Raum Mecklar	Wahle – Mecklar	Leitung	Netzausbau	230		2016–2018
		Transformator Hardeggen	Anlage	Netzausbau			2015
		Transformatoren Lamspringe	Anlage	Netzausbau			2015
		Schaltanlage Hardeggen	Anlage	Netzausbau			2015
		Schaltanlage Lamspringe	Anlage	Netzausbau			2015
TTG-007	Erhöhung Nord-Süd- Transitkapazitäten zwischen Dörpen/West und Niederrhein	<i>Dörpen/West – Punkt Meppen</i>	Leitung	Netzausbau	50		2016
		Schaltanlage Dörpen/West	Anlage	Netzausbau			2013
TTG-009	Erhöhung der Nord- Süd-Transitkapazitäten zwischen Raum Ganderkeseer und Raum St. Hülfe	Ganderkeseer – St. Hülfe	Leitung	Netzausbau	60		2017
		Ganderkeseer	Anlage	Netzver- stärkung			2014
TTG-010	Erhöhung Umspann- kapazität Raum Diepholz-Nienburg (Niedersachsen) auf- grund EEG-Einspeise- leistung Netzausbau	Schaltanlage Ohlensehlen mit zwei Transformatoren	Anlage	Netzausbau			2013
TTG-012	Spannungshaltung	Kondensator SVC Raitersaich	Anlage	Netzausbau			2014
		Kompensationsspule Dipperz	Anlage	Netzausbau			2014
		Kompensationsspule Grafenheinfeld	Anlage	Netzausbau			2014
		Kondensator MSCDN Raitersaich	Anlage	Netzausbau			2014
		Kondensator MSCDN Borken	Anlage	Netzausbau			2014

6 MASSNAHMEN ZUR BEDARFSGERECHTEN OPTIMIERUNG, VERSTÄRKUNG UND ZUM AUSBAU DER NETZE

Nummer	Startnetzmaßnahmen	Einzelmaßnahme	Art der Maßnahme	NOVA	Trassenlänge Neubau	Trassenlänge Bestand	angestrebtes Inbetriebnahmehjahr
TTG-013	Erhöhung der Übertragungskapazität zwischen Schleswig-Holstein und Hamburg in Brunsbüttel	Kupplung Brunsbüttel	Anlage	Netzausbau			2013-2014
TTG-014	Erhöhung der Übertragungskapazität im Großraum Frankfurt/Main	Schaltanlage Kriftel - Eschborn	Anlage + Leitung	Netzverstärkung und -ausbau	1		2013
TTG-017	Erhöhung der Übertragungsfähigkeit zwischen Niedersachsen und Nordrhein-Westfalen durch Beeinflussung von Leistungsflüssen in Elsfleth-West	Schaltanlage Elsfleth/West (ehemals Moorriem)	Anlage	Netzausbau			2015

TABELLE 19: STARTNETZMASSNAHMEN TRANSNETBW

Nummer	Startnetzmaßnahmen	Einzelmaßnahme	Art der Maßnahme	NOVA	Trassenlänge Neubau	Trassenlänge Bestand	angestrebtes Inbetriebnahmehjahr
TNG-001	Netzoptimierung und -verstärkung: Erweiterung der 380-kV-Leitungen Goldshöfe - Niederstotzingen und Dellmensingen - Niederstotzingen um einen weiteren 380-kV-Stromkreis	Goldshöfe - Niederstotzingen	Leitung	Netzverstärkung		47	2013
		Dellmensingen - Niederstotzingen	Leitung	Netzverstärkung		41	2013
TNG-002	Netzausbau: Erweiterung der 380-kV-Anlage Goldshöfe um einen 250-Mvar-Kondensator zur Blindleistungskompensation	Kondensator MSCDN Goldshöfe und Schaltfeld	Anlage	Netzausbau			2013
TNG-003	Netzausbau: Neubau der 380-kV-Verbindung Bünzwangen - Goldshöfe mit Umspannwerkserweiterungen in Bünzwangen und Goldshöfe	Bünzwangen - Goldshöfe	Leitung	Netzausbau	60		2020
		Schaltanlage Goldshöfe - Feld Bünzwangen	Anlage	Netzverstärkung			2020
		Schaltanlage Bünzwangen - Feld Goldshöfe	Anlage	Netzverstärkung			2020
TNG-004	Netzoptimierung: Erweiterung der 380-kV-Leitung Großgartach - Hüffenhardt um einen (den ersten) 380-kV-Stromkreis mit Umspannwerkserweiterungen in Großgartach und Hüffenhardt	Großgartach - Hüffenhardt	Leitung	Netzverstärkung		20	2013
		Schaltanlage Hüffenhardt - Feld Großgartach	Anlage	Netzverstärkung			2013
TNG-005	Netzverstärkung: Zubau der 380-kV-Verbindung Großgartach-Mühlhausen mit Umspannwerkserweiterungen in Großgartach und Mühlhausen	Großgartach - Neckarwestheim	Leitung	Netzverstärkung		12	2014
		Neckarwestheim - Mühlhausen	Leitung	Netzverstärkung		25	2014
		Neckarwestheim - Mühlhausen - Endersbach	Leitung	Netzverstärkung			2014
		Großgartach	Anlage	Netzverstärkung			2014
		Mühlhausen	Anlage	Netzverstärkung			2014

6 MASSNAHMEN ZUR BEDARFSGERECHTEN OPTIMIERUNG, VERSTÄRKUNG UND ZUM AUSBAU DER NETZE

Nummer	Startnetzmaßnahmen	Einzelmaßnahme	Art der Maßnahme	NOVA	Trassenlänge Neubau	Trassenlänge Bestand	angestrebtes Inbetriebnahmejahr
TNG-006	Netzoptimierung und Verstärkung: Schaffung einer 380-kV-Verbindung Hoheneck – Punkt Rommelsbach (Amprion-Leitung Hoheneck – Herberlingen, Mast 224A)	Hoheneck – Punkt Rommelsbach	Leitung	Netzverstärkung		5	2014
		Hoheneck	Anlage	Netzverstärkung			2014
TNG-007	Netzverstärkung und -ausbau: Neubau des 380/110-kV-Umspannwerkes Bruchsal – Kändelweg und dessen 380-kV-Anbindung	Bruchsal – Punkt Forst	Leitung	Netzausbau	6		2013
		Anlage Bruchsal	Anlage	Netzausbau			2013
TNG-010	Netzausbau: Erweiterung der 110-kV-Anlage Höpfingen um eine 100-Mvar-Drosselspule zur Blindleistungskompensation	Kompensationsspule und Schaltfeld Höpfingen	Anlage	Netzausbau			2013
TNG-011	Netzausbau: Erweiterung der 380-kV-Anlage Engstlatt um einen 250-Mvar-Kondensator zur Blindleistungskompensation	Kondensator Engstlatt	Anlage	Netzausbau			2013
TNG-012	Netzausbau: Stalldorf	Stalldorf	Anlage	Netzausbau			2016

Den Projekten bzw. den Maßnahmen des Startnetzes und auch den Projekten des Szenarios B 2023, mitunter sogar den Maßnahmen, wurden im nachfolgenden Kapitel 6.2.1 Jahre für die Inbetriebnahme zugeordnet, die nach heutiger Planung angestrebt werden. Erfahrungsgemäß sind solche Termine mit einer gewissen Unsicherheit behaftet. Eine abschließende Detailplanung für die Umsetzung der Projekte ist in der Regel nicht erfolgt. Die Dauer von erforderlichen öffentlich-rechtlichen und privatrechtlichen Genehmigungsverfahren variiert je nach Projekt und kann nur schwer abgeschätzt werden. Zudem können in der Projektierungs- und Bauphase im Vorfeld nicht absehbare Probleme zu zeitlichen Verschiebungen führen, welche wiederum Einfluss auf darauf aufbauende Folgeprojekte haben können. Entsprechend können sich die genannten Inbetriebnahmejahre in der Zukunft noch verändern.

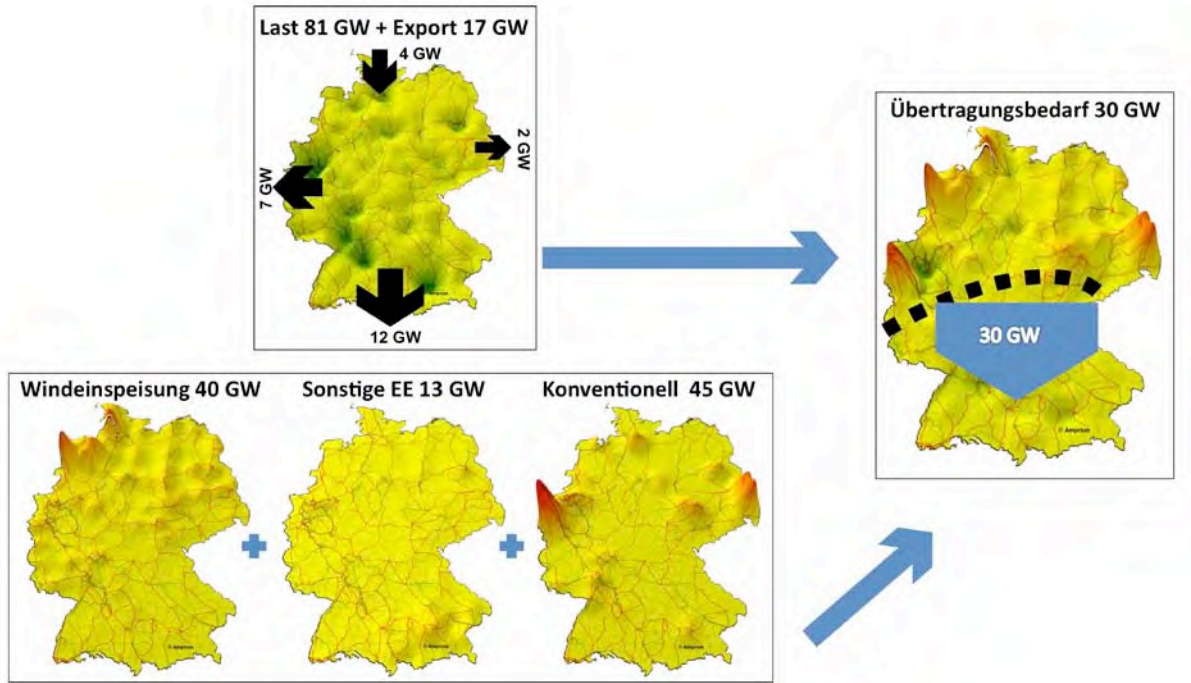
6.2 SZENARIEN

Im Szenario B 2023 hat insbesondere der hohe Ausbau der Windenergieleistung an Land und auf See einen großen Einfluss auf den überregionalen Übertragungsbedarf in Nord-Süd-Richtung. Dieser Übertragungsbedarf ist die Grundlage für die Entwicklung eines bedarfsgerechten Netzausbaus. Wie in Kapitel 2.1 beschrieben, bestimmt die Marktsimulation für jede der 8.760 Stunden eines Jahres einen individuellen Netznutzungsfall (NNF). So wird auch für jede Stunde eines Szenarios die kostengünstigste Möglichkeit zur Deckung des Energiebedarfs ermittelt – so wie er gegeben ist, nachdem die Erzeugung aus dargebotsabhängigen Quellen (z. B. Windkraft und Photovoltaik), wärmegeführten Anlagen (KWK) und prozessgebundener Stromerzeugung (z. B. Industriekraftwerke) vom Bruttostrombedarf abgezogen wurde. Aus der Entfernung zwischen Standorten der Erzeugung und des Verbrauchs ergibt sich der Übertragungsbedarf. Anhand eines Netznutzungsfalls, der einen hohen Leistungsfluss in den alpinen Bereichen aufweist, soll die Vorgehensweise zur Bestimmung des Übertragungsbedarfs beispielhaft erläutert werden.

Netznutzungsfall: 06.11.2023, 8.00 Uhr (Werktag, hohe Last und hohe Windeinspeisung)

Abbildung 29 zeigt die schematische Darstellung der Bestimmung des Übertragungsbedarfs. Mithilfe der Marktsimulation wurden für diesen Netznutzungsfall die Lasten sowie der Im- und Export für Deutschland bestimmt. Die geografische Darstellung zeigt, dass es ausgeprägte Lastzentren, z. B. im Ruhrgebiet oder im Süden Deutschlands, gibt. Weiterhin ist an der geografischen Verteilung der Einspeisungen erkennbar, dass in dieser Stunde insbesondere die Windeinspeisung in Norddeutschland und die konventionellen Kraftwerke im Westen und Osten Deutschlands die erforderliche Leistung zur Deckung der Nachfrage bereitstellen. Da es am 06.11.2023 um 8.00 Uhr größtenteils noch dunkel ist, leisten die installierten Photovoltaikanlagen keinen nennenswerten Beitrag. Auffällig ist, dass trotz hoher Windeinspeisung und Leistungsexport rund 4 GW Leistungsimport aus dem Norden Europas prognostiziert werden. Insgesamt exportiert Deutschland in dieser Stunde 17 GW. Bei der Erstellung der Leistungsbilanz führt dieses geografische Ungleichgewicht zwischen Verbrauch und Erzeugung bei dem gezeigten Schnitt durch die Mitte Deutschlands zu einem Übertragungsbedarf von Norden nach Süden von rund 30 GW. Das Übertragungsnetz muss diese Leistung befördern.

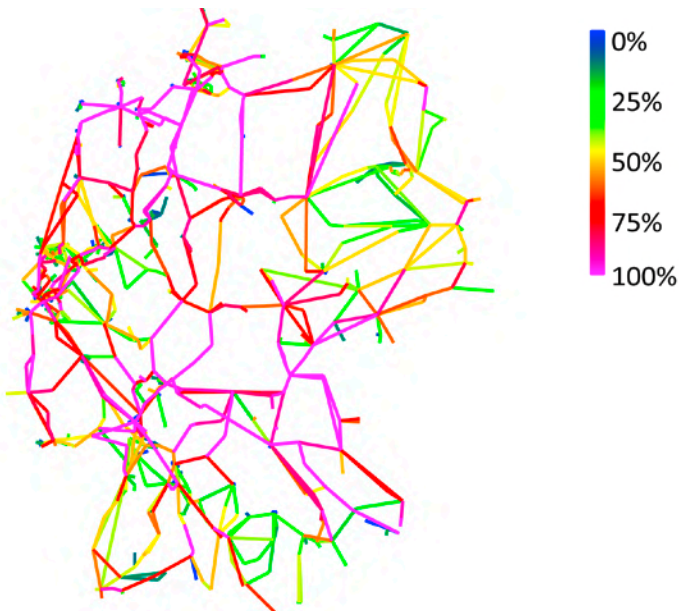
ABBILDUNG 29: BESTIMMUNG DES ÜBERTRAGUNGSBEDARFS



Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

Der für jeden NNF ermittelte Übertragungsbedarf kann mit den bisher geplanten Maßnahmen (Startnetz) nicht bewältigt werden. Abbildung 30 zeigt für alle Stunden des Jahres die maximale Auslastung des Startnetzes mit der Übertragungsaufgabe aus dem Szenario B 2023. Die Maßnahmen, die durch die BNetzA im NEP 2012 bestätigt und für den Bundesbedarfsplan vorgeschlagen wurden, sind nicht berücksichtigt. Es wird deutlich, dass das Startnetz bereits im Grundfall an vielen Stellen überlastet ist.

ABBILDUNG 30: AUSLASTUNG DES STARTNETZES IM GRUNDFALL MIT DER ÜBERTRAGUNGSAUFGABE AUS DEM SZENARIO B 2023



Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

In Norddeutschland kommt es aufgrund der im Vergleich zu heute wesentlich höheren Windenergieeinspeisung zu deutlichen Überlastungen, die sich auf den Nord-Süd-Trassen bis in die süddeutschen Regionen fortsetzen. Entsprechend muss das Übertragungsnetz signifikant ausgebaut werden, um die aus den Szenarien resultierenden Übertragungsaufgaben bewältigen zu können.

Drehstromtechnik ermöglicht die kostengünstige und effiziente Transformation in hohe Spannungen für den Transport sowie die Bereitstellung vieler Abspannpunkte zur Versorgung von Regionen und Städten bzw. zur Aufnahme von regional erzeugtem Strom. Die Stärke der Gleichstromtechnik liegt in der Übertragung hoher Leistung über lange Distanzen. Dabei sind zur Ein- und Ausspeisung aufwendige Umrichteranlagen (Konverter) erforderlich, die die Anzahl möglicher Abspannpunkte auf der Strecke erheblich begrenzen.

Wesentlicher Bestandteil des Ergebnisnetzes in Szenario B 2023 sind vier Übertragungskorridore, die zur Nutzung der o. g. Stärken als HGÜ-Verbindungen zur Fernübertragung geplant wurden. Als Startpunkte für den Anschluss der HGÜ-Verbindungen bieten sich vorrangig Netzregionen mit hoher Erzeugung an, als Endpunkte solche mit bereits gut ausgebauter Netzinfrastruktur. Dies sind im Süden insbesondere Netzbereiche, in denen derzeit Kernkraftwerke angeschlossen sind. Die HGÜ-Verbindungen können auch genutzt werden, um bei hoher Sonneneinstrahlung und geringem Windaufkommen Leistung von Süden nach Norden zu transportieren.

Die Ausprägung des Übertragungsbedarfs und der daraus resultierende Umfang des Netzausbaus sind in der folgenden Beschreibung von Szenario B 2023 dargestellt.

Es zeigt sich für dieses Szenario ein deutlich gestiegener Bedarf an zusätzlichen Blindleistungskompensationsanlagen von bis zu 30 Gvar gegenüber dem Ist-Netz. Zum einen werden zu Starkwindzeiten deutschlandweit konventionelle Kraftwerke verdrängt, sodass keine Blindleistungserzeugung aus diesen Anlagen erfolgt. Gleichzeitig werden bei diesen Netzsituationen die bestehenden AC-Leitungen besonders hoch ausgelastet, was einen überproportionalen Anstieg des Blindleistungsverbrauchs der Drehstromleitungen mit sich bringt. Die HGÜ-Kopfstationen in VSC-Technologie tragen positiv zur Blindleistungsbilanz bei.

Die Realisierung von Blindleistungskompensationsmaßnahmen innerhalb der Schaltanlagen ist vergleichsweise kurzfristig möglich. Deshalb muss zum jetzigen Zeitpunkt noch keine standortscharfe Festlegung für den Zeithorizont des Netzentwicklungsplans erfolgen. Vielmehr kann die tatsächliche Entwicklung des Blindleistungsbedarfs verfolgt und im Bedarfsfall mit einem Vorlauf von zwei bis drei Jahren über konkrete Maßnahmen entschieden werden.

Netzverknüpfungspunkte mit dem Offshorenetz

Die in den betrachteten Szenarien aus dem Genehmigungsdokument der Bundesnetzagentur (BNetzA) zugrunde gelegte installierte Erzeugungsleistung aus Offshore-Windenergie bildet eine Schnittstelle zum O-NEP. Die Auswahl des jeweiligen Netzverknüpfungspunktes und des Suchraums für neue Netzverknüpfungspunkte erfolgt im NEP. Dabei sind im Wesentlichen folgende Gesichtspunkte unter Anwendung des NOVA-Prinzips zu berücksichtigen:

- *Die Aufnahmefähigkeit eines Netzverknüpfungspunktes muss hinsichtlich der Konfiguration der Schaltanlage sowie ausreichender Dimensionierung der abgehenden Leitungen ausgelegt sein.*
- *Die bereits vorhandene 380-kV-Netzinfrastruktur in den Bundesländern Schleswig-Holstein, Niedersachsen und Mecklenburg-Vorpommern zur Vermeidung zusätzlicher Ausbaumaßnahmen in Form von neuen Netzverknüpfungspunkten (Schaltanlagen) und Leitungen muss bestmöglich genutzt werden.*
- *Neue Netzverknüpfungspunkte werden erst dann errichtet, wenn vorhandene Schaltanlagen im gleichen Raum hinsichtlich der Aufnahmeleistung ausgeschöpft sind. Dies schließt nicht nur die Betrachtung der Übertragungskapazität der abführenden Leitungen, sondern auch systemdynamische Belange an den jeweiligen Netzknoten mit ein. Zudem gilt, dass der gleichzeitige Ausfall von gekuppelten Sammelschienen oder Stromkreisen laut dem Operation Handbook der Vereinigung der europäischen Netzbetreiber (ENTSO-E) auf Mehrfachgestängen nicht zu einem Erzeugungsausfall von mehr als 3.000 MW führen darf.*

6 MASSNAHMEN ZUR BEDARFSGERECHTEN OPTIMIERUNG, VERSTÄRKUNG UND ZUM AUSBAU DER NETZE

- Bei der Ermittlung eines Suchraums für einen neuen Netzverknüpfungspunkt für die Aufnahme von Erzeugungsleistung aus Offshore-Windenergie finden neben der bestehenden 380-kV-Netzinfrastruktur auch die Berechnungen zur Systemstabilität und die möglichen Anlandepunkte für Offshore-Netzanbindungssysteme Berücksichtigung.

Für die Durchführung der Netzberechnungen ist die angenommene Erzeugungsleistung aus Offshore-Windenergie für jedes Szenario auf die Netzverknüpfungspunkte aufzuteilen. Die Aufteilung der installierten Erzeugungsleistung auf die einzelnen Netzverknüpfungspunkte ist der folgenden Tabelle 20 wie auch der Tabelle 6 im O-NEP zu entnehmen.

TABELLE 20: ÜBERSICHT ÜBER DIE IM NEP ANGENOMMENE INSTALLIERTE ERZEUGUNGSLEISTUNG AUS OFFSHORE-WINDENERGIE UND DIE NETZVERKNÜPFUNGSPUNKTE

Bundesland	Netzverknüpfungspunkt	Spannungsebene	Installierte Leistung			
			A 2023 [MW]	B 2023 [MW]	B 2033 [MW]	C 2023 [MW]
SH	Büttel	380	1.820	2.560	3.020	3.000
SH	Kreis Segeberg	380	–	–	1.000	–
NI	Cloppenburg	380	502	862	2.702	1.722
NI	Diele	380	1.200	1.200	1.200	1.200
NI	Dörpen/West	380	2.600	2.600	2.600	2.600
NI	Emden/Borßum	220	108	108	108	108
NI	Emden/Ost	380	1.800	1.800	1.800	1.800
NI	Unterweser	380	900	1.800	1.800	1.800
NI	Wilhelmshaven 2	380	–	–	2.200	900
NI	Inhausen	220	110	110	110	110
NI	Hagermarsch	110	60	60	60	60
NI	Elsfleth/West	380	–	800	800	800
NI	Halbmond	380	–	900	2.700	900
MV	Bentwisch	380	336	336	1.536	336
MV	Lüdershagen	220	–	–*	1.500	350
MV	Lubmin	380	908	964	2.214	2.154

* Im Ergebnis der Analyse des Alternativszenarios B 2023 mit 2,1 GW installierter Erzeugungsleistung aus Offshore-Windenergie in der Ostsee wird für die Aufnahme dieser erweiterten installierten Erzeugungsleistung, wie auch in Szenario C 2023, das bestehende Umspannwerk Lüdershagen als Netzverknüpfungspunkt genutzt. Damit ergibt sich für den Netzverknüpfungspunkt Lüdershagen eine installierte Erzeugungsleistung von 350 MW, die installierte Erzeugungsleistung am Netzverknüpfungspunkt Lubmin erhöht sich auf insgesamt 1.464 MW.

Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

Vertiefende Untersuchungen der Szenarien A 2023 und C 2023

Die nicht maßnahmenscharfen Analysen der Szenarien A 2023 und C 2023 wurden erweitert. An einer begrenzten Anzahl Stunden wurde in beiden Szenarien untersucht, welche Maßnahmenänderungen gegenüber dem Leitszenario B 2023 für einen bedarfsgerechten Ausbau notwendig sind.

Die bisherige indikative Analyse der beiden Szenarien im ersten Entwurf fokussierte allein auf die Frage, ob die im NEP 2012 für das jeweils korrespondierende Szenario ermittelten Netzmaßnahmen auch unter den aktuellen Prämissen Bestand haben.

Nachfolgend werden die im Wesentlichen auf Basis von umfangreichen (n-1)-Analysen ermittelten Netzausbaumaßnahmen für das Leitszenario B 2023 vorgestellt. Die Maßnahmen liefern im Ergebnis ein bedarfsgerechtes Netz für das untersuchte Szenario B 2023. Die Netzanalysen zu den Szenarien A 2023, B 2023 und C 2023 wurden *in einem verringerten Umfang durchgeführt und geben daher nur eine Orientierung über die tatsächlich notwendige Netzentwicklung.*

6.2.1 Netzmaßnahmen Szenario B 2023 (Leitszenario)

Der Haupttreiber des überregionalen Netzausbaubedarfs ist die Energiewende. Diese bewirkt in diesem Szenario eine küstennahe Windenergieerzeugung onshore und offshore in den Bundesländern Mecklenburg-Vorpommern, Niedersachsen und Schleswig-Holstein mit einer prognostizierten installierten Leistung von rund 35 GW.

Eine Gegenüberstellung des NEP 2013 mit dem NEP 2012 zeigt die drei wesentlichen Faktoren, die Einfluss auf den zusätzlichen Übertragungsbedarf gegenüber dem NEP 2012 und damit auf den Netzausbaubedarf haben:

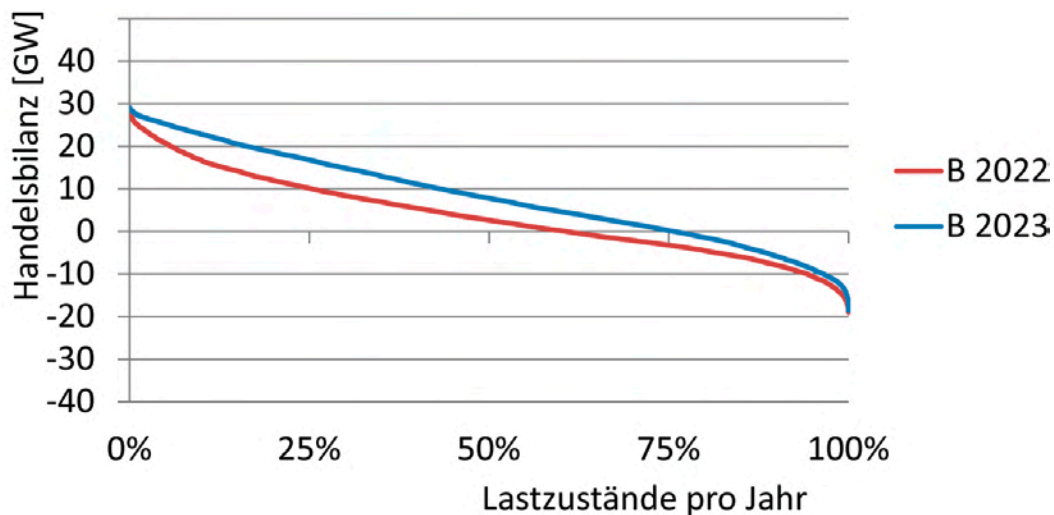
- Erhöhung der Erzeugungsleistung offshore um 1,1 GW,
- Erhöhung der Erzeugungsleistung onshore im Norden Deutschlands um 1,8 GW,
- Reduzierung von ungewollten Leistungsflüssen (Ringflüssen) durch Polen, Tschechien und Österreich um 2 GW durch verstärkten Einsatz von Querregeltransformatoren an der polnischen und tschechischen Grenze.

