



Az.: 6.00.03.05/13-08-30/Szenariorahmen 2013

Genehmigung

In dem Verwaltungsverfahren
wegen der Genehmigung des Szenariorahmens für die Netzentwicklungsplanung und Offshore-
Netzentwicklungsplanung gem. § 12a Abs. 3 EnWG

gegenüber der

1. 50Hertz Transmission GmbH, vertreten durch die Geschäftsführung,

Eichenstraße 3A, 12435 Berlin

- Übertragungsnetzbetreiber zu 1) -

2. Amprion GmbH, vertreten durch die Geschäftsführung,

Rheinlanddamm 24, 44139 Dortmund

- Übertragungsnetzbetreiber zu 2) -

3. TenneT TSO GmbH, vertreten durch die Geschäftsführung,

Bernecker Straße 70, 95448 Bayreuth

- Übertragungsnetzbetreiber zu 3) -

4. TransnetBW GmbH, vertreten durch die Geschäftsführung,

Pariser Platz, Osloer Str. 15-17, 70173 Stuttgart

- Übertragungsnetzbetreiber zu 4) -

Im Folgenden: die Übertragungsnetzbetreiber

hat die Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen, Tulpenfeld 4, 53113 Bonn, gesetzlich vertreten durch ihren Präsidenten Jochen Homann,

am 30. August 2013

den Szenariorahmen wie folgt genehmigt:

I.

1. Dem Netzentwicklungsplan 2014 und dem Offshore-Netzentwicklungsplan 2014 sind folgende Szenarien der energiewirtschaftlichen Entwicklung zu Grunde zu legen:

Installierte Erzeugungsleistung, Nettostrombedarf und Jahreshöchstlast

Installierte Erzeugungsleistung [GW]					
Energieträger	Referenz 2012	Szenario A 2024	Szenario B 2024	Szenario B 2034	Szenario C 2024
Kernenergie	12,1	0,0	0,0	0,0	0,0
Braunkohle	21,2	16,0	15,4	11,3	15,4
Steinkohle	25,4	27,2	25,8	18,4	25,8
Erdgas	27,0	23,3	28,2	37,5	28,2
Öl	4,0	1,8	1,8	1,1	1,8
Pumpspeicher	6,4	10,0	10,0	10,7	10,0
sonstige konv. Erzeugung	4,1	3,7	3,7	2,7	3,7
Summe konv. Erzeugung	100,2	82,0	84,9	81,7	84,9
Wind onshore	31,0	49,0	55,0	72,0	87,4
Wind offshore	0,3	11,5	12,7	25,3	16,1
Photovoltaik	33,1	54,8	56,0	59,5	58,6
Biomasse	5,7	8,3	8,7	9,2	7,8
Wasserkraft	4,4	4,5	4,7	5,0	4,2
sonstige reg. Erzeugung	0,8	0,9	1,5	2,3	1,3
Summe reg. Erzeugung	75,3	129,0	138,6	173,3	175,4
Summe Erzeugung	175,5	211,0	223,5	255,0	260,3
Nettostrombedarf [TWh]					
Nettostrombedarf ¹	540,3	535,4	535,4	535,4	535,4
Jahreshöchstlast [GW]					
Jahreshöchstlast ²	86,9	84,0	84,0	84,0	84,0

¹ inklusive der Summe der Netzverluste im Verteilnetz.

² inklusive der Summe der Verlustleistung im Verteilnetz.

2. Die Übertragungsnetzbetreiber sind verpflichtet, auf Grundlage der unter Ziffer 1 genehmigten installierten Erzeugungsleistung die wahrscheinlich erzeugte Strommenge aus Kraft-Wärme-Kopplung insgesamt und aufgeschlüsselt nach Energieträgern zu ermitteln und zu untersuchen, ob das energiepolitische Ziel der Bundesregierung der Erhöhung des Anteils von Strom aus Kraft-Wärme-Kopplung bis 2020 auf 25% erfüllt wird. Die Ergebnisse und deren Herleitung sind im Netzentwicklungsplan 2014 zu veröffentlichen.
3. Die Übertragungsnetzbetreiber sind verpflichtet, auf Grundlage der unter Ziffer 1 genehmigten installierten Erzeugungsleistung die wahrscheinlich erzeugte Strommenge zu ermitteln und zu untersuchen, ob das energiepolitische Ziel der Bundesregierung der Erhöhung des Anteils der erneuerbaren Energien am Bruttostromverbrauch bis spätestens 2020 auf mindestens 35% und bis spätestens 2030 auf mindestens 50% erfüllt wird. Die Ergebnisse und deren Herleitung sind im Netzentwicklungsplan 2014 zu veröffentlichen.
4. Die Übertragungsnetzbetreiber sind verpflichtet, auf Grundlage der unter Ziffer 1 genehmigten installierten Erzeugungsleistung die wahrscheinlich erzeugte Strommenge zu ermitteln und zu untersuchen, welchen Beitrag der Sektor der Stromerzeugung zur Erfüllung der folgenden energiepolitischen Ziele der Bundesregierung leistet:
 - Reduktion der Treibhausgasemissionen gegenüber 1990 bis 2020 um 40% und bis 2030 um 55%
 - Senkung des Primärenergieverbrauchs gegenüber 2008 bis 2020 um 20%

Die Ergebnisse und deren Herleitung sind im Netzentwicklungsplan 2014 zu veröffentlichen.

II.

1. Die Übertragungsnetzbetreiber sind verpflichtet, im Rahmen einer Sensitivitätsbetrachtung die Auswirkungen einer Absenkung der installierten Offshore-Leistung in Szenario B 2024 auf 8,4 GW zu untersuchen. Für die regionale Zuordnung der installierten Offshore-Leistung in Nord- und Ostsee sowie deren Anbindung zu den Netzverknüpfungspunkten an Land ist das Start-Offshorenetz des zweiten Entwurfs der Übertragungsnetzbetreiber zum Offshore-Netzentwicklungsplan 2013 zu Grunde zu legen. Es ist darzulegen, welche Maßnahmen aus dem Szenario B 2024 des Netzentwicklungsplans Strom 2014 auf Grund dieser Absenkung nicht erforderlich und welche Maßnahmen zusätzlich erforderlich sind. Die Ergebnisse und deren Herleitung sind zum 30. Mai 2014 zu veröffentlichen.

2. Die Übertragungsnetzbetreiber sind verpflichtet, als Grundlage für eine Sensitivitätsbetrachtung zum Szenario B 2024 ein Konzept für ein sich an konkreten Netzbelastungssituationen orientierendes Einspeisemanagement von Windenergieanlagen onshore zu entwickeln. Dabei sind nur diejenigen Windenergieanlagen in der Leistung zu reduzieren, die auf überlastete Netzelemente einwirken und bei denen die Leistungsreduzierung nachweislich zu einer Verringerung der Belastung dieser Netzelemente führt. Das Konzept für das Einspeisemanagement von Windenergieanlagen onshore ist der Bundesnetzagentur bis zum 15.12.2013 vorzulegen. Die Übertragungsnetzbetreiber sind verpflichtet, nach Prüfung des Konzepts durch die Bundesnetzagentur unter Berücksichtigung etwaiger Modifizierungen des Konzepts darzulegen, welche Maßnahmen auf Grund des Einspeisemanagements nicht erforderlich und welche Maßnahmen gegebenenfalls zusätzlich erforderlich sind. Die Ergebnisse und deren Herleitung sind zum 30. Mai 2014 zu veröffentlichen.

Zur besseren Übersicht wird der Genehmigung eine Gliederung vorangestellt.

I. Sachverhalt	7
A. Vorlage des Szenariorahmens	7
B. Öffentlichkeitsbeteiligung	7
1. Konsultationsteilnehmer	7
2. Zusammenfassung der Stellungnahmen	9
2.1. Allgemeine Anmerkungen zum Entwurf des Szenariorahmens	9
2.1.1 Entwicklungspfade (Szenarien) und Sensitivitätsbetrachtungen	9
2.1.2 Europäischer Rahmen	12
2.2 Erzeugung	12
2.2.1 Methodik regenerative Erzeugung	12
2.2.2 Methodik konventionelle Erzeugung	14
2.2.3 Anmerkungen zur Offshore Windenergie	16
2.2.4 Allgemeine Anmerkungen zu den Szenarien	18
2.2.4.1 Szenario A 2024	20
2.2.4.2 Szenario B 2024	21
2.2.4.3 Szenario B 2034	23
2.2.4.4 Szenario C 2024	23
2.3 Verbrauch und Last	24
2.4 Einspeisemanagement	25
2.5 Berücksichtigung der unterlagerten Netze	26
2.6 Regionalisierung	26
2.7 Modellierung	30
2.7.1 Allgemeine Anmerkungen zur Marktsimulation	30
2.7.2 Brennstoffpreise und CO ₂ -Zertifikatskosten	31
2.8 Transparenz, Akzeptanz, Detaillierungsgrad	31
2.9 Speicher	32
2.10 Sonstige Einwände	33
C. Anhörung der Übertragungsnetzbetreiber	34
II. Entscheidungsgründe	37
A. Formelle Voraussetzungen der Genehmigung	37
B. Materielle Voraussetzungen der Genehmigung	37
1. Gemeinsamer Szenariorahmen	37
2. Entwicklungspfade (Szenarien)	37
2.1 Speicher	39
2.2 Verbrauchsnahe Erzeugung	40
3. Bandbreite wahrscheinlicher Entwicklungen	42
3.1 Grundcharakteristik	42
3.2 Methodik zur Bestimmung der installierten Erzeugungsleistung	43
3.2.1 Regenerative Erzeugung	43
3.2.2 Konventionelle Erzeugung	45
3.2.3 Kraft-Wärme-Kopplung	48
4. Mittel- und langfristige energiepolitische Ziele der Bundesregierung	50
5. Erzeugung, Versorgung, Verbrauch	52
5.1 Erzeugung	52
5.1.1 Referenzwerte für das Jahr 2012	52
5.1.1.1 Regenerative Erzeugung	52
5.1.1.2 Konventionelle Erzeugung	54
5.1.2. Szenario A 2024	55
5.1.2.1 Annahmen zur regenerativen Erzeugung	55
5.1.2.2 Annahmen zur konventionellen Erzeugung	57
5.1.3. Szenario B 2024	60
5.1.3.1 Annahmen zur regenerativen Erzeugung	60
5.1.3.2 Annahmen zur konventionellen Erzeugung	69
5.1.4. Szenario B 2034	71
5.1.4.1 Annahmen zur regenerativen Erzeugung	71

5.1.4.2 Annahmen zur konventionellen Erzeugung	73
5.1.5. Szenario C 2024.....	75
5.1.5.1 Annahmen zur regenerativen Erzeugung	75
5.1.5.2 Annahmen zur konventionellen Erzeugung	77
5.2 Versorgung	78
5.3 Energieverbrauch	81
6. Europäischer Rahmen.....	83
C. Regionalisierung	86
1. Regionale Zuordnung von Wind Offshore in Nordsee und Ostsee.....	86
2. Regionale Zuordnung sonstiger regenerativer Erzeugungsleistungen	87
D. Begründung der Nebenbestimmungen.....	90
1. Kraft-Wärme-Kopplung.....	90
2. Bruttostromverbrauch.....	90
3. Treibhausgasemission und Primärenergieverbrauch.....	90
E. Begründung der ergänzenden Vorgaben.....	92
1. Erkenntnisse aus den Sensitivitätsbetrachtungen der Genehmigung des Szenariorahmens zum NEP/O-NEP 2013	92
1.1 Reduktion des Nettostrombedarfs sowie der Jahreshöchstlast	92
1.2 Kappung der Erzeugungsspitzen bei Windenergieanlagen	92
1.3 Regionalisierung.....	93
2. Sensitivitätsbetrachtungen zum NEP/O-NEP 2014.....	94
2.1 Reduzierter Ausbau Wind Offshore.....	94
2.2 Dynamische Kappung von Erzeugungsspitzen	96
3. Nicht aufgegriffene Sensitivitätsvorschläge	97

Anlage 1: Kraftwerksliste

Anlage 2: Auswertung des Fragebogens der Verteilnetzbetreiber der 110-kV-Ebene

Gründe

I. Sachverhalt

Das vorliegende Verwaltungsverfahren betrifft die Genehmigung des Szenariorahmens 2013 für den Netzentwicklungsplan 2014 und für den Offshore-Netzentwicklungsplan 2014. Der Szenariorahmen ist die Grundlage für die Erarbeitung des Netzentwicklungsplans nach § 12b EnWG und des Offshore-Netzentwicklungsplans nach § 17b EnWG. Nach § 12a Abs. 3 EnWG genehmigt die Bundesnetzagentur den von den Übertragungsnetzbetreibern vorgelegten Szenariorahmen unter Berücksichtigung der Ergebnisse der Öffentlichkeitsbeteiligung.

A. Vorlage des Szenariorahmens

Die Übertragungsnetzbetreiber legten der Bundesnetzagentur am 28. März 2013 den Entwurf des Szenariorahmens vor. Die Bundesnetzagentur machte den Entwurf des Szenariorahmens am 5. April 2013 auf ihrer Internetseite (www.netzausbau.de) bekannt und gab der Öffentlichkeit, einschließlich tatsächlicher und potenzieller Netznutzer, den nachgelagerten Netzbetreibern sowie den Trägern öffentlicher Belange bis zum 17. Mai 2013 Gelegenheit zur Äußerung. Die abgegebenen Stellungnahmen veröffentlichte die Bundesnetzagentur anonymisiert auf ihrer Internetseite.

Während des Konsultationsprozesses richtete die Bundesnetzagentur am 03. Mai 2013 einen öffentlichen „Workshop“ aus, in dessen Rahmen die maßgeblichen Aspekte für die abzugebenden Stellungnahmen diskutiert wurden.

B. Öffentlichkeitsbeteiligung

1. Konsultationsteilnehmer

Im Rahmen der Konsultation gaben folgende Konsultationsteilnehmer Stellungnahmen ab:

Bayerisches Staatsministerium für Wirtschaft, Infrastruktur, Verkehr und Technologie

Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V. (BDEW)

Bürgerinitiative BI "Keine 380 kV-Freileitung im Schwalm-Eder-Kreis"

Bürgerinitiative BI 380-kV-Werra-Meißner e.V.

Bürgermeister Hansestadt Attendorn

Deutsche Energie-Agentur GmbH (dena)

Deutsche Umwelthilfe e.V. (DUH)

E.ON Netz GmbH

EnBW Energie Baden-Württemberg AG (EnBW)
EWE NETZ GmbH
GDF SUEZ Energie Deutschland AG
Germanwatch e.V.
Greenpeace e.V.
Hessisches Ministerium für Umwelt, Energie, Landwirtschaft und Verbraucherschutz
HOCHTIEF Offshore Development Solutions GmbH
Iberdrola Renovables Offshore Deutschland GmbH
KNK Wind GmbH
Land Brandenburg, Ministerium für Wirtschaft und Europaangelegenheiten
Landesverband Erneuerbare Energien NRW e.V. (LEE NRW)
Landkreis Oldenburg
Ministerium für Energie, Infrastruktur und Landesentwicklung Mecklenburg-Vorpommern
Ministerium für Energiewende, Landwirtschaft, Umwelt und ländliche Räume Schleswig-Holstein
Ministerium für Wirtschaft, Arbeit und Verkehr in Saarbrücken, Referat D/2
Ministerium für Wirtschaft, Klimaschutz, Energie und Landesplanung Rheinland-Pfalz
Ministerium für Wissenschaft und Wirtschaft des Landes Sachsen-Anhalt
Mitteldeutsche Netzgesellschaft Strom mbH (MITNETZ Strom)
Naturschutzbund Deutschland e.V. (NABU)
Niedersächsisches Ministerium für Umwelt, Energie und Klimaschutz
PNE WIND AG
Regionale Planungsgemeinschaft Mittelthüringen- Abteilung III, Bauwesen und Raumordnung
RWTH Aachen
Sächsisches Staatsministerium für Wirtschaft, Arbeit und Verkehr
Staatskanzlei des Landes NRW
Stadtwerke Kiel AG
Stadtwerke Peine GmbH
Tec Management
Thüringer Ministerium für Wirtschaft, Arbeit und Technologie
Verbraucherzentrale Bundesverband e.V.
WEMAG Netz GmbH
Westnetz GmbH
Windkraft Union GmbH (WKU)

Darüber hinaus äußerten sich mehrere Privatpersonen zum Entwurf des Szenariorahmens.

Insgesamt begrüßt die Bundesnetzagentur die konstruktive Beteiligung der Öffentlichkeit, insbesondere der Bundesländer und Umweltverbände.

Bereits bei der Erarbeitung des Entwurfs des Szenariorahmens beteiligten sich alle 16 Bundesländer, indem sie entweder die aktuellen Ausbauziele für das Jahr 2024 meldeten oder die Ausbauziele aus dem letzten Jahr haben fortschreiben lassen.

In einem ihre Stellungnahmen ergänzenden gemeinsamen Schreiben vom 26. Juni 2013 schlugen die Umweltverbände DUH, Germanwatch, Greenpeace, NABU und WWF der Bundesnetzagentur vor, die Genehmigung des Szenariorahmens 2014 auch in diesem Jahr mit ergänzenden Vorgaben zu verbinden.

2. Zusammenfassung der Stellungnahmen

Die im Rahmen der Konsultation abgegebenen Stellungnahmen beinhalten im Wesentlichen:

2.1. Allgemeine Anmerkungen zum Entwurf des Szenariorahmens

In ihren Stellungnahmen begrüßen zahlreiche Konsultationsteilnehmer Verbesserungen des Entwurfs des Szenariorahmens 2013 gegenüber dem Entwurf des Szenariorahmens 2012. Im Besonderen werden die zunehmende Detailtiefe und verbesserte Darstellung hervorgehoben.

Sehr häufig regen die Konsultationsteilnehmer an, den derzeit einjährigen Prozess auf einen zweijährigen Turnus zu verlängern. Ein zweijähriger Rhythmus der Netzentwicklungsplanung entspräche auch dem Rhythmus auf europäischer Ebene. Dies sei ein Beitrag zu mehr Transparenz und Bürgernähe, da die Abfolge der Planungsprozesse aus Szenariorahmen und Netzentwicklungsplan für die Bürgerinnen und Bürger besser nachvollziehbar sei.

2.1.1 Entwicklungspfade (Szenarien) und Sensitivitätsbetrachtungen

Einige Konsultationsteilnehmer fordern die Berücksichtigung der von den Übertragungsnetzbetreibern am 01. Juli vorgelegten Sensitivitätsbetrachtungen bei der aktuellen Genehmigung des Szenariorahmens und bei der Bestätigung des NEP 2013. Dabei führt die Überlappung von Sensitivitätsuntersuchungen im Rahmen des NEP 2013 und der — dem engen Zeitplan geschuldeten — Vorlage des Entwurfs des Szenariorahmens zum NEP 2014 zu vereinzelter Kritik. Notwendige Erkenntnisse, die das Vertrauen und die Validität des NEP-Prozesses stärken könnten, aber eventuell unberücksichtigt blieben, könnten erst in den NEP 2014 einfließen. Diese Entwicklung stütze die Forderung zur Streckung der NEP-Taktung auf zwei Jahre. In diesem Zusammenhang wird auch gefordert, die informellen Beteiligungsmöglichkeiten auszuweiten und einen kontinuierlichen Dialog mit interessierten Bürgerinnen und Bürgern anzustreben. Demnach sei die Betrachtung von Sensitivitäten nicht nur eine wissenschaftlich-technische, sondern

auch eine gesellschaftspolitische Frage, in die die Öffentlichkeit angemessen einbezogen werden müsse.

Über die in der letzten Genehmigung aufgegebenen Sensitivitätsbetrachtungen hinaus werden weitere Sensitivitätsuntersuchungen gefordert. Die Auswahl und Ausgestaltung der zu untersuchenden Sensitivitäten müsse in einem breit angelegten Dialog mit Experten und Vertretern der Zivilgesellschaft entschieden werden. Aus Sicht der Umweltverbände sei die Diskussion der Eingangsparameter des Szenariorahmens sogar entscheidender als die Diskussion um den Netzentwicklungsplan selbst. Daher haben sich fünf Umweltverbände im Rahmen der Konsultation zusammengeschlossen und der Bundesnetzagentur konkrete Ausgestaltungen fünf zu untersuchender Sensitivitätsbetrachtungen vorgeschlagen:

Es sollten Auswirkungen einer reduzierten Einspeisung von fossilen Kraftwerken auf den Netzausbaubedarf untersucht werden. Eine Reduktion der Einspeisung um 20% sei demnach anzunehmen, sodass es zur Reduktion des CO₂-Ausstoßes aus Kohlekraftwerken komme. Mit dem Vorschlag wird eine Untersuchung seitens der europäischen Netzbetreiber ENTSOE auf europäischer Ebene aufgegriffen.

Auswirkungen unterschiedlicher Annahmen bei der Einspeisung von Erneuerbaren Energien auf den Netzausbau sollten untersucht werden. Eine solche Sensitivitätsbetrachtung solle nicht durch eine pauschalierte Kappung der Erzeugungsspitzen, sondern durch eine dynamische Kappung (d.h. Kappung von erneuerbarer Energieerzeugung nur in dem Fall, in dem konkret ein Netzengpass vorliegt) bis zu einer festgelegten Grenze von wenigen Prozent der erzeugten Jahresenergie pro Einzelanlage erfolgen.

Als weitere Sensitivität wird vorgeschlagen, die Auswirkungen auf den Netzausbau bei einem verlangsamten Ausbau der Offshore-Windenergie in Norddeutschland und dementsprechend mehr Onshore-Windenergie-Anlagen in Süd- und Südwestdeutschland zu untersuchen.

Darüber hinaus sollten die Auswirkungen einer geänderten Regionalisierung auf den Netzausbaubedarf betrachtet werden. 50% des Zubaus der erneuerbaren Energien sei demnach entsprechend dem Bestand zuzubauen. Die zweiten 50% sollten gemäß dem Stromverbrauch der Bundesländer regionalisiert werden. D. h. die zweite Hälfte des Zubaus (Onshore-Wind, PV) sei proportional auf die Bundesländer zu verteilen, die weniger installierte Wind- bzw. PV-Leistung im Vergleich zum Stromverbrauch haben. Schwachwindanlagen seien mit einer optimierten Anlagenkonfiguration und erhöhten Volllaststunden zu kalkulieren.

Des Weiteren sollten Auswirkungen von Lastverlagerungspotenzialen (Ab- und Zuschaltung von Lasten) zur Netzentlastung untersucht werden. Dabei sollte für die auslegungsrelevanten Netz-

nutzungsfälle geprüft werden, ob eine um ein Viertel reduzierte Jahreshöchstlast (in Zeiten geringer erneuerbare Energien-Einspeisung und hoher Last), oder eine Erhöhung der Last (in Zeiten hoher erneuerbare Energien-Einspeisung und niedriger Last) den Netzausbaubedarf vermeiden könne. Dabei sei eine regional differenzierte Betrachtung vorzunehmen.

Unter Bezugnahme auf die von den Übertragungsnetzbetreibern am 01.07.2013 vorgelegten Ergebnisse fordert ein Umweltverband die Untersuchung einer Sensitivität, die die Auswirkungen einer reduzierten Stromeinspeisung aus CO₂-intensiven Kraftwerken auf den Netzausbaubedarf untersucht. Der Vorschlag sieht zwei Varianten vor. In Variante 1 sei ein hoher CO₂-Zertifikatspreis im Rahmen des EU-Zertifikatehandels – z. B. 70 €/t bis 93 €/t CO₂ – unter grundsätzlicher Beibehaltung des gegenwärtigen Marktmodells zu untersuchen. Damit sollte ein sogenannter „fuel switch“ erreicht werden, d. h. ein Austausch des Einsatzes CO₂-intensiver Kohlekraftwerke durch CO₂-arme Gaskraftwerke. Variante 2 sieht eine Änderung der rechtlichen Rahmenbedingungen vor, mit dem Ziel der schrittweisen Abschaltung besonders klimaschädlicher Kraftwerke – z. B. über die Festlegung von im Zeitverlauf sinkenden CO₂-Grenzwerten pro erzeugter Kilowattstunde oder von elektrischen Mindestwirkungsgraden für Kraftwerke.

Die Vorschläge der Umweltverbände decken sich zum großen Teil mit denen weiterer Konsultationsbeiträge zum Thema Sensitivitäten. Ergänzend werden folgende Beiträge für Sensitivitätsbetrachtungen und Entwicklungspfade (Szenarien) vorgetragen:

Der Energieverbrauch sei eine entscheidende Einflussgröße für den Netzausbaubedarf und es müssten deshalb neben dem unterstellten konstanten Niveau in den Szenarien mindestens Sensitivitäten mit absinkendem Verbrauch untersucht werden, die den Klimaschutzzielen der Bundesregierung entsprächen. Auch wenn die Bundesnetzagentur in der letztjährigen Genehmigung des Szenariorahmens sinkende Verbrauchszahlen als nicht wahrscheinliche Entwicklung identifiziert habe, müsse der Szenariorahmen eben diesen politischen Zielvorgaben Rechnung tragen.

Ferner solle man die Auswirkungen auf den Netzausbau bei einem sehr hohen Zubau der Photovoltaik (z.B. 80 GW im Jahr 2024) oder bei einem stärkeren Einsatz von Energiespeichern untersuchen.

Gemäß einigen Konsultationsteilnehmern ließen die Szenarien wesentliche Unterschiede in ihren Zielerreichungspfaden vermissen und wichtige Optionen technologischer Neuentwicklungen wie ein verstärkt verbrauchsnaher Ausbau der erneuerbaren Energien oder eine geringere Jahreshöchstlast blieben außer Acht.

Ein Konsultationsteilnehmer hält das bisherige Vorgehen der Übertragungsnetzbetreiber für eine gute Ausgangsbasis. Jedoch sollten die Übertragungsnetzbetreiber zukünftig Entwicklungen wie den verstärkten Einsatz von Speichern, Lastmanagementmaßnahmen sowie einer reduzierten Jahreshöchstlast berücksichtigen. Neben der Prioritätensetzung bei der Versorgungssicherheit und einem weitestgehend freizügigen Marktgeschehen seien auch die Stromgestehungskosten einschließlich der Netzausbaukosten im Rahmen einer integrativen Sichtweise auf die künftige Energieversorgungsstruktur einzubeziehen. Alternative Einsatzvarianten verschiedener Kraftwerke (z. B. Windkraft, Photovoltaik, Wasserkraft etc.) an verschiedenen Orten müssten im Kontext des Szenariorahmens erarbeitet werden und als Grundlage neben der Modellierung und Regionalisierung für den Netzentwicklungsplan (NEP) dienen. Dies mache einmal mehr deutlich, dass es Aufgabe der Übertragungsnetzbetreiber sei, mit den Szenarien echte Alternativen innerhalb der Bandbreite eines prognostizierbaren Wandels der Energiegewinnungstechniken darzustellen.

Hinsichtlich der im letzten Szenariorahmen aufgegebenen Sensitivitäten bemerkt ein Konsultationsteilnehmer, dass nicht nur die Frage der Abregelung erneuerbarer Energien zur Reduzierung des Transportbedarfs, sondern auch die Frage der Abregelung nach der mittlerweile vorliegenden Abschaltverordnung berücksichtigt werden müsste. Zudem sei es nicht ersichtlich, warum nur eine bessere Regionalisierung von Onshore-Wind, PV und Biomasse, aber nicht von Offshore-Windenergie untersucht werden solle.

2.1.2 Europäischer Rahmen

Ein Konsultationsteilnehmer sieht es als Verbesserung an, dass im Entwurf des neuen Szenariorahmens zum NEP/O-NEP 2014 die Annahmen innerhalb des ENTSO-E-Netzverbundes ausführlicher dargestellt und erläutert würden. Dies betreffe die erweiterten Angaben zum Kraftwerkspark im europäischen Ausland, die zugrunde gelegten marktgebietsübergreifenden Übertragungskapazitäten, die Nachfrageentwicklungen in Europa sowie die Darlegung etwaiger unterschiedlicher europäischer Entwicklungen im Vergleich zu Deutschland.

2.2 Erzeugung

2.2.1 Methodik regenerative Erzeugung

Aus der Sicht mehrerer Konsultationsteilnehmer ist der Entwurf des Szenariorahmens 2014 gegenüber dem genehmigten Szenariorahmen 2013 in der Methodik der regenerativen Erzeugung fortentwickelt und damit belastbarer geworden. Demnach seien insbesondere die Bemühungen

zur Verbesserung der Regionalisierung der installierten Leistung aus Erneuerbare-Energie-Anlagen zu begrüßen. Auch wenn die nunmehr angewandte Mischung aus einem Top-down-Ansatz und einem Bottom-up-Ansatz im Grundsatz zu begrüßen sei, könnten die für die Szenarien A und B im Rahmen der Regionalisierung ermittelten jeweiligen Prognosen auf Bundesländerebene nicht konkret nachvollzogen werden. Eine breite Akzeptanz der Methodik bei der Prognose erneuerbarer Energien werde aber nur erreicht, wenn die Methodik für die Öffentlichkeit transparent sei. Einige Konsultationsteilnehmer stellen bestimmte Prognosen der von den Übertragungsnetzbetreibern verwendeten Mittelfriststudie gänzlich in Frage.

Allgemein sei festzuhalten, dass sich die Bundesländer bei der Ermittlung der prognostizierten erneuerbaren Energien bis auf wenige Ausnahmen eher im Szenario C 2024 als im Szenario B 2024 wiederfinden. Man sehe in diesem Zusammenhang die hohe Diskrepanz bei dem Energieträger Wind onshore zwischen B 2024 und C 2024, halte aber gleichwohl am C-Szenario fest, welches sowohl durch die Windeignungsgebiete in den Potenzialstudien der Bundesländer als auch durch die gemeldeten Zahlen der Verteilnetzbetreiber bestätigt werde. Deshalb wird von einigen Konsultationsteilnehmern dringend empfohlen, diesen ergänzenden Ansatz der Daten der Verteilnetzbetreiber, der insgesamt zumindest zur Plausibilisierung der angesetzten Prognosen einen wichtigen Beitrag liefern könne, weiter zu verfolgen. Auch wenn die erste Datenerhebung noch Mängel aufweise, sei dies kein Grund, diese Methodik wieder aufzugeben. Vielmehr sollte gemeinsam mit den Verteilnetzbetreibern die Datengrundlage stetig verbessert werden.

Ein Konsultationsteilnehmer vertritt die Ansicht, dass nun auch andere Bundesländer, wie Rheinland-Pfalz, Bayern und Baden-Württemberg bei der Ausbaustrategie für die Windenergie onshore sehr ambitioniert auftreten würden. Begleitet werde diese Entwicklung von technischen Neuerungen. So würden die Hersteller von Windturbinen derzeit sehr stark auf Anlagen setzen, die mit großen Rotordurchmessern und im Verhältnis dazu geringeren Generatorleistungen (2,5 bis 3,5 Megawatt) einen für Binnenlandstandorte optimierten Betrieb ermöglichen und auch an durchschnittlichen Windstandorten 2.500 bis 3.000 Volllaststunden pro Jahr erzielen würden. Dies sollte unbedingt in der Methodik bei der Ermittlung der regenerativen Energien im Szenariorahmen Berücksichtigung finden.

Ein Konsultationsteilnehmer weist darauf hin, dass er in der bundespolitischen Diskussion um neue Ausbauziele des EEG eine Deckelung der Onshore Windenergie ablehne. Die im EEG enthaltenen Ziele seien Mindestziele, die im Sinne einer zügigen und kosteneffizienten Energiewende möglichst überschritten werden sollten.

2.2.2 Methodik konventionelle Erzeugung

Im Rahmen der Stellungnahmen wird geltend gemacht, dass die Annahmen zur Entwicklung der konventionellen Kraftwerksleistung unter den jetzigen energiewirtschaftlichen Rahmenbedingungen unrealistisch seien. Dennoch müsse das zukünftig erforderliche Übertragungsnetz auf Basis einer vollständigen Deckung der Residuallast durch in Deutschland befindliche konventionelle Kraftwerke berechnet werden. Um dies zu gewährleisten, müssten im Rahmen eines Kapazitätsmarktes Investitionsanreize für den Neubau von Kraftwerken geschaffen werden. Kraftwerksprojekte wie Haiming und Leipheim seien Beispiele für ausstehende Investitionsentscheidungen aufgrund von fehlenden Investitionsanreizen. Von anderer Seite wird gefordert, den Ordnungsrahmen dahingehend anzupassen, dass die Standortwahl neuer Kraftwerke unter volkswirtschaftlich optimalen Kriterien gewählt werden, d. h. eine Abwägung zwischen Netz- und Kraftwerksausbauplanung erfolgen sollte.

Des Weiteren kritisieren Konsultationsteilnehmer die pauschalisierten Annahmen einer festen Lebensdauer konventioneller Kraftwerke von 45 Jahren für Gaskraftwerke bzw. 50 Jahren für Kohlekraftwerke. Lebensdauererlösende Maßnahmen (z. B. Retrofit-Maßnahmen) sprächen gegen eine derartige Annahme (siehe Kraftwerksprojekt Rostock, bei dem die Lebensdauererlösende einer der Gründe für Retrofit-Maßnahmen sei). Eine differenziertere Darstellung der Betriebszeiten einzelner Kraftwerke sei mit den Kraftwerksbetreibern abzustimmen und im Szenariorahmen abzubilden, Wirkungsgradsteigerungen zu berücksichtigen. Es erscheine wenig plausibel, dass, obwohl keine maximale Lebensdauer von Speicherkraftwerken unterstellt werde, in Szenario C 2024 ein geringer Rückgang der installierten Leistung der Speicherkraftwerke angegeben werde.

Über die Annahme hinaus, dass KWK-fähige Gaskraftwerke nach Ende der Lebensdauer ersetzt werden, sollten Modernisierungen schon während der regulären Lebensdauer Berücksichtigung finden. So führten Modernisierungen bei gegebener Wärmesenke zu einer Zunahme der elektrischen Leistung, da neue Anlagen höhere Stromkennzahlen aufweisen würden als alte Anlagen. Auch die Ausgestaltung der Annahme des Ersatzes der KWK-fähigen Anlagen sei zu untersuchen. Ein Ersatz an gleicher Stelle mit gleicher Leistung sei zu hinterfragen. Des Weiteren bedürfe es weiterer Erläuterungen hinsichtlich der regional differenzierten Temperaturprofile. Beim Zubau von KWK-Anlagen sei zudem nicht nur die Stromeinspeisung relevant, sondern in Einsatzbereichen außerhalb der allgemeinen Versorgung vorwiegend die Verdrängung von Strombezug durch Eigenerzeugung.

Ein Konsultationsteilnehmer trägt vor, dass aus dem Entwurf nicht ersichtlich sei, inwieweit das im KWK-Gesetz verankerte Ziel eines KWK-Ausbaues an der Stromerzeugung auf 25% bis

2020 berücksichtigt sei. Hierzu sollte der Szenariorahmen explizite Annahmen hinsichtlich der daraus resultierenden elektrischen Leistung enthalten. Nach Möglichkeit sollten auch Annahmen über die regionale Aufteilung der zusätzlichen KWK-Kapazitäten gemacht werden. Schließlich weist der Konsultationsteilnehmer darauf hin, dass bei einem fortschreitenden KWK-Ausbau über 2020 hinaus, wie er sich implizit aus der in den kommenden Jahren anstehenden Umsetzung der neuen EU-Energie-Effizienz-RL ergebe (u.a. Erstellung von Kosten-Nutzen-Analysen und Wärme-/Kälteplänen, KWK-Vorrang), noch eine weitere Steigerung des KWK-Stromanteils auf ca. ein Drittel als realistische Möglichkeit in Betracht zu ziehen sei. Zudem enthalte der Entwurf des Szenariorahmens keine Aussage darüber, ob und wie bestehende alte Heizkraftwerke auf Basis von Kohle ersetzt würden.

Ein weiterer Konsultationsteilnehmer beanstandet das Ergebnis des Netzentwicklungsplans Strom 2013, nach dem Kohlekraftwerke innerhalb des gegenwärtigen Ordnungsrahmens nicht nur in der Gegenwart, sondern auch noch in der mittelfristigen Perspektive mit hoher Auslastung gefahren werden könnten und damit weiter knappe Netzressourcen beanspruchen würden, besonders bei hoher Windeinspeisung. Die Philosophie des bisherigen Planungsansatzes gehe von einem „Netz für alle Fälle“ aus. Das heiße konkret, dass das Stromnetz der Zukunft selbst in Zeiten hoher Einspeisung erneuerbarer Energien noch in der Lage sein solle, zusätzlich den gesamten angebotenen Kohlestrom zu transportieren. Dieser Anspruch werde allerdings schon heute immer häufiger nicht eingelöst, da eintretende Netzengpässe durch Redispatch-Maßnahmen beseitigt würden. Der Übertragungsnetzbetreiber fordere dabei jenseits der Einsatzreihenfolge gemäß der Merit Order kurzfristig eine Änderung der Leistungseinspeisung einiger Kraftwerke als eine Art Notmaßnahme gegen akute Netzengpässe. Eine solche Planungsphilosophie stehe aber im Widerspruch zu den Zielen der Energiewende und den Klimaschutzzielen, die gerade erreichen wollen, dass immer weniger Kohlestrom und damit auch weniger Kohlekraftwerkskapazität im Netz sein solle. Ein Stromnetz, das — vereinfacht ausgedrückt — gleichzeitig hundert Prozent fossilen und hundert Prozent erneuerbaren Strom transportieren könne, sei deutlich überdimensioniert. Der Konsultationsteilnehmer schlägt deshalb vor, eine neue vorsorgliche Planungsmaxime zu entwickeln, die bereits bei der Kapazitätsplanung berücksichtige, dass auch Kohlestrom nicht bis zur letzten Kilowattstunde abgenommen werden müsse. Das darauf aufbauende Netz werde mit weniger Trassen auskommen als das nach derzeitiger Philosophie geplante.

Außerdem solle man untersuchen, wie hoch das Reduktionspotenzial bei konventionellen Must-Run-Einheiten sei und in wieweit in diesem Zusammenhang erneuerbare Energien Systemdienstleistungen übernehmen könnten.