Ein weiterer Faktor, der sich auf den Netzausbaubedarf auswirkt, ist die Handelsbilanz.

Allein durch die Erhöhung der Winderzeugungsleistung und Begrenzung der Leistungsflüsse ergeben sich Verschiebungen von insgesamt rund 5 GW Leistung. Diese muss innerhalb Deutschlands zusätzlich in Nord-Süd-Richtung übertragen werden.

Eine Folge der Begrenzung ungewollter Leistungsflüsse ist, dass auf den Verbundkuppelleitungen nach Frankreich und in die Schweiz durch diese Verschiebungen der Leistungsflüsse Überlastungen auftreten. Ein bedarfsgerechter Ausbau wird zurzeit mit den ausländischen Partnern untersucht.

ABBILDUNG 31: VERGLEICH DER DAUERLINIEN DER DEUTSCHEN HANDELSBILANZ FÜR DIE SZENARIEN B 2022 UND B 2023



Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

Ein Vergleich der Handelsbilanzen zeigt, dass Deutschland im Szenario B 2023 des NEP 2013 ein höheres Exportverhalten aufweist. Es werden im Mittel rund 8 GW mehr exportiert als im Leitszenario B 2022 des NEP 2012. Während Deutschland im Szenario B 2022 in knapp 60 % der Jahresstunden Leistung ins Ausland exportiert, sind es im Szenario B 2023 75 %. Dies bedeutet, dass aufgrund gesteigerter Erzeugung in Deutschland die Exporte ansteigen. Die Folge ist tendenziell ein höherer Netzausbaubedarf.

Das Leitszenario B 2023 weist insgesamt ein rund 5 % höheres Netzausbauvolumen (Investitionskosten) als das Leitszenario B 2022 des NEP 2012 aus.

Alle im NEP 2012 bestätigten Maßnahmen sind weiterhin notwendig. Die Notwendigkeit der bislang noch nicht bestätigten HGÜ-Verbindungen in Korridor B und C wurde weiter festgestellt:

- Korridor B Verbindung 04: Wehrendorf – Urberach: 2,0 GW
- Korridor C Verbindung 06: Kreis Segeberg – Goldshöfe³³: 1,3 GW

Zusätzlich zur bereits bestätigten Verbindung ist eine weitere HGÜ-Verbindung auf dem Korridor D notwendig:

- Korridor D Verbindung 16: Lauchstädt – Meitingen: 2,0 GW

Die vier DC-Übertragungskorridore haben eine Trassenlänge von rund 2.100 km und eine Übertragungskapazität in Nord-Süd-Richtung von 12 GW. Zusätzlich wurden mit rund 200 km die deutschen Anteile von drei DC-Interkonnektoren nach Belgien, Dänemark und Norwegen berücksichtigt, wobei für die Verbindungen nach Dänemark und Norwegen ausschließlich die landseitigen Leitungslängen berücksichtigt wurden.

³³ Im NEP 2012 als Wilster – Goldshöfe beschrieben.

Die Ermittlung des Netzausbaubedarfs erfolgte stufenweise:

1. In der ersten Stufe zeigte sich, dass mit den Maßnahmen, die durch die BNetzA im NEP 2012 bestätigt und für den Bundesbedarfsplan vorgeschlagen wurden, noch kein bedarfsgerechtes Netz vorlag.
2. In der zweiten Stufe wurden bereits im NEP 2012 ermittelte und von der BNetzA noch nicht bestätigte AC-Maßnahmen berücksichtigt. Auch mit diesen Maßnahmen lag noch kein bedarfsgerechtes Netz vor.
3. Im dritten Schritt wurden zusätzlich weitere Verstärkungsmaßnahmen im AC-Netz auf bestehenden Leitungen identifiziert.

Alle nachfolgenden Angaben für Längen und Kosten beziehen sich auf das Ergebnisnetz, d. h. die Summe von Start- und Zubaunetz. Der Trassenneubau in Drehstromtechnik beträgt rund *1.500 km*.

Zusätzlich wird ein Leitungsneubau in bestehenden Trassen von rund 3.400 km benötigt. Auf einer Länge von rund *1.200 km* ist eine Umbeseilung bzw. Stromkreisauflage auf bestehendem Gestänge erforderlich. Eine Umstellung von AC- auf DC-Betrieb ist auf einer Strecke von rund 300 km geplant.

Der Umfang der einzelnen Maßnahmen im NEP 2012 und im NEP 2013 unterscheidet sich bei einigen Projekten. Beispielsweise ergab sich im NEP 2012 bei einigen Leitungen die Notwendigkeit einer Erhöhung der Stromtragfähigkeit. Zunächst wurde von der Planung ein Ersatzneubau (Netzverstärkung) zur Lösung der Übertragungsaufgabe auf ganzer Länge unterstellt. Im Rahmen der technischen Detailplanung fand man eine einfachere Lösung zur Erhöhung der Übertragungsfähigkeit. Dadurch reduzierte sich der Umfang der Maßnahme. Dieser kontinuierliche Optimierungsprozess führt auch zu Differenzen in den Längenangaben zwischen dem ersten und zweiten Entwurf des NEP 2013. Für noch zu beobachtende Maßnahmen können noch keine realistischen Inbetriebnahmezeiten angegeben werden.

Alle ermittelten Netzmaßnahmen zu einem bestimmten Szenario bilden nach geltendem Recht ein bedarfsgerechtes und voll funktionsfähiges Netz für das Zieljahr. Durch die regelmäßige Aktualisierung des Netzentwicklungsplans können neue Erkenntnisse bezüglich der Erzeugungsszenarien (als entscheidende Eingangsgrößen), der technischen und der rechtlichen Entwicklungen zeitnah in die zukünftigen Netzentwicklungspläne einfließen.

Auf Basis der Berechnungen und der Erfahrungen der ÜNB lässt sich bereits 2013 ein Kernbestand an Maßnahmen identifizieren, die in jedem Fall bis 2023 umzusetzen sind. Diese Maßnahmen sind in der Tabelle „Vordringliche Netzmaßnahmen“ beschrieben. Weitere Maßnahmen, die für Übertragungsaufgaben im Zieljahr ermittelt wurden, müssen im Licht der energiewirtschaftlichen und -politischen Entwicklungen in den folgenden Netzentwicklungsplänen weiter genau beobachtet und jeweils neu bewertet werden (siehe Tabelle „Zu beobachtende Netzmaßnahmen“). Sollte die Entwicklung der erneuerbaren Erzeugung weiterhin so voranschreiten wie in den Erzeugungsszenarien angenommen, wird die vordringliche Notwendigkeit auch dieser Maßnahmen sich rasch erhärten, und dann sollten auch sie in einer Bundesbedarfsplanung Berücksichtigung finden.

6 MASSNAHMEN ZUR BEDARFSGERECHTEN OPTIMIERUNG, VERSTÄRKUNG UND ZUM AUSBAU DER NETZE

TABELLE 21: VORDRINGLICHE NETZMASSNAHMEN

P-Nr.	Projekt	Maßnahmennummer	Maßnahme	NEP 2012	enth. B 2022	enth. B 2023	Art der Maßnahme	NOVA	Trassenlänge Neubau	Trassenlänge Bestand	angestrebtes Inbetriebnahmejahr
A	Korridor A: HGÜ-Verbindung Niedersachsen – Nordrhein-Westfalen – Baden-Württemberg	A01	Emden/Ost – Osterath	bestätigt	X	X	Leitung	DC-Netzausbau	320		2019–2020
		A02a	Osterath – Philippsburg	bestätigt	X	X	Leitung	DC-Netzverstärkung		300	2018
		A02b	Osterath – Philippsburg	bestätigt	X	X	Leitung	DC-Netzausbau	40		2018
C	Korridor C: HGÜ-Verbindung zwischen Brunsbüttel, Wilster, Kreis Segeberg und Großgartach, Raum Grafenrheinfeld, Goldshöhe	C05	Brunsbüttel – Großgartach	bestätigt	X	X	Leitung	DC-Netzausbau	770		2017–2022
		C06	Kreis Segeberg – Goldshöhe	noch nicht bestätigt	X	X	Leitung	DC-Netzausbau	120	690	2017–2022
		C06_mod	Wilster – Raum Grafenrheinfeld	bestätigt	X	X	Leitung	DC-Netzausbau	40	580	2017–2022
D	Korridor D: HGÜ-Verbindung Sachsen Anhalt – Bayern	D09	Lauchstädt – Meitingen	bestätigt	X	X	Leitung	DC-Netzausbau	450		2022
P21	Netzverstärkung und Netzausbau im Raum Cloppenburg/Osnabrück	M51a	Conneforde – Cloppenburg/Ost	bestätigt	X	X	Leitung	Netzverstärkung		60	2018
		M51b	Cloppenburg/Ost – Merzen	bestätigt	X	X	Leitung	Netzausbau	55		2018
P23	Netzverstärkung zwischen Dollern und Elsfleth/West	M20	Dollern – Elsfleth/West	noch nicht bestätigt	X	X	Leitung	Netzverstärkung		100	2018
P24	Netzverstärkung und -ausbau zwischen Dollern und Landesbergen	M71	Stade – Sottrum	bestätigt	X	X	Leitung	Netzverstärkung		65	2016–2017

6 MASSNAHMEN ZUR BEDARFSGERECHTEN OPTIMIERUNG, VERSTÄRKUNG UND ZUM AUSBAU DER NETZE

P-Nr.	Projekt	Maßnahmennummer	Maßnahme	NEP 2012	enth. B 2022	enth. B 2023	Art der Maßnahme	NOVA	Trassenlänge Bestand	Trassenlänge Neubau	angestrebtes Inbetriebnahmejahr
P24	Netzverstärkung und -ausbau zwischen Dollern und Landesbergen	M72	Sottrum – Wechold	bestätigt	X	X	Leitung	Netzverstärkung	35		2017
		M73	Wechold – Landesbergen	bestätigt	X	X	Leitung	Netzverstärkung	45		2017
P25	Netzverstärkung und -ausbau zwischen Brunsbüttel und der dänischen Grenze	M42	Barlt – Heide	bestätigt	X	X	Leitung	Netzausbau		30	2016
		M42a	Brunsbüttel – Barlt	bestätigt	X	X	Leitung	Netzausbau		20	2015
		M43	Heide – Husum	bestätigt	X	X	Leitung	Netzausbau		40	2018
		M44	Husum – Niebüll	bestätigt	X	X	Leitung	Netzausbau		45	2019
		M45	Niebüll – Bundesgrenze (DK)	bestätigt	X	X	Leitung	Netzausbau		12	2021
P30	Netzverstärkung in Westfalen	M61	Hamm / Uentrop – Kruckel	bestätigt	X	X	Leitung	Netzverstärkung	60		2018
P33	Netzverstärkung Wolmirstedt – Helmstedt – Wahle	M24a	Verstärkung Wolmirstedt – Helmstedt – Wahle	bestätigt	X	X	Leitung	Netzverstärkung	111		2021–2022
P34	Netzverstärkung Güstrow – Perleberg – Wolmirstedt	M22a	Perleberg – Wolmirstedt	noch nicht bestätigt	X	X	Leitung	Netzverstärkung	112		2020
		M22b	Güstrow – Perleberg	noch nicht bestätigt	X	X	Leitung	Netzverstärkung	83		2020
P36	Netzverstärkung Bertikow – Pasewalk	M21	Bertikow – Pasewalk	bestätigt	X	X	Leitung	Netzverstärkung	40		2018
P37	Netzverstärkung Vieselbach – Mecklar	M25a	Vieselbach – PSW Talsperre Schmalwasser (Tambach – Dietharz)	bestätigt	X	X	Leitung	Netzverstärkung	27		2021–2022
		M25b	PSW Talsperre Schmalwasser – Mecklar	bestätigt	X	X	Leitung	Netzverstärkung	108		2021–2022

6 MASSNAHMEN ZUR BEDARFSGERECHTEN OPTIMIERUNG, VERSTÄRKUNG UND ZUM AUSBAU DER NETZE

P-Nr.	Projekt	Maßnahmennummer	Maßnahme	NEP 2012	enth. B 2022	enth. B 2023	Art der Maßnahme	NOVA	Trassenlänge Neubau	Trassenlänge Bestand	angestrebtes Inbetriebnahmejahr
P38	Netzverstärkung Pulgar – Vieselbach	M27	Pulgar – Vieselbach	bestätigt	X	X	Leitung	Netzverstärkung		103	2020
P39	Netzverstärkung Röhrsdorf – Remptendorf	M29	Röhrsdorf – Remptendorf	bestätigt	X	X	Leitung	Netzverstärkung		107	2021
P41	Netzverstärkung und -ausbau Region Koblenz und Trier	M57	Punkt Metternich – Niederstedem	bestätigt	X	X	Leitung	Netzverstärkung		108	2018–2021
P42	Netzverstärkung und -ausbau im Frankfurter Raum	M53	Punkt Okriftel – Punkt Obererlenbach	bestätigt	X	X	Leitung	Netzverstärkung		12	2018
P43	Netzverstärkung und -ausbau zwischen Mecklar und dem Raum Grafenrheinfeld	M74	Mecklar – Raum Grafenrheinfeld	bestätigt	X	X	Leitung	Netzausbau	130		2017
P46	Netzverstärkung zwischen Redwitz und Schwandorf	M56	Redwitz – Mechlenreuth – Etzenricht – Schwandorf	bestätigt	X	X	Leitung	Netzverstärkung		185	2017
P47	Netzverstärkung und -ausbau in der Region Frankfurt – Karlsruhe	M31	Weinheim – Daxlanden	bestätigt	X	X	Leitung	Netzverstärkung		68	2018
		M32	Weinheim – G380	bestätigt	X	X	Leitung	Netzverstärkung		16	2018
		M33	G380 – Altlußheim	bestätigt	X	X	Leitung	Netzverstärkung		22	2018
		M34	Altlußheim – Daxlanden	bestätigt	X	X	Leitung	Netzverstärkung		38	2018
		M60	Urberach – Pfungstadt – Weinheim	bestätigt	X	X	Leitung	Netzausbau	75		2018
		M64	Punkt Okriftel – Farbwerke Höchst Süd	bestätigt	X	X	Leitung	Netzverstärkung		5	2017

6 MASSNAHMEN ZUR BEDARFSGERECHTEN OPTIMIERUNG, VERSTÄRKUNG UND ZUM AUSBAU DER NETZE

P-Nr.	Projekt	Maßnahmennummer	Maßnahme	NEP 2012	enth. B 2022	enth. B 2023	Art der Maßnahme	NOVA	Trassenlänge Neubau	Trassenlänge Bestand	angestrebtes Inbetriebnahmejahr
P48	Netzverstärkung im Nordosten von Baden-Württemberg	M38a	Raum Grafenheinfeld – Kupferzell	bestätigt	X	X	Leitung	Netzverstärkung		110	2019
		M39	Großgartach – Kupferzell	bestätigt	X	X	Leitung	Netzverstärkung		48	2019
P49	Netzverstärkung Badische Rheinschiene	M41a	Daxlanden – Bühl/Kuppenheim – Eichstetten	bestätigt	X	X	Leitung	Netzverstärkung		121	2017
P51	Netzverstärkung im Mittleren Neckarraum	M37	Großgartach – Endersbach	bestätigt	X	X	Leitung	Netzverstärkung		32	2020
P52	Netzverstärkung südliches Baden-Württemberg	M59	Herbertingen – Tiengen	bestätigt	X	X	Leitung	Netzverstärkung		115	2020
		M93	Punkt Rommelsbach – Herbertingen	bestätigt	X	X	Leitung	Netzverstärkung		62	2018
		M95	Punkt Wullens-tetten – Punkt Niederwangen	bestätigt	X	X	Leitung	Netzverstärkung		88	2020
		M94b	<i>Punkt Neuravensburg – Sigmarszell/Bundesgrenze (AT)</i>	noch nicht bestätigt	X	X	Leitung	Netzverstärkung		6	2020
P59	Netzverstärkung Bärwalde – Schmölln	M75	Bärwalde – Schmölln	bestätigt	X	X	Leitung	Netzverstärkung		46	2015
P60	<i>Umstrukturierung und Netzverstärkung südlich von Magdeburg</i>	M99	<i>Abzweig Förderstedt</i>	<i>bestätigt</i>	X	X	<i>Leitung</i>	<i>Netzausbau</i>	20		2015
P61	<i>Netzverstärkung zwischen Görries und Parchim/Süd</i>	M100	<i>Abzweig Parchim/Süd</i>	<i>bestätigt</i>	X	X	<i>Leitung</i>	<i>Netzausbau</i>	1		2014

6 MASSNAHMEN ZUR BEDARFSGERECHTEN OPTIMIERUNG, VERSTÄRKUNG UND ZUM AUSBAU DER NETZE

P-Nr.	Projekt	Maßnahmen-nummer	Maßnahme	NEP 2012	enth. B 2022	enth. B 2023	Art der Maßnahme	NOVA	Trassenlänge Neubau	Trassenlänge Bestand	angestrebtes Inbetriebnahme-jahr
P64	DC-Netzausbau: Combined Grid Solution (CGS), bilaterale Offshore-Anbindung DE – DK	M107 (onshore)	Errichtung eines DC-Interkonnektors zwischen Deutschland und Dänemark	bestätigt	X	X	Leitung	Netzausbau	60		2020-2022
		M107 (offshore)		bestätigt	X	X	Leitung	DC-Netzausbau	120		2020-2022
P65	Netzerweiterung der grenzüberschreitenden Kuppelkapazität zwischen Deutschland, Raum Aachen/Düren und Belgien, Lixhe	M98	Oberzier – Punkt Bundesgrenze (BE)	bestätigt	X	X	Leitung	DC-Netzausbau	45		2018
P66	Netzausbau zwischen Wilhelmshaven und Conneforde	M101	Wilhelmshaven (Felderwarden) – Conneforde	bestätigt	X	X	Leitung	Netzausbau	35		2016
P67	Erhöhung Kuppelkapazität zwischen Deutschland und Österreich	M104	Zubeseilung Isar – Ottenhofen	bestätigt	X	X	Leitung	Netzverstärkung		60	2017
		M103	Bundesgrenze (AT) – Altheim	bestätigt	X	X	Leitung	Netzverstärkung		78	2017
		M102	Abzweig Simbach	bestätigt	X	X	Leitung	Netzverstärkung		1	2015
P68	Netzausbau: Errichtung eines DC-Interkonnektors zwischen Deutschland und Norwegen	M108 (onshore)	Errichtung eines DC-Interkonnektors zwischen Deutschland und Norwegen	bestätigt	X	X	Leitung	Netzausbau	100		2018
		M108 (offshore)		bestätigt	X	X	Leitung	Netzausbau	200		2018

6 MASSNAHMEN ZUR BEDARFSGERECHTEN OPTIMIERUNG, VERSTÄRKUNG UND ZUM AUSBAU DER NETZE

P-Nr.	Projekt	Maßnahmennummer	Maßnahme	NEP 2012	enth. B 2022	enth. B 2023	Art der Maßnahme	NOVA	Trassenlänge Neubau	Trassenlänge Bestand	angestrebtes Inbetriebnahmejahr
P69	Netzverstärkung und -ausbau zwischen Emden/Ost und Conneforde	M105	Emden/Ost – Conneforde	bestätigt	X	X	Leitung	Netzverstärkung		60	2017
P70	Netzausbau der 380-kV-Schaltanlage Birkenfeld und deren Anschluss ans 380-kV-Netz	M106	Birkenfeld – Mast 115A	bestätigt	X	X	Leitung	Netzausbau	15		2020
P72	Netzverstärkung und -ausbau zwischen Kreis Segeberg über Lübeck nach Göhl	M49	Lübeck – Siems	noch nicht bestätigt	X	X	Leitung	Netzverstärkung		10	2018
		M50	Lübeck – Kreis Segeberg	noch nicht bestätigt	X	X	Leitung	Netzverstärkung		50	2018
P74	Netzverstärkung und -ausbau in Bayerisch Schwaben	M96	Vöhringen – Füssen/ Bundesgrenze (AT)	bestätigt	X	X	Leitung	Netzverstärkung		110	2020
		M97	Woringen/ Lachen	bestätigt	X	X	Leitung	Netzverstärkung		1	2020

Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

6 MASSNAHMEN ZUR BEDARFSGERECHTEN OPTIMIERUNG, VERSTÄRKUNG UND ZUM AUSBAU DER NETZE

TABELLE 22: ZU BEOBACHTENDE NETZMASSNAHMEN

P-Nr.	Projekt	Maßnahmennummer	Maßnahme	NEP 2012	enth. B 2022	enth. B 2023	Art der Maßnahme	NOVA	Trassenlänge Neubau	Trassenlänge Bestand
B	Korridor B: HGÜ-Verbindung Niedersachsen – Hessen	B04	Wehrendorf – Urberach	noch nicht bestätigt	X	X	Leitung	DC-Netzausbau	380	
D	Korridor D: HGÜ-Verbindung Sachsen Anhalt – Bayern	D16	Lauchstädt – Meitingen	neu in 2013		X	Leitung	DC-Netzverstärkung		450
P20*	Netzausbau zwischen Emden und Halbmond	M69	Emden/Ost – Halbmond	noch nicht bestätigt	X	X	Leitung	Netzausbau	25	
P22	Conneforde – Ganderkesee	M82	Conneforde – Unterweser	noch nicht bestätigt		X	Leitung	Netzverstärkung		33
		M87	Unterweser – Elsfleth/West	noch nicht bestätigt		X	Leitung	Netzverstärkung		30
P26	Netzverstärkung zwischen Büttel und Dollern	M79	Elbekreuzung	noch nicht bestätigt	X	X	Leitung	Netzverstärkung		10
		M76	Büttel – Wilster	noch nicht bestätigt		X	Leitung	Netzverstärkung		10
		M89	Wilster – Dollern	noch nicht bestätigt		X	Leitung	Netzverstärkung		55
P27	Netzverstärkung zwischen Landesbergen und Wehrendorf	M52	Landesbergen – Wehrendorf	noch nicht bestätigt		X	Leitung	Netzverstärkung		80
P33	Netzverstärkung Wolmirstedt – Helmstedt – Wahle	M24b	Wolmirstedt – Wahle	noch nicht bestätigt		X	Leitung	Netzverstärkung		102
P44	Netzverstärkung und -ausbau zwischen Altenfeld/Schalkau und dem Raum Grafenrheinfeld	M28	Altenfeld/Schalkau – Raum Grafenrheinfeld	noch nicht bestätigt	X	X	Leitung	Netzausbau	108	
P49	Netzverstärkung Badische Rheinschiene	M90	Daxlanden – Eichstetten	noch nicht bestätigt	X	X	Leitung	Netzverstärkung		1
P50	Netzverstärkung Schwäbische Alb	M40	Metzingen – Oberjettingen	noch nicht bestätigt		X	Leitung	Netzverstärkung		32
		M41	Oberjettingen – Engstlatt	noch nicht bestätigt		X	Leitung	Netzverstärkung		34

* Die Schaltanlagen Halbmond und Emden/Ost sind im Offshore-Netzentwicklungsplan als Netzverknüpfungspunkte vorgesehen.

6 MASSNAHMEN ZUR BEDARFSGERECHTEN OPTIMIERUNG, VERSTÄRKUNG UND ZUM AUSBAU DER NETZE

P-Nr.	Projekt	Maßnahmennummer	Maßnahme	NEP 2012	enth. B 2022	enth. B 2023	Art der Maßnahme	NOVA	Trassenlänge Neubau	Trassenlänge Bestand
P53	Netzverstärkung und -ausbau zwischen Raitersaich, Ludersheim, Sittling und Isar	M54	Raitersaich – Ludersheim	noch nicht bestätigt	X	X	Leitung	Netzverstärkung		40
		M55	Ludersheim – Sittling – Isar	noch nicht bestätigt	X	X	Leitung	Netzverstärkung		120
P71	Netzverstärkung und -ausbau zwischen Audorf über Kiel nach Göhl	M46	Audorf – Kiel	noch nicht bestätigt	X	X	Leitung	Netzverstärkung		35
		M47	Kiel – Göhl	noch nicht bestätigt	X	X	Leitung	Netzausbau	60	
P72	Netzverstärkung und -ausbau zwischen Kreis Segeberg über Lübeck nach Göhl	M48	Göhl – Siems	noch nicht bestätigt	X	X	Leitung	Netzausbau	50	
P112	Netzverstärkung und -ausbau zwischen Pirach, Pleinting und St. Peter	M201	Netzverstärkung zwischen Pleinting, Pirach und St. Peter	neu in 2013		X	Leitung	Netzverstärkung		60
		M212	Abzweig Pirach	neu in 2013		X	Leitung	Netzverstärkung		11
P113	Netzverstärkung zwischen Krümmel und Wahle	M202	Krümmel – Lüneburg – Stadorf	neu in 2013		X	Leitung	Netzverstärkung		53
		M203	Stadorf – Wahle	neu in 2013		X	Leitung	Netzverstärkung		86
		M204	Stadorf – Wahle	neu in 2013		X	Leitung	Netzverstärkung		86
P115	Netzausbau im Bereich Mehrum	M205	Netzausbau im Bereich Mehrum	neu in 2013		X	Leitung	Netzverstärkung und -ausbau	1	
P116	Netzverstärkung zwischen Sottrum und Landesbergen	M206	Netzverstärkung zwischen Sottrum und Landesbergen	neu in 2013		X	Leitung	Netzverstärkung		79
P118	Netzverstärkung zwischen Borken und Mecklar	M207	Netzverstärkung zwischen Borken und Mecklar	neu in 2013		X	Leitung	Netzverstärkung		40
P123	Netzverstärkung Dresden/Süd – Schmölln	M208	Dresden/Süd – Schmölln	neu in 2013		X	Leitung	Netzverstärkung		37
P124	Netzverstärkung Klostermansfeld – Lauchstädt	M209	Klostermansfeld – Querfurt/Nord – Lauchstädt	neu in 2013		X	Leitung	Netzverstärkung		39

6 MASSNAHMEN ZUR BEDARFSGERECHTEN OPTIMIERUNG, VERSTÄRKUNG UND ZUM AUSBAU DER NETZE

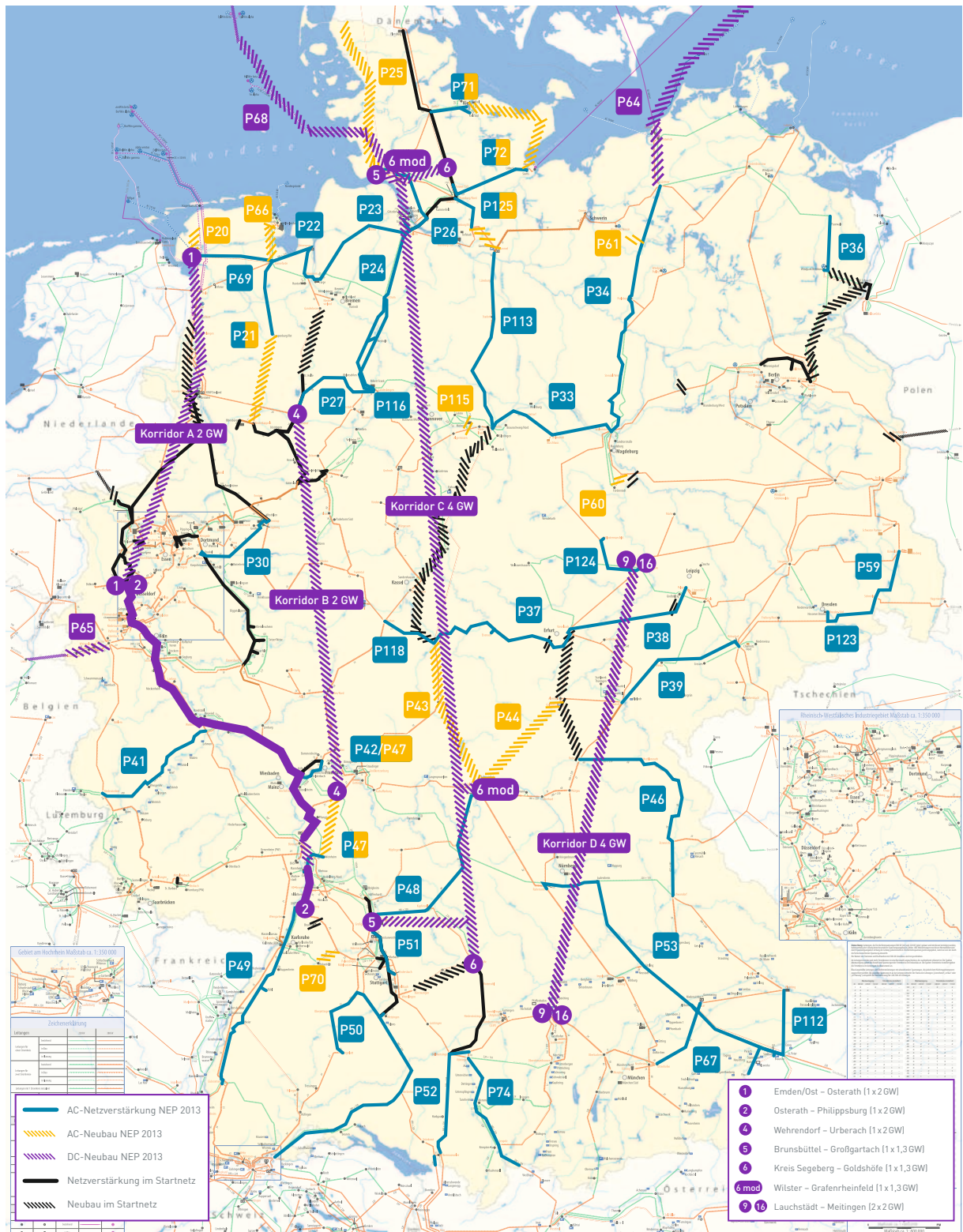
P-Nr.	Projekt	Maßnahmennummer	Maßnahme	NEP 2012	enth. B 2022	enth. B 2023	Art der Maßnahme	NOVA	Trassenlänge Neubau	Trassenlänge Bestand
P125	Netzverstärkung und -ausbau Hamburg/Nord – Krümmel	M210	Hamburg/Nord – Hamburg/Ost	neu in 2013		X	Leitung	Netzverstärkung		31
		M211	Krümmel – Hamburg/Ost	neu in 2013		X	Leitung	Netzausbau	28	

Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

In Abbildung 32 sind die leitungsbezogenen Projekte und Maßnahmen für das Szenario B 2023 dargestellt. Jedes Projekt ist mit einer Kennnummer versehen. Im Anhang (Kapitel 10.1.2) ist unter dieser Kennnummer eine detaillierte Beschreibung hinterlegt.