2.2.3 Anmerkungen zur Offshore Windenergie

Gemäß mehreren Konsultationsteilnehmern müsse der vorliegende Szenariorahmen in Hinblick auf die geplanten Kapazitäten der Offshore Windenergie deutlich nach unten korrigiert werden. Selbst in der niedrigsten Variante des Szenarios A 2024 werde von einer zu hohen installierten Leistung ausgegangen. Abgesehen davon, dass derart hohe Ausbauwerte auf Grund der drohenden Kostenbelastung nicht erstrebenswert seien, gingen diese angesichts der schon heute absehbaren Probleme beim Ausbau weit an der Wirklichkeit vorbei. Es bestehe die Gefahr, dass in Folge dieser Fehleinschätzung weitaus mehr Stromleitungen geplant und gebaut würden als benötigt. Insbesondere im Offshore-Netz drohe eine massive Überkapazität. Die Folge seien hohe Leerkosten oder sogar „Stranded Investments“, die zu einer unnötigen Erhöhung der Netzentgelte führten. Der Verbraucher müsse letztlich für die erheblich teureren Windkraftanlagen offshore, für Seekabel und Risiken bei verspäteten Anschlüssen sowie umfangreicher Netze an Land zahlen. Im EEG-Dialog des BMU zu Windenergie am 12. Februar 2013 hätte weitgehend Einigkeit bestanden, dass ein realistischer Ausbaupfad für die Windenergie offshore bei rund 6-8 GW bis 2020 liegen würde. Der BDEW habe in seinem Positionspapier zum EEG-Dialog einen mit dem Netzausbau on- und offshore koordinierten Zubau von jährlich rund 1 GW als realistisch und zielführend angesehen. Dabei sei jedoch auf eine differenzierte Betrachtung der Kapazitäten in Nord- und Ostsee zu achten.

Gemäß einem Konsultationsteilnehmer räume die Offshore-Branche mittlerweile selbst ein, dass der im Energiekonzept der Bundesregierung für das Jahr 2020 anvisierte Ausbaustand von 10.000 MW nicht erreicht werde. Optimistisch würden die brancheneigenen Werte bei Prognosen zwischen 6.000 und maximal 8.000 MW liegen. Ein weiterer Konsultationsteilnehmer ist der Ansicht, dass der fortschreitende KWK-Ausbau über 2020 hinaus gegen den frühzeitigen Ausbau von Offshore-Windkapazitäten spreche.

Auch viele Bürger vor Ort bewege die Frage, ob die Offshore-Windnutzung sinnvoll sei oder ob ein stärkerer dezentraler Ausbau der erneuerbaren Energien den Netzausbau im Übertragungsnetz reduzieren könne. Um darauf belastbare Antworten zu finden, sei es gemäß eines Konsultationsteilnehmers sinnvoll, eine Reduktion der installierten Offshore-Leistung in Szenario B 2024 um 50 Prozent kombiniert mit einem Ersatz dieser Anlagenleistung durch Onshore-Wind-Erzeugung in Süddeutschland zu untersuchen. Offshore-Wind-Anlagen würden mehr Volllaststunden als Onshore-Wind-Anlagen erreichen. Deshalb müsse bei Onshore-Wind-Anlagen mit einer optimierten Anlagenkonfiguration für windschwache Standorte kalkuliert werden (hohe Türme, lange Rotorblätter, kleine Generatoren), da dies zu höheren Volllaststunden führe.

Ein Konsultationsteilnehmer trägt demgegenüber vor, dass in der Nordsee keine Notwendigkeit für eine Absenkung im Leitszenario B 2024 in dem von den Übertragungsnetzbetreibern vorgeschlagenen Ausmaß gegenüber dem Szenariorahmen 2013 gegeben sei. Entsprechend erscheine es sinnvoll, sich bei der Prognose für 2024 bzw. für 2034 weiter an den Szenarien B 2023 bzw. B 2033 zu orientieren. Angesichts der durch verzögerte Offshore-Netzanbindungen ausgelösten Verzögerungen des Offshore-Windausbaus sollten die Werte jedoch lediglich konstant fortgeschrieben werden. Eine unbegründete übervorsichtige Festsetzung der erwarteten Leistungswerte könne aufgrund der Verzahnung der verschiedenen Planungsinstrumente zu einer erheblichen Behinderung der Entwicklung der Offshore Windenergie führen und damit die Ausbauziele der Bundesregierung gefährden.

Einige Konsultationsteilnehmer machen insbesondere die in der Ostsee zu niedrig erwartete Kapazität i. H. v. lediglich 1,3 GW für das Jahr 2023 geltend. So werde bspw. für das Szenario A 2023 die Kapazität in Höhe von 1,3 GW bereits im Jahr 2018 als vollständig in Betrieb und an das Netz angeschlossen betrachtet. Dann aber würde in den darauf folgenden sechs Jahren kein einziger OWP mehr in der Ostsee verwirklicht werden. Diese Entwicklung sei nicht plausibel und liege daher außerhalb der wahrscheinlichen Entwicklungen, die die Grenzen des Szenariorahmens bestimmen würden. Berücksichtigt werden sollten alle Vorhaben, deren Genehmigung beantragt wurde und bezüglich deren Genehmigung bis dato keine grundlegenden materiellen Zulassungshindernisse bekannt seien. Das betreffe neben den Vorhaben Arcadis Ost 1 (Genehmigung wird im November 2013 in Aussicht gestellt) und Bettle Eagle auch Ostseeschatz. Offensichtlich würden die Offshorewindpark-Planungen von der Netzentwicklungsplanung ausgebremst. Der politische Wille zur Realisierung erneuerbarer Energien und die gerade beginnende Entwicklung dieser Industrie sollte nicht durch zu geringe Planung von Netzkapazitäten behindert werden. Andernfalls könnte die sich gerade erst stabilisierende wirtschaftliche Entwicklung dieser Vorhaben erheblich beeinträchtigt werden, welches wiederum negative Auswirkungen auf die Stromproduktion insgesamt haben könnte.

Aus der Sicht eines weiteren Konsultationsteilnehmers erscheint es klärungsbedürftig, ob Projekte in der AWZ der Nordsee jenseits der Schifffahrtsroute 10 beziehungsweise deren Erzeugungsleistungen richtigerweise Eingang in die Prognose der regenerativen Erzeugung im Bereich Offshore Wind gefunden haben. Dies gelte an erster Stelle für das sogenannte „Cluster 14“ Vorgesehen seien nach derzeitiger Planung für das endgültige Cluster 14 insgesamt ca. 800 Windenergieanlagen mit einer Gesamtleistung der acht Offshore-Windparks von bis zu circa 5,5 Gigawatt. Ein Baubeginn – die Frage nach der rechtzeitigen Bereitstellung eines notwendigen Netzanschlusses insoweit einmal ausgeklammert – sei grundsätzlich schon im Jahr 2017 möglich. Die zwei fortgeschrittenen Vorhaben hätten bereits in den BFO 2012 als „Cluster 14 unter besonderer Beobachtung“ Eingang gefunden.

2.2.4 Allgemeine Anmerkungen zu den Szenarien

Mehrere Konsultationsteilnehmer loben die Ausführungen der Szenarien für den NEP Strom 2014 und stimmen den darin enthaltenen Ausführungen grundsätzlich zu. Demnach sei den Übertragungsnetzbetreibern ein übersichtliches und gut verständliches Dokument gelungen, das wesentliche Annahmen für den kommenden Netzentwicklungsplan Strom transparent aufführe und eine positive Weiterentwicklung zu vorangegangenen Dokumenten darstelle. Die wesentlichen Annahmen für die Stromnetzentwicklung würden in Tabellen dargestellt und mit stichpunktartigen Texten kommentiert. Insbesondere die Hervorhebung von Änderungen zum Szenariorahmen für den Netzentwicklungsplan Strom 2013 (NEP Strom 2013) sowie die Angabe der Quellen für einzelne Parameter wird positiv registriert. Die energiewirtschaftliche Entwicklung im europäischen Ausland besitze einen hohen Einfluss auf die deutsche Stromnetzplanung und werde ebenfalls im Entwurf des Szenariorahmens gut dargestellt. Allerdings sollte es nicht beim Verweis auf die entsprechenden ENTSO-E-Dokumente bleiben. Zumindest für die direkten europäischen Nachbarstaaten müsse die erwartete Entwicklung der erneuerbaren Energien, der konventionellen Erzeugung und der Last länderscharf angegeben werden, wie dies beispielsweise auch für die Grenzkuppelstellen erfolge. Ferner sei die Berechnung des Bedarfs für unterschiedliche Szenarien angesichts unsicherer Prognosen sinnvoll. Es müsse aber sichergestellt sein, dass für die Genehmigung des NEP durch die Bundesnetzagentur und das Bundesbedarfsplangesetz auch alle Szenarien berücksichtigt werden.

Mehrere Konsultationsteilnehmer kritisieren die Grundannahmen aus dem Entwurf des Szenariorahmens. Die Szenarien ließen demnach wesentliche Unterschiede in ihren Zielerreichungspfaden vermissen. Zudem würden wichtige Optionen technologischer Neuentwicklungen, wie ein verstärkt verbrauchsnaher Ausbau der erneuerbaren Energien sowie geringere Jahreshöchstlasten bisher außer Acht gelassen. Ferner seien neben der Prioritätensetzung bei der Versorgungssicherheit und einem weitestgehend freizügigen Marktgeschehen auch die Stromgestehungskosten einschließlich der Netzausbaukosten im Rahmen einer integrativen Sichtweise auf die künftige Energieversorgungsstruktur einzubeziehen. Auch sei der erhöhte Ausbau von dezentraler Kraft-Wärme-Kopplung nicht in dem Entwurf des Szenariorahmens eingearbeitet. Hierfür bräuchten nur die Verteilnetze und nicht die Übertragungsnetze ausgebaut zu werden.

Ein Konsultationsteilnehmer erwartet von den Übertragungsnetzbetreibern, dass sie ihre Kenntnisse zum Energieversorgungssystem in den laufenden Planungsprozessen transparent darstellen und auch dafür nutzen, wertvolle Beiträge für die Debatten um das künftige Strommarktsystem zu liefern. Das reflexartige Zurückziehen auf die Vorgaben des bestehenden Ordnungsrahmens, die Erfüllung politischer Entscheidungen und den fehlenden Einfluss auf Anzahl und

Standorte der Kraftwerke werde der verantwortungsvollen Aufgabe der Netzbetreiber im komplexen Energieversorgungssystem nicht gerecht. Zwar werde zu Recht auf die freie Standortwahl im Energiemarkt hingewiesen, dies entbinde die Netzbetreiber aber nicht davon, einen Input zu Überlegungen um künftige sinnvolle Standorte von Stromerzeugern zu liefern. Die bisher fehlenden Szenarien, die z.B. einen stärker räumlich gesteuerten Zubau von erneuerbaren Energien, KWK und Gaskraftwerken in den Mittelpunkt stellen könnten, würden neben neuen Erkenntnissen zum Netzausbaubedarf wichtige Beiträge für die laufende politische „Energiewende-Debatte“ um einen stärker räumlich gesteuerten Zubau von erneuerbaren Energien liefern. Sofern für eine integrierte Stromnetzplanung grundlegende Daten und Studien noch nicht vorlägen, müssten entsprechende offene Fragen als Prüfauftrag in den Szenariorahmen mit aufgenommen werden mit der Vorgabe, die Ergebnisse in die folgenden Prozessschritte einfließen zu lassen.

Gemäß einiger Konsultationsteilnehmer könne es nicht sein, dass vorliegende, abgefragte Daten bei den Verteilnetzbetreibern keinerlei Auswirkungen auf die Ausgestaltung der Szenarien A und B haben sollen und die abgefragten Daten lediglich als Bestätigung des Ausbaukorridors für Szenario C dienen. Darüber hinaus sei die neue Regionalisierungsmethodik für die erneuerbaren Energien für die Szenarien A und B ausführlicher zu erklären und anhand eines Rechenbeispiels zu erläutern. Ebenso werde eine Überprüfung der getroffenen Annahmen für die installierten Kapazitäten aus Offshore Windenergie in allen Szenarien nachdrücklich empfohlen, wobei diese Annahmen zugleich nachvollziehbar im Begleitdokument zum Entwurf des Szenariorahmens dargestellt werden sollten.

Ein Konsultationsteilnehmer fordert die Bundesnetzagentur auf, die Realitätsnähe des Szenarios A zu überprüfen und ggf. ein neues alternatives Szenario zu entwerfen. Ferner werde ein Weiterentwicklungsbedarf bei dem Szenario C (Bundesländerszenario) gesehen. Die Angaben der einzelnen Bundesländer beruhten auf deren unabhängig voneinander und in unterschiedlicher Qualität abgeleiteten Zielsetzungen und erstellten Planungen. Aspekte der Weiterentwicklung seien etwa Analysen zur Vergleichbarkeit der Angaben bzw. Analysen zur Vergleichbarkeit der Methoden zur Erarbeitung der einzelnen Bundesländerszenarien oder Bestrebungen, die Ansätze und Methoden der Bundesländer zu harmonisieren, um vergleichbarere Bundesländerszenarien zu erhalten. In diesem Zusammenhang wird ein Abgleich der Zielsetzungen und Planungen mit Potenzialanalysen und eine Kombination der Bundesländerszenarien mit bestehenden Planungsdaten der Verteilnetzbetreiber gefordert.

Ein Konsultationsteilnehmer beanstandet, dass die Kapazitäten von Braunkohle- und Steinkohlekraftwerken sowie die Erzeugung von Wind offshore zu hoch angesetzt seien. Durch mehr

Erzeugung von erneuerbarer Energie im Süden Deutschlands sei auch mit einem geringeren Netzausbau zu rechnen.

2.2.4.1 Szenario A 2024

Ein Festhalten an Szenario A 2024 in der derzeitigen Ausgestaltung sei laut mehreren Konsultationsteilnehmern nicht zielführend. Laut einem Konsultationsteilnehmer erfülle das Szenario A 2024 die klimapolitischen Ziele der Bundesregierung nicht. Ein weiterer Konsultationsteilnehmer fügt an, ein Rückgang an Gaskraftwerksleistung bei gleichzeitigem Ausbau von Kohlekraftwerken stelle keine notwendige Flexibilität zur Integration erneuerbarer Energien sicher. Zudem stehe der über die derzeit genehmigten und im Bau befindlichen Kraftwerke hinaus unterstellte Kohlekraftwerksausbau den langfristigen Klimaschutzzielen der Bundesregierung entgegen. Ein alternatives Szenario A 2024 sollte eine Reduktion der Jahreshöchstlast sowie einer Begrenzung der maximalen Einspeisung durch erneuerbare Energien erwägen.

In einer weiteren Stellungnahme wird die Verwendung von Ergebnissen der von den Übertragungsnetzbetreibern am 01. Juli 2013 veröffentlichten Sensitivitätsrechnungen in Szenario A 2024 vorgeschlagen. Dies stelle ein wahrscheinliches Szenario mit reduziertem Netzausbaubedarf sicher.

Ferner schlägt ein Konsultationsteilnehmer anstelle des Szenarios A die Aufnahme eines anderen Szenarios vor, das auf der Studie „Kostenoptimaler Ausbau der Erneuerbaren Energien in Deutschland“ der Agora Energiewende aufsetze. Dabei sei die Variante „verbrauchsnahe Erzeugung“ zu unterstellen, um einen kostengünstigen Netzausbaubedarf zu gewährleisten.

Mehrere Konsultationsteilnehmer bemängeln, dass die bei den Verteilnetzbetreibern abgefragten Anmeldezahlen für Windenergie- und Photovoltaik-Anlagen bis Ende 2015 zu keiner Korrektur der Szenarien A und B geführt habe.

So wird insbesondere vorgebracht, dass die deutschlandweit abgefragten Ausbauwerte von den Verteilnetzbetreibern eine höhere Anschlussleistung von Windenergieanlagen an Land bis Ende 2015 prognostizierten, als im Szenario A für das Jahr 2024 angenommen werde. Diese Aussage wird auch von anderen Konsultationsteilnehmern dahingehend bekräftigt, dass die aktuellen Ausbauwerte ebenfalls eine stärkere Entwicklung der Windenergie an Land vermuten ließen.

Bezüglich des Ausbaus von Photovoltaik wird kritisiert, dass es einen zu geringen Unterschied an installierter Photovoltaikleistung zwischen den Szenarien A, B und C gebe. Der aktuelle Ausbauwert im Jahr 2012 betrage 7,6 GW und mache deutlich, dass der zu prognostizierende Zu-

bau von Photovoltaik-Anlagen unsicher sei und deshalb eine größere Spreizung der Ausbautzahlen erfolgen müsse.

2.2.4.2 Szenario B 2024

Viele Konsultationsteilnehmer tragen vor, dass das Szenario B 2024 als Leitszenario seine Berechtigung habe, da es den Ausbauzielen der Bundesregierung relativ nahe komme. Fraglich sei bei der Ausgestaltung des Szenarios B 2024 die hohe Kohlekraftwerkskapazität bei gleichzeitig starkem Ausbau der Gaskraftwerkskapazitäten.

Mehrere Konsultationsteilnehmer kritisieren die Annahmen zur installierten regenerativen Erzeugungsleistung in Szenario B 2024 als zu gering, da sie deutlich hinter den Ausbauzielen der Bundesländer zurück bleiben würden. Die Konsultationsteilnehmer bemängeln in diesem Zusammenhang, dass die bei den Verteilnetzbetreibern abgefragten Anmeldezahlen für Windenergie- und PV-Anlagen bis Ende 2015 zu keiner Korrektur des Szenarios B geführt haben. Daher regen einige Konsultationsteilnehmer an, insbesondere die Werte für Wind onshore noch einmal zu überprüfen.

Des Weiteren tragen mehrere Konsultationsteilnehmer vor, dass die aktuellen Prognosen im Entwurf des Szenariorahmens 2014 für den Ausbau der Erneuerbaren Energien im Vergleich zum genehmigten Szenariorahmen 2013 geringer ausfielen, obwohl aufgrund des steigenden Referenzwertes - von 2011 zu 2012 in Höhe von rund 10 GW - eine erhöhte Annahme installierter regenerativer Erzeugungsleistung nachvollziehbarer erscheine.

Die Annahmen zur installierten Leistung Wind onshore in Szenario B 2024 bewerten die Konsultationsteilnehmer unterschiedlich. So merken einige Konsultationsteilnehmer an, dass die Prognose für den Ausbau von Windenergie an Land deutlich nach oben korrigiert werden müsse. Die installierte Leistung von Windenergieanlagen werde zukünftig durch die steigende Nutzung des Repowerings erhöht. Hinzu käme, dass die aktuellen Ausbauwerte, die Planung neuer Windeignungsgebiete bzw. Windflächenausweisungen oder die Erarbeitung eines Winderlasses eine stärkere Entwicklung der Windenergie an Land zur Folge habe. In diesem Zusammenhang wird zudem angemerkt, dass die deutschlandweit abgefragten Ausbauwerte der Verteilnetzbetreiber eine höhere Anschlussleistung von Windenergieanlagen an Land bis Ende 2015 prognostiziere, als im Szenario B für das Jahr 2024 angenommen werde. Zu den Ausbauwerten der Verteilnetzbetreiber merkt ein Konsultationsteilnehmer an, dass die gemeldete installierte Leistung in Mecklenburg-Vorpommern nicht richtig im Szenario B 2024 übernommen worden sei, demnach seien 500 MW nicht übernommen worden. Dies könne zu fehlerhaften Netzberechnungen führen.

Dementgegen halten mehrere Konsultationsteilnehmer die Annahme zur installierten Leistung der Onshore-Windenergieanlagen in Szenario B 2024 für realistisch, da hier mit einem plausiblen Zubau von rund 2 GW pro Jahr gerechnet werde. Die Erwartungen im Szenario C 2024 mit fast 90 GW installierter Leistung von Ende 2012 bis 2024 seien demgegenüber viel zu hoch angesetzt.