6 MASSNAHMEN ZUR BEDARFGERECHTEN OPTIMIERUNG, VERSTÄRKUNG UND ZUM AUSBAU DER NETZE

ABBILDUNG 32: SZENARIO B 2023/ALLE ERRECHNETEN LEITUNGSPROJEKTE



Quelle: VDE | FNN/Übertragungsnetzbetreiber³⁴

³⁴ Die Abbildung 32 basiert auf der Karte „Deutsches Höchstspannungsnetz“ des VDE Verband der Elektrotechnik Elektronik Informations-technik e. V. (Stand: 01.01.2012).

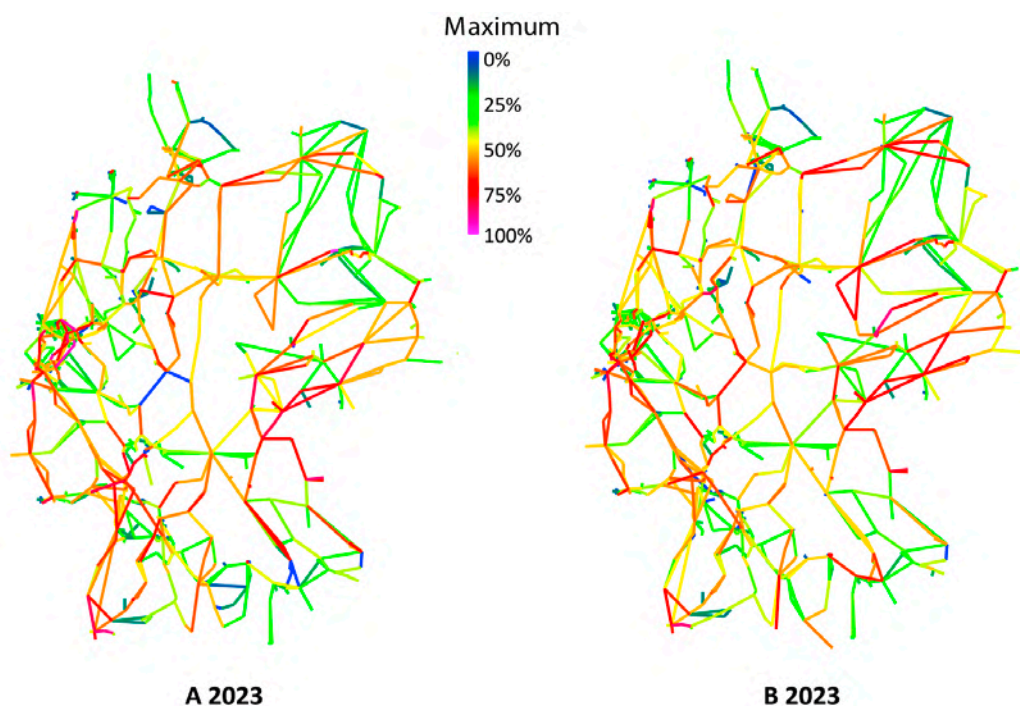
6.2.2 Szenario A 2023

Das Szenario A 2023 referenziert auf das Jahr 2023. Es ist im Vergleich zu Szenario B 2023 im Wesentlichen durch einen leicht verringerten Anteil der installierten Windenergieleistung on- und offshore von rund 60 GW auf 56 GW geprägt. Die prognostizierte installierte Windenergieleistung in den küstennahen Bereichen der Bundesländer Mecklenburg-Vorpommern, Niedersachsen und Schleswig-Holstein beträgt 29 GW. Im Vergleich zum Szenario B 2023 ist im Szenario A 2023 der Anteil von Kraftwerksleistung auf Basis von Erdgas *um rund 10 GW* verringert und Steinkohle *um 6 GW* erhöht.

Die Netztopologie des Szenarios B 2023 wurde übernommen und die Netzauslastung mit den entsprechenden Belastungs- und Einspeisedaten des Szenarios A 2023 berechnet. Verglichen wird der Grundfall des Szenarios A 2023 mit dem Grundfall des Szenarios B 2023 (Abbildung 33).

Die HGÜ-Korridore sind in dieser Darstellung nicht abgebildet, wurden aber in den Berechnungen jeweils berücksichtigt. Aufgrund der Regelfähigkeit der HGÜ können diese nicht überlastet werden. Zusätzliche Leistung, die die Transportkapazität der HGÜ-Korridore übersteigt, wird im dargestellten AC-Netz übertragen.

ABBILDUNG 33: GEGENÜBERSTELLUNG DER NETZAUSLASTUNG DER SZENARIEN A 2023 UND B 2023 IM GRUNDFALL BEI GLEICHER NETZAUSLASTUNG IM VERGLEICH IM GRUNDFALL BEI GLEICHER NETZTOPOLOGIE



Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

Die Darstellung der AC-Leitungsauslastung des Szenarios A 2023 im Grundfall zeigt, dass sich die Netzauslastung im Vergleich zu Szenario B 2023 auf einzelnen Leitungen verringert.

In Norddeutschland kommt es aufgrund der im Vergleich zu B 2023 leicht gesunkenen Windenergieeinspeisung zu einer etwas geringeren Netzauslastung. In den Ballungszentren kann es im Einzelfall zu einer Verschiebung von Leitungsauslastungen aufgrund geänderter Kraftwerkeinsätze kommen.

Die geplanten Netzmaßnahmen des Szenarios B 2023 sind im Wesentlichen geeignet, auch die durch das Szenario A 2023 vorgegebene Übertragungsaufgabe zu bewältigen.

6 MASSNAHMEN ZUR BEDARFSGERECHTEN OPTIMIERUNG, VERSTÄRKUNG UND ZUM AUSBAU DER NETZE

Im Rahmen der weiteren indikativen Analyse des Szenarios A 2023 wurde an ausgewählten Stunden untersucht, welche Maßnahmenänderungen sich gegenüber dem Leitszenario B 2023 ergeben. Hierzu wurde die Topologie des Ergebnisnetzes des Szenarios B 2023 übernommen. Zunächst wurden Maßnahmen identifiziert, die nicht mehr für das Szenario A 2023 benötigt werden. Im nächsten Schritt wurde ermittelt, ob und ggf. welche Maßnahmen zusätzlich für einen bedarfsgerechten Ausbau notwendig sind.

Wie im Szenario B 2023 sind die HGÜ-Verbindungen auch im Szenario A 2023 zum weiträumigen Abtransport der Offshore- und Onshore-Windenergieleistung aus dem küstennahen Bereich direkt in den Süden erforderlich. Die Übertragungsfähigkeit der HGÜ-Verbindung Lauchstädt – Meitingen wurde von 4 GW auf 2 GW reduziert.

Das AC-Netz wurde in einigen Regionen leicht entlastet. Im küstennahen Bereich zeigt sich weiterhin ein hoher Leistungsüberschuss. Die installierte Windenergieleistung ist im Szenario A 2023 geringer als im Leitszenario. Dieses enthält zudem einen Zubau neuer Kohlekraftwerke. Dies führt zu einem erhöhten lokalen Transportbedarf in Form von neuen AC-Maßnahmen.

In den folgenden Tabellen sind alle Veränderungen für das Szenario A 2023 gegenüber dem Ergebnisnetz des Szenarios B 2023 zusammengefasst. Jedes Projekt ist mit einer Kennnummer versehen.

TABELLE 23: NICHT BERÜCKSICHTIGTE MASSNAHMEN IM SZENARIO A 2023 GEGENÜBER DEM SZENARIO B 2023 DES NEP 2013

baunummer	Projekt	Maßnahmennummer	Maßnahme	Art der Maßnahme	NOVA	Trassenlänge Neubau	Trassenlänge Bestand
D	Korridor D: HGÜ-Verbindung Sachsen Anhalt – Bayern	D16	Lauchstädt – Meitingen	Leitung	DC-Netzausbau		450
P37	Netzverstärkung Vieselbach – Mecklar	M25b	PSW Talsperre Schmalwasser – Mecklar	Leitung	Netzverstärkung		108
P52	Netzverstärkung südliches Baden-Württemberg	M59	Herbertingen – Tiengen	Leitung	Netzverstärkung		115
		M95	Punkt Wullenstetten – Punkt Niederwangen	Leitung	Netzverstärkung		88
		M94b	Punkt Neuravensburg – Sigmarszell/ Bundesgrenze (AT)	Leitung	Netzverstärkung		6
P74	Netzverstärkung und -ausbau in Bayerisch Schwaben	M96	Vöhringen – Füssen/ Bundesgrenze (AT)	Leitung	Netzverstärkung		110
		M97	Wohringen/Lachen	Leitung	Netzverstärkung		1
P118	Netzverstärkung zwischen Borken und Mecklar	M207	Netzverstärkung zwischen Borken und Mecklar	Leitung	Netzverstärkung		40
P124	Netzverstärkung Klostermansfeld – Lauchstädt	M209	Klostermansfeld – Querfurt/Nord – Lauchstädt	Leitung	Netzverstärkung		39

Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

Im Anhang (Kapitel 10.1.2.1) ist unter den in der folgenden Tabelle 24 genannten Kennnummern eine Beschreibung der zusätzlich notwendigen Maßnahmen hinterlegt.

6 MASSNAHMEN ZUR BEDARFSGERECHTEN OPTIMIERUNG, VERSTÄRKUNG UND ZUM AUSBAU DER NETZE

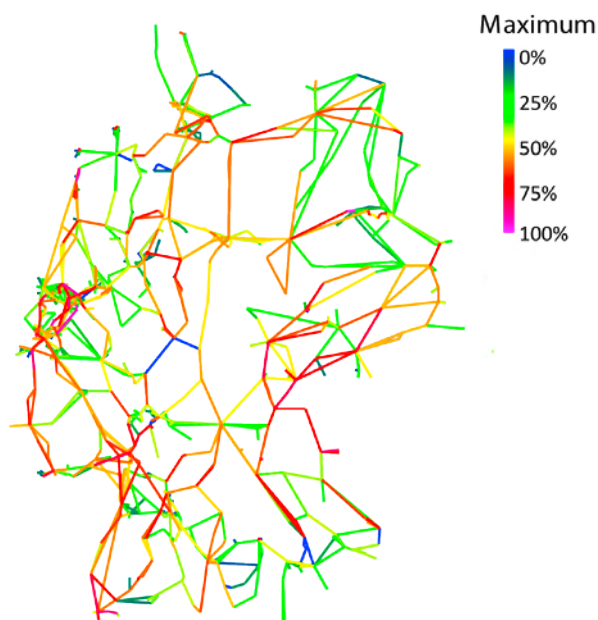
TABELLE 24: ZUSÄTZLICH BERÜCKSICHTIGTE MASSNAHMEN IM SZENARIO A 2023 GEGENÜBER DEM SZENARIO B 2023 DES NEP 2013

Nummer	Projekt	Maßnahmenummer	Maßnahme	Art der Maßnahme	NOVA	Trassenlänge Neubau	Trassen- länge Bestand
P42	Großkrotzenburg – Urberach	M91	Großkrotzenburg – Urberach	Leitung	Netzver- stärkung		24
P54	Spannungs- umstellung Irsching – Zolling – Otten- hofen	M81	Irsching – Zolling – Ottenhofen	Leitung	Netzver- stärkung		75
P113mod	Netzverstärkung zwischen Krümmel und Wahle	M202mod	Krümmel – Lüneburg – Stadorf Neubau in bestehender Trasse	Leitung	Netzver- stärkung		53
P130	Netzverstärkung zwi- schen Dresden/Süd und Röhrsdorf	M250	Dresden/Süd – Röhrsdorf	Leitung	Netzver- stärkung		83
P132	Lippe – Mengede	M252	Lippe – Mengede	Leitung	Netzver- stärkung		10
P133	Netzverstärkung zwischen Borken und Gießen	M253	Borken – Gießen	Leitung	Netzver- stärkung		73
P134	Netzverstärkung zwischen Dollern und Punkt Sottrum	M254	Dollern – Punkt Sottrum	Leitung	Netzver- stärkung		50
P135	Netzverstärkung Bechterdissen – Ovenstädt	M255	Bechterdissen – Ovenstädt	Leitung	Netzver- stärkung		60
P136	Netzverstärkung Sottrum – Blockland	M256	Sottrum – Blockland	Leitung	Netzver- stärkung		30

Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

In der nachfolgenden Abbildung ist die Leitungsauslastung im Grundfall für das Szenario A grafisch dargestellt. Dabei ist zu beachten, dass das identifizierte Zielnetz dargestellt wird. 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 34: AUSLASTUNG DES NETZMODELLS DES SZENARIOS A 2023 IM GRUNDFALL



Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

Mit den durchgeführten Analysen anhand einiger ausgesuchter Netznutzungsfälle wurden wesentliche Maßnahmen für das Szenario A 2023 ermittelt. Eine endgültige Bestimmung des Ausbaubedarfs des Szenarios A 2023 erfordert jedoch zusätzlich zu den durchgeführten indikativen Analysen eine weitreichendere Untersuchung aller Netznutzungsfälle.

6.2.3 Szenario B 2033

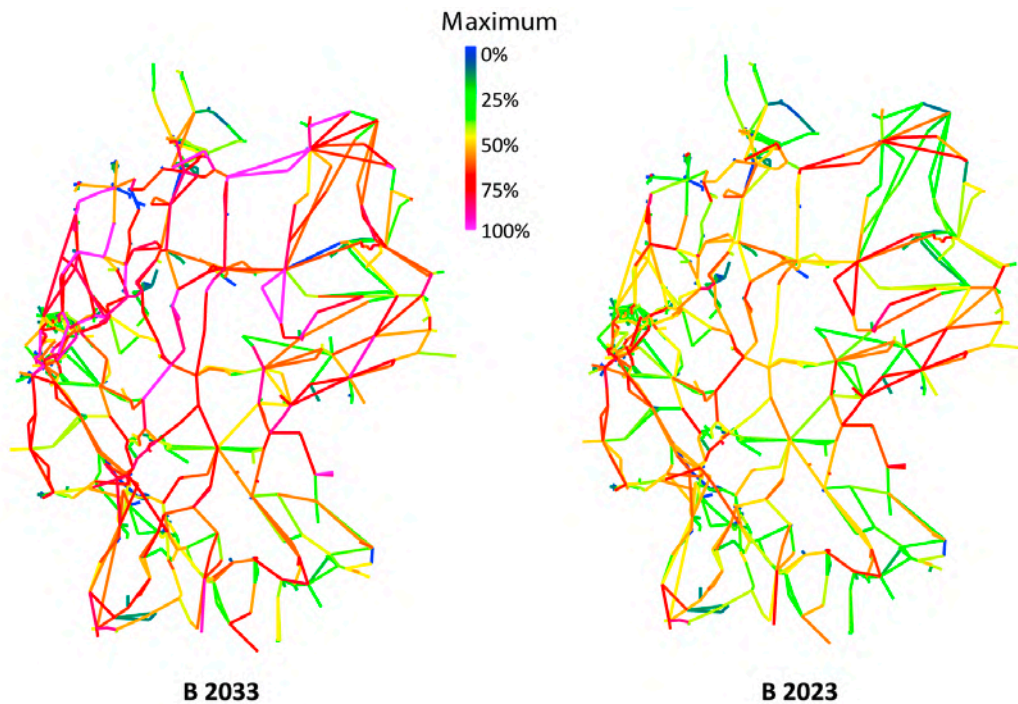
Das Szenario B 2033 referenziert auf das Jahr 2033. Dafür wird das Basisszenario B 2023 um weitere zehn Jahre bis 2033 fortgeschrieben.

Das Szenario B 2033 ist im Vergleich zu B 2023 im Wesentlichen geprägt durch einen deutlichen Anstieg der installierten Windenergieleistung on- und offshore von rund 63 auf 92 GW. Hiervon entfallen ca. 53 GW auf die nördlichen Bundesländer Niedersachsen, Schleswig-Holstein und Mecklenburg-Vorpommern. Zudem wurden in Szenario B 2033 für den europäischen Handel höhere grenzüberschreitende Austauschleistungen für Deutschland zugelassen, was tendenziell zu höheren Transiten führt.

Abbildung 35 zeigt die Gegenüberstellung der Netzauslastung beider Szenarien für den ungestörten Fall. Die Netztopologie des Szenarios B 2023 wurde dabei übernommen und die Netzauslastung mit den entsprechenden Belastungs- und Einspeisedaten des Szenarios B 2033 berechnet. Verglichen wird der Grundfall des Szenarios B 2033 mit dem Grundfall des Szenarios B 2023.

Die HGÜ-Korridore sind in dieser Darstellung nicht abgebildet, wurden aber in den Berechnungen jeweils berücksichtigt. Aufgrund der Regelung der HGÜ können diese nicht überlastet werden. Zusätzliche Leistung, welche die Transportkapazität der HGÜ-Korridore übersteigt, wird im dargestellten AC-Netz übertragen.

ABBILDUNG 35: GEGENÜBERSTELLUNG DER NETZAUSLASTUNG DER SZENARIEN B 2033 UND B 2023 IM GRUNDFALL BEI GLEICHER NETZTOPOLOGIE



Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

Erwartungsgemäß erkennt man die deutlich höhere Netzauslastung in Szenario B 2033. Bereits im ungestörten Fall zeigen sich auf vielen Leitungen Überlastungen. In Norddeutschland kommt es aufgrund der im Vergleich zu B 2023 weiter steigenden Windenergieeinspeisung zu deutlichen Überlastungen, die sich auf den Nord-Süd-Trassen bis in die süddeutschen Regionen fortführen. Zudem zeigt sich ein steigender Übertragungsbedarf aus Thüringen und Sachsen-Anhalt in Richtung Frankfurter und Stuttgarter Raum.

Die geplanten Netzmaßnahmen des Szenarios B 2023 sind auch im zehn Jahre weiter in der Zukunft liegenden Szenario B 2033 wirksam. Sie leisten auch dann einen unverzichtbaren Beitrag zur Bewältigung der angenommenen Übertragungsaufgabe. Dennoch müssen weitere Netzausbaumaßnahmen ergänzt werden, um den Anforderungen des Szenarios B 2033 gerecht zu werden.

Die weitere indikative Analyse des Szenarios B 2023 fokussiert auf die Frage, ob die im NEP 2012 für dieses Szenario ermittelten Netzmaßnahmen auch unter den aktuellen Prämissen Bestand haben. Hierzu wurde die Topologie des Ergebnisnetzes aus dem Szenario B 2023 übernommen. Hinzu kamen die spezifischen Maßnahmen für Verstärkung und Ausbau des AC-Netzes des zu B 2033 korrespondierenden Szenarios B 2032 gemäß Tabelle 24. Für die HGÜ-Korridore wurden ebenfalls die im NEP 2012 für das Szenario B 2032 ermittelten Verbindungen berücksichtigt.

6 MASSNAHMEN ZUR BEDARFSGERECHTEN OPTIMIERUNG, VERSTÄRKUNG UND ZUM AUSBAU DER NETZE

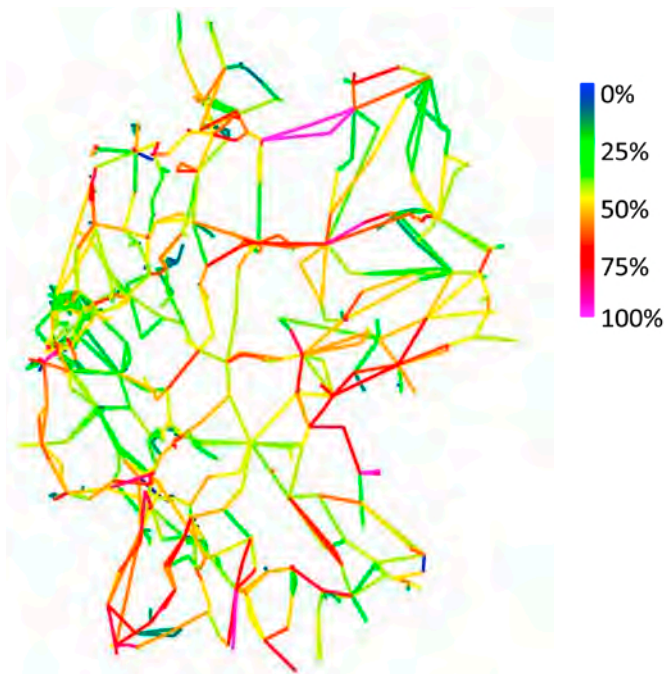
TABELLE 25: ZUSÄTZLICH BERÜCKSICHTIGTE MASSNAHMEN AUS DEM ERGEBNISNETZ B 2032 DES NEP 2012 FÜR B 2033

Nr.	NOVA	TYP 1 = Neubau 2 = Ersatzneubau 3 = Umbeseilung	Name/ Beschreibung der Maßnahme	Trasse	Spannungsart	Korridor/ ProjektNr.	Anzahl Strom- kreise
3	Netzausbau		Neubau	Cloppenburg/Ost – Bürstadt	DC (2,0 GW)	B	1
5a	Netzausbau		Neubau	Brunsbüttel – Großgartach	DC (1,3 GW)	C	1
6a	Netzausbau		Neubau	Wilster – Goldshöfe	DC (1,3 GW)	C	1
8	Netzausbau		Neubau	Kreis Segeberg – Raitersaich	DC (1,3 GW)	C	1
10	Netzausbau		Neubau	Güstrow – Meitingen*	DC (2,0 GW)	D	1
11	Netzausbau		Neubau	Emden/Ost – Oberzier	DC (2,0 GW)	A	1
12	Netzausbau		Neubau	Elsfleth/West – Phillipsburg	DC (2,0 GW)	B	1
13	Netzausbau		Neubau	Stade – Raitersaich	DC (2,0 GW)	C	1
14	Netzausbau		Neubau	Alfstedt – Vöhringen	DC (2,0 GW)	C	1
15	Netzausbau		Neubau	Conneforde – Rommerskirchen	DC (2,0 GW)	A	1
78	Netzverstärkung	2	Ersatzneubau	Lubmin – Lüdershagen – Bentwisch – Güstrow	AC 380 kV	P35	2
80	Netzverstärkung	2	Ersatzneubau	Elsfleth/West – Niedervieland – Ganderkersee	AC 380 kV	P22	2
81	Netzausbau	2	Neubau/ Ersatzneubau	Irsching – Zolling – Ottenhofen	AC 380 kV	P54	2
83	Netzverstärkung	2	Ersatzneubau	Dollern – Alfstedt	AC 380 kV	P23	2
84	Netzverstärkung	2	Ersatzneubau	Lubmin – Iven – Pasewalk	AC 380 kV	P36	2

* Güstrow – Meitingen ersetzt 1 x Lauchstädt – Meitingen/Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

Mit diesem Netzmodell wurde die Netzauslastung mit den entsprechenden Belastungs- und Einspeisedaten des Szenarios B 2033 im Grundfall berechnet.

ABBILDUNG 36: AUSLASTUNG DES ERWEITERTEN SZENARIOS B 2033 IM GRUNDFALL



Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

Die Abbildung 36 zeigt im Grundfall eine deutliche Entlastung des AC-Netzes in den um die Netzausbaumaßnahmen ergänzten Bereichen. In Mecklenburg-Vorpommern bestehen noch Überlastungen, die einen weiteren Netzausbau erforderlich machen könnten. Beispielsweise ist das Übertragungsnetz gegebenenfalls auch in Baden-Württemberg, Bayern, Sachsen und Thüringen den Übertragungsaufgaben anzupassen.

Eine endgültige Bestimmung des Ausbaubedarfs des Szenarios B 2033 erfordert zusätzlich zu den durchgeführten indikativen Analysen eine Betrachtung der (n-1)-Ausfälle in den auslegungsrelevanten Netznutzungsfällen. Das Ergebnis der weitergehenden indikativen Analysen zeigt, dass die im Ergebnisnetz B 2032 des NEP 2012 ermittelten Maßnahmen auch im Szenario B 2033 wesentlich zur Problemlösung beitragen.