Bezüglich des Photovoltaik-Ausbaus kritisieren einige Konsultationsteilnehmer, dass sowohl im Leitszenario B 2024 als auch im Szenario B 2034 die Prognosen zur installierten Photovoltaik-Erzeugungsleistung gegenüber dem Vorjahresszenario deutlich reduziert worden seien, demnach liege der jährliche Photovoltaik-Zubau von 2015 bis 2024 bei 0,5 GW pro Jahr. Diese Konsultationsteilnehmer verlangen eine Korrektur dieser Werte nach oben, zumal die Kosten für PV-Module - welche effizienter installiert werden könnten - fortwährend sanken. Für diese Ausbauwerte bedürfe es nachvollziehbarer Erläuterungen.

Weiterhin wird von einigen Konsultationsteilnehmern kritisiert, dass es einen zu geringen Unterschied an installierter Photovoltaik-Leistung zwischen dem Szenario B und den übrigen Szenarien gebe. Der aktuelle Ausbauwert im Jahr 2012 betrage 7,6 GW und mache deutlich, dass der zu prognostizierende Zubau von Photovoltaik-Anlagen unsicher sei und deshalb eine größere Spreizung der Ausbauzahlen zwischen den einzelnen Szenarien erfolgen müsse.

In Bezug auf die Biomassekraftwerke wird von einem Konsultationsteilnehmer vorgetragen, dass große Bioenergiepotenziale aus Reststoffen wie Gülle und Festmist sowie aus Nebenprodukten wie Stroh aber auch Bioenergiepotenziale aus Holz und Energiepflanzen noch nicht genutzt würden. Ein weiteres Wachstum der Bioenergie könne auch aus den großen Potenzialen zur Effizienzsteigerung bei Bestandsanlagen generiert werden. Es wird daher angeregt, die maßgeblichen Werte im Szenario B 2024 entsprechend anzupassen.

Ein Konsultationsteilnehmer regt bezüglich der sonstigen regenerativen Kraftwerken an, dass die prognostizierte Absenkung im Szenario B 2024 gegenüber den diesbezüglichen Werten aus dem genehmigten Szenariorahmen 2013 nachvollziehbar zu erläutern sei.

2.2.4.3 Szenario B 2034

Ein Konsultationsteilnehmer kritisiert, dass die Annahmen zur installierten regenerativen Erzeugungsleistung im Szenario B 2034 unterschätzt und folglich deutlich hinter den Ausbauzielen der Bundesländer zurück bleiben würden. Die Annahmen in dem Szenario B 2034 sollten demnach eher dem aktuellen jährlichen Zubau angeglichen werden.

Die Windenergie betreffend merken einige Konsultationsteilnehmer an, dass die Prognose für den Ausbau deutlich nach oben korrigiert werden müsse. Auch werde die zukünftig installierte Leistung durch die steigende Nutzung des Repowerings erhöht. Diese Aussage wurde auch von anderen Konsultationsteilnehmern dahingehend bekräftigt, dass die aktuellen Ausbauwerte, die Planung neuer Windeignungsgebiete/Windflächenausweisungen oder die Erarbeitung eines Winderlasses eine stärkere Entwicklung der Windenergie an Land vermuten lasse.

Bezüglich des Photovoltaik-Ausbaus kritisieren mehrere Konsultationsteilnehmer, dass auch im Szenario B 2034 die Prognose zur installierten Photovoltaik-Erzeugungsleistung gegenüber dem Vorjahresszenario deutlich reduziert worden sei, wonach der jährliche PV-Zubau von 2024 bis 2034 nur noch bei 0,3 GW pro Jahr liege. Hier verlangen einige Konsultationsteilnehmer diese Werte deutlich nach oben zu korrigieren, zumal die Kosten für PV-Module - welche effizienter installiert werden könnten - fortwährend sanken. Es bedürfe hierfür nachvollziehbarer Erläuterungen.

In Bezug auf die Biomassekraftwerke wird von einem Konsultationsteilnehmer vorgetragen, dass große Bioenergiepotenziale aus Reststoffen wie Gülle und Festmist, aus Nebenprodukten wie Stroh aber auch Bioenergiepotenziale aus Holz und Energiepflanzen noch nicht genutzt würden. Ein weiteres Wachstum der Bioenergie könne auch aus den großen Potenzialen zur Effizienzsteigerung bei Bestandsanlagen generiert werden. Es wird daher angeregt, die maßgeblichen Werte im Szenario B 2034 entsprechend anzupassen.

Ein Konsultationsteilnehmer regt an, dass die prognostizierte Absenkung im Szenario B 2034 gegenüber den diesbezüglichen Werten aus dem genehmigten Szenariorahmen 2013 für die sonstigen regenerativen Kraftwerke nachvollziehbar erläutert werden müsste.

2.2.4.4 Szenario C 2024

Mehrere Konsultationsteilnehmer kritisieren die von den Übertragungsnetzbetreibern publizierten Ausbauwerte der Bundesländer im Szenario C 2024 im Entwurf des Szenariorahmens 2014. So werden von den Konsultationsteilnehmern mehrfach neue Leistungswerte für die erneuerbaren Energien vorgebracht. Einige Konsultationsteilnehmer tragen vor, Szenario C 2024 stelle

keine wahrscheinliche Entwicklung dar. Vielmehr werde darin ein viel zu hoher Zubau an Windenergie angenommen.

Andererseits kritisieren mehrere Konsultationsteilnehmer, dass die gemeldeten Ausbaumwerte der Bundesländer nur im Szenario C 2024 berücksichtigt würden. Die gemeldeten Bundesländerwerte sollten vielmehr in dem von der Bundesnetzagentur ausgewiesenen Leitszenario B 2024 berücksichtigt werden.

Ein weiterer Konsultationsteilnehmer merkt zudem an, dass die Prognose für den Ausbau der Windenergie im Szenario C 2024 realistischer sei als im Szenario B 2024. Auch werde die zukünftig installierte Leistung durch die steigende Nutzung des Repowerings erhöht. Diese Aussage wurde auch von anderen Konsultationsteilnehmern dahingehend bekräftigt, dass die aktuellen Ausbaumwerte, die Planung neuer Windeignungsgebiete/Windflächenausweisungen oder die Erarbeitung eines Winderlasses eine stärkere Entwicklung der Windenergie an Land vermuten ließen.

Ein Konsultationsteilnehmer kritisiert die zu geringen Annahmen im Photovoltaikbereich im Szenario C 2024, indem er anmerkt, dass das Szenario C 2024, das sich per Definition durch einen besonders hohen Anteil an Strom aus Erneuerbaren Energien auszeichne, für das Jahr 2024 mit 57,9 GW sogar einen geringeren Photovoltaik-Ausbau enthalte als das Szenario B 2024 mit 58,3 GW.

2.3 Verbrauch und Last

Ein Konsultationsteilnehmer bemängelt, dass die ermittelten Zahlen zum Verbrauch sowie zur Last nicht nachvollziehbar seien. Es bleibe unklar, warum der Bedarf so weit über dem Verbrauch liege und inwieweit die europäischen Märkte, insbesondere der Export, mit einbezogen worden seien. Darüber hinaus sei zu kritisieren, dass der Verbrauch nicht auf 20 Jahre prognostiziert werde, sondern die Eingangsgröße aus dem Jahre 2011 als gesetzt festgeschrieben werde. Auch beim Verbrauch könne man sich eine realistischere als die gegenwärtig prognostizierte Größe vorstellen, die unter Umständen einen geringeren Leitungsbedarf nach sich ziehe.

Ein weiterer Konsultationsteilnehmer vermisst bei der Aufzählung der Variablen, die auf die notwendige Energieinfrastruktur wirken, die Berücksichtigung von Potenzialen zur lokalen bzw. regionalen Lastenverschiebung. So fehle im Entwurf des Szenariorahmens eindeutig ein Hinweis auf Maßnahmen des Demand-Side-Managements der Speicherung in Wärme („Power-to-Heat“) und anderer Flexibilitätsoptionen. Hier sollte dringend ergänzt werden, dass es für die Ermittlung

des Netzausbaubedarfs auch darauf ankomme, wie sehr bestimmte Versorgungsregionen künftig solche Flexibilitätsoptionen erschließen und nutzen könnten.

Ein Konsultationsteilnehmer stimmt den Annahmen des Szenariorahmens zu, dass der Verbrauch gleichbleibt. Ein weiterer Konsultationsteilnehmer ist der Auffassung, dass teilweise mit einem Rückgang des Stromverbrauchs zu rechnen sei. Zumindest sei aber von einem nicht unerheblichen Absatzunterschied zwischen ländlichen Gebieten und Ballungszentren auszugehen. Ein anderer Konsultationsteilnehmer merkt an, dass bei einer konstanten Jahreshöchstlast eine größere Strommenge ins Ausland exportiert werden müsste.

Mehrere Konsultationsteilnehmer bemängeln, dass die Argumentation der Übertragungsnetzbetreiber bezüglich der Jahreshöchstlast nicht stimmig sei. Ein Konsultationsteilnehmer regt an, die bereits im vergangenen Jahr genehmigten 84 GW erneut zu bestätigen, da dieser Wert mit entsprechenden Maßnahmen zu erreichen wäre. Ein anderer Konsultationsteilnehmer fordert, dass die Möglichkeit von abschaltbaren Lasten zur Reduzierung der Höchstlast geprüft werden solle.

2.4 Einspeisemanagement

Ein Konsultationsteilnehmer bemängelt, dass unflexible und klimaschädliche Kraftwerke, die im Rahmen der Energiewende perspektivisch zurückgedrängt und schließlich abgelöst werden sollten, immer häufiger das Netz für erneuerbare Energien oder flexible klimafreundliche Kraftwerke auf Gasbasis „verstopfen“. Dieser Aspekt sei wichtig bei der Betrachtung der Netzentlastung durch das Einspeisemanagement (d. h. die Kappung von Einspeisespitzen) erneuerbarer Energien. Zwar sei es einerseits richtig, den Bau von Leitungen zu vermeiden, die nur wenige Stunden im Jahr wirklich benötigt würden. Andererseits sei es aber auch unmittelbar nachzuvollziehen, dass die Akzeptanz neuer Stromtrassen weiter sinken werde, solange der von vielen erwartete Effekt des Rückgangs der Stromproduktion aus klimaschädlichen und für die Energiewende kontraproduktiven Kohlekraftwerken nicht eintrete. Deshalb könne das Einspeisemanagement erneuerbarer Energien nicht die einzige Maßnahme bleiben, um knappe Netzressourcen besser zu nutzen.

Gemäß einem weiteren Konsultationsteilnehmer sollte insgesamt vermieden werden, eine Überkapazität der Netze für die wenigen Stunden des Jahres aufzubauen, an denen Wind und PV gleichzeitig mit maximaler Leistung einspeisen würden. Daher setzt sich der Konsultationsteilnehmer im Sinne einer kosteneffizienten Umsetzung der Energiewende dafür ein, vorrangig Lastverschiebungspotenziale in den Regionen zu generieren und zudem bei Einspeisespitzen Anlagen im Maximallastbereich herunter zu regeln. So sieht ein Konsultationsteilnehmer beispielsweise die Möglichkeit, 1% der von Einspeisemanagementmaßnahmen betroffenen elektri-

schen Arbeit einer Windenergieanlage als Selbstbehalt (Selbstbeteiligung) zu deklarieren. Gleichzeitig sollte bei den Entschädigungszahlungen auch ein Anreiz für die Netzbetreiber entstehen, bestehende Netzengpässe zu beheben. Dieser Anreiz könnte dadurch verstärkt werden, dass die Umlagefähigkeit der Entschädigungszahlungen auf die Netzentgelte degressiv ausgestaltet werde. Damit würde ein späteres Einspeisemanagement zu Lasten der Netzbetreiberrente gehen. Umgekehrt wäre so seitens der Windanlagenbetreiber auch eine stärkere Ausrichtung an die Netzsituation zu akzeptieren, unter anderem durch eine Auslegung der Anlagen mit geringeren Generatorleistungen.

2.5 Berücksichtigung der unterlagerten Netze

Viele Konsultationsteilnehmer bemängeln, dass die aus dem Fragebogen der Übertragungsnetzbetreiber ermittelten Daten zum Zubau der erneuerbaren Energien der Verteilnetzbetreiber nicht ausreichend berücksichtigt worden seien bzw. von den Übertragungsnetzbetreibern als nicht geeignet angesehen würden. Zumal die Zahlen der Verteilnetzbetreiber auf konkreten Projekten und Anschlussbegehren der Betreiber basieren würden und somit anders als die politisch motivierten Zahlen der Bundesländer grundsätzlich solide seien. Allerdings sollten die von den Verteilnetzbetreibern gemeldeten Zahlen im Entwurf des Szenariorahmens nicht 1:1 übernommen werden, da nicht ausreichend viele Verteilnetzbetreiber geantwortet hätten und die Daten unvollständig bzw. von unterschiedlicher Qualität seien. In diesem Zusammenhang wurde auch die Anregung geäußert, diesen Ansatz durch die Bundesnetzagentur nochmals eingehend zu prüfen und die daraus zu ziehenden Schlussfolgerungen nachvollziehbar darzulegen.

Eine bessere Abstimmung zwischen Verteilnetzbetreibern und Übertragungsnetzbetreibern sei erforderlich, so einige Konsultationsteilnehmer. Ein Konsultationsteilnehmer ist der Auffassung, dass für KWK-Anlagen lediglich der Ausbau der Verteilnetze und nicht der Übertragungsnetze erforderlich sei.

2.6 Regionalisierung

Seitens vieler Konsultationsteilnehmer wird die von den Übertragungsnetzbetreibern neu eingeführte Methodik zur Regionalisierung des Zubaus regenerativer Erzeugungsanlagen im Grundsatz begrüßt. Hierdurch würden die in das Verfahren eingebrachten Ausbaupfade der Bundesländer an Plausibilität und damit die Dimensionierung des Übertragungsnetzes durch die Netzbetreiber insgesamt an Präzision gewinnen. Der ursprüngliche Ansatz, die Regionalisierung der Szenarien A, B und C alleine auf die Länderziele zu beziehen, sei nach Ansicht der meisten Konsultationsteilnehmer nicht zielführend gewesen. Gemäß einigen Konsultationsteilnehmern seien die Zahlen der Bundesländer grundsätzlich als zu hoch anzusehen, da sie in Summe die

gesamtdeutschen Prognosen häufig überschreiten würden (insb. Wind onshore). Nichtsdestotrotz wird allgemein begrüßt, dass sich erstmals alle Bundesländer mit eigenen Angaben an dem Entwurf des Szenariorahmens beteiligt hätten.

Ein Konsultationsteilnehmer regt in diesem Zusammenhang an, die Ebene Bundesländer zu verlassen und die Prognosen auf der Ebene der Kommunen zu berechnen. Ein weiterer Konsultationsteilnehmer wünscht sich neben der Regionalisierung nach Bundesländern auch eine Aufteilung der Leistungen nach den Netzebenen Übertragungsnetz, Hoch-, Mittel- und Niederspannungsnetz.

Allerdings wird der neue Regionalisierungsansatz der Übertragungsnetzbetreiber von vielen Konsultationsteilnehmern lediglich als erster wichtiger Schritt in die richtige Richtung angesehen. Überwiegend kritisch wird angenommen, dass die neue Methodik nur sehr kurzgefasst beschrieben werde. Es sollte eine ausführlichere und besser nachvollziehbare Beschreibung erfolgen, welche insbesondere auch mit Hilfe von Zahlenbeispielen erläutert werde. Andernfalls sei die Methodik eine „black-box“ und ihre Tauglichkeit für die Netzentwicklungsplanung könne nicht abschließend eingeschätzt werden.

Ein weiterer Kritikpunkt sei, dass die Übertragungsnetzbetreiber bei der Regionalisierung einen zu trivialen Ansatz gewählt hätten, indem sie die Mantelzahlen der Mittelfristprognose entsprechend der Verteilung der derzeit installierten Leistung erneuerbarer Erzeugungseinheiten regional zugeordnet hätten. D. h. beim gewählten Ansatz entspricht die Verteilung des zukünftigen Zubaus der Verteilung der bisherigen Installationen. Ein Konsultationsteilnehmer regt diesbezüglich bei der Schlüsselung der Mantelzahlen auf Länderebene die gleichgewichtete Berücksichtigung möglichst mehrerer quantifizierbarer Faktoren an: 1. Regionale Länderverteilung des Windenergiezubaus in den letzten drei Jahren, 2. Vorliegende Anschlussanfragen der Verteilnetzbetreiber, 3. Langfristige Ausbauziele der Länder. Zusätzlich ergebe sich die Frage, wie die bundeslandscharfe Zuordnung der installierten Leistung auf die jeweiligen Netzknoten innerhalb der Bundesländer verteilt sei. Dieser Prozess könne aus dem vorliegenden Szenariorahmen nicht abgeleitet werden.

Für einen weiteren Konsultationsteilnehmer stellt die Regionalisierung der Übertragungsnetzbetreiber ein in keiner Weise akzeptables Verfahren dar. Es könne nicht sein, dass vorliegende, abgefragte Daten bei den Verteilnetzbetreibern keinerlei Auswirkungen auf die Ausgestaltung der Szenarien A und B haben sollen und die abgefragten Daten lediglich als Bestätigung des Ausbaukorridors für Szenario C dienen, das aber eben gerade nicht das Leitszenario darstelle. Dementsprechend erwarte der Konsultationsteilnehmer, dass die bei den Verteilnetzbetreibern

abgefragten Daten auch eine Auswirkung auf die Kalkulation der Szenarien A und B entfalten und diese entsprechend angepasst werden.

Einige Konsultationsteilnehmer tragen vor, dass ein konsistenter Bottom-Up-Ansatz der Regionalisierung weder auf den unterschiedlich zustande gekommenen Länderzielen noch auf Bestandszahlen, sondern ausschließlich auf einer bundeseinheitlichen Studie von unabhängigen Gutachtern beruhen sollte. Mit diesem Vorgehen würden zukünftig alle relevanten Werte abgebildet und somit Ineffizienzen vermieden. Bevor die Ergebnisse eines solch umfassenden Gutachtens vorlägen, müssten zumindest alle verfügbaren Informationen in die Regionalisierungsmethodik einfließen.

Einige Konsultationsteilnehmer loben die Datenabfrage der Übertragungsnetzbetreiber zu den installierten Leistungen und Prognosen für erneuerbare Energien bei den Verteilnetzbetreibern. Denn durch eine engere und rechtzeitigere Abstimmung mit den Verteilnetzbetreibern könnten die Übertragungsnetzbetreiber wertvolle Auskünfte bei der Erarbeitung der Szenarien und der Regionalisierung erlangen. Die VNB-Zahlen würden insbesondere für den Ausbau der Windenergie onshore wichtige zusätzliche Informationen liefern, da die befragten Verteilnetzbetreiber größtenteils Betreiber von regionalen Hoch- und Mittelspannungsnetzen seien und somit einen Großteil der Anschlussnetzbetreiber von Windparks repräsentierten. Diese Informationen sollten auch in die Regionalisierung einfließen. Da Photovoltaik-Anlagen zahlreich in der Niederspannungsebene angeschlossen seien und meist auch keine mehrjährigen Projektvorlaufzeiten vorausgingen, ließen die aufgezeigten Zahlen allerdings keinen Vergleich mit den Länderzahlen zum Photovoltaik-Ausbau zu. Ferner müsse beim Vergleich der VNB- und der Länderzahlen berücksichtigt werden, dass die Zeitpunkte, auf die sich die Zahlen beziehen und auch die Zahlengrundlage unterschiedlich seien. Da sich die VNB-Zahlen auf den 31. Dezember 2015 und die Länderzahlen auf das Jahr 2024 bezögen, könne nur ein grober Vergleich erfolgen. Sollten die VNB-Zahlen in einer groben Rechnung etwa den jeweiligen Mittelwerten von Referenzwert und Landeszahl entsprechen, so zeige dies einen ähnlichen Ausbaupfad an. Darüber hinaus seien die Zahlen der Länder als Ziel und die Zahlen der Verteilnetzbetreiber als Resultat der Antragslage zu sehen. Die Zahlen der Verteilnetzbetreiber würden auf konkreten Projekten und Anschlussbegehren der Betreiber basieren, seien somit solide und hätten keine politisch motivierte Komponente.

Es sei gemäß einigen Konsultationsteilnehmern bedauerlich, dass die Übertragungsnetzbetreiber pauschal die von den Verteilnetzbetreibern zur Verfügung gestellten Daten als nicht geeignet ansehen hätten, um einen realistischen Ausbaupfad erneuerbarer Energien in Deutschland abzubilden. Gründe und Ursachen einer Nichtverwertbarkeit der Daten seien leider nicht genannt worden. Ferner seien bedingt durch die angewendete Abfragesystematik zahlreiche Anla-

gen – insbesondere Photovoltaik und Wind onshore – in nachgelagerten Verteilnetzen gar nicht erfasst worden. Insgesamt werde die Notwendigkeit einer weiter verbesserten Abstimmung mit den Verteilnetzbetreibern gesehen.

Ferner wird darauf hingewiesen, dass am Beispiel von Brandenburg und Sachsen die VNB-Zahl für Ende 2015 noch über dem Wert des Szenarios C 2024 liegen würde. Auch die Zahlen für Niedersachsen und Sachsen-Anhalt zeigten auf, dass Länderzahlen und VNB-Zahlen divergieren. Wie von den Übertragungsnetzbetreibern selbst angemerkt, ergäben sich für die Bundesländer Baden-Württemberg, Schleswig-Holstein und Thüringen hohe Abweichungen zwischen den Szenarien B 2024 und C 2024. Gleichzeitig wiesen die Länder Sachsen und Sachsen-Anhalt einen niedrigeren Wert im Szenario B 2024 als im Szenario C 2024 aus. Vor diesem Hintergrund sei eine Verbesserung der neuen Methodik zwingend erforderlich, um der dargelegten Diskrepanz zu begegnen. Sollte eine Verbesserung innerhalb der Abgabefrist zum Szenariorahmen des NEP 2014 nicht möglich sein, sei vorzugsweise die vorherige Regionalisierung mit den Ergebnissen gemäß Tabelle 21 des Szenariorahmens anzuwenden.

Ein weiterer Konsultationsteilnehmer sieht nach wie vor die Notwendigkeit einer bundesweit einheitlichen Grundlage für die Erstellung der Ausbauzahlen, um dem hohen Stellenwert des Szenariorahmens - als Grundlage für die Planung des deutschen Höchstspannungsnetzes - Rechnung zu tragen. Die Studie von r2b Energy Consulting gehe zwar in die richtige Richtung, allerdings gehe daraus nicht hervor, welche Regionalisierung vorgenommen wurde. Die Studie besage u. a. zwar, dass Prognosen einzelner Bundesländer (als Bsp. wird Schleswig-Holstein genannt) „sehr ambitioniert“ seien, lasse allerdings offen, wie die teils erheblichen Abweichungen der Zahlen zustande kommen könnten. Deswegen werde eine unabhängige bundeseinheitliche Studie zur Regionalisierung für den Szenariorahmen des NEP 2015 als sinnvoll erachtet. Analog zu den geplanten Kraftwerksanschlüssen und der „Antragslage“ von Offshore-Windparks im Höchstspannungsnetz sollten die im Verteilnetz geplanten und bei VNB verbindlich angefragten Windenergieanlagenleistungen einbezogen werden.

Ein weiterer Konsultationsteilnehmer trägt vor, dass die Ursachen der Differenzen der VNB-Zahlen zu dem Leitszenario B 2024 des Netzentwicklungsplanes in dem Top-Down Ansatz begründet sei. Würde der Bottom-Up Ansatz über valide Potenzialanalysen aller Bundesländer erfolgen, würde die zu erwartende Zubauleistung dezentraler Erzeugungsanlagen am genauesten abgebildet.

Ein Konsultationsteilnehmer weist auf den Umstand hin, dass die südlichen Bundesländer Bayern und Baden-Württemberg in weiten Teilen windschwächer seien als die nördlichen Bundesländer. Sie seien deswegen von einem Anstieg der Rentabilitätsschwelle für Windenergieanla-

gen stärker betroffen. Die neue Regionalisierungsmethode der Übertragungsnetzbetreiber im Szenariorahmen zum NEP 2014 liefere deswegen auch für Bayern und Baden-Württemberg wesentlich plausiblere Werte als die alte Regionalisierungsmethode im Szenariorahmen zum NEP 2013.

2.7 Modellierung

2.7.1 Allgemeine Anmerkungen zur Marktsimulation

Bei der Modellierung des europäischen Auslands sei ähnlich dem Inland ein blockscharfer Detaillierungsgrad (zumindest der Großkraftwerke) anzustreben, um die der Realität entsprechenden Einsatzentscheidungen zu erzielen und somit die Ergebnisse hinsichtlich der Austauschleistungen zwischen den Ländern zu verbessern.

Die bisherige Ausgestaltung des Marktmodells in Kombination mit den Eingangsparametern aus dem Szenariorahmen führe laut einem Konsultationsteilnehmer zu hohen Auslastungen der Kohlekraftwerke, obwohl die Annahmen an CO₂-Zertifikatspreise in den vergangenen Modellierungen höher waren als derzeit zu beobachten. Dementsprechend sei zu befürchten, dass derzeit zu beobachtende deutlich niedrigere CO₂-Zertifikatspreise zu noch höheren Volllaststunden der Kohlekraftwerke führten. Weil die Erfüllung der Klimaziele Hauptaufgabe des Prozesses der Netzentwicklung sei, gelte es auf die Erkenntnis angemessen zu reagieren.

Ein weiterer Konsultationsteilnehmer führt im Szenariorahmen zu gering angenommenen Kohlepreisen als Ursache der hohen Volllaststunden der Kohlekraftwerke in den nachgelagerten Modellierungen an. Ein mittelfristiger Fall der Kohlepreise sei zu hinterfragen.

Die Beibehaltung des derzeitigen Marktmodells führe weiterhin zur Gleichzeitigkeit der Einspeisung aus erneuerbaren Energien und konventionellen Kraftwerken im Vollbetrieb. Mit einem engpassfreien Netz werde das Verdrängungspotenzial der erneuerbarer Energien zu Lasten konventioneller Energien aufgrund der Vorrangregelung genommen. Diese Verdrängung sei allerdings vor dem Hintergrund des Klimawandels als ein wesentlicher Bestandteil der Energiewende dringend nötig. Ökonomisch seien die Leidtragenden die Stromverbraucher, die einen volkswirtschaftlich unnötig groß dimensionierten Netzausbau finanzieren müssten.

2.7.2 Brennstoffpreise und CO₂-Zertifikatskosten

Hinsichtlich der Annahmen von CO₂-Zertifikatspreisen herrscht unter den Konsultationsteilnehmern insoweit Einigkeit, dass dieser Eingangsparameter einen erheblichen Einfluss auf die Kraftwerkseinsatzplanung haben müsse. In verschiedenen Konsultationsbeiträgen wird ein weiter steigender CO₂-Zertifikatspreis in Frage gestellt. Derzeitige Entwicklungen liefen genau entgegen einer derartigen Annahme. Die Netzplanung stehe hier vor dem Dilemma, dass sie nicht auf wirksame Instrumente seitens der nationalen und internationalen Politik warten könne.

Die im Entwurf des Szenariorahmen durch die Übertragungsnetzbetreiber getroffenen Annahmen für die Entwicklung der Brennstoffpreise werden seitens eines Konsultationsteilnehmers als zu hoch eingeschätzt. Die Annahme eines konstant bleibenden Ölpreises sei angesichts der weltweit steigenden Nachfrage insbesondere in Entwicklungsländern sowie der historischen Entwicklungen nicht nachvollziehbar. Auch die Steigerungen der Steinkohle- und Erdgaspreise würden angesichts der beobachtenden Entwicklungen unterschätzt.

2.8 Transparenz, Akzeptanz, Detaillierungsgrad

Die sechs Wochen lange Konsultationsdauer wird als eine angemessene Beteiligungsmöglichkeit ausdrücklich begrüßt. Die Konsultation des Szenariorahmens spiele eine zentrale Rolle, da hier die Grundannahmen für das weitere Verfahren gelegt würden. Aus diesem Grund sollte diesem Verfahrensschritt eine hohe Bedeutung beigemessen werden.

Häufig werden der von den Übertragungsnetzbetreibern im Rahmen der Erstellung des Szenariorahmens durchgeführte Expertenworkshop und der von der Bundesnetzagentur veranstaltete Workshop zum Erfahrungsaustausch und zur besseren Transparenz positiv hervorgehoben. Allerdings zeige sich aus Sicht des Bürgers das Gefälle in der Fachkompetenz der beteiligten Akteure. Der Bürger müsse sehr großes Vertrauen in die Bundesnetzagentur setzen, die den Szenariorahmen im Rahmen der gesetzlichen Vorgaben zu genehmigen habe. Für den Bürger sei es außerordentlich schwierig, die Gesamtzusammenhänge zu erkennen, die später zu den Netzanalysen und -berechnungen für den NEP Strom führen. In diesem Zusammenhang wird angeregt, künftig eigene Workshops für Bürger/innen und Bürgerinitiativen zu veranstalten, um dort Fachwissen auf Allgemeinwissen herunter zu brechen. Nur auf diesem Weg sei eine wirkliche Bürgerbeteiligung zu institutionalisieren.

Ein Konsultationsteilnehmer weist darauf hin, dass die Erfahrungen aus den öffentlichen Konsultationen zu den Szenariorahmen 2012 und 2013 und den Netzentwicklungsplänen Strom 2012 und 2013 zeigten, dass vielen Konsultationsteilnehmern nicht klar sei, auf welcher Planungsstufe ihre Anregungen oder Einwände sachlich einzuordnen seien. Deshalb müsse der Konsultati-

onsprozess künftig übersichtlicher gestaltet werden. Die Überlagerung der jährlichen Verfahren zur Bestimmung des Netzausbaubedarfs (Szenariorahmen — Netzentwicklungsplan – Bundesbedarfsplan) mache es jedoch für viele Akteure mit begrenzten Ressourcen – wie NGOs oder Bürgerinitiativen – schwierig, jeden Verfahrensschritt erneut intensiv zu verfolgen. Erschwert werde dies noch durch den Zeitdruck für die einzelnen Verfahrensschritte durch gesetzliche Fristen. Auch für die Übertragungsnetzbetreiber und die Behörden wie der Bundesnetzagentur bleibe wenig Zeit, in einem transparenten und partizipativen Prozess neue Argumente zu prüfen. Grundsätzlich sei es daher wünschenswert, mehr Zeit für eine breitere gesellschaftliche Debatte zu diesen wichtigen Grundlagen der weiteren Netzplanung zu haben.

Ein weiterer Konsultationsteilnehmer hält die Beteiligungsmöglichkeiten für sehr abstrakt und nicht regional bezogen. Die wenigen und häufig weit entfernten Veranstaltungen zum Dialog seien nicht alltagstauglich, so dass solche Angebote nicht wahrgenommen werden könnten. Die Aussagen im Szenariorahmen seien sehr theoretisch und kaum verständlich. Die Ermittlung des Bedarfs sei nicht nachvollziehbar. Fragen könnten nicht aus dem Szenariorahmen heraus beantwortet werden. Es bleibe unklar, warum der Bedarf so weit über dem Verbrauch liege, inwieweit die europäischen Märkte, also der Export, miteinbezogen worden seien und in welcher Höhe eine mögliche Pufferung fossiler Brennstoffe als Reserve für den Ausfall von regenerativen Energien berücksichtigt worden sei, um die Voraussetzungen zu erfüllen, dass zu jeder Stunde im Jahr überall in der Bundesrepublik Strom abgenommen werden könne. Die jährlichen Vorlagen des Szenariorahmens und der NEP Strom sollten in vereinfachter Form praktiziert werden. Lediglich alle 3 Jahre im Rahmen der Fortschreibung des BBP1-Gesetzes sollten beide Instrumentarien umfassender konsultiert werden. Den Bürgerinitiativen sei es auf Grund der knappen Ressourcen nicht möglich, jährlich zu den umfangreichen Werken Stellung zu beziehen.

2.9 Speicher

Einige Konsultationsteilnehmer bemängeln, dass die gemeldeten Daten nicht richtig verwendet worden seien. So sei es unverständlich, den Zubaubedarf von Energiespeichern zu ignorieren, indem der prognostizierte Zubau nicht erhöht sondern reduziert werde.

Ein Konsultationsteilnehmer ist der Ansicht, dass Speichereinheiten, wie z. B. Batterien, den Ausbau des Netzes reduzieren können. Einige Konsultationsteilnehmer ergänzen, dass bei dem angestrebten Energieausbau ebenfalls die Speicherleistung ausgebaut werden müsse, um die Stabilität des Netzes zu gewährleisten. Ein Konsultationsteilnehmer hält die Realisierung von neuen Speicherkapazitäten innerhalb der geplanten Zeit für sehr knapp kalkuliert, zumal die gesetzlichen Bedingungen zunächst geklärt werden müssten. Ein Konsultationsteilnehmer fordert die Auswertung vorhandener Studien und ggf. weitere Prüfaufträge, inwiefern der künftig

zunehmende Einsatz neuer zentraler und dezentraler Energiespeicher relevant für den Netzausbaubedarf und für eine mögliche Netzentlastung sei.

2.10 Sonstige Einwände

Gemäß einigen Konsultationsteilnehmern müsse bei der Steigerung der Windenergie vermehrt das Repowering, d. h. der Ersatz von Altanlagen durch neue und leistungsfähigere Anlagen berücksichtigt werden.

Andere Konsultationsteilnehmer begrüßen es, dass die Übertragungsnetzbetreiber auf die Unterstützung von Gutachtern zurückgegriffen hätten. Einige Konsultationsteilnehmer sind der Ansicht, dass die Szenarien wesentlich für die Erstellung des Netzentwicklungsplanes seien und sie sich demnach sinnvoll an dem Gesamtprozess der Energiewende beteiligen könnten.

Viele Konsultationsteilnehmer bemängeln den jährlichen Prozess der Erstellung des Szenariorahmens. Eine jährliche Erneuerung sei zu häufig und es käme so zu parallel stattfindenden Konsultationsprozessen.

Einige Konsultationsteilnehmer regen an, im neuen Szenariorahmen einen stärkeren Fokus auf Erdkabel und die HGÜ-Technologie zu setzen. Eine Pilotstrecke für die Erdverkabelung sei hier zu wenig. Für die HGÜ-Strecken sei es wesentlich, ob die Treiber für solche Projekte dem Anteil der erneuerbaren Energien oder dem Anteil der konventionellen Energieträger zuzurechnen seien.

Gemäß einem Konsultationsteilnehmer würden die produzierten Windkraftanlagen derzeit noch schwerpunktmäßig fernab der Verbrauchszentren im Westen und Süden Deutschlands stehen. Allerdings sei in den nächsten Jahren auf Grund politischer Leitentscheidungen und technischer Entwicklungen mit einer zunehmend breiteren bundesweiten Streuung des Anlagenausbaus zu rechnen.

Ein weiterer Konsultationsteilnehmer findet es beim Ausbau der erneuerbaren Energien bemerkenswert, dass im Leitbildszenario des aktuellen Entwurfs des Szenariorahmens im Vergleich zum Leitbildszenario des letztjährig genehmigten Szenariorahmens ein in Summe um ca. 4 GW geringerer Ausbau prognostiziert werde, obwohl der tatsächliche Ausbau an erneuerbaren Energien im letzten Jahr ca. 10 GW betragen habe (Referenz 2011/2012).

Einige Konsultationsteilnehmer melden aktualisierte Werte in dem Bereich Photovoltaik und Wind onshore mit der Bitte um Berücksichtigung als Referenz 2012.

C. Anhörung der Übertragungsnetzbetreiber

Mit E-Mail vom 21. August 2013 gab die Bundesnetzagentur den Übertragungsnetzbetreibern zur beabsichtigten Genehmigung des Szenariorahmens mit Frist bis zum 27. August 2013 Gelegenheit zur Stellungnahme. Die Übertragungsnetzbetreiber nahmen die Gelegenheit in einer gemeinsamen Stellungnahme vom 27. August 2013 wahr.

Die Übertragungsnetzbetreiber begrüßen die Bestrebungen der Bundesnetzagentur, den Szenariorahmen als Grundlage für den neuen NEP/O-NEP 2014 möglichst zeitnah festzulegen, um eine Netzplanung in einem vernünftigen Zeitraum zu ermöglichen. Nichtsdestotrotz sind die Übertragungsnetzbetreiber der Ansicht, dass die zur Stellungnahme gesetzte Frist unangemessen kurz sei und die Begründung zu dem übermittelten Entscheidungstenor fehle.

Darüber hinaus äußern die Übertragungsnetzbetreiber Zweifel an der Rechtmäßigkeit der Auferlegung der Sensitivitäten unter Ziffer II des Entscheidungstenors. Die aufgegebenen Sensitivitäten dienen nicht als „Grundlage für die Erarbeitung des Netzentwicklungsplans“ 2014, sondern stünden neben diesem Prozess. Abgesehen von dieser rechtlichen Bewertung der Zulässigkeit von Sensitivitätsanalysen halten die Übertragungsnetzbetreiber die Betrachtung der Auswirkungen auf den Netzausbaubedarf unter geänderten energiewirtschaftlichen und -politischen Prämissen jedoch für einen wichtigen Bestandteil des öffentlichen Dialogs. Die Übertragungsnetzbetreiber begrüßen daher ausdrücklich die Berechnung von Sensitivitäten, durch die der gesellschaftliche Erkenntnisgewinn befördert werden soll. Dies könne auch darin resultieren, den energiewirtschaftlichen und energiepolitischen Rahmen zu verändern. Die Übertragungsnetzbetreiber sehen daher diesen Prozess als eine sinnvolle Ergänzung auf freiwilliger Basis, aber nicht als integralen Bestandteil des NEP-Planungsprozesses nach §§12a ff. EnWG. Hierzu sei ein Verfahren erforderlich, dass die Stakeholder frühzeitig in die Diskussionen einbinden und nicht nur zwischen Bundesnetzagentur und Übertragungsnetzbetreiber stattfinden solle.

Hinsichtlich der konventionellen Erzeugung haben die Übertragungsnetzbetreiber bei der Zuordnung einzelner Kraftwerke zu den Szenarien Änderungsbedarf bei der Bundesnetzagentur angemeldet. Die Bundesnetzagentur hat die Änderungswünsche geprüft und in den Fällen, in denen die Änderungsvorschläge nachvollzogen werden konnten, akzeptiert. Die größte Anpassung ergibt sich durch die Aufnahme des Kraftwerksprojekts Schmalwasser (Pumpspeicher) mit einer Leistung von etwa 1,1 GW in die Szenarien A 2024, B 2024 und C 2024.