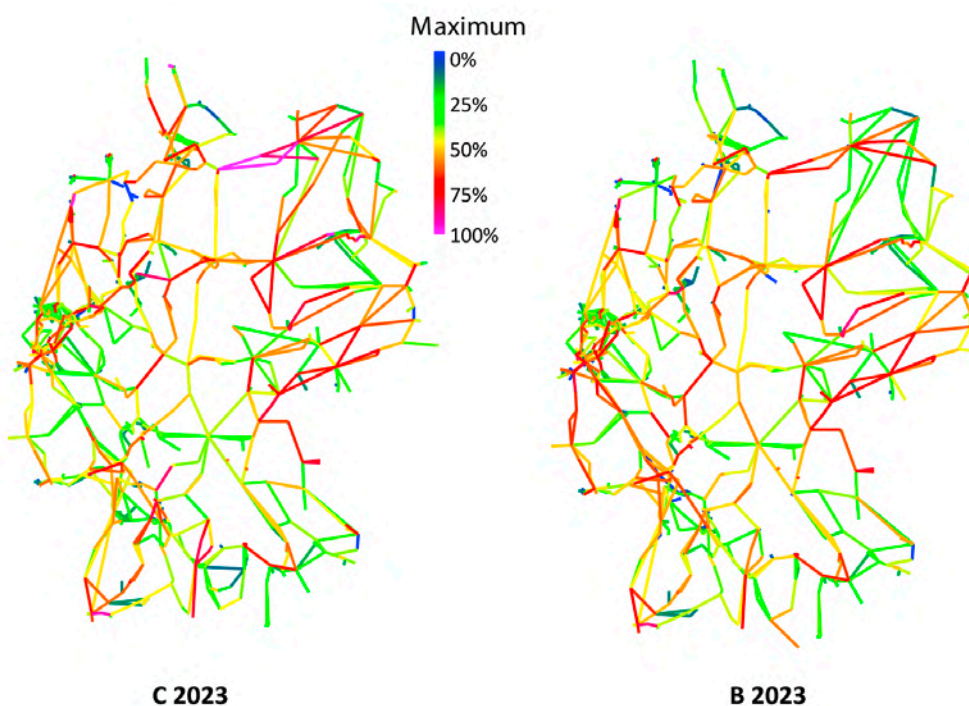
6.2.4 Szenario C 2023

Das Szenario C 2023 referenziert auf das Jahr 2023. Im Vergleich zu Szenario B 2023 ist es im Wesentlichen geprägt durch einen deutlich höheren Zubau der installierten Windenergieleistung on- und offshore auf insgesamt über 103 GW. Hiervon entfallen ca. 53 GW auf die nördlichen Bundesländer Niedersachsen, Schleswig-Holstein und Mecklenburg-Vorpommern. Der konventionelle Kraftwerkspark bleibt hiervon jedoch unberührt und ändert sich gegenüber dem Leitszenario nicht.

Abbildung 37 zeigt die Gegenüberstellung der Netzauslastung beider Szenarien für den ungestörten Fall. Die Netztopologie des Szenarios B 2023 wurde dabei übernommen und die Netzauslastung mit den entsprechenden Belastungs- und Einspeisedaten des Szenarios C 2023 berechnet.

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 37: GEGENÜBERSTELLUNG DER NETZAUSLASTUNG DER SZENARIEN C 2023 UND B 2023 IM GRUNDFALL BEI GLEICHER NETZTOPOLOGIE



Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

Erwartungsgemäß sind in den küstennahen Bereichen der Nord- und Ostsee sowie in Gebieten mit hoher installierter Onshore-Leistung bereits im Grundfall starke Aus- und Überlastungen der vorhandenen Leitungen zu erkennen. Das geografische Ungleichgewicht zwischen erhöhter Einspeisung in Norddeutschland und Entnahme in den industriereichen Ballungszentren Deutschlands führt zu einem erhöhten Übertragungsbedarf. Dies zeigt sich z. B. an deutlich höheren Auslastungen der Leitungen des nordwestlichen Niedersachsens in Richtung Rheinland und Ruhrgebiet sowie in Mecklenburg-Vorpommern in ostwestlicher Richtung und von Thüringen und Sachsen-Anhalt in Richtung Frankfurter und Stuttgarter Raum.

Bei der weiteren indikativen Analyse des Szenarios C 2023 wurde untersucht, welche Maßnahmenänderungen gegenüber dem Leitszenario B 2023 erforderlich sind. Hierzu wurde die Topologie des Ergebnisnetzes des Szenarios B 2023 übernommen. An einer begrenzten Anzahl von Stunden wurden Maßnahmen bestimmt, die zusätzlich im Szenario C 2023 erforderlich sind.

Wie im Szenario B 2023 sind bei dem Szenario C 2023 die HGÜ-Verbindungen zum weiträumigen Abtransport der Offshore- und Onshore-Windenergieleistung aus dem küstennahen Bereich in den Süden erforderlich. Aufgrund der um 18 GW höheren küstennahen Erzeugung im Szenario C 2023 gegenüber dem Szenario B 2023 sind vier zusätzliche DC-Verbindungen mit einer Übertragungsleistung von 7,3 GW notwendig. Das AC-Netz musste an drei Stellen lokal verstärkt werden.

6 MASSNAHMEN ZUR BEDARFSGERECHTEN OPTIMIERUNG, VERSTÄRKUNG UND ZUM AUSBAU DER NETZE

In der folgenden Tabelle sind alle Veränderungen für das Szenario C 2023 zusammengefasst. Jedes Projekt ist mit einer Kennnummer versehen. Im Anhang (Kapitel 10.1.2.2) ist unter dieser Kennnummer eine Beschreibung der zusätzlich notwendigen Maßnahmen hinterlegt.

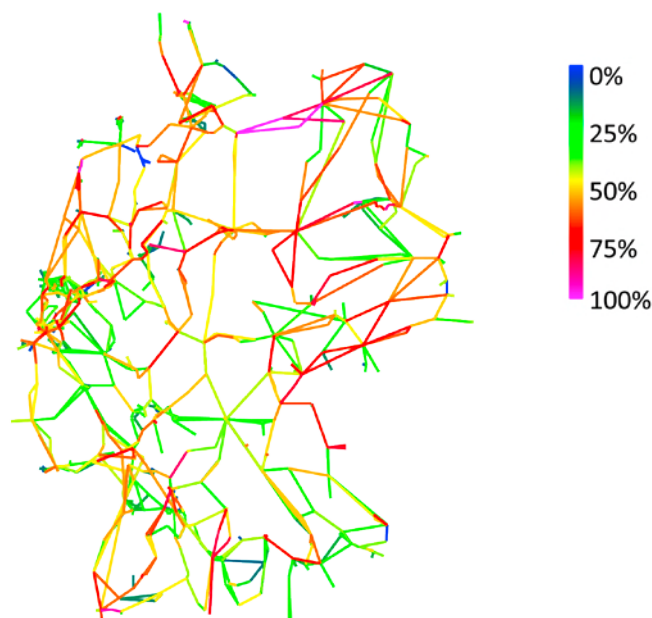
TABELLE 26: ZUSÄTZLICH BERÜCKSICHTIGTE MASSNAHMEN IM SZENARIO C 2023 GEGENÜBER DEM SZENARIO B 2023 DES NEP 2013

Nummer	Projekt	Maßnahmenummer	Maßnahme	Art der Maßnahme	NOVA	Trassenlänge Neubau	Trassenlänge Bestand
B	Korridor B: HGÜ- Verbindung Nieder- sachsen – Hessen	B03	Cloppenburg/Ost – Bürstadt	Leitung	DC-Netz- ausbau	160	500
C	Korridor C: HGÜ- Verbindung zwischen Brunsbüttel, Wilster, Kreis Segeberg und Großgartach, Raum Grafenrheinfeld, Goldshöfe	C05	Brunsbüttel – Großgartach von 1,3 GW auf 2 GW	Leitung	DC-Netz- ausbau	0	0
		C05a	Brunsbüttel – Großgartach von 2 GW (statt geplanter 1,3 GW)	Leitung	DC-Netz- ausbau	690	80
		C06a	Kreis Segeberg – Goldshö- fe 1,3 GW	Leitung	DC-Netz- ausbau	0	810
		C08	Kreis Segeberg – Raitersaich	Leitung	DC-Netz- ausbau	90	730
P40	Netzverstärkung zwi- schen Graustein und Bärwalde	M26	Graustein – Bärwalde	Leitung	Netzver- stärkung	0	22
P131	Netzverstärkung zwi- schen Ebeleben und Vieselbach	M251	Ebeleben – Vieselbach	Leitung	Netzver- stärkung	0	46
P137	Netzverstärkung zwi- schen Großgartach und Pulverdingen	M257	Großgartach – Pulverdingen	Leitung	Netzver- stärkung	0	30

Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

In der nachfolgenden Abbildung sind die Leitungsauslastungen im Grundfall für das Szenario C 2023 grafisch dargestellt. Dabei ist zu beachten, dass das identifizierte Zielnetz dargestellt wird. 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 38: AUSLASTUNG DES NETZMODELLS SZENARIO C 2023 IM GRUNDFALL



Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

Mit den durchgeführten indikativen Analysen wurden wesentliche Maßnahmen für das Szenario C 2023 ermittelt. Eine endgültige Bestimmung des Ausbaubedarfs des Szenarios C 2023 erfordert zusätzlich zu den durchgeführten indikativen Analysen eine Untersuchung aller Netznutzungsfälle.

6.2.5 Alternativszenario B 2023 (2,1 GW Ostsee)

Bei der Erstellung des O-NEP wurde im Rahmen einer alternativen Betrachtung – ausgehend vom Szenario B 2023 – indikativ untersucht, ob die Dimensionierung des 50Hertz-Übertragungsnetzes an Land ausreichend ist, um die in Kapitel 3 beschriebene zusätzliche Offshore-Leistung Ostsee aufnehmen und weitertransportieren zu können oder ob dafür in signifikantem Umfang Netzausbau bei 50Hertz nötig werden würde.

Auf Basis der diesbezüglichen Marktmodellierung sind insgesamt zwar höhere Auslastungen im Netzgebiet von 50Hertz festzustellen, es wurden jedoch lediglich Netzverstärkungen aus den durchgeführten stationären Analysen identifiziert. Eine installierte Erzeugungsleistung aus Offshore-Windenergie von 2,1 GW in der Ostsee kann mit einem weiteren, bereits vorhandenen Netzverknüpfungspunkt in Lüdershagen, mit einer Erweiterung des bestehenden Netzverknüpfungspunktes in Lubmin sowie mit einer zusätzlichen Leitungsverstärkung im südlichen Bereich des Netzgebietes von 50Hertz (Leitung Dresden/Süd – Freiberg/Nord – Röhrsdorf) integriert werden.

Die im Genehmigungsdokument für das Leitszenario empfohlene 1,3-GW-Erzeugungsleistungsgrenze bis 2023 kann daher auch durch weitere Offshore-Windpark-Projekte im untersuchten Leistungsbereich überschritten werden, ohne eine Integrierbarkeit dieser zusätzlichen Leistung grundsätzlich in Frage zu stellen.

6.3 AUSWAHL UND AUFBEREITUNG EINES NETZNUTZUNGSFALLS FÜR DIE STABILITÄTS-UNTERSUCHUNGEN

Mithilfe der Marktsimulation werden Einspeisungen und Lasten sowie Im- und Exporte für 8.760 Netznutzungsfälle berechnet. Die hieraus resultierenden Stromkreisauslastungen werden anhand der Leistungsflussberechnungen ermittelt. Für die Stabilitätsuntersuchung wurde der Nutzungsfall 788 des Szenarios B 2023 ausgewählt, weil in diesem ein hoher Nord-Süd-Transit sowohl innerhalb Deutschlands als auch länderübergreifend auftritt. Dabei erreichen eine große Anzahl von Stromkreisen hohe Auslastungen – insbesondere im mittleren und nördlichen Bereich Deutschlands. *Gleichzeitig sind vergleichsweise hohe konventionelle Einspeisungen in der Mitte Deutschlands am Netz, sodass für diesen Netznutzungsfall geringe Stabilitätsreserven zu erwarten sind.*

Die Offshore-Windeinspeisung liegt mit 12,8 GW nur knapp unter dem Jahresmaximum in Höhe von 13,6 GW, die Onshore-Windeinspeisung beträgt 26,3 GW (Jahresmaximum 45,5 GW). Die ausgewählte Stunde liegt nach Sonnenuntergang, sodass keine Einspeisung aus Photovoltaik auftritt. In diesem Netznutzungsfall speist ein hoher Anteil der konventionellen Kraftwerke ein, und zwar in den Regionen Ruhrgebiet, Rheinland, Lausitz sowie um Mannheim, Karlsruhe, Stuttgart und Leipzig (Braunkohle: 15,8 GW, Steinkohle: 21,5 GW, Gas: 6,2 GW). Diese Erzeugung deckt ca. 90 % der Last in Höhe von 77,4 GW (Jahresmaximum: 84 GW) und des Exportes in Höhe von 14,3 GW (Jahresmaximum: 24,8 GW). Die verbleibenden 10 % der Erzeugung entfallen auf Biomasse, Laufwasser und sonstige Erzeugungseinheiten.

Der Blindleistungsbedarf der 380-kV-Stromkreise des deutschen Übertragungsnetzes liegt im (n-0)-Fall bei etwa 5.900 Mvar, die Wirkleistungsverluste betragen 2.500 MW.

6.4 ERGEBNISSE DER STABILITÄTSUNTERSUCHUNGEN

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

Genannte Ortsnamen zur Bezeichnung von Anfangs- und Endpunkten sind rein netztechnische Aussagen, die der Identifikation bestehender Netzanknüpfungspunkte dienen. Eine standortscharfe Festlegung kann unter Einbezug von Umwelt- und Alternativenprüfung erst in den nachgelagerten Genehmigungsschritten erfolgen.

6.4.1 Ausgewählte Ergebnisse der Untersuchungen zur Spannungsstabilität

Blindleistungsbereitstellung

Analog zum Vorgehen des Netzentwicklungsplans Strom 2012 werden zur Deckung des Blindleistungsbedarfes (Stromkreise, Transformatoren, Last) und zur Spannungshaltung zunächst die Einspeisungen der am Netz befindlichen konventionellen Erzeugungseinheiten und der geplanten HGÜ-Konverter eingesetzt. An 75 Standorten des deutschen Übertragungsnetzes werden Kompensationsanlagen eingesetzt, um ein im stationären Betrieb übliches Spannungsniveau von ca. 405 bis 415 kV zu erreichen. Ihre Blindleistungserzeugung beträgt insgesamt etwa 27.000 Mvar. Im Vergleich zu dem im Netzentwicklungsplan Strom 2012 untersuchten Netznutzungsfall (615, Szenario B 2022) werden hier weniger zusätzliche Kompensationsanlagen benötigt, weil im untersuchten Netznutzungsfall eine größere Anzahl konventioneller Erzeugungseinheiten am Netz ist, die zusammen mit zusätzlichen HGÜ-Konvertern einen höheren Beitrag zur Deckung des Blindleistungsbedarfes leisten.

Analyse der (n-1)-Ausfallsituationen

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

Analyse der (n-2)-Ausfallsituationen

Relevante (n-2)-Ausfallsituationen wurden auf Basis der Auslastungen ermittelt, die im Grundfall und in (n-1)-Ausfallsituationen auftreten. Es wurden Ausfälle von jeweils zwei im Grundfall bzw. im (n-1)-Fall hoch ausgelasteten 380-kV-Stromkreisen untersucht. 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

Darüber hinaus wurden Ausfälle von HGÜ-Kanälen untersucht. Die Untersuchungen zeigen eine hohe Sensitivität des 380-kV-Netzes gegenüber zusätzlichem Ferntransit, der bei Ausfall von HGÜ-Verbindungen zu übernehmen ist. Dies zeigt sich insbesondere bei (n-1)-Ausfällen von HGÜ-Kanälen des Korridors C, wobei sich für die 380-kV-Stromkreise im deutschen Übertragungsnetz ein zusätzlicher Blindleistungsbedarf in Höhe von etwa 2.900 Mvar ergibt. Dieser kann mit den angenommenen Blindleistungskompensationen bei Einhaltung der geforderten Spannungsabweichungen noch gedeckt werden, sodass die sichere Beherrschbarkeit dieser (n-1)-Ausfälle gewährleistet ist. Aufgrund dieser hohen Sensitivität muss im Korridor C besonders darauf geachtet werden, dass ein Ausfall von Teilsystemen vom unterlagerten AC-Netz beherrscht wird. Dies ist bei der Konkretisierung der Projekte bezüglich einer optimalen Lösung unter Berücksichtigung von Trassenbedarf und verfügbarer Übertragungsleistung zu beachten.

Für alle untersuchten (n-2)-Ausfälle wurde die bedingte Beherrschbarkeit nachgewiesen. Hervorzuheben ist das Ergebnis für den gleichzeitigen Ausfall von zwei Kanälen des Korridors D. Die Spannung bricht in der Region um Lauchstädt, Irsching, Grafenrheinfeld und Etzenricht großräumig auf 380 kV bis 390 kV ein. Der Blindleistungsbedarf der deutschen 380-kV-Stromkreise steigt um 6.600 Mvar an und liegt damit bei insgesamt 12.500 Mvar. Die Wirkleistungsverluste der 380-kV-Stromkreise steigen um etwa 450 MW.

6.4.2 Ausgewählte Ergebnisse der Untersuchungen der transienten Stabilität

NETZGEBIET 50HERTZ

Zusammenfassende Beurteilung

Die Marktsimulation ergibt für den gewählten Netznutzungsfall 788 des Szenarios B 2023 in der Regelzone 50Hertz eine Einspeisung von 28 GW, die Last einschließlich der Netzverluste beträgt 14,5 GW. Die Regelzone hat ein Exportsaldo von 13,5 GW.

Der Netznutzungsfall zeichnet sich dadurch aus, dass trotz einer hohen Windeinspeisung von 12,1 GW (onshore 10,9 GW, offshore 1,2 GW) auch die thermischen Erzeugungseinheiten mit einer hohen Leistung von 13,3 GW einspeisen. In diesem Netznutzungsfall ergeben sich maximale Belastungen im (n-0)-Fall von 1,7 kA (Wolmirstedt – Klostermansfeld), von 1,5 kA (Hamburg/Nord-Dollern), von 2,2 kA (Klostermansfeld – Lauchstädt) und von 2,0 kA (Streumen – Röhrsdorf). Die Kuppelleitungen in Richtung TenneT sind mit max. 1,9 kA (Remptendorf – Redwitz) belastet.

In diesem Netznutzungsfall sind zum einen die Stromkreise durch das hohe Transportvolumen stark belastet, und zum anderen speisen zahlreiche konventionelle Erzeugungseinheiten flächendeckend mit Nennleistung ein.

Im Hinblick auf etwas härtere Randbedingungen für die Stabilitätsuntersuchungen wurde die Einspeiseleistung der Offshore-Windparks in der Ostsee von 1,2 GW auf insgesamt 2 GW angepasst, entsprechend einer installierten Leistung von 2,1 GW. Diese zusätzliche Leistung wird durch den Einsatz der Pumpspeicherwerke Goldisthal, Hohenwarte und Markersbach im Pumpbetrieb kompensiert.

Damit liegen die Annahmen auf der sicheren Seite und schaffen tendenziell ungünstige Voraussetzungen für die transiente Stabilität, die exemplarisch anhand von zwei ausgewählten Beispielen im Folgenden untersucht wird. Dennoch wird in beiden Fällen die sichere Beherrschbarkeit von konzeptgemäß geklärten Fehlern nachgewiesen. Dies gilt auch für nicht konzeptgemäße Fehlerklärung durch Schutzüberfunktion, wobei mehr als ein Stromkreis ausfällt.

6 MASSNAHMEN ZUR BEDARFSGERECHTEN OPTIMIERUNG, VERSTÄRKUNG UND ZUM AUSBAU DER NETZE

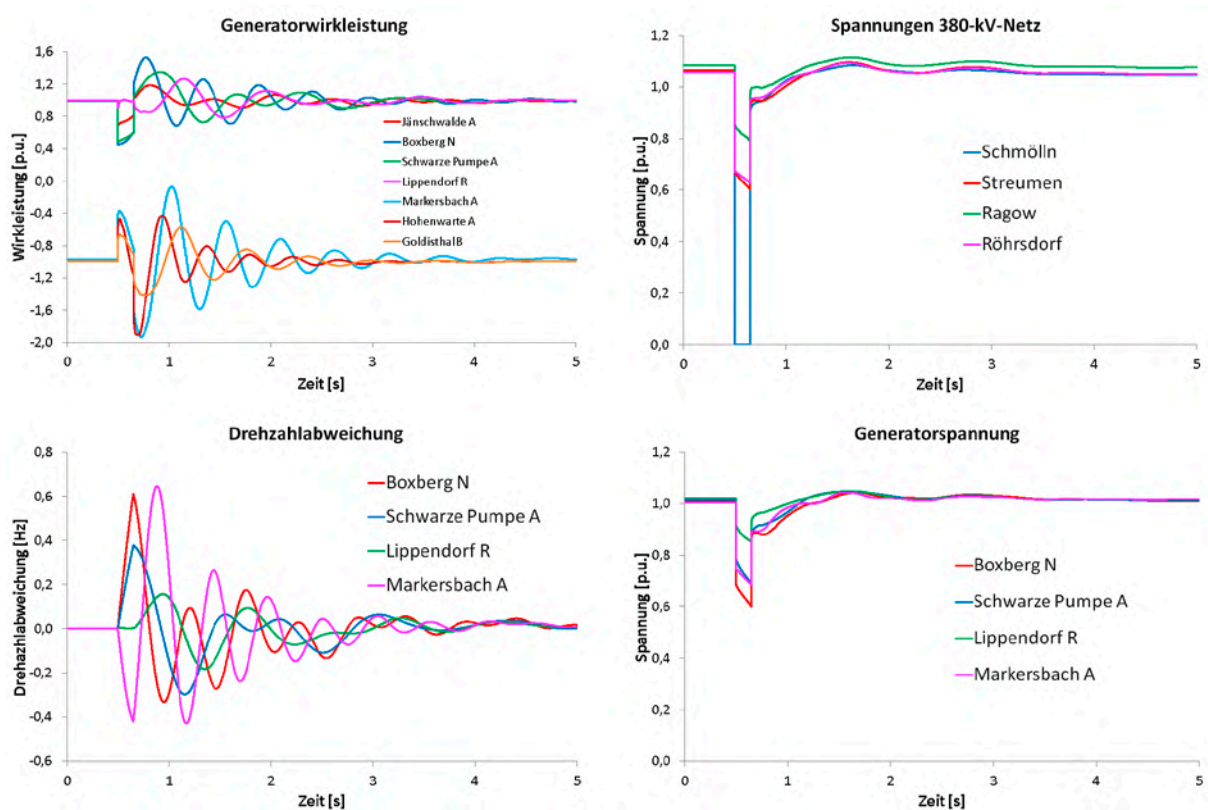
Der im NEP 2012 untersuchte Netznutzungsfall (Szenario C 2022, Stunde 735) ist im Vergleich zu dem hier ausgewählten Fall für das Netzgebiet von 50 Hertz noch etwas kritischer, begründet durch höhere Windeinspeisung, das höhere Regelzonensaldo sowie die dadurch insgesamt etwas höheren Stromkreisauslastungen. Dies kann dazu führen, dass zusätzliche stabilitätsstützende Einrichtungen erforderlich werden, wie im NEP 2012 dargelegt wurde.

Kurzschluss in der Nähe der Anlage Schmölln mit Schutzüberfunktion

Untersucht wird ein 3-poliger Kurzschluss auf einem Stromkreis der Doppelleitung Bärwalde – Schmölln (ca. 1,5 kA Vorbelastung) in der Nähe der Anlage Schmölln mit konzeptgemäßer Fehlerklärung nach 150 ms und Ausfall des Parallelsystems Bärwalde – Schmölln bedingt durch eine angenommene Überfunktion des Netzschutzes. Der betrachtete Fall zeigt die Fähigkeit des Übertragungsnetzes, den Ausfall einer hoch belasteten Doppelleitung zwischen den Lausitzer Kraftwerken und dem Großraum Dresden sicher zu beherrschen. Das Fehlerszenario führt zu einer hohen Auslastung des Transitkorridors Bärwalde – Streumen – Röhrsdorf.

Die in Abbildung 39 dargestellten Ergebnisse zeigen, dass die Generatorspannungen und die Netzspannungen in Röhrsdorf, Streumen und Ragow ca. 500 bzw. 600 ms nach Fehlerklärung wieder ihren Vorfehlerwert erreichen. Die Leistungspendelungen der Generatoren klingen ausreichend gedämpft ab, wobei aber festgestellt werden muss, dass die Amplitude bei den sich im Pumpbetrieb befindlichen, weiter entfernten Pumpspeicherkraftwerken Goldisthal und Hohenwarte bemerkenswert hoch sind. Die Drehzahlabweichung der Generatoren, insbesondere in Markersbach und Boxberg, Block N, lässt sich durch das vergleichsweise geringe Trägheitsmoment der Generatorturbosätze und die Nähe zum Fehlerort erklären.

ABBILDUNG 39: 3-POLIGER KURZSCHLUSS AUF EINEM STROMKREIS BÄRWALDE – SCHMÖLLN MIT KONZEPTGEMÄSSER FEHLERKLÄRUNG NACH 150 MS UND AUSFALL BEIDER STROMKREISE



Kurzschluss in der Nähe der Anlage Güstrow mit Schutzüberfunktion

Untersucht wird ein 3-poliger Kurzschluss auf der Leitung Güstrow – Görries (ca. 0,8 kA Vorbelastung) in der Nähe der Anlage Güstrow mit konzeptgemäßer Fehlerklärung nach 150 ms und Ausfall des Parallelsystems Güstrow – Wessin bedingt durch eine angenommene Überfunktion des Netzschutzes. Der betrachtete Fall zeigt den Ausfall einer Doppelleitung zwischen dem Erzeugungszentrum im Nordosten (HGÜ- und Offshore-Einspeisungen) und dem Großraum Hamburg. Der Ausfall des Doppelsystems führt zu einer stärkeren Belastung des Transitkorridors Güstrow – Wolmirstedt – Helmstedt/Wahle (TenneT).

Der Fehlerort liegt im nördlichen Bereich des Netzgebiets von 50Hertz und damit in elektrischer Nähe zu den Kraftwerken Moorburg, Rostock und Reuter. Ihre Generatoren werden daher durch den Fehler zu Pendelungen angeregt (siehe Abbildung 40). Die Einbindung der Anlage Bentwisch (Einspeisepunkt des Kraftwerks Rostock) in das 380-kV-Netz wird gegenüber dem heute bereits bestehenden Netz nicht verändert, sodass die geringen Reserven der transienten Stabilität für das Kraftwerk Rostock bei Kurzschlüssen in der näheren Umgebung der Anlage Güstrow bestehen bleiben. Anhand der Zeitverläufe in Abbildung 40 ist erwartungsgemäß zu erkennen, dass das Kraftwerk Rostock nahe an der Grenze der Stabilität betrieben wird, was sich neben der hohen Wirkleistungsamplitude auch an der verzögerten Spannungswiederkehr zeigt. Der Spannungsverlauf liegt noch innerhalb der Anforderungen an Kraftwerke, sodass der Weiterbetrieb bei konzeptgemäßem Verhalten nicht gefährdet ist.