Hinsichtlich der regenerativen Erzeugung haben die Übertragungsnetzbetreiber Zweifel an der prognostizierten Leistung der zu berücksichtigenden Erzeugungsleistung aus sonstigen regenerativen Quellen in den Szenarien A 2024 und B 2024 zu Ausdruck gebracht. Für das (Leit-) Szenario B 2024 werde die Entwicklung der erwarteten installierten Leistung aus Offshore-

Windenergie durch die Bundesnetzagentur mit 12,7 GW nahezu genauso erwartet wie von den Übertragungsnetzbetreibern (12,8 GW). Allerdings habe die Bundesnetzagentur erneut eine nicht nachvollziehbare Aufteilung dieser Leistung in Nord- und Ostsee vorgenommen. Von den Übertragungsnetzbetreibern wurde im Entwurf des Szenariorahmens die erwartete installierte Leistung aus Offshore-Windenergie mit 10,7 GW für die Nordsee und 2,1 GW für die Ostsee „regionalisiert“. Die von der Bundesnetzagentur mit 11,0 GW für die Nordsee und 1,7 GW für die Ostsee vorgenommene Regionalisierung der erwarteten installierten Leistung aus Offshore-Windenergie sei aus Sicht der Übertragungsnetzbetreiber sachlich nicht nachvollziehbar. Die Übertragungsnetzbetreiber hätten für die Ermittlung der zu erwartenden installierten Leistung aus Offshore-Windenergie in der Ostsee im Szenario B 2024 neben den bereits in Betrieb oder in Bau befindlichen Projekten auch jene OWP berücksichtigt, deren Genehmigung beantragt worden sei und bezüglich deren Genehmigung keine grundlegenden materiellen Zulassungshindernisse bekannt gewesen seien (Kriterium der „planungsrechtlichen Verfestigung“). Bei der Berücksichtigung dieser OWP liege die von den Übertragungsnetzbetreibern angesetzte Leistung von 2,1 GW für die Ostsee im Szenario B 2024 am unteren Rand der Summe aller in Betrieb befindlichen, genehmigten und planungsrechtlich verfestigten OWP. Demgegenüber wäre die von der Bundesnetzagentur im Entwurf angesetzte Leistung von 1,7 GW mit dieser Sachlage nicht in Einklang zu bringen. Sie würde de facto dazu führen, dass mehrere OWP mit demselben Entwicklungsstand der „planungsrechtlichen Verfestigung“ im Rahmen der Ermittlung der erwarteten installierten Leistung aus Offshore-Windenergie im Szenario B 2024 für die Ostsee nicht diskriminierungsfrei berücksichtigt worden seien. Die Übertragungsnetzbetreiber weisen auch darauf hin, dass aus ihrer Sicht das erneute Ansetzen einer erwarteten installierten Leistung aus Offshore-Windenergie von 25,3 GW und der damit verbundenen Regionalisierung durch die Bundesnetzagentur im Szenario B 2034 insbesondere im Bereich der Ostsee im Offshore-Netzentwicklungsplan 2014 dazu führen könne, dass zur Erfüllung des Szenariorahmens Maßnahmen für unkonkrete existierende und/oder nicht existierende OWP-Projekte entwickelt werden müssten.

Die Übertragungsnetzbetreiber weisen in Bezug auf die beabsichtigte Genehmigung der Jahreshöchstlast i.H.v. 84,0 GW darauf hin, dass es in Zukunft zu einer deutlichen Nivellierung der Leistungsnachfrage kommen werde. Die Übertragungsnetzbetreiber sehen bisher jedoch keinen Indikator für eine derartige Entwicklung und erwarten eine höhere Leistungsspitze bei dem vorgegebenen Jahresenergiebedarf der Endverbraucher einschließlich der Verluste in den Verteilungsnetzen. Von den Übertragungsnetzbetreibern sei daher für die Jahreshöchstlast im Entwurf des Szenariorahmens ein Wert von 86,9 GW beantragt worden.

Die Übertragungsnetzbetreiber weisen ferner darauf hin, dass der Begriff „Nettostromverbrauch“ häufig anders als von der Bundesnetzagentur definiert werde. Die Übertragungsnetzbetreiber

schlagen einen Nettostromverbrauch i.H.v. 514,8 GW vor, der im Wesentlichen durch 4%ige Verluste in den Verteilnetzen und weiteren im Übertragungsnetz zustande kommt (Formel: $535,4 - (535,4/1,04) = 514,8$).

II. Entscheidungsgründe

Rechtsgrundlage für die Genehmigung des Szenariorahmens ist § 12a Abs. 3 EnWG.

A. Formelle Voraussetzungen der Genehmigung

Die Zuständigkeit der Bundesnetzagentur ergibt sich aus § 54 Abs. 1 Halbsatz 1 EnWG, die Zuständigkeit der Abteilung aus § 59 Abs. 1 Satz 2 EnWG. Nach Vorlage des Entwurfs des Szenariorahmens gem. § 12a Abs. 2 Satz 1 EnWG beteiligte die Bundesnetzagentur die Öffentlichkeit gem. § 12a Abs. 2 Satz 2 EnWG. Sie machte den Entwurf des Szenariorahmens auf ihrer Internetseite bekannt und gab der Öffentlichkeit Gelegenheit zur Äußerung. Die Genehmigung des Szenariorahmens erfolgte unter Berücksichtigung der Ergebnisse der Öffentlichkeitsbeteiligung gem. § 12a Abs. 3 EnWG.

B. Materielle Voraussetzungen der Genehmigung

Der genehmigte Szenariorahmen erfüllt die folgenden tatbestandlichen Voraussetzungen des § 12a Abs. 1 EnWG:

Die Übertragungsnetzbetreiber erarbeiten jährlich einen gemeinsamen Szenariorahmen (dazu 1), der Grundlage für die Erarbeitung des Netzentwicklungsplans nach § 12b EnWG und des Offshore-Netzentwicklungsplans nach § 17b EnWG ist. Der Szenariorahmen umfasst mindestens drei Entwicklungspfade (Szenarien), die für die nächsten zehn Jahre (dazu 2) die Bandbreite wahrscheinlicher Entwicklungen (dazu 3) im Rahmen der mittel- und langfristigen energiepolitischen Ziele der Bundesregierung (dazu 4) abdecken. Eines der Szenarien muss die wahrscheinliche Entwicklung für die nächsten zwanzig Jahre darstellen (dazu 2). Für den Szenariorahmen legen die Übertragungsnetzbetreiber angemessene Annahmen für die jeweiligen Szenarien zu Erzeugung, Versorgung, Verbrauch von Strom (dazu 5) sowie dessen Austausch mit anderen Ländern zu Grunde und berücksichtigen geplante Investitionsvorhaben der europäischen Netzinfrastruktur (dazu 6).

1. Gemeinsamer Szenariorahmen

Die Übertragungsnetzbetreiber im Sinne des § 3 Nr. 10 EnWG haben den Entwurf des Szenariorahmens gemeinsam erarbeitet.

2. Entwicklungspfade (Szenarien)

Ein Entwicklungspfad erfasst, bezogen auf einen Zielzeitpunkt, die Annahmen zu Erzeugung, Versorgung und Verbrauch von Strom im Vergleich zu einem Referenzzeitpunkt. Da der Entwurf

des Netzentwicklungsplans 2014 und des Offshore-Netzentwicklungsplans 2014 gem. § 12b Abs. 1 Satz 1 EnWG am 03. März 2014 der Bundesnetzagentur vorzulegen ist, stellen drei Entwicklungspfade das Zieljahr 2024 - Szenarien A 2024, B 2024, C 2024 - und ein weiterer Entwicklungspfad das Zieljahr 2034 - Szenario B 2034 - dar.

Die Bundesnetzagentur ist der Forderung einiger Konsultationsteilnehmer, weitere Szenarien in den Szenariorahmen aufzunehmen, erneut nicht nachgekommen. Zwar sieht § 12a Abs. 1 Satz 2 EnWG „mindestens“ drei Szenarien vor, so dass grundsätzlich auch weitere Szenarien in den Szenariorahmen aufgenommen werden könnten. Die Anzahl der Szenarien sollte sich aber in einem geeigneten Rahmen halten, um die Belastbarkeit der Ergebnisse und die Konstanz über verschiedene Jahre hinweg zu gewährleisten. Die Aufnahme weiterer Szenarien in den Szenariorahmen würde darüber hinaus zu einem zusätzlichen Aufwand führen, da für alle Szenarien umfangreiche Arbeitsschritte zu leisten sind (Regionalisierung, Marktsimulation, Netzberechnung etc.). Dieser zusätzliche Aufwand würde mit hoher Wahrscheinlichkeit dazu führen, dass die Übertragungsnetzbetreiber die gesetzliche Frist zur Vorlage des Entwurfs des Netzentwicklungsplans 2014 und des Offshore-Netzentwicklungsplans 2014 nicht einhalten könnten.

Auch die Forderung von Konsultationsteilnehmern, das Szenario A 2024 zu streichen und durch ein komplett anders geartetes Szenario zu ersetzen, wird im Rahmen dieser Genehmigung nicht erfüllt. Denn Szenario A 2024 spielt eine wichtige Rolle bei der Abbildung der Bandbreite wahrscheinlicher Entwicklungen innerhalb des „Szenariotrichters“ (siehe auch Kapitel II. B. 3.1), da dieses Szenario die installierte Leistung der erneuerbaren Energien in ihrer Gesamtsumme am unteren Rand abbildet. In Szenario A 2024 werden – anders als in den Szenarien B 2024 und C 2024 – nicht nur die in Bau sondern auch die in Planung befindlichen Braun- und Steinkohlekraftwerke berücksichtigt. Ein Zubau von Erdgaskapazitäten wird grundsätzlich nicht unterstellt. Dies führt in Szenario A im Vergleich zum Referenzwert 2012 zu einem Anstieg von Steinkohle und einem Rückgang von Erdgas. Die Braunkohlekapazitäten in Szenario A 2024 sind im Vergleich zum Referenzwert rückläufig, liegen allerdings oberhalb der Annahmen in den Szenarien B und C. Auch wenn diese Entwicklung unter Umweltgesichtspunkten als weiter verbesserungswürdig erachtet wird, stellt sie unter den gegenwärtig vorhandenen Marktverhältnissen immer noch eine wahrscheinliche Entwicklung im Sinne des § 12a Abs. 1 Satz 2 EnWG dar. Des Weiteren müssen die in den Szenariorahmen aufgenommenen Szenarien lediglich die Bandbreite „wahrscheinlicher“, nicht aber die aller denkbaren Entwicklungen abdecken. Abgesehen davon werden wesentliche von den genehmigten Szenarien abweichende Entwicklungsmöglichkeiten durch die Verpflichtung der Übertragungsnetzbetreiber berücksichtigt, im Rahmen von Sensitivitätsrechnungen die Auswirkungen jeweils einer gegenüber dem Referenzszenario B 2024 angenommenen Eingangsgröße gezielt zu analysieren. Die stets nur genau eine Eingangsgröße

variierenden Sensitivitätsrechnungen ermöglichen bei gleichzeitiger Konstanz aller anderen Parameter aussagekräftige Analysen des Einflusses einzelner für den Netzausbau relevanter Faktoren. In den Szenarien wird eine Vielzahl von Eingangsgrößen variiert, so dass die Auswirkung eines einzelnen Faktors i. d. R. nicht erkennbar ist.

Der Forderung einiger Konsultationsteilnehmer, die Annahmen zur installierten regenerativen Erzeugungsleistung, die in Szenario C 2024 unterstellt werden, als zentrale Entwicklung der Analysen zu unterstellen, ist die Bundesnetzagentur nicht nachgekommen. Nach Ansicht der Bundesnetzagentur beschreibt Szenario B 2024 die zentrale Entwicklung, während sich die Annahmen in Szenario C 2024, insbesondere die zur installierten Kapazität Wind onshore, im Vergleich zu den anderen Szenarien am oberen Rand wahrscheinlicher Entwicklungen bewegen. Die Annahmen in Szenario C 2024 ergeben sich zudem weiterhin allein aus den Ausbauzielen der einzelnen Bundesländer, teilweise flankierend unterlegt durch Ergebnisse aus der VNB-Abfrage der Übertragungsnetzbetreiber. Wegen der Einzelheiten wird auf die Begründung des Szenarios B 2024 verwiesen (dazu Kapitel II B. 5.1.3.1).

2.1 Speicher

Die Bundesnetzagentur ist der Forderung mehrerer Konsultationsteilnehmer, Speichertechnologien im Szenariorahmen stärker zu berücksichtigen, mit Ausnahme der Entwicklungspfade zu Pumpspeichern nicht nachgekommen.

Wie bereits in den Genehmigungen des Szenariorahmens 2011 und 2012 dargelegt, haben Speichertechnologien sehr unterschiedliche Auswirkungen auf den erforderlichen Netzentwicklungsbedarf. Speicher dienen primär dem Ausgleich einer fluktuierenden Einspeisung, nicht aber der Verringerung des Transportbedarfs. Jede zu speichernde Strommenge muss zunächst vom Erzeuger zum Speicher und sodann vom Speicher zum Kunden transportiert werden. Dies bedeutet mindestens den gleichen Transportbedarf wie bei einem sofortigen Verbrauch der erzeugten Strommenge. Speicher haben vom Grundsatz her allein dann das Potenzial, den erforderlichen Netzentwicklungsbedarf zu reduzieren, wenn Einspeisung und Speicherung oder Speicherung und Verbrauch am selben Standort stattfinden.

Um die Auswirkungen von Speichern auf den Netzentwicklungsbedarf näher zu untersuchen, müsste bekannt sein, ob in den Zieljahren 2024 und 2034 Speicher wie derzeit markt- oder stattdessen netzgetrieben eingesetzt werden. Während netzgetriebene Speicher per definitionem das Potenzial haben, den erforderlichen Netzentwicklungsbedarf zu reduzieren, unterscheiden sich marktgetriebene Speicher, die Strom bei günstigen Preisen einspeichern und bei hohen Preisen wieder abgeben, in ihren Netzanforderungen nicht von anderen Netznutzern. Vielmehr führt der auf eine Bilanzierung von Einspeisung und Verbrauch hin optimierte Einsatz

von Speichern nach der vom VDE durchgeführten Studie „Energiespeicher für die Energiewende“ zu keiner „signifikanten Entlastung der Netze“.³ Auch Speicher, die zur Erreichung der CO₂-Ziele der Bundesregierung dienen, würden angebots- und nachfrageorientiert eingesetzt, aber nicht zur Netzentlastung.

Vor dem Hintergrund der Vielzahl der noch offenen Fragen veranstaltete die Bundesnetzagentur im Frühjahr 2012 einen „Technik-Dialog“ mit dem Schwerpunkt „Speichertechnologien“. Erkenntnisse aus der Veranstaltung wurden bereits in der Genehmigung des Szenariorahmens 2012 genannt: „Im Rahmen dieser Veranstaltung wurde deutlich, dass innovative Speichertechnologien zwar ein Potenzial haben, den erforderlichen Netzentwicklungsbedarf zu reduzieren, viele Speichertechnologien aber in den nächsten zehn Jahren noch nicht marktfähig sein werden und Errichtung und Betrieb von Speichern beim derzeitigen Marktdesign nicht wirtschaftlich seien.“ Da sich die technische und wirtschaftliche Entwicklung der Speichertechnologien seit der Genehmigung im zurückliegenden Jahr nicht wesentlich verändert hat, bleibt die Bundesnetzagentur für die diesjährige Genehmigung bei der Ansicht, Speichertechnologien genauso wie bisher, d. h. nur Pumpspeicher, explizit zu berücksichtigen.

2.2 Verbrauchsnahe Erzeugung

Die Bundesnetzagentur ist der Forderung einzelner Konsultationsteilnehmer, eine verbrauchsnahe Erzeugung im Szenariorahmen stärker zu berücksichtigen, nicht nachgekommen. Hier gibt es zwei unterschiedliche Sichtweisen. Die eine Seite argumentiert, dass der Ausbau von Windkraft- und Solaranlagen an den Standorten mit dem größten Ertragspotenzial geschehen solle. Großflächig bedeutet dies, dass Windkraftanlagen im Norden und Solaranlagen im Süden errichtet werden. Die andere Seite argumentiert, dass der Ausbau von Windkraft- und Solaranlagen in ganz Deutschland verteilt werden solle mit dem Schwerpunkt in der Nähe der Verbrauchszentren. Dies führe grundsätzlich zu einer Einsparung bei Netzen und Speichern.

Voraussetzung für eine Reduzierung des erforderlichen Netzentwicklungsbedarfs im Rahmen einer verbrauchsnahe Erzeugung wäre, dass Einspeisung und Verbrauch nicht nur räumlich sondern auch zeitlich zusammentreffen oder die erzeugte Strommenge am selben Standort zwischengespeichert werden kann. Vor dem Hintergrund der hohen Volatilität der Einspeisung aus Windenergie und Photovoltaik sowie bislang fehlender Speichertechnologien, die geeignet sind, erzeugte Strommengen am selben Standort zwischenzuspeichern, ist selbst bei einer verbrauchsnahe Erzeugung aus erneuerbaren Energien die Versorgungssicherheit in den einzelnen Regionen ohne Netzausbau nicht vollständig gewährleistet.

³ VDE (2012).

Die Übertragungsnetzbetreiber merken zur verbrauchsnahe Erzeugung bereits im Entwurf des Netzentwicklungsplans 2013⁴ an, verbrauchsnahe Erzeugung bedeute, dass *„regenerativer Strom dann nicht dort erzeugt [wird], wo er am kostengünstigsten hergestellt werden kann. Konsequente verbrauchsnahe Erzeugung ist mit hohen Kosten verbunden. 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) Transportnetz in Anspruch nehmen zu müssen.“* Dieser Aussage ist nach wie vor zuzustimmen.

Diese Ausführungen werden auch nicht durch die Ergebnisse der „Studie zum kostenoptimalen Ausbau der erneuerbaren Energien“ von den Gutachtern consentec sowie Fraunhofer IWES im Auftrag der Agora Energiewende in Frage gestellt.⁵ Zentraler Untersuchungsgegenstand der Studie ist die Frage, an welchen Standorten in Zukunft erneuerbare Energien ausgebaut werden sollten, um die Gesamtkosten der Stromversorgung zu minimieren.⁶ Betrachtet wird in diesem Zusammenhang ein Szenario „verbrauchsnahe Erzeugung“, in dem die erneuerbaren Energien tendenziell eher an den Verbrauchsstandorten liegen, sowie ein Szenario „beste Standorte“, bei dem die erneuerbaren Energien eher an den ertragreichen Standorten liegen.

Es lassen sich für den vorliegenden Sachverhalt zwei zentrale Aussagen ableiten:

- Eine verbrauchsnahe Erzeugung hat erst einen nennenswerten Effekt auf den Netzausbaubedarf, wenn auch konventionelle Kraftwerke verbrauchsnahe verortet sind oder auf Netzstabilität sichernde Maßnahmen verzichtet würde.
- Eine verbrauchsnahe Erzeugung erfordert eine gezielte politische Steuerung der Standortentscheidung. Dies steht einem auf Marktsignalen basierten Ansatz entgegen. Eine derartige Steuerung des Kraftwerkszubaues ist nicht Aufgabe der Bundesnetzagentur.

Ferner ist zu betonen, dass die Agora-Studie die Auswirkungen der Allokation von erneuerbaren Energien auf den Netzausbau nur unter Kostengesichtspunkten betrachtet. Die Frage nach der gemäß § 1 EnWG erforderlichen Netzsicherheit und der Systemstabilität des Elektrizitätsnetzes wird dabei gänzlich ausgeblendet. Der Beitrag erneuerbarer Energien zur gesicherten Versorgung bleibt ebenfalls unberücksichtigt. Die Studie stellt einen wichtigen Beitrag zur Diskussion um den Netzausbau dar. Als Alternativlösung zum derzeitigen vom Gesetz geforderten Ansatz, der eine Berücksichtigung der Systemsicherheit vorsieht, kann sie jedoch nicht betrachtet werden.

⁴ 50Hertz Transmission GmbH/Amprion GmbH/TenneT TSO GmbH/TransnetBW GmbH (2013), Seite 24.

⁵ Agora (2013).

⁶ Darüber hinaus werden auch die Kosten unterschiedlicher Netzausbaugeschwindigkeiten untersucht. Diese Kosten werden für die hier vorliegende Frage der verbrauchsnahe Erzeugung jedoch nicht weiter thematisiert.

Bedeutsam ist die Erkenntnis, dass verbrauchsnahe Erzeugung einhergeht mit enormem Flächenverbrauch und zwar in den meisten Fällen in unmittelbarer Nähe zu städtischen Gebieten, da hier die Verbrauchszentren verortet sind. Hier ist erst einmal zu bewerten, ob eine derartige Inanspruchnahme großer Flächen für den Ausbau erneuerbarer Energien oder auch konventioneller Kraftwerke als vermeintlicher Ersatz zum Bau einzelner Leitungen in Frage kommt. In einem zweiten Schritt müsste die Frage nach der politischen Steuerung des Zubaus der Erzeugungseinheiten geklärt werden.

3. Bandbreite wahrscheinlicher Entwicklungen

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 hinreichend hoher Wahrscheinlichkeit genügen muss.

Bei der Ermittlung der Szenarien ist von den aktuellen rechtlichen und regulatorischen Rahmenbedingungen auszugehen, da die Entwicklung der gesetzlichen Grundlagen bis 2024 bzw. 2034 ebenso wenig vorhersehbar ist wie die Entwicklung der Marktpreise oder die Verbreitung neuer Technologien.

Den modifizierenden Rahmen der Bandbreite wahrscheinlicher Entwicklungen bilden die mittel- und langfristigen energiepolitischen Ziele der Bundesregierung. Beispielsweise ist eine Minderung des Stromverbrauchs entsprechend den energiepolitischen Zielen der Bundesregierung zwar mittelfristig nicht mit einer hinreichend hohen Realisierungswahrscheinlichkeit verbunden, allerdings wurde dieses Ziel durch die Verpflichtung der Übertragungsnetzbetreiber berücksichtigt, im Rahmen der letztjährig auferlegten Sensitivitätsbetrachtung die Auswirkungen einer Minderung des Nettostrombedarfs auf den erforderlichen Netzentwicklungsbedarf zu ermitteln.

Auch die Ausbauziele der einzelnen Bundesländer bilden eine wesentliche Grundlage. So wurden die von den Bundesländern gemeldeten bzw. nachgemeldeten Werte ohne Änderungen dem Szenario C 2024 zu Grunde gelegt.

3.1 Grundcharakteristik

Da der Umfang und das Tempo des Ausbaus der erneuerbaren Energien mit erheblichen Unsicherheiten behaftet sind, variieren die Annahmen zur installierten Erzeugungsleistung in den Szenarien.

Die Szenarien A 2024, B 2024 und C 2024 bilden einen „Szenario-Trichter“. Das Szenario B 2024 stellt die zentrale Referenzentwicklung dar, die durch einen realitätsnahen, mittleren Ausbau an erneuerbaren Energien gekennzeichnet ist. Dieses Leitszenario flankieren einerseits Szenario A 2024 mit einem moderaten Ausbau an erneuerbaren Energien sowie andererseits Szenario C 2024 mit einem sehr ambitionierten Ausbau an erneuerbaren Energien.

„Szenario-Trichter“

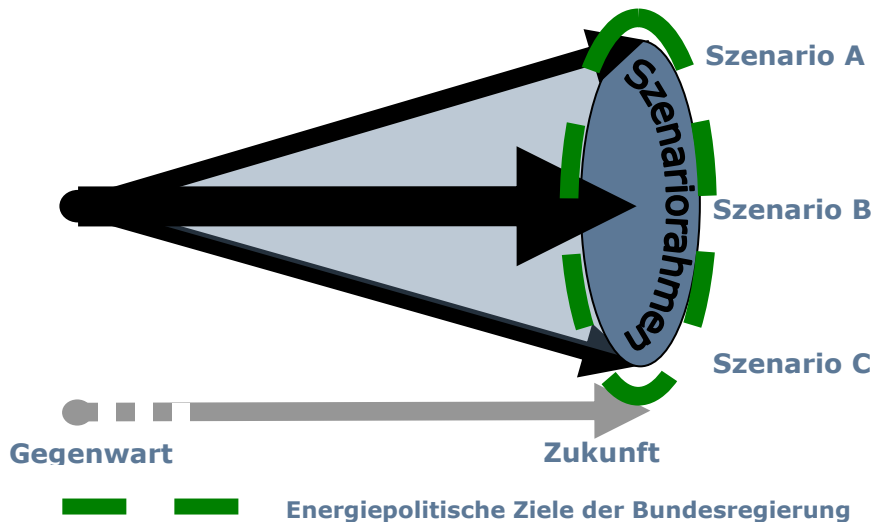


Abbildung 1: Szenariotrichter

Die Auswahl einer weiten Bandbreite wahrscheinlicher Entwicklungen bietet gegenüber einer engen Bandbreite für die Netzentwicklungsplanung erhebliche Vorteile. Es wird erkennbar, ob der abgeleitete Netzentwicklungsbedarf spezifisch an ein Szenario gebunden ist oder sich im Hinblick auf sich ändernde Rahmenbedingungen als robust erweist. Die Robustheit des Netzentwicklungsbedarfs ist wegen der langen Nutzungsdauer von Netzinfrastrukturen sowie der Unsicherheiten im Hinblick auf den Umfang und das Tempo des Ausbaus der erneuerbaren Energien von besonderer Bedeutung.

3.2 Methodik zur Bestimmung der installierten Erzeugungsleistung

Die installierte Erzeugungsleistung wird getrennt nach konventioneller Erzeugung (Kernenergie, Braunkohle, Steinkohle, Erdgas, Öl, Pumpspeicher⁷ und sonstige konventionelle Erzeugung) und regenerativer Erzeugung (Wind onshore und offshore, Photovoltaik, Biomasse, Wasserkraft und sonstige regenerative Erzeugung) dargestellt.

3.2.1 Regenerative Erzeugung

Die Annahmen zur installierten regenerativen Erzeugungsleistung variieren in den Szenarien.

⁷ Als Pumpspeicher gelten auch adiabate Druckluftspeicher.

In Szenario A 2024 wird ein moderater, in Szenario B 2024 ein realitätsnäherer und in Szenario C 2024 ein sehr ambitionierter Ausbau erneuerbarer Energien angenommen.

Die Annahmen zur installierten regenerativen Erzeugungsleistung bewegen sich in Szenario A 2024 im Vergleich zu den anderen Szenarien am unteren Rand wahrscheinlicher Entwicklungen. Die Werte ergeben sich mit Ausnahme des Energieträgers Wind offshore aus den Referenzwerten für das Jahr 2012 und eines jährlichen Zubaus, der als unterer Rand wahrscheinlicher Entwicklungen verstanden werden kann. Bei Wind offshore werden die gegenwärtig genehmigten offshore Windparks als unterer Rand der Entwicklungen unterstellt. Bei Wind onshore wurde im Vergleich zur letztjährigen Genehmigung eine geringfügige Erhöhung des jährlichen Zubaus vorgenommen. Bei Photovoltaik gilt nun die Annahme zweier unterschiedlicher Zubauphasen vor und nach Erreichen der Fördergrenze von 52 GW.

Die Annahmen zur installierten regenerativen Erzeugungsleistung sind in Szenario B 2024 im Vergleich zu Szenario A 2024 ambitionierter. Die Werte für die Energieträger Biomasse, Wasserkraft und sonstige regenerative Erzeugung beruhen wie schon in der letztjährigen Genehmigung auf der von DLR/IWES/IFNE im Auftrag des Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (BMU) erstellten Studie „Langfristszenarien und Strategien für den Ausbau der erneuerbaren Energien in Deutschland bei Berücksichtigung der Entwicklung in Europa und global“ aus dem Jahr 2012 (nachfolgend: EE-Langfristszenarien 2011).⁸ Bei Wind offshore wurde eine abgeleitete zweijährige Verzögerung des Ausbaus bis zum Jahr 2024 unterstellt. Bei Wind onshore wurde im Vergleich zur letztjährigen Genehmigung eine Erhöhung des jährlichen Zubaus in Höhe von 2,0 GW vorgenommen. Der Ausbau der Photovoltaik beschreibt bis zum Erreichen des Förderdeckels von 52 GW einen Anstieg i.H.v. 4,7 GW pro Jahr entsprechend der Entwicklung der bisherigen Zubauraten, während anschließend von einem Abflachen des Zubaus i.H.v. 0,5 GW pro Jahr ausgegangen wird.

Szenario B 2034 stellt die wahrscheinliche Entwicklung für die nächsten zwanzig Jahre dar und basiert auf Szenario B 2024. Die Werte für die Energieträger Wasserkraft und sonstige regenerative Erzeugung beruhen auf den EE-Langfristszenarien 2011. Der Wert für Wind offshore ergibt sich aus EE-Langfristszenarien 2011 und den energiepolitischen Zielen der Bundesregierung. Bei Wind onshore wurde wie in der letztjährigen Genehmigung eine jährliche Zubaurate von 1,7 GW vorgenommen. Der Wert für Photovoltaik basiert auf der Methodik aus Szenario B 2024. Hinzu wird aufgrund von Marktsättigungseffekten ein weiteres geringes Abschwächen des jährlichen Zubaus im Zeitraum zwischen 2024 bis 2034 unterstellt. Bei der Ermittlung des Wertes für Biomasse wurde von den EE-Langfristszenarien 2011 abgewichen und ab dem Jahr

2024 aufgrund von wachsender Nutzungskonkurrenz mit der Nahrungsmittelindustrie nur noch ein sehr geringer jährlicher Zuwachs von 50 MW pro Jahr unterstellt.

Die Annahmen zur installierten regenerativen Erzeugungsleistung bewegen sich in Szenario C 2024 im Vergleich zu den anderen Szenarien am oberen Rand wahrscheinlicher Entwicklungen und ergeben sich wie im Entwurf des Szenariorahmens aus den Ausbauzielen der einzelnen Bundesländer.

Wegen der Einzelheiten wird auf die Begründung der Szenarien im Einzelnen verwiesen (dazu Kapitel II. B. 5.1).

Im Entwurf des Szenariorahmens beziehen sich die Übertragungsnetzbetreiber bei der Ermittlung der den Szenarien A 2024, B 2024 und B 2034 zu Grunde gelegten Annahmen an der Entwicklung der Onshore-Windenergie sowie der Photovoltaik auf eine Mittelfristprognose zur Ermittlung der EEG-Umlage von r2b Energy Consulting.⁹ Die Bundesnetzagentur hat sich bei der Bestimmung der Annahmen für die Entwicklung Onshore-Windenergie vom beschriebenen Ansatz der Übertragungsnetzbetreiber gelöst. Denn für Wind onshore unterstellt die Studie Zuwachsraten, die deutlich unter den in den letzten Jahren zu beobachtenden Zuwachsraten liegen. Aktuelle Entwicklungen werden nach Ansicht der Bundesnetzagentur und vieler Konsultationsteilnehmer unzureichend abgebildet. Zwar sind die Gründe für die angenommenen Trends in der Studie beschrieben, dennoch ist oftmals die genaue Ermittlung nicht nachvollziehbar und somit nicht überprüfbar.

3.2.2 Konventionelle Erzeugung

Auch die Annahmen zur installierten konventionellen Erzeugungsleistung variieren in den Szenarien.

Wie im Entwurf des Szenariorahmens sind die Annahmen zur installierten konventionellen Erzeugungsleistung nicht Gegenstand einer Modellierung, in der auch Annahmen zu Brennstoffpreisen und CO₂-Zertifikatskosten¹⁰ getroffen werden müssten. Sie beruhen vielmehr auf konkreten Planungen der Kraftwerksbetreiber. Mit Kenntnis der einzelnen Kraftwerke lassen sich standortscharfe Aussagen für die einzelnen Szenarien treffen. Dies bietet den Vorteil, bereits bekannte, wenn auch nicht in allen Fällen sichere Kraftwerksprojekte im Szenariorahmen abhängig vom Szenario in unterschiedlicher Weise abzubilden.

⁸ BMU (2012).

⁹ MiFri Trend (2012).

¹⁰ Die von den Übertragungsnetzbetreibern im Entwurf des Szenariorahmens angenommenen Brennstoffpreise und CO₂-Zertifikatskosten sind nicht Bestandteil dieser Genehmigung.

Die installierte konventionelle Erzeugungsleistung wird wie folgt bestimmt:

In Bestand 2012
 - Rechnerische oder geplante Außerbetriebnahme bis 2024/34
 + In Bau 2013
 + In Planung
 = In Bestand 2024/34

„Kraftwerke in Bestand 2012 und in Bau 2013“¹¹

Die Kraftwerksliste der Bundesnetzagentur (Anlage 1) wurde im Vergleich zur Kraftwerksliste des genehmigten Szenariorahmens 2012 durch ein von der Bundesnetzagentur durchgeführtes Monitoring aktualisiert und erweitert. Die Qualität der Kraftwerksliste konnte im Vergleich zur Kraftwerksliste aus der Genehmigung des Szenariorahmens 2012 weiter gesteigert werden. Wesentliche Erweiterung der Kraftwerksliste sind Informationen über Nicht-EEG-Anlagen < 10 MW je Netzbetreiber (und Energieträger). Zudem führten einzelne Konsultationsbeiträge von Kraftwerksbetreibern zur Verbesserung der Datengrundlage.

„Rechnerische und geplante Außerbetriebnahme bis 2024/34“

Die Lebensdauer der Kraftwerke wird in allen Szenarien einheitlich beurteilt.

Wie im genehmigten Szenariorahmen 2011 und 2012 wird für Braun- und Steinkohlekraftwerke eine Lebensdauer von 50 Jahren, für Gaskraftwerke eine Lebensdauer von 45 Jahren und für Pumpspeicherkraftwerke eine unbefristete Lebensdauer angenommen. Insbesondere die Lebensdauer von 50 Jahren für Kohlekraftwerke bildet den oberen Rand der Bandbreite der Lebensdauern ab, die in Studien angenommen werden. Die Bundesnetzagentur ist der Forderung einiger Konsultationsteilnehmer, die Lebensdauer der Kraftwerke nicht pauschal anzunehmen, nicht nachgekommen. In der Realität wird es zwar zu Abweichungen von den pauschalen Annahmen kommen. Indem die Lebensdauer der Kraftwerke pauschal angenommen wird, werden Abweichungen aber sowohl nach unten als auch nach oben beispielsweise durch Retrofit ausgeglichen. Somit wird der Forderung seitens verschiedener Konsultationsteilnehmer, derartige die Lebensdauer verlängernde Maßnahmen zu berücksichtigen, implizit genüge getan. Darüber hinaus wurden auch geplante Außerbetriebnahmen, die von der rechnerischen Lebensdauer abweichen, durch das von der Bundesnetzagentur durchgeführte Monitoring ermittelt und im Rahmen der Genehmigung des Szenariorahmens berücksichtigt.

¹¹ Auf eine explizite Ausweisung von Kraftwerken, die im Jahr 2013 in Betrieb genommen wurden bzw. noch werden, also weder dem Bestand 2012 noch den Kraftwerken in Bau 2013 zugeordnet werden können, wurde verzichtet. Kraftwerke, die – soweit bekannt – im Jahr 2013 in Betrieb genommen wurden oder noch werden, werden im Bestand 2012 ausgewiesen.

Wie in der Genehmigung des Szenariorahmens 2012 werden Gaskraftwerke nach Ablauf ihrer Lebensdauer nur dann mit gleicher Leistung ersetzt, sofern sie KWK-fähig sind (s. 3.2.3). Die Lebensdauer von Kernkraftwerken ist gesetzlich verankert. Gem. § 7 Abs. 1a Atomgesetz verlieren die Kernkraftwerke Isar 2, Emsland und Neckarwestheim 2 mit Ablauf des 31. Dezember 2022 als letzte Kernkraftwerke in der Bundesrepublik Deutschland ihre Berechtigung zum Leistungsbetrieb.

Die Bundesnetzagentur ist zudem aktuellen Stilllegungsanzeigen von Kraftwerken nach § 13a EnWG nachgegangen. Werden die zur Stilllegung beantragten Kraftwerke sowohl seitens der Übertragungsnetzbetreiber als auch seitens der Bundesnetzagentur als nicht systemrelevant eingestuft, ist eine endgültige Stilllegung zulässig. Bei den der Bundesnetzagentur vorliegenden Stilllegungsanzeigen hat sich gezeigt, dass alle angezeigten Kraftwerke ohnehin aufgrund des fortgeschrittenen Alters keinen Eingang in die Szenarien finden, da sie rechnerisch aufgrund des Ablaufs der angenommenen Lebensdauer bis 2024 außer Betrieb gehen. Die Bundesnetzagentur ist darüber hinaus Anzeigen auf Konservierung nachgegangen. Bei der Konservierung handelt es sich um vorläufige Stilllegungen, bei dem die Kraftwerke bei Bedarf wieder für die Stromproduktion betriebsbereit gemeldet werden können. Daher finden solche Anzeigen von Kraftwerken auf Konservierung Eingang in die Szenarien 2024 bzw. 2034 entsprechend der im Folgenden genannten Kriterien.

„Kraftwerke in Planung“

Abhängig vom Szenario werden geplante Kraftwerke unterschiedlich berücksichtigt.

Wie im vergangenen Jahr wird in Szenario A 2024 ein Zubau der in Planung befindlichen Braun- und Steinkohlekraftwerke angenommen, während vom Grundsatz her keine Gaskraftwerke über die aktuellen Zubauten hinaus errichtet werden. Dabei werden sämtliche Braun- und Steinkohlekraftwerke berücksichtigt, für die ein Netzanschlussbegehren oder eine Netzanschlusszusage nach der Kraftwerks-Netzanschlussverordnung (KraftNAV) vorliegt.

Umgekehrt wird, wie im Entwurf des Szenariorahmens, in den Szenarien B 2024, B 2034 und C 2024 vor dem Hintergrund des Ausbaus erneuerbarer Energien ein Zubau von flexiblen Gaskraftwerken angenommen, während keine Braun- und Steinkohlekraftwerke über die aktuellen Zubauten hinaus errichtet werden.