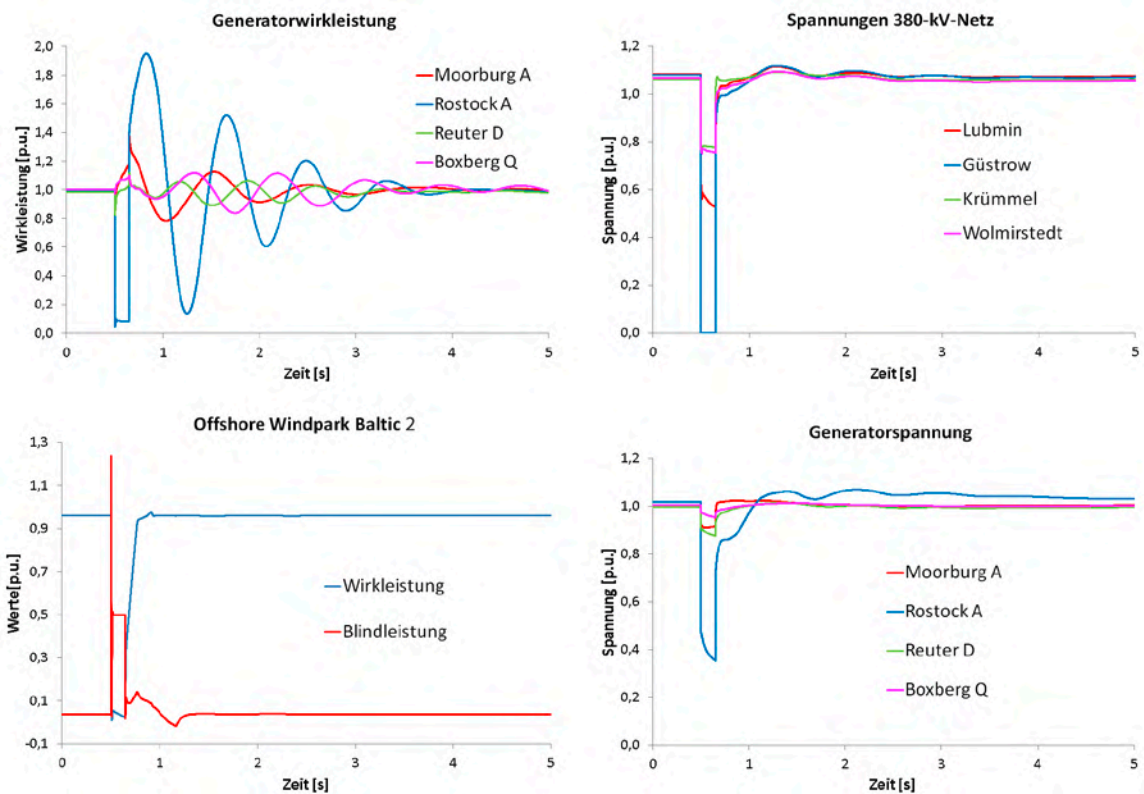
Das hier angenommene Fehlerszenario kann bei ungünstigen Arbeitspunkten des Generators (Nennwirkleistung und untererregte Betriebsweise) zum Verlust der transienten Stabilität und somit zur Trennung des Kraftwerks vom Netz führen, was jedoch aufgrund der hier angenommenen nicht konzeptgemäßen Funktion des Netzschutzes zulässig ist.

Weiterhin dargestellt sind die Wirk- und Blindleistungseinspeisungen des Offshore-Windparks Baltic 2. Dieser befindet sich ca. 135 km vom onshoreseitigen Netzverknüpfungspunkt Bentwisch entfernt. Baltic 2 verhält sich während des Fehlers und nach Fehlerklärung anforderungsgerecht, d. h. es erfolgt eine zusätzliche Blindstromeinspeisung zur Spannungsstützung. Die schnelle Regelung der Windturbinen (hier als Vollumrichter modelliert) sorgt für eine schnelle Wirkleistungsrückkehr innerhalb von 500 ms nach Fehlerklärung.

Insgesamt werden in den untersuchten Fehlerszenarien die Kriterien der transienten Stabilität erfüllt. In den untersuchten Fällen wurde keine Auswirkung auf die weiträumige Funktion des Übertragungsnetzes festgestellt.

6 MASSNAHMEN ZUR BEDARFSGERECHTEN OPTIMIERUNG, VERSTÄRKUNG UND ZUM AUSBAU DER NETZE

ABBILDUNG 40: 3-POLIGER KURZSCHLUSS AUF DEM STROMKREIS GÜSTROW - GÖRRIES MIT FEHLERKLÄRUNG NACH 150 MS UND AUSFALL DES PARALLELSYSTEMS GÜSTROW - WESSIN



Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

NETZGEBIET AMPRION

Zusammenfassende Beurteilung

Neben der Konzentration von Windanlagen im Norden ist für das Netzgebiet von Amprion eine hohe Einspeisung konventioneller Kraftwerke, insbesondere im Rhein-Ruhr-Gebiet, charakteristisch. Zusätzlich müssen bei hoher Windeinspeisung hohe Transite übernommen werden: Im Norden wird Leistung aus der Regelzone TenneT aufgenommen, im Süden wird Leistung an angrenzende deutsche und ausländische Netzgebiete abgegeben. Hierdurch ergeben sich für Amprion vor allem steigende Anforderungen bezüglich des Blindleistungshaushalts und der Spannungshaltung.

In Bezug auf die transiente Stabilität wurden keine Verletzungen der zugrunde gelegten Bewertungskriterien für das Szenario B 2023 und den betrachteten Netznutzungsfall identifiziert. Durch die zentrale Lage und die sehr gute 380-kV-Vermaschung des Netzgebietes von Amprion spielt die Netzvorbelastung in der hier betrachteten Größenordnung für die transiente Stabilität eine eher untergeordnete Rolle. Die wesentlichen Einflussgrößen sind die Fehlerklärungszeit, die nach Fehlerklärung anstehende Netzkurzschlussleistung und der Betriebspunkt der Generatoren vor dem Eintritt des Fehlers.

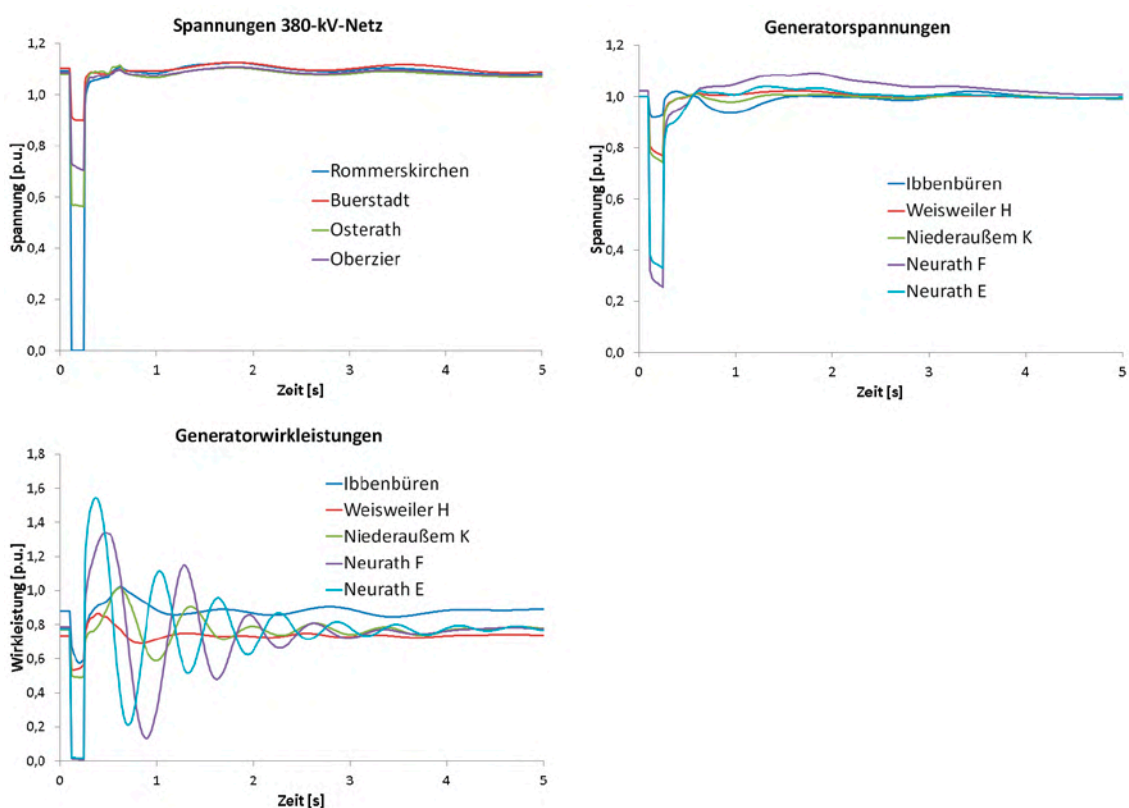
Kurzschluss auf dem Stromkreis Mittelrhein mit einer Fehlerdauer von 150 ms

Abbildung 41 zeigt ausgewählte Ergebnisse für die Simulation eines konzeptgemäß geklärten 3-poligen Kurzschlusses (Fehlerdauer: 150 ms) auf dem Stromkreis Mittelrhein in unmittelbarer Nähe der Anlage Rommerskirchen. Der betroffene Stromkreis wird zur Fehlerklärung freigeschaltet. Der Verlauf der Netzspannungen während des Fehlers und unmittelbar nach Fehlerklärung ist vergleichbar zur heutigen Situation. Die durch den Netzfehler angeregten Generatorwirkleistungspendelungen sind durch die Pendeldämpfungsgeräte gut gedämpft. Bei den in elektrischer Nähe zum Fehlerort befindlichen Generatoren Neurath F und Neurath E treten zwar deutlich höhere,

aber bei konzeptgemäßer Funktion der Regelung beherrschbare Wirkleistungspendelungen auf als bei den weiter entfernt liegenden Kraftwerksblöcken Ibbenbüren und Weisweiler H.

Insgesamt sind die Auswirkungen auf die Erzeugungseinheiten und das Netz beherrschbar, sodass diese Fehler-situation entsprechend den Bewertungskriterien beherrscht werden kann. Voraussetzung ist allerdings, dass sich die Erzeugungseinheiten, wie hier angenommen, anforderungsgerecht verhalten und sich bei den konzeptgemäß geklärten Netzfehlern nicht vom Netz trennen.

ABBILDUNG 41: 3-POLIGER KURZSCHLUSS AUF DEM STROMKREIS MITTELRHEIN (FEHLERDAUER: 150 MS)



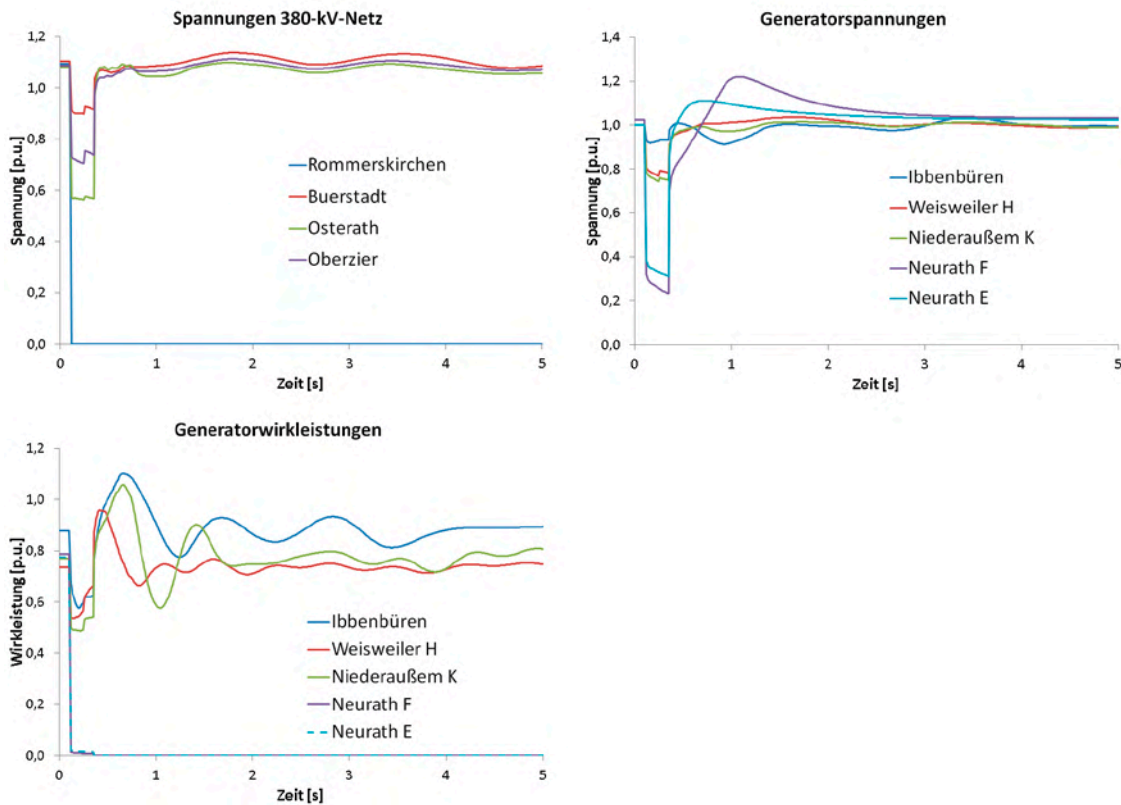
Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

Kurzschluss auf dem Stromkreis Mittelrhein mit einer Fehlerdauer von 250 ms

Abbildung 42 zeigt die Simulationsergebnisse für dieselbe Störung bei nicht konzeptgemäßer Fehlerklärung. In der Anlage Sechtem wird der Stromkreis Mittelrhein weiterhin konzeptgemäß nach 150 ms getrennt. In Rommerskirchen wird ein 3-poliger Schalter- oder Schutzversager angenommen. Daher muss der Fehler geklärt werden, indem die 380-kV-Sammelschiene in Rommerskirchen, an die der Stromkreis Mittelrhein angeschlossen ist, vollständig freigeschaltet wird. Die Folgen sind eine verlängerte Fehlerdauer von 250 ms, der Ausfall aller dort angeschlossenen Stromkreise und damit auch der Ausfall der Blöcke Neurath F und Neurath E mit einer Gesamterzeugungsleistung von ca. 1.650 MW. Dies wird beherrscht, wenn alle Regelungen und Schutzfunktionen wie gefordert funktionieren.

Durch den entkuppelten Betrieb in Rommerskirchen sind die Wirkleistungspendelungen des Generators Niederaußem K vergleichbar gering und ausreichend gut gedämpft.

ABBILDUNG 42: 3-POLIGER KURZSCHLUSS AUF DEM STROMKREIS MITTELRHEIN (FEHLERDAUER: 250 MS)



Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

NETZGEBIET TENNET

Zusammenfassende Beurteilung

Die für die Stabilitätsanalyse ausgewählte Belastungssituation aus dem Szenario B 2023 ist durch hohe Transite durch das Netzgebiet von TenneT gekennzeichnet. Diese werden zum einen durch die hohe Windenergieeinspeisung in Norddeutschland verursacht. Zum anderen werden zusätzliche Transite in einer Größenordnung von 4.500 MW durch Importe aus Skandinavien sowie 12.200 MW aus dem Netzgebiet von 50Hertz hervorgerufen. Insbesondere beträgt der Import aus Dänemark in der ausgewählten Belastungssituation mit 2.500 MW mehr als das Zweifache gegenüber dem im Rahmen des NEP 2012 untersuchten Fall – hier lag der Import aus Dänemark nur bei 1.000 MW.

Zur Stabilitätsanalyse wurden verschiedene Fehlerszenarien simuliert. Neben 3-poligen Leitungskurzschlüssen wurden Kurzschlüsse mit Doppelleitungsausfällen, HGÜ-Ausfälle sowie Sammelschienenfehler simuliert. Die Fehlerdauer wurde für konzeptgemäß geklärte Fehler auf 150 ms gesetzt und bei nicht konzeptgemäß geklärten Kurzschlüssen auf 300 ms verlängert.

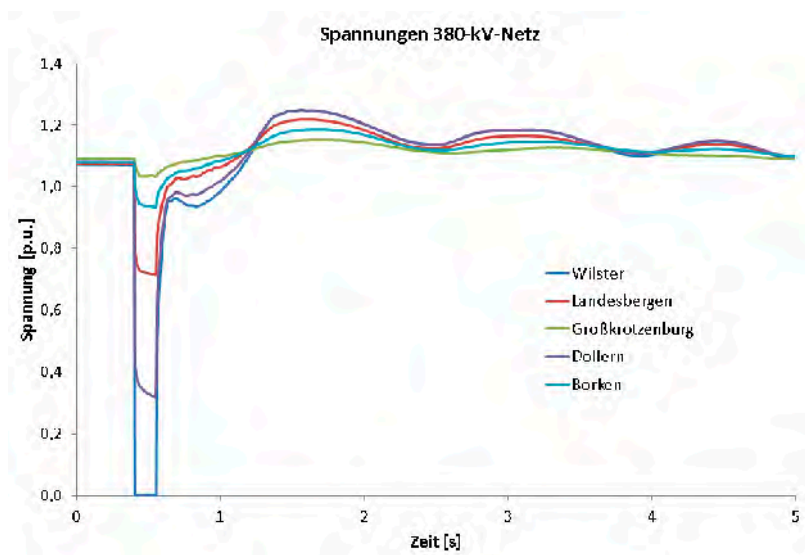
Zu kritischen Situationen kam es in den Simulationsrechnungen bei Kurzschlüssen mit verlängerten Fehlerklärungszeiten, wie sie beispielsweise bei fehlerhafter Schutzfunktion auftreten können.

Konzeptgemäß geklärte Fehler

Die durchgeführten Simulationen zeigen für konzeptgemäß geklärte Fehler ein robustes Systemverhalten. Nach Fehlerklärung stabilisiert sich die Netzspannung wieder in dem zulässigen Band, wobei die Kriterien hinsichtlich des Verlaufs der Spannungen an den Kraftwerksgeneratoren und ihren Netzanschlusspunkten eingehalten werden. Auch der Ausfall von zwei HGÜ-Verbindungen wird beherrscht. Dieses günstige Systemverhalten lässt sich u. a. durch folgende Punkte erklären:

- Eine Gefährdung der weiträumigen transienten Stabilität ist insbesondere bei hohen Nord-Süd-Transiten in Verbindung mit einer Konzentration konventioneller Kraftwerksleistung in den nördlichen Randgebieten gegeben. In dem betrachteten Netznutzungsfall speisen jedoch nur wenige konventionelle Kraftwerke in die TenneT-Regelzone, besonders in Norddeutschland, ein.
- Durch den AC-Netzausbau und die Umstellung von 220-kV-Stromkreisen auf 380 kV werden die wirksamen und die Stabilität maßgeblich bestimmenden Netzreaktanzen deutlich verringert.
- Durch die VSC-HGÜ wird die Spannung dynamisch sehr gut gestützt und der Spannungstrichter nach Netzkurzschlüssen begrenzt. Die Wiederaufnahme der Transportaufgabe nach einem Kurzschluss im Netz erfolgt nahezu unverzögert nach Spannungswiederkehr.
- Die stabilitätsrelevanten Belastungsgrenzen werden in dem betrachteten Netznutzungsfall nicht vollständig ausgeschöpft.
- Positive Auswirkungen, insbesondere auf die transiente Stabilität, ergeben sich auch durch den schrittweisen Ersatz von Windkraftanlagen mit direkt gekoppeltem Asynchrongenerator durch Windkraftanlagen mit doppeltgespeistem Asynchrongenerator bzw. mit Vollumrichter.

ABBILDUNG 43: 3-POLIGER KURZSCHLUSS IN DER NÄHE DES UW WILSTER, AUSFALL EINES STROMKREISES NACH DOLLERN (FEHLERDAUER: 150 MS)



Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

Die in Abbildung 43 gezeigte Simulationsrechnung zeigt das dynamische Verhalten bei einem Netzfehler mit Ausfall eines Stromkreises: Nach einem Kurzschluss in der Nähe des UW Wilster wird im Rahmen der Fehlerklärung ein Stromkreis nach Dollern getrennt. Die Spannungen gelangen unmittelbar nach der Fehlerklärung wieder in den zulässigen Bereich. Die Pendelungen sind ausreichend gut gedämpft. Die Störung wird somit insgesamt sicher beherrscht.

Nicht konzeptgemäß geklärte Fehler

3-polige Kurzschlüsse mit einer Fehlerklärungszeit von 300 ms stellen ein sehr unwahrscheinliches Fehlerszenario dar. Dennoch sind solche nicht konzeptgemäß geklärten Fehler auslegungsrelevante Fälle, die noch kontrolliert zu beherrschen sind und nicht zu kaskadierenden Vorgängen mit dem Risiko eines Systemzusammenbruchs führen dürfen. In diesem Zusammenhang ist eine Teilnetzbildung bei einer Unterbrechung hoher Transite und entsprechend hohen Frequenzabweichungen als kritisch zu sehen.

Die Gefahr eines Verlustes der Winkelstabilität steigt mit erhöhter Fehlerklärungszeit und steigenden Transiten. Während des Kurzschlusses kann in dem vom Spannungseinbruch betroffenen Transitkorridor weniger Leistung übertragen werden. Die nicht übertragene Energie steigt mit der Fehlerklärungszeit an und führt zur Beschleunigung der synchron rotierenden Massen im Exportgebiet. Hierdurch kann nach Fehlerklärung der Synchronismus verloren gehen. Netzausbau dient nur dann zur Verbesserung der Stabilität, wenn ihre Verknüpfungspunkte ausreichend außerhalb des Spannungstrichters bei Netzfehlern liegen.

Die Simulationsrechnungen mit einer Fehlerklärungszeit von 300 ms führten bei mehreren untersuchten Fehlerszenarien mit Fehlerorten in Niedersachsen und Schleswig-Holstein zur Winkelinstabilität. Abhängig von Fehlerart und Ort zeigten die Simulationsrechnungen den Verlust der Winkelstabilität von Generatoren beziehungsweise das Durchschlüpfen, also den Asynchrongang des Netzgebietes Dänemarks mit Teilen Schleswig-Holsteins. Ein solcher Asynchrongang würde zu vorübergehenden weiträumigen Spannungseinbrüchen und zur Abtrennung dieses Netzbereichs vom Verbundnetz führen.

Dieses Verhalten und die damit verbundenen Risiken wurden bereits im NEP 2012 identifiziert. Ihre sichere Beherrschung erfordert ggf. spezielle Vorkehrungen mithilfe automatischer Maßnahmen im Rahmen des Systemschutzes (Defence Plan). Gegenstand einer bereits initiierten bilateralen Studie ist die Festlegung einer geeigneten Netztopologie und Technologie im Hinblick auf ein robustes Systemverhalten auch für einen zukünftig steigenden Transitbedarf. Betrieblich kann eine temporäre Begrenzung der grenzüberschreitenden Transite die Situation deutlich entspannen.

NETZGEBIET TRANSNETBW

Zusammenfassende Beurteilung

Im ausgewählten Netznutzungsfall (Szenario B, Stunde 788) zeichnet sich das Netzgebiet der TransnetBW durch einen hohen Einsatz von konventionellen Kraftwerken aus, welche durchweg übererregt betrieben werden. Die übererregte Betriebsweise wirkt sich günstig auf die transiente Stabilität aus. Die Pumpspeicher im Schwarzwald laufen im Phasenschieberbetrieb und wirken damit spannungsstabilisierend. Im Gegensatz zur Situation in Nord- und Mitteldeutschland ist die Leitungsauslastung moderat. An den Knoten Philippsburg, Großgartach und Goldshöfe enden HGÜ-Verbindungen aus dem Rheinland und aus der Region um Hamburg mit aktiv geregelter Spannungsstützung. Weitere HGÜ-Verbindungen enden im angrenzenden Netzgebiet in Urberach, Grafenrheinfeld und Meitingen. Zur Blindleistungskompensation stehen 4 MSCDN-Einheiten zu je 250 Mvar an den Standorten Goldshöfe, Mühlhausen, Oberjettingen und Engstlatt zur Verfügung.

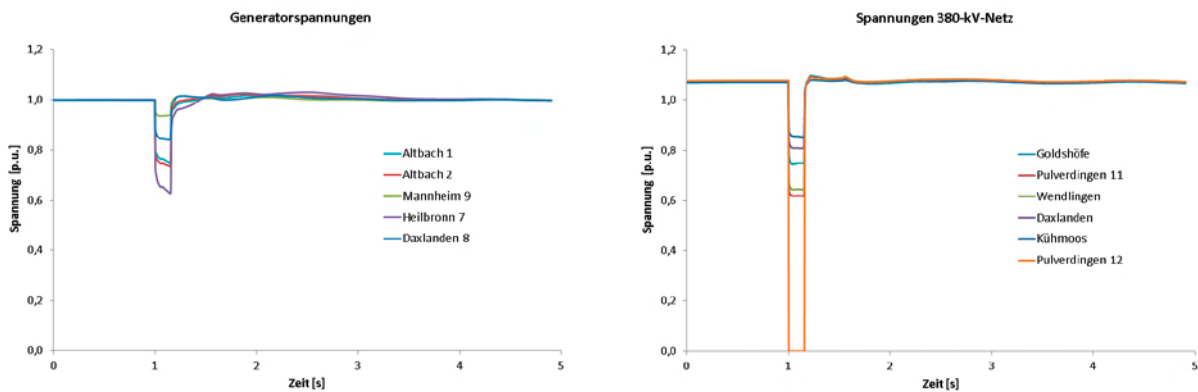
Es wurden Sammelschienenfehler, Leitungsfehler, DC-Fehler und Kraftwerksausfälle gerechnet. Bei allen untersuchten Fällen sind für den untersuchten Netznutzungsfall bei konzeptgemäß geklärten Fehlern keine unzulässigen Zustände bezüglich transientscher Stabilität (einzelner Generatoren und Generatorgruppen), dynamischer Spannungsstabilität und Einhaltung erlaubter Generatorgrenzen festgestellt worden.

Die Anforderungen gemäß den Planungsgrundsätzen für nicht konzeptgemäß geklärte Fehler mit verlängerten Fehlerklärungszeiten oder Doppelausfällen, z. B. aufgrund von Schutzüberfunktionen, werden eingehalten, d. h. es kommt zu keinen unzulässigen weiträumigen Auswirkungen oder kaskadierenden Auslösungen. Ebenso haben die Ausfälle einzelner Kraftwerke keine Beeinträchtigung der Systemstabilität ergeben.

3-poliger Kurzschluss nahe der 380-kV-Schaltanlage Pulverdingen mit einer Fehlerdauer von 150 ms

Zur Veranschaulichung der insgesamt unproblematischen Situation zeigt Abbildung 44 exemplarisch einen konzeptgemäß geklärten 3-poligen Fehler auf einem Stromkreis in nächster Nähe der 380-kV-Schaltanlage Pulverdingen. Wie bei der moderaten Netzbelastung zu erwarten ist, bleiben die Ströme auch nach der Fehlerklärung im unkritischen Bereich. Außerdem erholt sich die Spannung sehr schnell. Dies ist ein Zeichen für eine gute transiente Stabilität.

ABBILDUNG 44: 3-POLIGER KURZSCHLUSS NAHE DER 380-KV-SCHALTANLAGE PULVERDINGEN MIT EINER FEHLERDAUER VON 150 MS (LINKS: SPANNUNGEN AN AUSGEWÄHLTEN GENERATOREN; RECHTS: SPANNUNGEN AN AUSGEWÄHLTEN 380-KV-KNOTEN)



Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

6.5 ERGEBNIS UND EMPFEHLUNG

Systemsicherheit, Wirtschaftlichkeit und bedarfsgerechte Auslegung des Übertragungsnetzes sind neben einer Minimierung der zusätzlichen Rauminanspruchnahme die wesentlichen Prämissen der Netzplanung. Für den Netzentwicklungsplan sind daher Maßnahmen zur Netzoptimierung, Netzverstärkung und zum Netzausbau zu ermitteln, die zusammen mit dem Startnetz sowie den Maßnahmen, die durch die BNetzA im NEP 2012 bestätigt und für den Bundesbedarfsplan vorgeschlagen wurden, sowohl der vorrangigen Einspeisung erneuerbarer Energien und KWK-Anlagen als auch der Gewährleistung der System- und Versorgungssicherheit und Stabilität genügen. Diese Maßnahmen sind als Gesamtkonzept aufeinander abgestimmt, sodass diese Forderungen erfüllt sind.

Im Ergebnisnetz für das Szenario B 2023 sind die Maßnahmen der Startnetztopologie enthalten. Diese gliedern sich in verbindliche Maßnahmen, die in den nächsten drei Jahren erforderlich sind sowie Planungen der Folgejahre, die sich in Umsetzung bzw. in Planungsverfahren befinden (siehe Kapitel 6.2.1). Ebenso sind die durch die BNetzA im NEP 2012 bestätigten und für den Bundesbedarfsplan vorgeschlagenen Maßnahmen aus dem NEP 2012 Bestandteil des Ergebnisnetzes.

Da mit den genannten Maßnahmen noch kein bedarfsgerechtes und sicher betreibbares Netz vorliegt, wurden zusätzliche Maßnahmen ermittelt. Wichtige Treiber hierfür sind die Erzeugung von Windenergie offshore und onshore im küstennahen Bereich sowie der erhöhte Energieaustausch mit dem Ausland im Vergleich zum NEP 2012. An der polnischen und tschechischen Grenze mussten durch netztechnische Maßnahmen Leistungsflüsse (Ringflüsse) von Deutschland Richtung Südeuropa über diese Länder begrenzt werden. Dies hat zur Folge, dass sich der Ausbaubedarf innerhalb Deutschlands zusätzlich erhöht. Mit deren Zunahme steigen die innerdeutschen Leistungstransporte um 5 GW, und damit steigt auch das erforderliche Netzausbauvolumen. Die vier HGÜ-Korridore A bis D übernehmen dabei im Wesentlichen die weiträumige Übertragungsaufgabe vom Norden in den Süden und leisten dadurch einen unverzichtbaren Beitrag für die Systemsicherheit.

Trotz des Einsatzes der Gleichstromtechnologie für die weiträumige Übertragungsaufgabe kann der zusätzliche Ausbau des 380-kV-Drehstromnetzes nicht vermieden werden. Zur Minimierung des Bedarfs an neuen Trassen wird dieser Ausbau soweit möglich in den Trassen insbesondere des heutigen 220-kV-Netzes angestrebt. Die Versorgung der unterlagerten Verteilungsnetze erfordert entsprechend den Erhalt und Ausbau von Drehstromtechnik in diesen Bereichen.

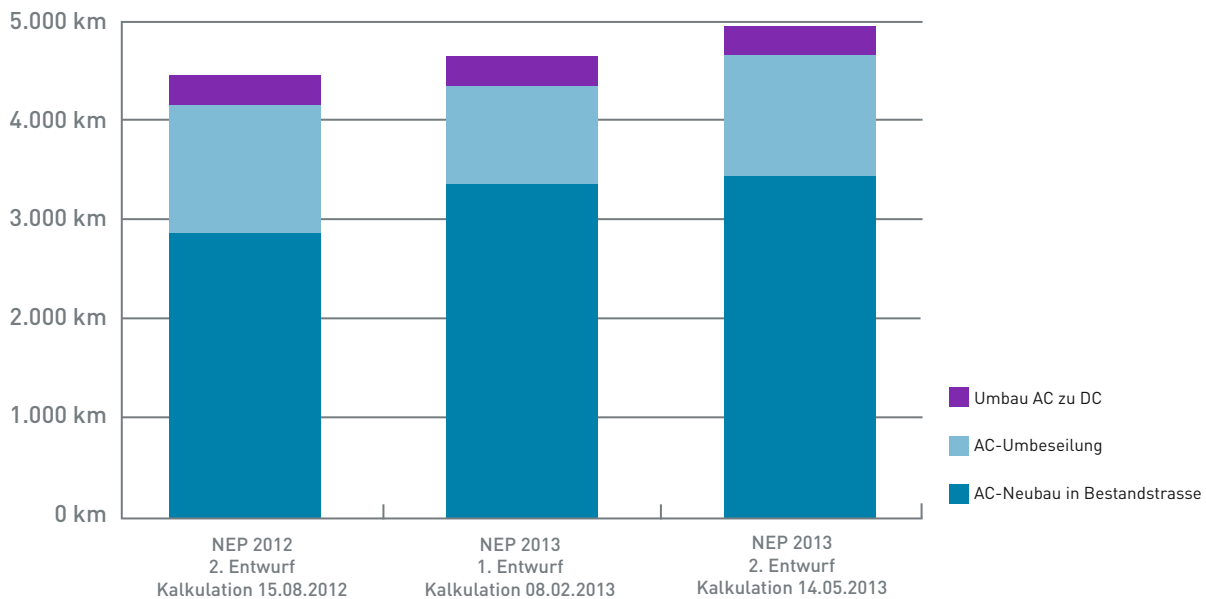
6 MASSNAHMEN ZUR BEDARFSGERECHTEN OPTIMIERUNG, VERSTÄRKUNG UND ZUM AUSBAU DER NETZE

Ausgehend vom heutigen Ist-Netz mit rund 35.000 km Höchstspannungsstromkreisen liegt das Volumen der Netzverstärkungen auf Bestandstrassen (Umbeseilung oder Stromkreisauflagen, Neubau einer leistungsfähigeren Leitung in bestehenden Trassen) bei rund 4.900 km. Der notwendige Netzausbaubedarf für Leitungen in neuen Trassen beträgt ca. 3.800 km. In diesem Neubau sind die deutschen Anteile von drei DC-Interkonnektoren nach Belgien, Dänemark und Norwegen mit einer landseitigen Länge von rund 200 km enthalten.

Der Umfang der einzelnen Maßnahmen im NEP 2012 und im NEP 2013 unterscheidet sich bei einigen Projekten. Beispielsweise ergab sich im NEP 2012 bei einigen Leitungen die Notwendigkeit einer Erhöhung der Stromtragfähigkeit. Zunächst wurde von der Planung ein Ersatzneubau (Netzverstärkung) zur Lösung der Übertragungsaufgabe auf ganzer Länge unterstellt. Im Rahmen der technischen Detailplanung fand man eine einfachere Lösung zur Erhöhung der Übertragungsfähigkeit. Dadurch reduzierte sich der Umfang der Maßnahme. Dieser kontinuierliche Optimierungsprozess führt auch zu Differenzen in den Längenangaben zwischen dem ersten und zweiten Entwurf des NEP 2013. Für noch zu beobachtende Maßnahmen können noch keine realistischen Inbetriebnahmezeiten angegeben werden.

In den Abbildungen 45 und 46 sind die jeweiligen Ausbauvolumina illustriert und den entsprechenden Zahlen des relevanten Szenarios B 2022 des NEP 2012 gegenübergestellt.

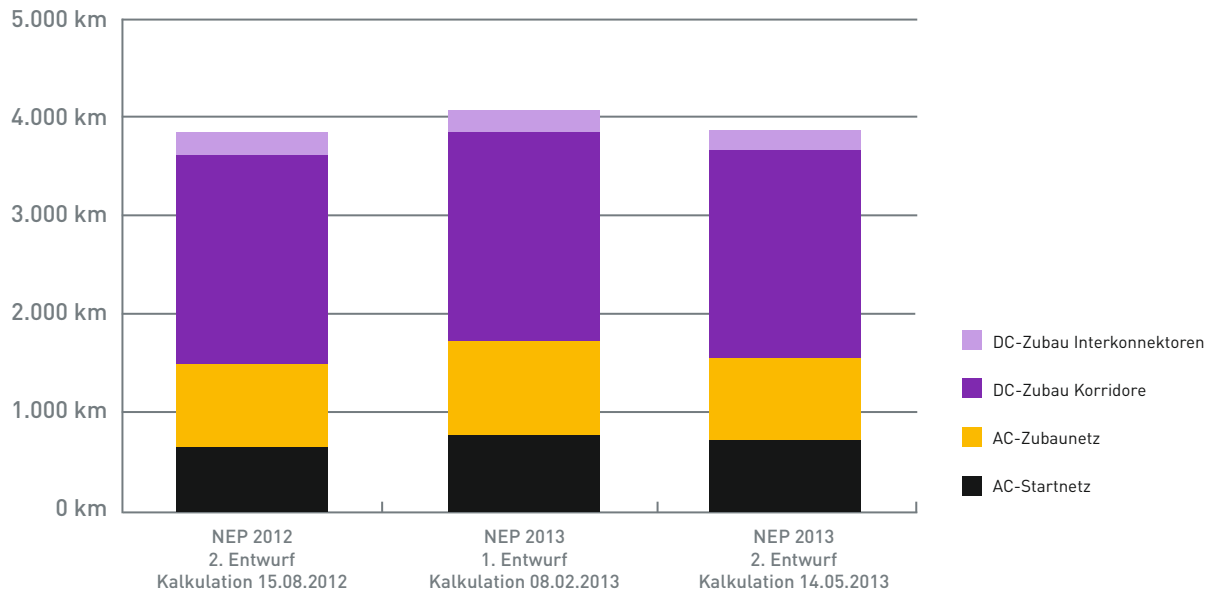
ABBILDUNG 45: TRASSENVERSTÄRKUNGEN IM BESTAND



Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

6 MASSNAHMEN ZUR BEDARFSGERECHTEN OPTIMIERUNG, VERSTÄRKUNG UND ZUM AUSBAU DER NETZE

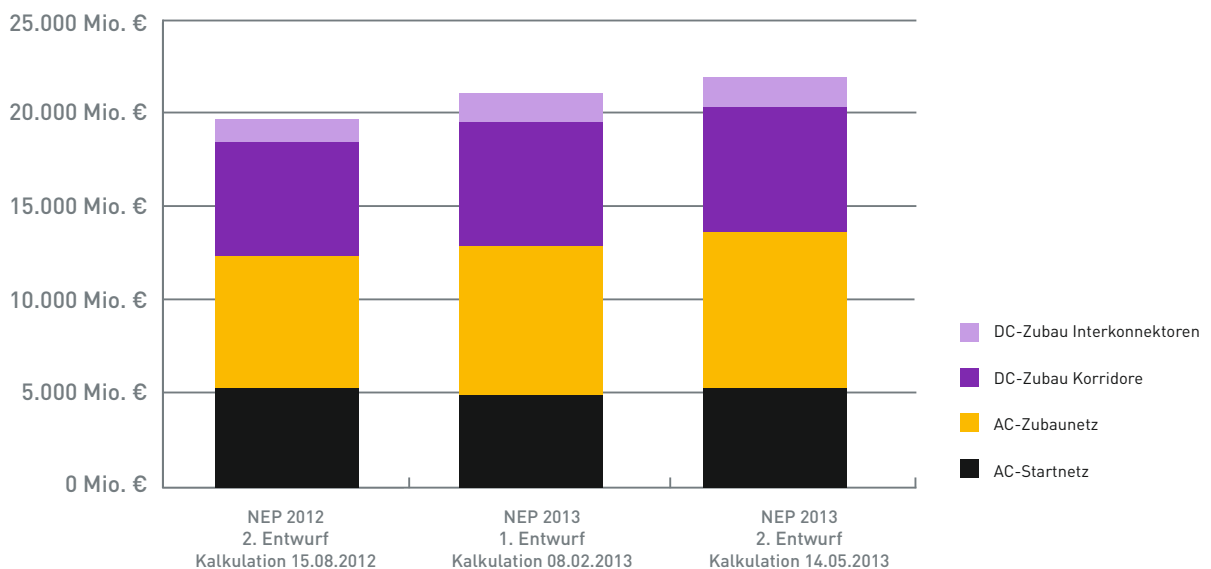
ABBILDUNG 46: NEUBAUTRASSEN



Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

In Abbildung 47 sind die geschätzten Investitionskosten für die Netzverstärkungen und Netzausbauten dargestellt. Sie werden ebenfalls mit den Werten des Szenarios B 2022 des NEP 2012 verglichen. Die Angaben beinhalten die Investitionskosten des Startnetzes.

ABBILDUNG 47: INVESTITIONSKOSTENSCHÄTZUNG



Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

Im Szenario B 2023 liegt der Trassenneubau bei rund **3.800 km**, davon rund 2.100 km als HGÜ-Korridore und rund 200 km als DC-Interkonnektoren. Die zusätzliche Neubaulänge in bestehenden Trassen sowie Zubeseilung beträgt rund **4.900 km**. Die Übertragungskapazität der HGÜ-Korridore A bis D liegt bei 12 GW. Die abgeschätzten Investitionskosten liegen bei rund **22 Mrd. €**.

Die als Ergebnis der Netzanalysen zum Szenario B 2023 ermittelten Maßnahmen zur Netzverstärkung und zum Netzausbau liefern ein bedarfsgerechtes Netz, welches den Anforderungen an die Systemsicherheit genügt und dem Netzbetrieb die notwendigen Freiheiten im Grundsatz ermöglicht.

Bei den Szenarien A 2023 und C 2023 beruhen die Analysen auf ausgewählten Netznutzungsausfällen und geben damit nur eine Orientierung über die benötigte Netzentwicklung. Dabei zeigt sich, dass das Ergebnisnetz B 2023 allein nicht ausreicht, um die Übertragungsaufgaben zu bewältigen. Dennoch konnten mit den durchgeführten indikativen Analysen wesentliche Maßnahmen für die Szenarien A 2023 und C 2023 ermittelt werden.

Die indikative Analyse des Szenarios B 2033 zeigt, dass die im NEP 2012 ermittelten spezifischen Maßnahmen des Szenarios B 2032 grundsätzlich auch im NEP 2013 zur Bewältigung der Übertragungsaufgabe beitragen.

Alle identifizierten Netzmaßnahmen des Szenarios B 2023 sind für ein bedarfsgerechtes Netz erforderlich. Da die unbedingte Erforderlichkeit aller identifizierten Maßnahmen für das Zieljahr erst in einem mehrjährigen Beobachtungszeitraum unter Berücksichtigung der energiewirtschaftlichen und -politischen Entwicklungen erwiesen werden kann, empfehlen die Übertragungsnetzbetreiber, kurzfristig nur diejenigen Maßnahmen umzusetzen, die nach ihren Erfahrungen vordringlich erforderlich sind.

Alle ermittelten Netzmaßnahmen zu einem bestimmten Szenario bilden nach geltendem Recht ein bedarfsgerechtes und voll funktionsfähiges Netz. Da die unbedingte Erforderlichkeit aller errechneten Maßnahmen für das Zieljahr erst in einem mehrjährigen Beobachtungszeitraum unter Berücksichtigung der energiewirtschaftlichen und -politischen Entwicklungen erwiesen werden kann, empfehlen die ÜNB, kurzfristig nur diejenigen Maßnahmen umzusetzen, die nach ihren Erfahrungen unbedingt und vordringlich erforderlich sind.

7 STAND DER UMSETZUNG DES NETZENTWICKLUNGSPLANS 2012

Gemäß § 12b Abs. 1 EnWG müssen im Netzentwicklungsplan von den ÜNB der Stand der Umsetzung des jeweils vorhergehenden Netzentwicklungsplans und im Falle von Verzögerungen die dafür maßgeblichen Gründe dargestellt werden. In den folgenden Tabellen werden daher die Maßnahmen des bestätigten NEP 2012 dargestellt und dabei der entsprechende Stand der Umsetzung angegeben.

In den Tabellen 26 bis 29 werden alle über das heutige Netz (Ist-Netz) hinausgehenden Maßnahmen aus der Startnetz-Konfiguration des NEP 2012 dargestellt. Dabei handelt es sich um die noch nicht realisierten EnLAG-Maßnahmen sowie weitere in der Umsetzung befindliche Netzausbaumaßnahmen (planfestgestellte Vorhaben, teilweise bereits in Bau). In dieser Tabelle wird zu jeder Maßnahme zusätzlich angegeben, ob diese in der Zwischenzeit bereits realisiert wurde. Die realisierten Startnetzmaßnahmen werden dann bei der Ermittlung des Finanzierungsvolumens nicht mehr berücksichtigt.

In der Spalte Umsetzungsstand ist vermerkt, wie weit die Realisierung der Maßnahmen aktuell vorangeschritten ist. In ihr wird unterschieden zwischen:

- 1 noch nicht im Genehmigungsverfahren,
- 2 im Raumordnungsverfahren/NABEG,
- 3 vor oder im Planfeststellungsverfahren,
- 4 genehmigt oder in Bau,
- 5 realisiert.

In einer weiteren Tabelle werden alle Maßnahmen in dem von der BNetzA am 26.11.2012 bestätigten Netzentwicklungsplan dargestellt. Hierzu werden zusätzliche Angaben zu der voraussichtlichen Umsetzung gemacht.

7 STAND DER UMSETZUNG DES NETZENTWICKLUNGSPLANS 2012

TABELLE 27: ÜBERSICHT ÜBER MASSNAHMEN, DIE ÜBER DAS IST-NETZ HINAUSGEHEN (STARTNETZ 2012) UND ANGABEN ZUM STAND DER UMSETZUNG 50HERTZ

Nummer	Startnetz- maßnahmen	Einzelmaßnahme	Art der Maßnahme	NOVA	Trassen- länge Neubau	Trassen- länge Bestand	angestrebtes Inbetrieb- nahmejahr	Um- setzungs- stand
50HzT-001	Netzausbau: Neubau einer 380-kV-Doppelleitung Vieselbach – Altenfeld – Redwitz (Südwestkuppelleitung, Systeme 1 und 2)	Vieselbach – Altenfeld	Leitung	Netzausbau	55		2015	4
		Altenfeld – Redwitz	Leitung	Netzausbau	27		2015	3
50HzT-002	Trassenneubau: Neubau einer 380-kV-Doppelleitung	Schwerin – Hamburg	Leitung	Netzausbau	74		2012	5
50HzT-003	Netzverstärkung und -ausbau: 380-kV-Netzumstellung Uckermark Süd (Uckermarkleitung)	Neuenhagen	Anlage	Netzverstärkung			2016	3
		Neuenhagen – Vierraden – Bertikow	Leitung	Netzausbau	115		2016	3
		Vierraden	Anlage	Netzausbau			2016	3
		Bertikow	Anlage	Netzausbau			2016	3
		Vierraden – Krajnik	Leitung	Netzverstärkung		3	2014	3
50HzT-005	Netzverstärkung und -ausbau: Erhöhung der Übertragungskapazität im Umspannwerk Wolmirstedt		Anlage	Netzverstärkung und Netzausbau			2015–2016	4
50HzT-007	Netzverstärkung und -ausbau: Neubau einer 380-kV-Freileitung im Raum Berlin und Erweiterung von Umspannwerken	Netzumstellung Berliner Ring (Neuenhagen – Wustermark)	Leitung	Netzverstärkung		70	2016–2018	2
		Wustermark	Anlage	Netzausbau			2016–2018	2
		Hennigsdorf	Anlage	Netzausbau			2016–2018	2
		Neuenhagen	Anlage	Netzverstärkung			2016–2018	2
		Malchow	Anlage	Netzverstärkung			2016–2018	2
50HzT-011	Netzverstärkung und -ausbau: Errichtung eines Interkonnektors zwischen Polen und Deutschland	Errichtung eines Interkonnektors	Leitung	Netzausbau	10		2021–2022	2
		Eisenhüttenstadt	Anlage	Netzverstärkung			2021–2022	2
50HzT-016	Netzausbau: Errichtung einer 380-kV-Netzanschlussanlage für das Neubaukraftwerk Calbe	Schaltanlage Netzan-schluss KW Calbe	Anlage	Netzausbau			2020–2021	2
50HzT-019	Trassenoptimierung: Netzverstärkung Remptendorf – Redwitz	Remptendorf – Redwitz	Leitung	Netzverstärkung		18	2012	5
50HzT-023	Netzverstärkung: Erhöhung der Netzanschlusskapazität in Perleberg	Perleberg	Anlage	Netzausbau			2013–2014	4

Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

TABELLE 28: ÜBERSICHT ÜBER MASSNAHMEN, DIE ÜBER DAS IST-NETZ HINAUSGEHEN (STARTNETZ 2012) UND ANGABEN ZUM STAND DER UMSETZUNG AMPRION

Nummer	Startnetz- maßnahmen	Einzelmaßnahme	Art der Maß- nahme	NOVA	Trassen- länge Neubau	Trassen- länge Bestand	angestrebtes Inbetrieb- nahmejahr	Umse- zungs- stand
AMP-001	Netzverstärkung und -ausbau Wehrendorf – St. Hülfe	St. Hülfe	Anlage	Netzausbau			2014	3
		Wehrendorf	Anlage	Netzverstärkung			2014	3
		Netzverstärkung Wehrendorf – St. Hülfe	Leitung	Netzverstärkung		35	2015	3
AMP-002	Netzverstärkung im westlichen Ruhrgebiet	Netzverstärkung Punkt Ackerstraße – Punkt Mattlerbusch	Leitung	Netzverstärkung		3	2013	4
		Anlagenerweiterung Schwelgern	Anlage	Netzverstärkung			2013	4
		Anlagenerweiterung Niederrhein	Anlage	Netzverstärkung			2011	5
		Anlagenerweiterung Spellen	Anlage	Netzverstärkung			2011	5
		Netzverstärkung Ham- born – Punkt Ripshorst	Leitung	Netzverstärkung		12	2012	5
		Anlagenerweiterung Büschenhof	Anlage	Netzverstärkung			2012	5
AMP-003	Netzverstärkung zwischen Punkt Neuenahr und Weißenthurm	Netzverstärkung Weißenthurm – Landes- grenze	Leitung	Netzverstärkung		36	2011	5
		Anlagenerweiterung Weißenthurm	Anlage	Netzverstärkung			2012	5
AMP-004	Netzverstärkung zur Kapazitätserhöhung der Nord-Süd-Achse zwischen Dauers- berg und Punkt Fehl-Ritzhausen	Anlagenerweiterung Dauersberg	Anlage	Netzverstärkung			2012	5
		Netzverstärkung Dauersberg - Punkt Fehl-Ritzhausen	Leitung	Netzverstärkung		20	2012	5
AMP-005	Netzausbau in der Region Trier – Luxemburg – Saar	Netzausbau Punkt Fraulautern - Saarwel- lingen	Leitung	Netzausbau	5		2012	5
		Anlagenausbau Ens Dorf	Anlage	Netzausbau			2012	5
AMP-006	Netzverstärkung und -ausbau in der Region Pfalz	Mittelbexbach	Anlage	Netzverstärkung			2014	4
		Anlagenneubau Waldlaubersheim	Anlage	Netzausbau			2013	5
		St. Barbara	Anlage	Netzausbau			2014	4
		Otterbach	Anlage	Netzausbau			2014	4
		Netzverstärkung Mittelbexbach – St. Barbara	Leitung	Netzverstärkung		1	2014	3
		Netzverstärkung Daxlanden - Maximiliansau	Leitung	Netzverstärkung		6	2011	5
AMP-009	Netzverstärkung und -ausbau Dörpen/ West – Niederrhein	Netzverstärkung Niederrhein – Punkt Wettringen	Leitung	Netzverstärkung		60	2017	3
		Netzausbau Punkt Wettringen – Punkt Meppen	Leitung	Netzausbau	70		2017	3
		Niederrhein	Anlage	Netzverstärkung			2015	3

7 STAND DER UMSETZUNG DES NETZENTWICKLUNGSPLANS 2012

Nummer	Startnetz- maßnahmen	Einzelmaßnahme	Art der Maß- nahme	NOVA	Trassen- länge Neubau	Trassen- länge Bestand	angestrebtes Inbetrieb- nahmejahr	Umse- zungs- stand	
AMP-010	Netzverstärkung und -ausbau in der Region Münsterland – Westfalen	Netzverstärkung Hanekenfähr – Punkt Walstedde	Leitung	Netzverstärkung		110	2014	4	
		Netzverstärkung Punkt Walstedde – Uentrop	Leitung	Netzverstärkung		15	2012	5	
		Anlagenerweiterung Hanekenfähr	Anlage	Netzverstärkung				2014	4
		Netzverstärkung Westerkappeln – Punkt Hagedorn – Ibbenbüren	Leitung	Netzverstärkung		3		2013	4
		KW Ibbenbüren	Anlage	Netzausbau				2013	4
		Netzverstärkung Westerkappeln – Punkt Hambüren	Leitung	Netzverstärkung		1,5		2014	3
		Netzverstärkung Punkt Gaste – Lüstringen	Leitung	Netzverstärkung			15	2015	1
		Netzverstärkung Lüstringen – Gütersloh	Leitung	Netzverstärkung			50	2017	1, 3
		Netzverstärkung Lüstringen – Wehrendorf	Leitung	Netzverstärkung			20	2020	1
		Ibbenbüren	Anlage	Netzausbau				2013	4
		Westerkappeln	Anlage	Netzausbau				2016	4
		Gütersloh	Anlage	Netzausbau				2015	4
		Hesseln	Anlage	Netzausbau				2014	1
		Wehrendorf	Anlage	Netzverstärkung				2017	1
		Lüstringen	Anlage	Netzausbau				2014	1
				<i>Netzverstärkung Gü- tersloh – Enniger</i>	<i>Leitung</i>	<i>Netzverstärkung</i>		30	2012
AMP-011	Netzverstärkung und -ausbau Uentrop – Bechterdissen	Gütersloh	Anlage	Netzausbau			2014	3	
		Netzverstärkung Gü- tersloh – Punkt Fried- richsdorf – Bielefeld	Leitung	Netzverstärkung		30		2014	3,4
AMP-012	Netzverstärkung östliches Ruhrgebiet	Netzverstärkung Men- gede – Punkt Wanne	Leitung	Netzverstärkung		20	2013	4	
		Mengede	Anlage	Netzverstärkung			2013	4	
AMP-013	Netzverstärkung und -ausbau Niederrhein – Doetinchem (NL) zur Erhöhung der grenzüberschreiten- den Übertragungs- kapazität	Niederrhein	Anlage	Netzverstärkung			2016	3	
		Netzverstärkung Niederrhein – Isselburg	Leitung	Netzverstärkung		38	2016	3	
		Netzausbau Isselburg – Bundesgrenze (NL)	Leitung	Netzausbau		2		2016	3

7 STAND DER UMSETZUNG DES NETZENTWICKLUNGSPLANS 2012

Nummer	Startnetz- maßnahmen	Einzelmaßnahme	Art der Maß- nahme	NOVA	Trassen- länge Neubau	Trassen- länge Bestand	angestrebtes Inbetrieb- nahmehjahr	Umse- zungs- stand
AMP-014	Netzverstärkung und -ausbau in der Region Westliches Rheinland	Anlagenausbau Rommerskirchen	Anlage	Netzausbau			2012	5
		Selbeck	Anlage	Netzausbau			2014	4
		Netzverstärkung Punkt Fellerhöfe – St. Tönis	Leitung	Netzverstärkung		7,5	2014	3
		Osterath	Anlage	Netzausbau			2013	4
		Netzverstärkung St. Tö- nis – Punkt Hüls-West	Leitung	Netzverstärkung		6,5	2015	4
		Netzverstärkung Ufort – Punkt Hüls-West	Leitung	Netzverstärkung		15	2017	3
		Netzverstärkung Oste- rath – Gohrpunkt	Leitung	Netzverstärkung		20	2016	3
		Netzausbau Gohrpunkt – Rommerskirchen	Leitung	Netzausbau		10	2016	3
		Ufort	Anlage	Netzausbau			2017	1
		Gellep	Anlage	Netzausbau			2017	1
		Dülken	Anlage	Netzausbau			2015	4
		Mündelheim	Anlage	Netzausbau			2015	1
		Netzverstärkung Ufort – Osterath	Leitung	Netzverstärkung		50	2015	4
		Netzverstärkung Punkt Stratum-Süd – Gellep	Leitung	Netzverstärkung		2	2017	1
AMP-015	Netzausbau Groß- gartach / Hoheneck	Anlagenausbau Hoheneck und Groß- gartach	Anlage	Netzausbau			2012	5
AMP-016	Netzverstärkung zum Anschluss von Kraftwerken am Standort Westfalen	Anlagenerweiterung Uentrop	Anlage	Netzverstärkung			2012	5
AMP-017	Netzverstärkung im Bereich Mengede – Kruckel	Anlagenerweiterung Mengede	Anlage	Netzverstärkung			2012	5
		Netzverstärkung Men- gede - Punkt Kruckel	Leitung	Netzverstärkung		15	2012	5
AMP-018	Netzverstärkung zwischen Rommer- skirchen und Punkt Neuenahr	Rommerskirchen	Anlage	Netzverstärkung			2015	4
		Sechtem	Anlage	Netzverstärkung			2015	4
		Netzverstärkung Rom- merskirchen – Sechtem – Landesgrenze	Leitung	Netzverstärkung		60	2016 (Rom- merskirchen – Sechtem); 2014 (Sech- tem – Lan- desgrenze)	3, 4

7 STAND DER UMSETZUNG DES NETZENTWICKLUNGSPLANS 2012

Nummer	Startnetzmaßnahmen	Einzelmaßnahme	Art der Maßnahme	NOVA	Trassenlänge Neubau	Trassenlänge Bestand	angestrebtes Inbetriebnahmejahr	Umsetzungs- stand
AMP-019	Netzverstärkung zum Netzanschluss der Kraftwerke am Standort Lünen	Netzverstärkung Punkt Schmintrup - Gersteinwerk	Leitung	Netzverstärkung		10	2011	5
		Anlagenausbau Gersteinwerk	Anlage	Netzausbau			2011	5
		Lippe	Anlage	Netzverstärkung			2009 (EnLAG); 2015 (Maßnahme aufgrund sonstiger Verpflichtung)	1
AMP-020	Netzverstärkung zwischen Kriftel (Amprion) und Punkt Obererlenbach (TenneT)	Kriftel	Anlage	Netzverstärkung			2013	4
		Netzverstärkung Kriftel – Punkt Obererlenbach	Leitung	Netzverstärkung		10	2014	3
AMP-021	Netzausbau in Wehrendorf zur Blindleistungskompensation	Anlagenausbau Kondensator Bürstadt	Anlage	Netzausbau		10	2014	5
		Kondensator Wehrendorf	Anlage	Netzausbau			2013	4
AMP-022	Netzverstärkung und -ausbau zwischen Kruckel und Dauersberg	Netzverstärkung Kruckel – Punkt Ochsenkopf – Punkt Attendorf – Landesgrenze – Dauersberg	Leitung	Netzverstärkung		110	2020	3
		Dauersberg	Anlage	Netzverstärkung			2016	4
		Garenfeld	Anlage	Netzausbau			2015	4
		Eiserfeld	Anlage	Netzausbau			2015	1
		Setzer Wiese	Anlage	Netzausbau			2022	1
		Altenkleusheim	Anlage	Netzausbau			2015	1
AMP-024	Netzverstärkung zur Erhöhung der Übertragungskapazität von HöS-Stromkreisen	Netzverstärkung Gohrpunkt	Anlage	Netzverstärkung			2012	5
AMP-026	Netzverstärkung zum Netzanschluss des Kraftwerks von Statkraft am Standort Hürth – Knapsack	Anlagenerweiterung Knapsack	Anlage	Netzverstärkung			2012	5
AMP-028	Netzverstärkung und -ausbau zum Netzanschluss des Kraftwerks am Standort Herne	Emscherbruch	Anlage	Netzausbau			2018	1
		Eiberg	Anlage	Netzausbau			2018	1
		Netzverstärkung Punkt Wanne – Punkt Günnigfeld	Leitung	Netzverstärkung		5	2018	1
AMP-029	Netzausbau zum Netzanschluss eines Kraftwerkes am Standort Krefeld-Uerdingen	Uerdingen	Anlage	Netzausbau			2016	1
AMP-032	Netzverstärkung im nördlichen Rheinland	Netzverstärkung Niederrhein – Uftorf	Leitung	Netzverstärkung		25	2017	3

TABELLE 29: ÜBERSICHT ÜBER MASSNAHMEN, DIE ÜBER DAS IST-NETZ HINAUSGEHEN (STARTNETZ 2012) UND ANGABEN ZUM STAND DER UMSETZUNG TENNET

Nummer	Startnetz- maßnahmen	Einzelmaßnahme	Art der Maßnahme	NOVA	Trassenlän- ge Neubau	Trassenlän- ge Bestand	angestrebtes Inbetrieb- nahmejahr	Umset- zungsstand
TTG-001	Erhöhung Umspannkapazität nordwestliches Niedersachsen aufgrund EEG-Einspeiseleistung	Transformator Sottrum	Anlage	Netzausbau			2015	5
		Transformator Dollern	Anlage	Netzausbau			2013-2014	1
		Transformator Farge	Anlage	Netzausbau			2013	4
		Transformator Sottrum	Anlage	Netzausbau			2012	5
		Schaltanlage Sottrum	Anlage	Netzausbau			2012	5
		Transformator Sottrum	Anlage	Netzausbau			2012	5
TTG-002	Neubau der 380/110-kV-Schaltanlagen Aschaffenburg mit zwei 380/110-kV-Transformatoren	Transformatoren und Schaltanlage Aschaffenburg	Anlage	Netzausbau			2013	4
TTG-004	Erhöhung Transitzkapazitäten zwischen Thüringen und Bayern (Südwestkuppelleitung)	Transformator Eltmann	Anlage	Netzausbau			2013	4
		Transformator Redwitz	Anlage	Netzausbau			2012	5
		Schaltanlage Eltmann	Anlage	Netzausbau			2013	4
		Altenfeld - Redwitz	Leitung	Netzausbau	25		2015	3
TTG-005	Neubau 380-kV-Leitung Kassø - Hamburg/Nord - Dollern	Transformator Audorf	Anlage	Netzausbau			2013	3
		Transformator Kummerfeld	Anlage	Netzausbau			2013	3
		Schaltanlage Kummerfeld	Anlage	Netzausbau			2013	3
		Hamburg/Nord - Dollern	Leitung	Netzverstärkung		50	2015	3
		Audorf - Hamburg/Nord	Leitung	Netzverstärkung		60	2017	3
		Audorf - Flensburg - Kassø	Leitung	Netzverstärkung		75	2017	2
		Flensburg	Anlage	Netzausbau			2013	2
		Schaltanlage Schuby	Anlage	Netzausbau			2018	1
TTG-006	Erhöhung Nord-Süd-Transitzkapazitäten zwischen Raum Wahle und Raum Mecklar	Wahle - Mecklar	Leitung	Netzausbau	230		2016-2018	3
		Transformator Hardeggen	Anlage	Netzausbau			2015	3
		Transformatoren Lamspringe	Anlage	Netzausbau			2015	3
		Schaltanlage Hardeggen	Anlage	Netzausbau			2015	3
		Schaltanlage Lamspringe	Anlage	Netzausbau			2015	3
TTG-007	Erhöhung Nord-Süd-Transitzkapazitäten zwischen Dörpen/West und Niederrhein	Dörpen/West - Punkt Meppen	Leitung	Netzausbau	50		2016	3
		Schaltanlage Dörpen/West	Anlage	Netzausbau			2013	3

7 STAND DER UMSETZUNG DES NETZENTWICKLUNGSPLANS 2012

Nummer	Startnetz- maßnahmen	Einzelmaßnahme	Art der Maßnahme	NOVA	Trassenlän- ge Neubau	Trassenlän- ge Bestand	angestrebtes Inbetrieb- nahmejahr	Umset- zungsstand
TTG-009	Erhöhung der Nord- Süd-Transitkapazitäten zwischen Raum Ganderkesee und Raum St. Hülfe	Ganderkesee – St. Hülfe	Leitung	Netzausbau	60		2017	3
		Ganderkesee	Anlage	Netzverstärkung			2014	3
TTG-010	Erhöhung Umspann- kapazität Raum Diepholz-Nienburg (Niedersachsen) aufgrund EEG- Einspeiseleistung Netzausbau	Schaltanlage Ohlensehlen mit zwei Transformatoren	Anlage	Netzausbau			2013	3
TTG-012	Spannungshaltung	Kondensator SVC Raitersaich	Anlage	Netzausbau			2014	4
		Kompensationsspule Raitersaich	Anlage	Netzausbau			2014	5
		Kompensationsspule Dipperz	Anlage	Netzausbau			2014	3
		Kompensationsspule Grafenrheinfeld	Anlage	Netzausbau			2014	3
		Kompensationsspule Bechterdissen	Anlage	Netzausbau			2014	5
		Kompensationsspule Grohnde	Anlage	Netzausbau			2014	5
		Kompensationsspule Stadorf	Anlage	Netzausbau			2014	5
		Kondensator MSCDN Raitersaich	Anlage	Netzausbau			2014	3
		Kondensator MSCDN Borken	Anlage	Netzausbau			2014	3
TTG-013	Erhöhung der Übertragungskapazität zwischen Schleswig-Holstein und Hamburg in Brunsbüttel	Kupplung Brunsbüttel	Anlage	Netzausbau			2013–2014	3
TTG-014	Erhöhung der Über- tragungskapazität im Großraum Frankfurt/ Main	Schaltanlage Kriffel – Eschborn	<i>Anlage + Leitung</i>	Netzverstärkung und -ausbau	1		2013	4
TTG-017	Erhöhung der Übertragungsfähigkeit zwischen Niedersachsen und Nordrhein-Westfalen durch Beeinflussung von Leistungsflüssen in Elsfleth-West	Schaltanlage Elsfleth/ West (ehemals Moorriem)	Anlage	Netzausbau			2015	1

Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

TABELLE 30: ÜBERSICHT ÜBER MASSNAHMEN, DIE ÜBER DAS IST-NETZ HINAUSGEHEN (STARTNETZ 2012) UND ANGABEN ZUM STAND DER UMSETZUNG TRANSNETBW

Nummer	Startnetzmaßnahmen	Einzelmaßnahme	Art der Maßnahme	NOVA	Trassenlänge Neubau	Trassenlänge Bestand	angestrebtes Inbetriebnahmejahr	Umsetzungsstand
TNG-001	Netzoptimierung und -verstärkung: Erweiterung der 380-kV-Leitungen Goldshöfe – Niederstotzingen und Dellmensingen – Niederstotzingen um einen weiteren 380-kV-Stromkreis	Goldshöfe – Niederstotzingen	Leitung	Netzverstärkung		47	2013	4
		Dellmensingen – Niederstotzingen	Leitung	Netzverstärkung		41	2013	4
TNG-002	Netzausbau: Erweiterung der 380-kV-Anlage Goldshöfe um einen 250-Mvar-Kondensator zur Blindleistungskompensation	Kondensator MSCDN Goldshöfe und Schaltfeld	Anlage	Netzausbau			2013	4
TNG-003	Netzausbau: Neubau der 380-kV-Verbindung Bünzwangen – Goldshöfe mit Umspannwerkserweiterungen in Bünzwangen und Goldshöfe	Bünzwangen – Goldshöfe	Leitung	Netzausbau	60		2020	1
		Schaltanlage Goldshöfe – Feld Bünzwangen	Anlage	Netzverstärkung			2020	1
		Schaltanlage Bünzwangen – Feld Goldshöfe	Anlage	Netzverstärkung			2020	1
TNG-004	Netzoptimierung: Erweiterung der 380-kV-Leitung Großgartach – Hüffenhardt um einen (den ersten) 380-kV-Stromkreis mit Umspannwerkserweiterungen in Großgartach und Hüffenhardt	Großgartach – Hüffenhardt	Leitung	Netzverstärkung		20	2013	4
		Schaltanlage Hüffenhardt – Feld Großgartach	Anlage	Netzverstärkung			2013	4
TNG-005	Netzverstärkung: Zubau der 380-kV-Verbindung Großgartach – Mühlhausen mit Umspannwerkserweiterungen in Großgartach und Mühlhausen	Großgartach – Neckarwestheim	Leitung	Netzverstärkung		12	2014	4
		Neckarwestheim – Mühlhausen	Leitung	Netzverstärkung		25	2014	4
		Neckarwestheim – Mühlhausen – Endersbach	Leitung	Netzverstärkung		0	2014	4
		Großgartach	Anlage	Netzverstärkung			2014	4
		Mühlhausen	Anlage	Netzverstärkung			2014	4
TNG-006	Netzoptimierung und Verstärkung: Schaffung einer 380-kV-Verbindung Hoheneck – Punkt Rommelsbach (Amprion-Leitung Hoheneck – Herberlingen, Mast 224A)	Hoheneck – Punkt Rommelsbach	Leitung	Netzverstärkung		5	2014	4
		Hoheneck	Anlage	Netzverstärkung			2014	4
TNG-007	Netzverstärkung und -ausbau: Neubau des 380/110-kV-Umspannwerkes Bruchsal – Kändelweg und dessen 380-kV-Anbindung	Bruchsal – Punkt Forst	Leitung	Netzausbau	6		2013	4
		Anlage Bruchsal	Anlage	Netzausbau			2013	4

7 STAND DER UMSETZUNG DES NETZENTWICKLUNGSPLANS 2012

Num-mer	Startnetz-maßnahmen	Einzelmaßnahme	Art der Maß-nahme	NOVA	Trassenlän-ge Neubau	Trassenlän-ge Bestand	angestrebtes Inbetrieb-nahmejahr	Umset-zungsstand
TNG-010	Netzausbau: Erwei-terung der 110-kV-Anlage Höpfingen um eine 100-Mvar-Drosselspule zur Blindleistungskom-pensation	Kompensationsspu-le und Schaltfeld Höpfingen	Anlage	Netzausbau			2013	4
TNG-011	Netzausbau: Erwei-terung der 380-kV-Anlage Engstlatt um einen 250-Mvar-Kondensator zur Blindleistungskom-pensation	Kondensator Engstlatt	Anlage	Netzausbau			2013	4

Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

8 ZUSAMMENFASSENDE DARSTELLUNG DER KONSULTATION

Der Ausbau der Übertragungsnetze kann nicht ohne Akzeptanz und Beteiligung der breiten Öffentlichkeit gelingen. Um die Perspektiven, das Wissen und die Vorschläge von interessierten Personen, Unternehmen und Institutionen bei der Erstellung der Netzentwicklungspläne mit einzubeziehen, veröffentlichten die Übertragungsnetzbetreiber die ersten Entwürfe des Netzentwicklungsplans Strom 2013 und des Offshore-Netzentwicklungsplans am 02.03.2013 auf www.netzentwicklungsplan.de und stellten beide Pläne in der Zeit vom 02.03. bis zum 14.04.2013 zur Konsultation. Alle Interessierten hatten währenddessen die Gelegenheit, eine Stellungnahme zu den Dokumenten abzugeben.

Begleitet wurde die Konsultation von einer Veranstaltungsreihe in acht deutschen Städten. Vertreter der ÜNB informierten im Rahmen von insgesamt zehn Veranstaltungen – davon zwei mit dem Schwerpunktthema Offshore-Netzentwicklungsplan – über die zentralen Ergebnisse des NEP und des O-NEP sowie über das Konsultationsverfahren. Die Veranstaltungen wurden insgesamt von über 300 Personen besucht, darunter Teilnehmer aus Politik, Wirtschaft und Organisationen sowie Vertreter von Bürgerinitiativen und interessierte Privatpersonen. Dokumentationen der Veranstaltungen sind auf www.netzentwicklungsplan.de zu finden. Dort stehen auch weiterführende Informationen sowie eine Kurzdarstellung der Netzentwicklungspläne zur Verfügung, um die Einarbeitung in die Thematik zu erleichtern.

Die ÜNB sind dem Wunsch aus dem Konsultationsverfahren des NEP 2012 nachgekommen und haben die Beiträge – sofern das Einverständnis zur Veröffentlichung vorlag – in diesem Jahr zeitnah bereits während der Konsultation ab dem 22.03.2013 sukzessive auf www.netzentwicklungsplan.de veröffentlicht.

Die Stellungnahmen wurden von den ÜNB kategorisiert und geprüft. Anschließend wurden die Netzentwicklungspläne entsprechend überarbeitet und ergänzt. So wurden weitergehende Erläuterungen zu angesprochenen Themen eingefügt und zusätzliche Daten zur Verfügung gestellt. Während der Konsultation des NEP 2012 wurde angeregt, Überarbeitungen kenntlich zu machen. Diese Anregung haben die ÜNB für die Netzentwicklungspläne 2013 aufgegriffen: Ergänzungen gegenüber dem ersten Entwurf sind kursiv dargestellt und somit deutlich sichtbar. Zusätzlich wurden zu Beginn jedes Kapitels die betreffenden Eingaben aus der Konsultation und die dadurch veranlassten Änderungen zusammengefasst.

Die Stellungnahmen können leider aufgrund der zeitlichen Enge des Verfahrens nicht individuell beantwortet werden.

Themen und Teilnehmer

Insgesamt sind 502 Stellungnahmen eingegangen, davon 466 zum NEP und 36 zum O-NEP. Eine Stellungnahme zu beiden Netzentwicklungsplänen war nicht möglich. Stellungnahmen, die sich auf beide Pläne bezogen, wurden daher doppelt gezählt und einmal dem NEP sowie einmal dem O-NEP zugeordnet. Serienbriefe wurden einzeln pro Absender gezählt. Doppelte Einsendungen über verschiedene Kanäle wurden herausgefiltert.

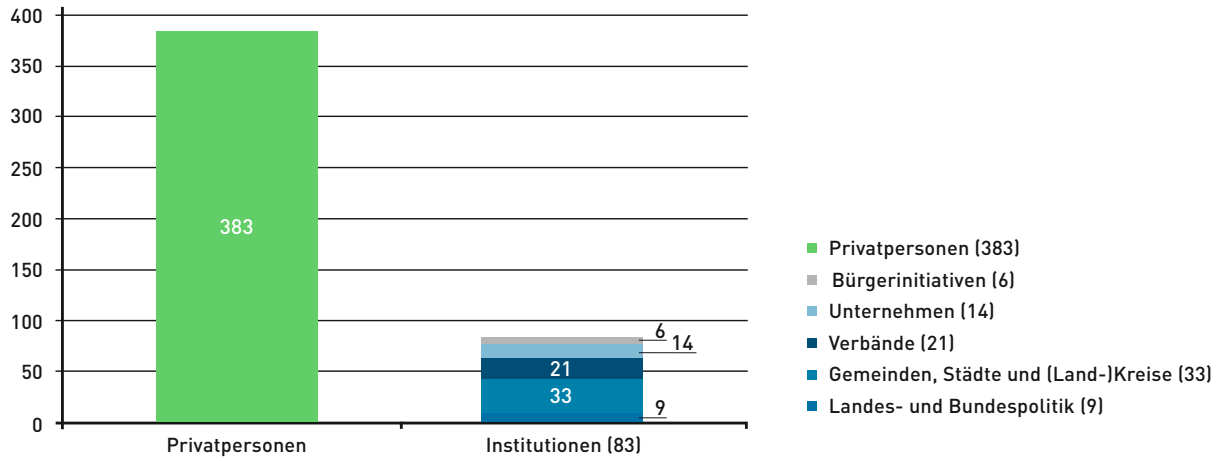
Nachfolgend wird eine Übersicht über Themen und Teilnehmer der Beiträge zum NEP gegeben. Eine detaillierte Auswertung der Stellungnahmen zum O-NEP ist im Offshore-Netzentwicklungsplan in Kapitel 8³⁵ zu finden.

Von den 466 Stellungnahmen zum NEP wurden 383 von Privatpersonen und 83 von Institutionen eingereicht. Insgesamt 110 Absender haben die Konsultationsmaske auf www.netzentwicklungsplan.de genutzt, 119 sind per E-Mail eingegangen und 237 Beiträge wurden per Post eingereicht.

³⁵ Übertragungsnetzbetreiber (2013): Offshore-Netzentwicklungsplan 2013, zweiter Entwurf

8 ZUSAMMENFASSENDE DARSTELLUNG DER KONSULTATION

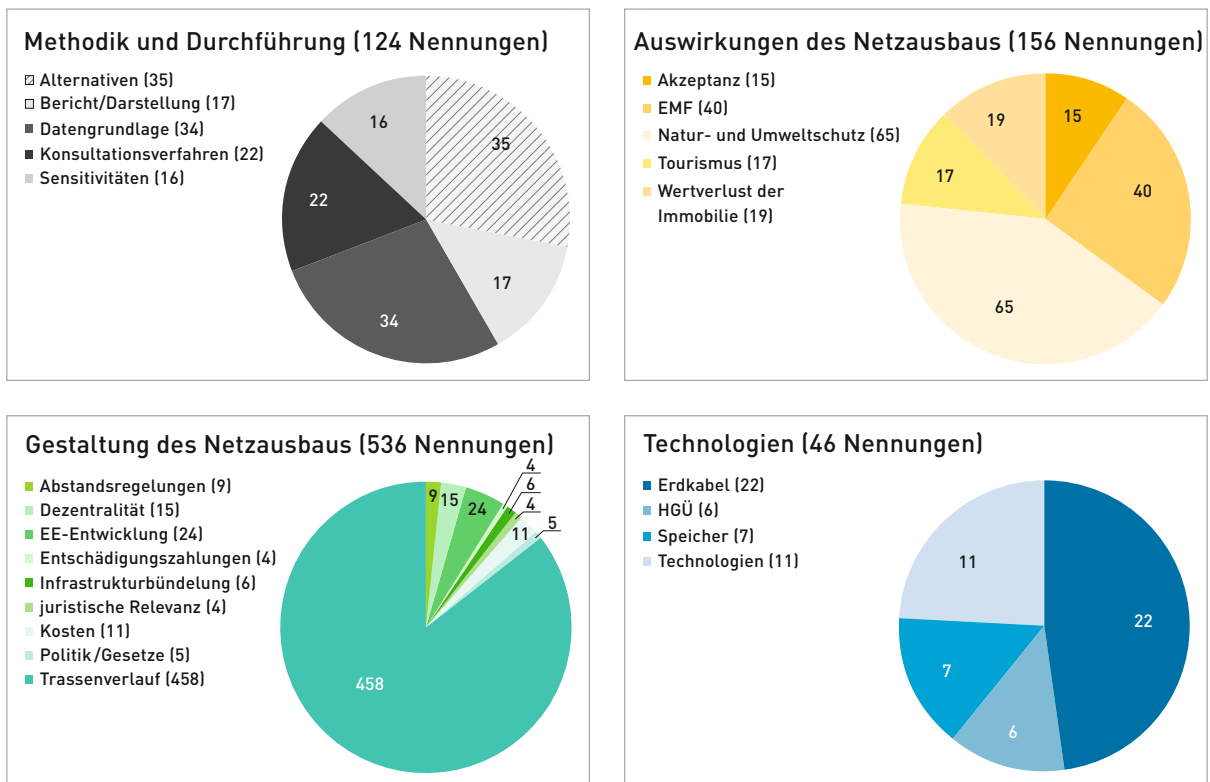
ABBILDUNG 48: AUFTEILUNG DER STELLUNGNAHMEN ZUM NEP NACH ABSENDER



Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

Die in den Stellungnahmen angesprochenen Themen wurden den vier Kategorien „Methodik und Durchführung“, „Gestaltung des Netzausbaus“, „Technologien“ und „Auswirkungen des Netzausbaus“ zugeordnet.

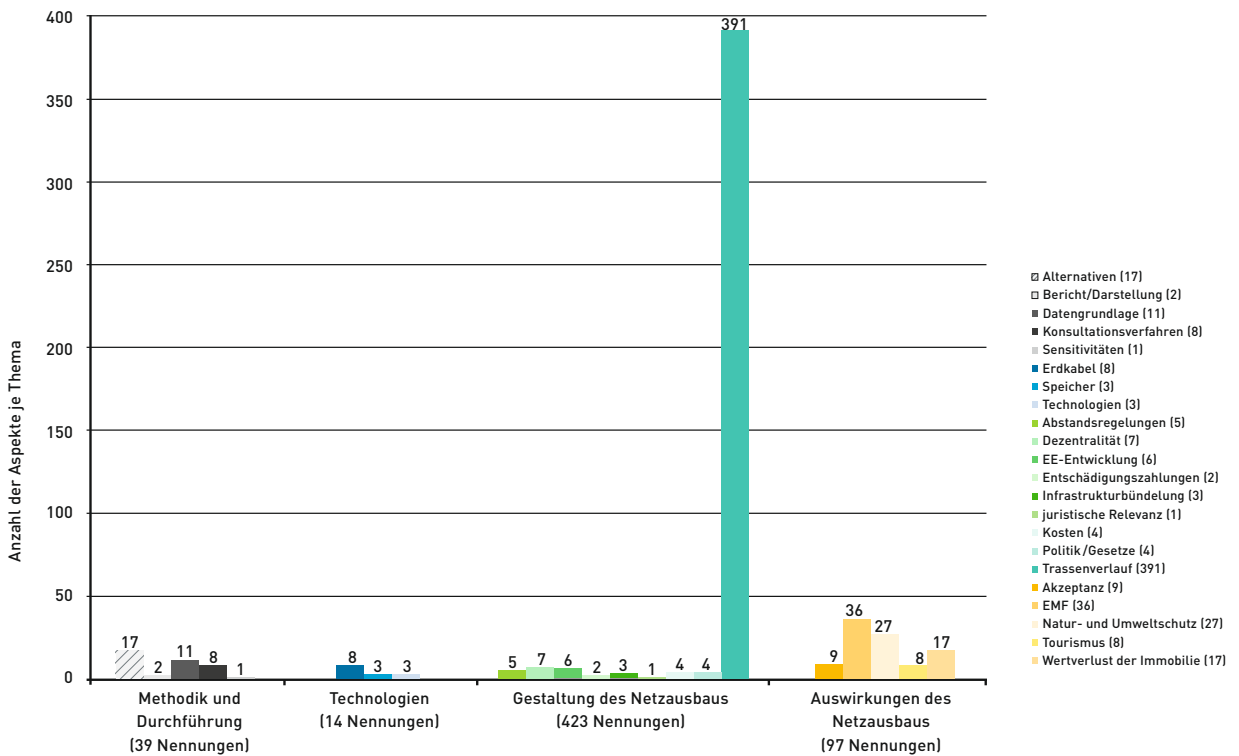
ABBILDUNG 49: ANZAHL DER NENNUNGEN EINES THEMAS



Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

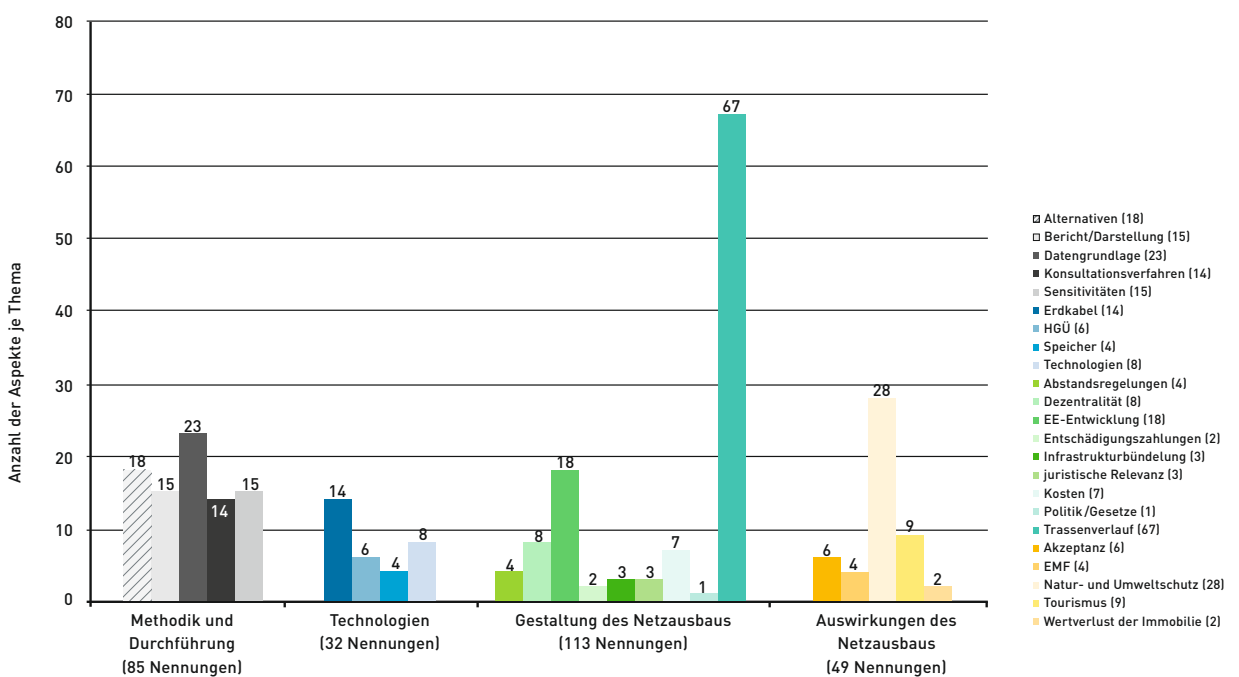
Pro Stellungnahme wurden im Durchschnitt drei Themen angesprochen. Vergleicht man die Themenverteilung bei Privatpersonen und Institutionen, so fällt auf, dass die Stellungnahmen der Institutionen in der Regel bis zu sechs Themen betreffen, wohingegen ein Großteil der Privatpersonen sich hauptsächlich mit ein bis zwei Themen auseinandergesetzt hat.

ABBILDUNG 50: THEMENVERTEILUNG BEI PRIVATPERSONEN



Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

ABBILDUNG 51: THEMENVERTEILUNG BEI INSTITUTIONEN



Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

8 ZUSAMMENFASSENDE DARSTELLUNG DER KONSULTATION

Das am häufigsten von Privatpersonen angesprochene Thema ist der konkrete Verlauf einer Trasse. An zweiter Stelle stehen eventuelle gesundheitliche Auswirkungen (elektrische und magnetische Felder/EMF). Bei den Institutionen stoßen die Themen „Datengrundlage“ und generell die Kategorie „Methodik und Durchführung“ auf großes Interesse. Da sich eine Vielzahl von Gemeinden, Verbänden und Bürgerinitiativen beteiligt hat, werden aber auch hier vor allem Aspekte des Trassenverlaufs sowie des Natur- und Umweltschutzes angesprochen.

Methodik und Durchführung der Berichtserstellung

Viele Stellungnahmen bezogen sich auf den Szenariorahmen und nicht auf den Netzentwicklungsplan 2013. Der Szenariorahmen ist die Grundlage für die Netzentwicklungspläne und wird jährlich separat von der BNetzA zur Konsultation gestellt. Er kann somit für den zweiten Entwurf nicht überarbeitet werden. Die Konsultation des Szenariorahmens 2013 fand vom 20.07. bis zum 30.08.2012 statt.

Bezüglich der Datengrundlage des NEP wurden auf Basis der Stellungnahmen im vorliegenden zweiten Entwurf des NEP 2013 folgende Ergänzungen vorgenommen:

- Die Annahmen zu Speichern wurden erläutert. Dazu gehören Möglichkeiten und Grenzen des Einsatzes von Speichern sowie die Annahme von Speichermöglichkeiten bei der Erstellung des Szenariorahmens.
- Eine Erläuterung zur Kraftwerkliste wurde eingefügt.
- In der Beschreibung der Regionalisierung erneuerbarer Energien wurde ein Ausblick auf die kontinuierlichen Prozesse zur Verbesserung der Methodik eingefügt. Im Mittelpunkt der weiteren Arbeit steht die Fortsetzung des Dialogs mit allen Beteiligten, um die Datengrundlage kontinuierlich zu verbessern.
- Ein Überblick über die Anzahl dezentraler Erzeugungsanlagen wurde eingefügt.
- Die Austauschkapazität zwischen Österreich und Deutschland wird weitergehend erläutert, wie auch die Themen Countertrading, Redispatch und Modellansatz der Marktsimulation.
- Des Weiteren wird die begrenzte Verdrängung von Strom aus Kohlekraftwerken durch erneuerbare Energien in Deutschland näher erklärt. Ebenso wird auf die Zusammenhänge zwischen der gegenüber dem NEP 2012 erhöhten Erzeugung aus Steinkohle und dem erhöhten Export eingegangen.

Erste Ansätze zu Sensitivitäten werden parallel zum NEP untersucht, um zusätzliche Erkenntnisse zum Verhältnis von Eingangsgrößen und Netzausbau aufzuzeigen. Diese Betrachtungen finden jedoch außerhalb des gesetzlichen Umfangs des Netzentwicklungsplans statt. Ein separater Bericht wurde am 01.07.2013 unter www.netzentwicklungsplan.de veröffentlicht³⁶.

Dem Thema „Methodik und Durchführung der Berichtserstellung“ wurden auch Anmerkungen zum Konsultationsverfahren zugeordnet. Hervorzuheben ist die von vielen Verbänden und NGOs geäußerte Anmerkung, der Netzentwicklungsplan solle künftig in einem zweijährigen Turnus erstellt werden. Diese Forderung wird von den ÜNB unterstützt, da das Ziel der zeitnahen Anpassung des Netzentwicklungsplans an die aktuellen Entwicklungen der Rahmenbedingungen durch einen zweijährigen Erstellungsrhythmus mit höherer Qualität und intensiverer Beteiligung der Öffentlichkeit erreicht werden könnte als im derzeitigen engen Zeitraster.

Technologien/Gestaltung des Netzausbaus

Das am häufigsten angesprochene Thema bei der Gestaltung des Netzausbaus ist der konkrete Trassenverlauf einzelner Maßnahmen und Projekte. Insbesondere nutzten viele Bürgerinitiativen und Privatpersonen die Konsultation des NEP, um Stellungnahmen zu konkreten Vorhaben abzugeben. Bei neuen Maßnahmen werden im NEP jedoch lediglich Anfangs- und Endpunkte der Leitungsverbindungen anhand von netzplanerischen Kriterien ermittelt. Eine standortscharfe Festlegung oder konkrete Trassenführung kann unter Einbeziehung von Umwelt- und Alternativenprüfung erst in den nachgelagerten Genehmigungsschritten erfolgen. Der NEP stellt für die ermittelten Netzmaßnahmen keine detaillierte Verlaufsplanungen dar. Die Beteiligung der Öffentlichkeit an der konkreten Trassenplanung findet im Rahmen der nachgeordneten Planungsschritte (Raumordnungsverfahren bzw. Bundesfachplanung sowie Planfeststellungsverfahren) statt.

³⁶ Übertragungsnetzbetreiber (2013): Einflussgrößen auf die Netzentwicklung.

Bezüglich der Kriterien und Methoden zur Ermittlung des Netzausbaubedarfs wurden Planungsmöglichkeiten nach dem NOVA-Prinzip eingefügt.

Die Darstellung der Netzmaßnahmen, die identifiziert wurden, um den zukünftigen Übertragungsbedarf bewältigen zu können, wurde um eine separate Auflistung von Maßnahmen ergänzt, die nur in Umspannwerken notwendig sind (Punktmaßnahmen).

Weitere Ergänzungen, die zum Thema Technologien/Gestaltung des Netzausbaus vorgenommen wurden, betreffen zum einen das Thema Teilverkabelung: Die Verkabelung oder Teilverkabelung ist Gegenstand der nachgelagerten behördlichen Genehmigungsverfahren. Im Planungsstadium des NEP können keine Aussagen hierzu gemacht werden.

Zum anderen wurden zum Thema Technologien/Gestaltung des Netzausbaus die folgenden Punkte angesprochen:

- Erläuterung von HGÜ-Korridoren,
- Begründung von vordringlichen Maßnahmen,
- Erläuterung zu Investitionskosten,
- Bedarf an Transformatoren,
- Erläuterung zu Offshore-Netzverknüpfungspunkten,
- Erläuterung zu Längenangaben.

Auswirkungen des Netzausbaus

In der Kategorie „Auswirkungen des Netzausbaus“ wurden insbesondere gesundheitliche Aspekte (elektrische und magnetische Felder/EMF) sowie Natur- und Umweltschutzthemen diskutiert.

Zum Thema EMF ist anzumerken, dass das Auftreten elektrischer und magnetischer Felder physikalisch bedingt ist und kein Beurteilungskriterium darstellt. Das Ergebnis des Netzentwicklungsplans beinhaltet nur Leitungen, die innerhalb der gesetzlich festgelegten Grenzwerte für elektrische und magnetische Felder betrieben werden können, bei denen es nach dem Stand der Wissenschaft zu keiner gesundheitlichen Beeinträchtigung kommt.

Naturschutz, Tourismus und Umweltfaktoren sind wichtige Aspekte, die im weiteren Verlauf der Planungen untersucht werden. In der Strategischen Umweltprüfung (SUP) zum Bundesbedarfsplan werden zunächst zu sämtlichen Umweltfaktoren generelle und grundsätzliche Aussagen dazu getroffen, ob und in welcher Intensität eine Beeinträchtigung durch das Vorhaben entstehen könnte. Auf der Bundesfachplanebene findet eine weitere SUP statt, die im folgenden Planfeststellungsverfahren in den Umweltverträglichkeitsprüfungen der jeweiligen Leitungsbauprojekte weiter vertieft und spezifiziert wird. Im Rahmen der Planung wird von den Netzbetreibern die umwelt- und raumverträglichste Trasse zur Umsetzung angestrebt.

Die Auswirkungen der im NEP dargestellten Leitungsverbindungen auf Natur und Landschaft, aber auch sonstiger Raumansprüche wie z. B. Tourismus, können erst in den anschließenden Planungs- und Genehmigungsverfahren für die einzelnen Leitungen untersucht und bewertet werden. Soweit es gesetzlich festgelegte Grenzwerte gibt, z. B. für möglicherweise auftretende Schallimmissionen, müssen diese in jedem Fall eingehalten werden. Die Einhaltung dieser gesetzlich geforderten Richtwerte wird in den späteren Planungs- und Genehmigungsschritten überprüft und ist Voraussetzung für die Erlangung einer Genehmigung.

Auf diesen Planungs- und Genehmigungsstufen werden auch Möglichkeiten zu Minderung bzw. Vermeidung von Auswirkungen geprüft, indem alternative Varianten betrachtet werden. Parallel dazu läuft die Klärung privatrechtlicher Ansprüche auf Entschädigung für die Inanspruchnahme von Eigentum zwischen den Leitungsbetreibern und den Betroffenen.

Auch konkrete Fragestellungen des Naturschutzes, wie z. B. Eingriffsbewertung, Kompensationsplanung und arten- oder biotopschutzrechtliche Fragestellungen bleiben den nachfolgenden Genehmigungsverfahren der konkreten Bauvorhaben vorbehalten.

9 FAZIT

Die vier deutschen Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) leisten einen wesentlichen Beitrag zur Umsetzung der Energiewende in Deutschland und zeigen mit diesem Entwurf des Netzentwicklungsplans 2013 den dafür benötigten Netzausbau in den nächsten zehn Jahren auf.

Der Netzentwicklungsplan (NEP) bezieht sich auf den Ausbaubedarf im deutschen Onshore-Stromtransportnetz und basiert auf den gesetzlichen Vorgaben im Energiewirtschaftsgesetz (EnWG § 12a-d). Die ÜNB legen mit diesem Plan die Grundlage für einen stabilen Netzbetrieb in den nächsten zehn Jahren unter Berücksichtigung der Integration erneuerbarer Energien und der Entwicklung eines europäischen Strommarktes unter den festgesetzten energiewirtschaftlichen Rahmenbedingungen. Wie bereits im ersten NEP im Jahr 2012 wurden Netzoptimierungs- und Verstärkungsmaßnahmen gegenüber Ausbaumaßnahmen priorisiert. Das dem NEP zugrunde liegende NOVA-Prinzip orientiert sich bereits an der optimalen Nutzung vorhandener Trassen.

Durch die im Vergleich zum NEP 2012 geänderten Eingangsgrößen werden im NEP 2013 im Vergleich zum Vorjahr zusätzliche Maßnahmen nötig, um nach geltendem Recht dem bedarfsgerechten Ausbau für den errechneten Übertragungsbedarf gerecht zu werden. Den Schwerpunkt bilden weiterhin leistungsstarke Nord-Süd-Verbindungen. Erforderlich sind Netzverstärkungen und -optimierungen in vorhandenen Trassen auf einer Länge von 4.900 km, davon 3.400 km Neubau in bestehenden Trassen. Die Neubauerfordernisse umfassen 1.500 km Drehstromleitungstrassen und 2.100 km Korridore für Hochspannungsgleichstromleitungen. Die vier Gleichstrom-Übertragungskorridore in Nord-Süd-Richtung haben eine Übertragungskapazität von insgesamt 12 GW. Eine Umstellung von Wechselstrom- auf Gleichstrom-Betrieb ist auf einer Strecke von rund 300 km geplant. Die Gesamtinvestitionen für den Ausbau des Transportnetzes betragen in den nächsten zehn Jahren ca. 22 Mrd. €.

Nach erfolgtem Netzausbau schlägt sich dies im Endkundenpreis mit einer Erhöhung von weniger als 0,5 Cent/kWh nieder.

Eine Gegenüberstellung des NEP 2013 mit dem NEP 2012 zeigt drei wesentliche Faktoren auf, die Einfluss auf den Übertragungsbedarf und damit auf den Netzausbaubedarf haben:

1. Die Erzeugungsleistung von Wind offshore erhöht sich um 1,1 GW.
2. Die Erzeugungsleistung von Wind onshore im Norden Deutschlands erhöht sich um 1,8 GW.
3. Ungewollte Leistungsflüsse (Ringflüsse) in Polen, Tschechien und Österreich werden um 2 GW reduziert.

Durch diese Verschiebungen müssen innerhalb Deutschlands insgesamt rund 5 GW Leistung zusätzlich in Nord-Süd-Richtung übertragen werden.

Indem Annahmen zur Erzeugungs- und Verbrauchsstruktur, die verwendete Berechnungsmethode und der daraus resultierende Netzausbaubedarf offen dargestellt werden, wird der Prozess der Netzentwicklungsplanung transparent. Die ÜNB haben dabei keinen Einfluss auf die reale Entwicklung der Erzeugungsstruktur. Der NEP 2013 folgt der bereits im NEP 2012 angewandten und durch die Bundesnetzagentur (BNetzA) bestätigten Methodik. So bildet der am 30.11.2012 von der BNetzA bestätigte Szenariorahmen den Ausgangspunkt für die Erstellung des Netzentwicklungsplans sowie des Offshore-Netzentwicklungsplans (nach § 12b EnWG und § 17b EnWG) hinsichtlich zukünftig angenommener Erzeugungskapazitäten und der Verbrauchssituation.

Die grundlegenden Charakteristika der einzelnen Szenarien sind auch im NEP 2013 erhalten geblieben. In allen Szenarien fällt die Kraftwerkskapazität der Kernenergie durch die geplanten Kraftwerksstilllegungen bis zum Ende des Jahres 2022 weg. Im Vergleich zum Vorjahr zeigt das Leitszenario B 2023 jedoch deutlich höhere installierte Leistungen bei erneuerbaren Energien. Zudem konnten einige Verbesserungen bei der Erstellung des Szenariorahmens erreicht werden: Der zugrunde liegende konventionelle Kraftwerkspark des Referenzjahres 2011 wurde auf einer breiteren Basis erfasst und durch diese Detaillierung vergrößert. Erstmals konnten auch von den Betreibern gemeldete Kraftwerksstilllegungen beachtet werden. Außerdem konnte eine große Anzahl von KWK-Anlagen

geringerer Leistung ergänzt und detailgenau erfasst werden. Zusätzlich geplante Pumpspeicherkraftwerke mit einer Leistung von insgesamt ca. 2 GW wurden der BNetzA bekannt gegeben und im Szenariorahmen berücksichtigt. Hinsichtlich der räumlichen Verteilung der regenerativen Stromerzeuger aller Kategorien wurden deren installierte Leistungen für alle Szenarien je Bundesland angegeben. Diese Verfahrensverbesserung bezüglich der Regionalisierung ist ein richtiger Schritt in Richtung belastbare regionale Angaben. Darüber hinausgehende Schritte zu einer weiter verbesserten robusten Regionalisierung sind gemeinsam mit den Verteilungsnetzbetreibern und den Bundesländern bereits für den Szenariorahmen 2014 erfolgt.

Die Marktsimulation zeigt im Vergleich zu 2012 höhere Exportmengen auf. Deutschland ist in allen Szenarien Nettoexporteur von Strom aus erneuerbaren und konventionellen Quellen. Die Tatsache, dass im Leitszenario B 2023 in ca. 87 % der Stunden Transite stattfinden, zeigt die Bedeutung Deutschlands für den europäischen Energiebinnenmarkt.

Durch die Genehmigung des Szenariorahmens am 30.11.2012 standen für die Erstellung des NEP 2013 drei Monate zur Verfügung. Der NEP 2012 hatte für alle vier Szenarien konkrete Netzausbaumaßnahmen identifiziert. Im NEP 2013 wurde im ersten Schritt der Schwerpunkt auf die Weiterentwicklung der weiteren Netzausbaumaßnahmen des Leitszenarios B 2023 gelegt. Die Analysen bestätigen die Ergebnisse des NEP 2012, Szenario B 2022, und identifizieren weitere Maßnahmen, die infolge der Zunahme des Ausbaus regenerativer Energien durch die Fortschreibung des Szenariorahmens notwendig sind.

Bei den Szenarien A 2023 und C 2023 beruhen die Analysen auf ausgewählten Netznutzungsfällen und geben damit nur eine Orientierung über die benötigte Netzentwicklung. Dabei zeigt sich, dass das Ergebnisnetz B 2023 allein nicht ausreicht, um die Übertragungsaufgaben zu bewältigen. Dennoch konnten mit den durchgeführten indikativen Analysen wesentliche Maßnahmen für die Szenarien A 2023 und C 2023 ermittelt werden.

Für das Szenario B 2023 wurde anhand repräsentativer Netzsituationen eine Analyse vorgenommen. Deren Ergebnis bestätigt die Aktualität der Netzausbaumaßnahmen aus dem NEP 2012. Das im NEP 2013 vorgeschlagene Netzkonzept ist konsistent mit dem im letzten Jahr vorgeschlagenen Netzausbau.

Alle ermittelten Netzmaßnahmen zu einem bestimmten Szenario bilden nach geltendem Recht ein bedarfsgerechtes und voll funktionsfähiges Netz für das Zieljahr. Durch die regelmäßige Aktualisierung des Netzentwicklungsplans können neue Erkenntnisse bezüglich der Erzeugungsszenarien (als entscheidende Eingangsgrößen), der technischen und der rechtlichen Entwicklungen zeitnah in die zukünftigen Netzentwicklungspläne einfließen.

Auf Basis der Berechnungen und der Erfahrungen der ÜNB lässt sich bereits 2013 ein Kernbestand an Maßnahmen identifizieren, die in jedem Fall bis 2023 umzusetzen sind. Diese vordringlichen Maßnahmen sind im NEP 2013 beschrieben. Weitere Maßnahmen („unter Beobachtung“), die für Übertragungsaufgaben im Zieljahr ermittelt wurden, müssen im Licht der energiewirtschaftlichen und -politischen Entwicklungen in den folgenden Netzentwicklungsplänen weiter genau beobachtet und jeweils neu bewertet werden. Sollte die Entwicklung der erneuerbaren Erzeugung weiterhin so voranschreiten wie in den Erzeugungsszenarien angenommen, wird die vordringliche Notwendigkeit auch dieser Maßnahmen sich rasch erhärten, und dann sollten auch sie in einer Bundesbedarfsplanung Berücksichtigung finden.

Der NEP 2013 zeigt den Übertragungsbedarf zwischen Anfangs- und Endpunkten auf. Anfangspunkte liegen in der Regel in Regionen mit Erzeugungsüberschuss, Endpunkte in solchen mit hohem Verbrauch bzw. bei Kernkraftwerkstandorten, die bis zum Jahr 2022 stillgelegt sein werden. In den südlichen Bundesländern (Bayern, Baden-Württemberg, Hessen) müssen im Jahr 2023 ca. 30 % des Jahresverbrauchs importiert werden.

Der vorliegende Netzentwicklungsplan 2013 beschreibt ebenso wie sein Vorgänger keine konkreten Trassenverläufe von neuen Übertragungsleitungen, sondern dokumentiert den notwendigen Übertragungsbedarf zwischen Netzknoten. Berechnet werden zukünftige Leitungsverbindungen von einem Umspannwerk zu einem anderen Umspannwerk. Genannte Ortsnamen zur Bezeichnung von Anfangs- und Endpunkten sind rein technische Aussagen, die der Identifikation bestehender Netzanknüpfungspunkte dienen. Konkrete Trassenkorridore werden erst in der

Bundesfachplanung durch die BNetzA bzw. in der Raumordnung durch die Bundesländer festgelegt. Der NEP legt weder Standorte für zukünftige Kraftwerke, EE-Anlagen oder ein künftiges Marktdesign fest, noch gibt er dafür Empfehlungen oder Optimierungsvorschläge.

Neben dem Ausbau des 380-kV-Drehstromnetzes werden Hochspannungs-Gleichstrom-Verbindungen (HGÜ) für den hohen Übertragungsbedarf von Norden nach Süden vorgesehen. Sie ermöglichen auf langen Strecken eine verlustarme Übertragung und stabilisieren bei Einsatz moderner Technologie das Drehstromnetz. Ein sonst notwendiger, weitaus großflächigerer AC-Ausbau wird so vermieden. Zur Ein- und Ausspeisung sind aufwendige Umrichteranlagen (Konverter) erforderlich, die die Anzahl möglicher Abspannpunkte auf der Strecke erheblich begrenzen. Die hierfür benötigte Elektronik wird üblicherweise in separaten Hallen untergebracht. Derzeit gibt es noch wenige Erfahrungen mit VSC-HGÜ-Systemen im vermaschten Übertragungsnetz, da diese in Deutschland onshore bisher noch nicht in diesen Leistungsklassen eingesetzt wurden.

Eine Entscheidung über die (abschnittsweise) Verkabelung von Hochspannungsgleichstromleitungen ist nicht Inhalt des NEP 2013, sondern wird im Rahmen der weiteren Trassenplanung bzw. der Bundesfachplanung oder im Genehmigungsverfahren getroffen.

Für die weiträumige Übertragung ist neben dem Einsatz der Gleichstromtechnologie die zusätzliche Optimierung und Erweiterung des 380-kV-Drehstromnetzes notwendig. Zur Minimierung des Bedarfs an neuen Trassen wird dieser Ausbau soweit möglich in den Trassen des heutigen 220-kV-Netzes angestrebt. Der im NEP vorgeschlagene kombinierte Einsatz von Gleichstrom- und Wechselstrom-Technologie ermöglicht eine gesamthafte Optimierung des Übertragungsnetzes für die historisch gewachsenen Versorgungsaufgaben und den künftigen Übertragungsbedarf im Hinblick auf Netzstabilität, Wirtschaftlichkeit und Rauminanspruchnahme.

Der Netzausbau ist elementarer Bestandteil eines Gelingens der Energiewende. Das Tempo des Netzausbaus bestimmt das Tempo der Energiewende. Wenn der Ausbau der Netze weiterhin hinter der Ausbaugeschwindigkeit der erneuerbaren Erzeugungsanlagen zurückbleibt, sind die Ziele der Energiewende und die Versorgungssicherheit gefährdet. Ein Verzicht auf Optimierung, Verstärkung und Ausbau des Übertragungsnetzes würde darüber hinaus an anderer Stelle hohe Kosten verursachen, beispielsweise durch das Auseinanderfallen des gemeinsamen Marktgebietes in Deutschland und die Herausbildung von Zonen mit unterschiedlichen Großhandelspreisen für Strom, zunehmende regionale Abschaltungen von regenerativen Erzeugern und Verbrauchern (Einspeisemanagement) und immer höhere Kosten für Redispatch. Zusätzlich zum Übertragungsnetz ist der Ausbau der Netze auch für die Verteilungsnetzebene und für die Offshore-Anbindungen nötig.

Beim hier vorliegenden Netzentwicklungsplan handelt es sich um den zweiten Entwurf. Er ist das Ergebnis einer konstruktiven Auseinandersetzung der Öffentlichkeit mit dem ersten Entwurf des NEP im Rahmen der öffentlichen Konsultation. Deren Ergebnisse sind in den zweiten Entwurf eingeflossen. Die Konsultation wurde von den ÜNB durch zahlreiche Dialogveranstaltungen in den Bundesländern begleitet. Der transparente und auf den Dialog ausgerichtete Prozess stellt sicher, dass alle den NEP betreffenden Interessen öffentlich zur Sprache kommen und dass der NEP das Ergebnis eines gegenseitigen Erkenntnis- und Entwicklungsprozesses wird. Flankierend zu diesem NEP werden erste Ansätze zu Sensitivitäten untersucht, die zusätzliche Erkenntnisse zum Verhältnis von Eingangsgrößen und Netzausbau aufzeigen werden. Diese Betrachtungen finden jedoch außerhalb des gesetzlichen Umfangs des Netzentwicklungsplans statt.

Gemeinsam mit dem Offshore-Netzentwicklungsplan ist der Netzentwicklungsplan Strom eine wesentliche Voraussetzung, um die Ziele der Energiewende zu erreichen.