Diese Annahme begründet sich mit zunehmenden Flexibilitätsanforderungen an den zukünftigen Kraftwerkspark. Steigende fluktuierende Einspeisung aus erneuerbaren Energien führt zu größeren inertäglichen Lastgradienten sowie größeren Auswirkungen von Prognosefehlern. Die daraus relativ kurzfristig resultierenden Differenzen zwischen Erzeugung und Verbrauch können am ehesten von flexiblen Gaskraftwerken aufgefangen werden. Zudem weisen Gaskraftwerke den

geringsten CO₂-Ausstoß aller konventionellen Kraftwerke auf. Zum Erreichen der CO₂-Ziele der Bundesregierung kommt der Kraftwerkstechnologie daher eine große Bedeutung zu. Ferner wird durch diese Annahme der methodische Ansatz zur Bestimmung der installierten konventionellen Erzeugungsleistung durch die Studie EE–Langfristszenarien 2011 gestützt. Auch darin wird angenommen, dass außer den derzeit in Bau befindlichen Kohlekraftwerken keine neuen Kohlekraftwerke mehr in Betrieb gehen. Auch auf europäischer Ebene wird der Zubau an erneuerbaren Energien bei der Szenarienbildung ergänzt durch einen Ausbau der Erdgaskapazitäten.¹²

Anders als in Szenario B 2034 werden in den Szenarien B 2024 und C 2024 nicht sämtliche geplanten Gaskraftwerke berücksichtigt, für die ein Netzanschlussbegehren oder eine Netzanschlusszusage nach KraftNAV vorliegt, sondern nur solche, die sich in einem fortgeschrittenen Planungsstadium befinden.

Insoweit werden geplante Gaskraftwerke berücksichtigt, die im Kraftwerks-Anschlussregister gem. § 9 KraftNAV aufgeführt sind und für die zusätzlich eine Kapazitätsreservierungsanfrage gem. § 38 Gasnetzzugangsverordnung (GasNZV) positiv beschieden worden ist oder ein Kapazitätsausbauanspruch gem. § 39 GasNVZ geltend gemacht worden ist. Ferner finden geplante Gaskraftwerke Berücksichtigung, für die ein Netzanschlussbegehren vorliegt und für die zusätzlich vor dem Inkrafttreten der §§ 38, 39 GasNZV eine Kapazitätsanfrage positiv beschieden worden ist. Berücksichtigt werden darüber hinaus geplante Gaskraftwerke, über deren Planung ein Übertragungsnetzbetreiber, beispielsweise auf Grund eines Netzanschlussbegehrens, Kenntnis hat und für deren Zugang zu Gaskapazitäten interne Bestellungen eines nachgelagerten Netzbetreibers bei einem Fernleitungsnetzbetreiber vorliegen. Schließlich werden auch solche geplanten Gaskraftwerke berücksichtigt, deren „Existenz“ aufgrund entsprechender öffentlich-rechtlicher Planungsverfahren öffentlich bekannt ist.

3.2.3 Kraft-Wärme-Kopplung

Kraft-Wärme-Kopplung ist die gleichzeitige Umwandlung von eingesetzter Energie in mechanische oder elektrische Energie und nutzbare Wärme innerhalb eines thermodynamischen Prozesses. Durch die zusätzliche Nutzung der Abwärme und somit gesteigerte Ausnutzung des Energieträgers leistet die KWK-Technologie besonders in Verbindung mit der CO₂-armen Erdgastechnologie einen wichtigen Beitrag zum Erreichen der Klimaschutzziele der Bundesregierung. Daher findet die Technologie entsprechend Eingang in den Szenarien im Szenariorahmen.

¹² ENTSO-E (2013), SO&AF.

„Kraftwerke in Bestand 2012 und in Bau 2013“¹³

Die Kraftwerksliste der Bundesnetzagentur (Anlage 1) wurde im Vergleich zur Kraftwerksliste des genehmigten Szenariorahmens 2012 durch ein von der Bundesnetzagentur durchgeführtes Monitoring aktualisiert und erweitert. Angaben zur Kraft-Wärme-Auskopplung sind darin enthalten. Auch KWK-Anlagen geringer Leistung finden wie in der Genehmigung des Szenariorahmens 2012 Berücksichtigung.

„Rechnerische und geplante Außerbetriebnahme bis 2024/34“

Wie in der Genehmigung des Szenariorahmens 2012 werden KWK-fähige Gaskraftwerke in den Szenarien B 2024 und C 2024 nach Ablauf ihrer Lebensdauer mit gleicher Leistung ersetzt. Das Kriterium der KWK-Fähigkeit lässt sich damit begründen, dass solche Kraftwerke gleichzeitig Nutzwärme erzeugen. Es ist davon auszugehen, dass die Deckung des Wärmebedarfs auch nach Ablauf der technischen Lebensdauer einzelner Kraftwerke gewährleistet sein muss und der Kraftwerksstandort somit zukünftig als wirtschaftlich attraktiv eingeschätzt werden kann.

„Kraftwerke in Planung“

In Szenario A 2024 werden vom Grundsatz her keine in Planung befindlichen Erdgaskraftwerke über die aktuellen Zubauten hinaus berücksichtigt (s. Kapitel II. B. 3.2.2). Daher finden hier auch keine KWK-fähigen Erdgaskraftwerke Berücksichtigung.

In Szenario B 2034 werden sämtliche in Planung befindliche Erdgaskraftwerke berücksichtigt, für die ein Netzanschlussbegehren oder eine Netzanschlusszusage nach KraftNAV vorliegt (s. Kapitel II. B. 3.2.2). Daher finden hier KWK-fähige Erdgaskraftwerke Berücksichtigung.

Der Forderung eines Konsultationsteilnehmers, Verbesserungen der Stromkennzahl, d. h. das Verhältnis der (Netto)Stromerzeugung zur (Netto)Wärmeerzeugung, aufgrund von technischem Fortschritt zu berücksichtigen, wird an dieser Stelle nachgekommen. Zwar werden explizit keine Verbesserungen der Stromkennzahl angenommen. Implizit werden jedoch beim Ersatz des Erdgaskraftwerkes an gleicher Stelle Wirkungsgradsteigerungen des neuen Kraftwerks gegenüber des alten Kraftwerks unterstellt und somit eine geforderte Steigerung der Stromproduktion berücksichtigt.

¹³ Auf eine explizite Ausweisung von Kraftwerken, die im Jahr 2013 in Betrieb genommen wurden, also weder dem Bestand 2012 noch den Kraftwerken in Bau 2013 zugeordnet werden können, wurde verzichtet. Kraftwerke, die – soweit bekannt – im Jahr 2013 in Betrieb genommen wurden, werden im Bestand 2012 ausgewiesen.

4. Mittel- und langfristige energiepolitische Ziele der Bundesregierung

Die genehmigten Szenarien erfüllen - soweit eine Aussage hierzu methodisch bereits möglich ist - die mittel- und langfristigen energiepolitischen Ziele der Bundesregierung.

Die mittel- und langfristigen energiepolitischen Ziele der Bundesregierung werden im Wesentlichen durch das Energiekonzept der Bundesregierung vom 28. September 2010¹⁴ definiert. Ergänzt werden diese Ziele durch das sog. Energiepaket der Bundesregierung vom 06. Juni 2011¹⁵ und gesetzlich verankerte Ziele.

Es handelt sich um folgende energiepolitische Ziele, die im Rahmen der Genehmigung des Szenariorahmens berücksichtigt werden:

- Reduktion der Treibhausgasemissionen gegenüber 1990 bis 2020 um 40%, bis 2030 um 55%, bis 2040 um 70% und bis 2050 um 80 bis 95%
- Senkung des Primärenergieverbrauchs gegenüber 2008 bis 2020 um 20% und bis 2050 um 50%
- Erhöhung des Anteils der erneuerbaren Energien am Bruttostromverbrauch bis spätestens 2020 auf mindestens 35%, bis spätestens 2030 auf mindestens 50%, bis spätestens 2040 auf mindestens 65% und bis spätestens 2050 auf mindestens 80%¹⁶
- Erhöhung der Offshore-Windleistung bis 2030 auf 25 GW
- Erhöhung des Anteils von Strom aus Kraft-Wärme-Kopplung bis 2020 auf 25%¹⁷
- Minderung des Stromverbrauchs gegenüber 2008 bis 2020 um 10% und bis 2050 um 25%
- Ausstieg aus der Nutzung der Kernenergie bis 2022¹⁸

Zu beachten ist, dass sich die energiepolitischen Ziele der Reduktion der Treibhausgasemissionen und der Senkung des Primärenergieverbrauchs sektorübergreifend auf die gesamten Treibhausgasemissionen bzw. den gesamten Primärenergieverbrauch in der Bundesrepublik Deutschland, nicht aber sektorspezifisch auf den Bereich der Stromerzeugung beziehen. Sollten

¹⁴ Bundesregierung (2010).

¹⁵ Bundesregierung (2011).

¹⁶ § 1 Abs. 2 EEG.

¹⁷ § 1 KWKG.

¹⁸ Gem. § 7 Abs. 1a AtG verlieren die Kernkraftwerke Isar 2, Emsland und Neckarwestheim 2 mit Ablauf des 31. Dezember 2022 als letzte Kernkraftwerke in der Bundesrepublik Deutschland ihre Berechtigung zum Leistungsbetrieb.

im Bereich der Stromerzeugung die Reduktionsziele nicht erfüllt werden, ist ein Ausgleich durch entsprechend überproportionale Reduktionen in anderen Bereichen möglich.

Die Berechnungen der Übertragungsnetzbetreiber im Entwurf des Netzentwicklungsplans 2013 zeigen, dass die genehmigten Szenarien B 2023, B 2033 und C 2023, die nunmehr in den Szenarien B 2024, B 2034 und C 2024 fortgeschrieben werden, die mittel- und langfristigen energiepolitischen Ziele der Bundesregierung erfüllen bzw. zur Erfüllung der sektorübergreifenden Ziele der Reduktion der Treibhausgasemissionen und der Senkung des Primärenergieverbrauchs einen Beitrag leisten. Das Ziel der Nachfragesenkung wird nur für die am 01.07.2013 von den Übertragungsnetzbetreibern vorgelegte Sensitivätsberechnung für B 2023 erfüllt.¹⁹ Das energiepolitische Ziel der Erhöhung der Offshore-Windleistung ist bei allen 10-Jahres-Szenarien erreichbar, setzt aber ab 2024 teilweise eine deutliche Steigerung der jährlichen Zubauraten bei Offshore-Windenergie voraus. Szenario B 2034 erfüllt dieses Ziel definitionsgemäß.

Das genehmigte Szenario A 2023, das nunmehr im Szenario A 2024 fortgeschrieben wird, erfüllt nach den Berechnungen der Übertragungsnetzbetreiber im Entwurf des Netzentwicklungsplans 2013 die energiepolitischen Ziele der Reduktion der Treibhausgasemissionen und der Senkung des Primärenergieverbrauchs nicht. In diesem Zusammenhang ist zunächst nochmals darauf hinzuweisen, dass sich die energiepolitischen Ziele der Reduktion der Treibhausgasemissionen und der Senkung des Primärenergieverbrauchs sektorübergreifend auf die gesamten Treibhausgasemissionen bzw. den gesamten Primärenergieverbrauch in der Bundesrepublik Deutschland beziehen. Die Berechnungen der Übertragungsnetzbetreiber im Entwurf des Netzentwicklungsplans 2013 zur Senkung des Primärenergieverbrauchs beziehen sich hingegen sektorspezifisch auf den Bereich der Stromerzeugung. Die Bundesnetzagentur hat sich trotz der Berechnungen der Übertragungsnetzbetreiber im Entwurf des Netzentwicklungsplans 2013 dafür entschieden, das Szenario A 2024 zu genehmigen. Es ist anzunehmen, dass der starke Zubau von Photovoltaik und Wind onshore im Jahr 2012 zu einer Reduktion der Treibhausgasemissionen und einer Senkung des Primärenergieverbrauchs führt.

¹⁹ In der Sensitivätsbetrachtung 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.

5. Erzeugung, Versorgung, Verbrauch

Die genehmigten Szenarien enthalten angemessene Annahmen zu Erzeugung, Versorgung und Verbrauch von Strom.

5.1 Erzeugung

Die Erzeugung wird in den Szenarien durch die Annahmen zur installierten Erzeugungsleistung in GW abgebildet. Bei der Erzeugung handelt es sich also nicht um die erzeugten Strommengen, sondern lediglich um Kapazitäten zur Stromerzeugung. Die Erzeugung wird nicht durch die erzeugte Strommenge definiert, da es zur Bestimmung der erzeugten Strommenge einer Marktsimulation bedarf, die der Genehmigung des Szenariorahmens folgt.

Die Szenarien begründen sich im Einzelnen wie folgt.

5.1.1. Referenzwerte für das Jahr 2012

Die Referenzwerte für das Jahr 2012 sind nicht Bestandteil dieser Genehmigung. Sie dienen als Basis zur Bestimmung der installierten konventionellen und regenerativen Erzeugungsleistung in den Zieljahren 2024 und 2034.

5.1.1.1 Regenerative Erzeugung

[in GW]	Entwurf des Szenariorahmens	Genehmigung
Wind onshore	31,1 GW	31,0 GW
Wind offshore	0,3 GW	0,3 GW
Photovoltaik	32,9 GW	33,1 GW
Biomasse	5,6 GW	5,7 GW
Wasserkraft	4,4 GW	4,4 GW
sonstige regenerative Erzeugung	0,6 GW	0,8 GW

Tabelle 1: Referenzwerte Regenerative Erzeugung 2012

Die Referenzwerte für die installierte regenerative Erzeugungsleistung wurden im Vergleich zum Entwurf des Szenariorahmens im Hinblick auf alle Energieträger mit Ausnahme des Energieträgers Wind offshore und Wasserkraft leicht geändert.

Für die installierte Leistung Wind onshore beträgt der Referenzwert 31,0 GW. Dieser Wert entspricht dem vom Deutschen Windenergie Institut (DEWI) im Februar 2013 veröffentlichten Ge-

samtwert i.H.v. 31,3 GW abzüglich der Offshore-Leistung in Höhe von 0,3 GW.²⁰ In der Vergangenheit hat sich gezeigt, dass der vom DEWI veröffentlichte Wert sehr gut mit den um übliche Nachmeldungen ergänzten Anlagenstammdaten der Übertragungsnetzbetreiber übereinstimmt.

Der Referenzwert für die installierte Leistung Wind offshore beträgt 280 MW und ist aus dem Windenergie Report 2012 von Fraunhofer IWES entnommen.²¹

Für die installierte Leistung Photovoltaik beträgt der Referenzwert 33,1 GW. Der Wert stammt aus der Kraftwerksliste der Bundesnetzagentur (Kraftwerksdaten erneuerbare Energien).²²

Der Referenzwert für die installierte Leistung Biomasse beträgt 5,7 GW. Der Wert stammt aus der Kraftwerksliste der Bundesnetzagentur (Kraftwerksdaten erneuerbare Energien). Enthalten sind darin neben der Kategorie „Biomasse“ die Kategorie „sonstige Energieträger (erneuerbar)“, da es sich dabei fast vollständig um Biomasseanlagen handelt, die allerdings keinen Anspruch auf EEG-Vergütung haben.

Der Referenzwert für die installierte Leistung Wasserkraft in Höhe von 4,4 GW ist aus dem von der Arbeitsgruppe Erneuerbare Energien-Statistik (AGEE-Stat) ermittelten Wert von voraussichtlich 5,6 GW für das Jahr 2012 abgeleitet. Umfasst sind Laufwasser- und Speicherwasserkraftanlagen in Deutschland. Pumpspeicher mit oder ohne natürlichen Zufluss werden in der Rubrik „Pumpspeicher“ unter den konventionellen Energieträgern zusammengefasst. Die AGEE-Stat betrachtet dagegen Pumpspeicher mit natürlichem Zufluss separat und schreibt sie der Rubrik „Wasserkraft“ zu.

Für die installierte sonstige regenerative Erzeugungsleistung beträgt der Referenzwert 0,8 GW. Umfasst sind Geothermieanlagen und Anlagen, die den biologisch abbaubaren Anteil von Abfällen aus Haushalten und Industrie als Energieträger verwenden. Als Quelle liegt die Kraftwerksliste der Bundesnetzagentur (Kraftwerksdaten erneuerbare Energien) zugrunde.

²⁰ DEWI (2013).

²¹ Fraunhofer IWES (2013)

²² Bundesnetzagentur (2013).

5.1.1.2 Konventionelle Erzeugung

[in GW]	Entwurf des Szenariorahmens	Genehmigung
Kernenergie	12,1	12,1
Braunkohle	20,9	21,2
Steinkohle	25,1	25,4
Erdgas	27,9	27,0
Öl	3,9	4,0
Pumpspeicher	6,4	6,4
sonstige konventionelle Erzeugung	4,0	4,1

Tabelle 2: Konventionelle Erzeugung 2012

Die Referenzwerte für die installierte konventionelle Erzeugungsleistung wurden im Vergleich zum Entwurf des Szenariorahmens, abgesehen von der Kernenergie sowie den Pumpspeicherkraftwerken, geändert. Die Werte beruhen auf der konsolidierten Kraftwerksliste der Bundesnetzagentur.

Zu kleineren Abweichungen bei den Energieträgern Braunkohle, Steinkohle, Öl sowie der sonstigen konventionellen Erzeugung kommt es aufgrund aktueller Meldungen aus dem Monitoring, das zum Zeitpunkt der Erstellung des Szenariorahmens durch die Übertragungsnetzbetreiber noch nicht abgeschlossen war.

Die Abweichung bei Erdgas von 0,9 GW begründet sich damit, dass das Kraftwerk Knapsack II im Entwurf der Übertragungsnetzbetreiber in der Kategorie „in Betrieb“ geführt wurde, während es nach dem aktuellen Stand des Monitoring als „in Bau“ geführt wird. Zudem führt die erweiterte Abfrage der Nicht-EEG-Anlagen < 10 MW je Netzbetreiber und Energieträger zu einer verbesserten Datenbasis und Abweichungen gegenüber dem Entwurf des Szenariorahmens.

Bei Pumpspeichern werden wie bei allen anderen Kraftwerken nur Kraftwerke in der Bundesrepublik Deutschland betrachtet. Kraftwerke im europäischen Ausland werden im Rahmen des SO&AF 2013-2030²³ berücksichtigt. Sonstige konventionelle Erzeugung umfasst Energieträger, die nicht (eindeutig) den Energieträgern Braunkohle, Steinkohle, Erdgas und Öl zugeordnet werden konnten. Enthalten ist auch die Hälfte des für den biologisch abbaubaren Anteil von Abfällen ermittelten Wertes in Höhe von 1,5 GW.

²³ Der SO&AF ist die jährliche Veröffentlichung von ENTSO-E und präsentiert die Szenarien, die im Zehnjahresnetzentwicklungsplan auf europäischer Ebene (TYNDP) in Erfüllung der EU-Richtlinie 714/2009 als Grundlage der europäischen Netzentwicklung Berücksichtigung finden. Zudem wird in der SO&AF die Passfähigkeit zwischen installierter Erzeugungsleistung und Verbrauch im gesamten ENTSO-E Verbundsystem für einen mittleren und langfristigen Zeithorizont prognostiziert.

5.1.2. Szenario A 2024

5.1.2.1 Annahmen zur regenerativen Erzeugung

Die Annahmen zur installierten regenerativen Erzeugungsleistung bewegen sich in ihrer Gesamtsumme in Szenario A 2024 im Vergleich zu den anderen Szenarien am unteren Rand.

Für Wind onshore ist eine installierte Leistung in Höhe von 49,0 GW anzunehmen. Diese ergibt sich aus der installierten Kapazität im Jahr 2012 in Höhe von 31,0 GW zuzüglich einer durchschnittlichen jährlichen Zuwachsrates in Höhe von 1,5 GW. Diese Zuwachsrates liegt um 0,1 GW höher als im genehmigten Szenario A 2023 und ergibt sich aus dem minimalen in der Praxis aufgetretenen Zubau der letzten zehn Jahre. Die hier zugrunde gelegte Ausbaurates kann noch immer als unterer Rand wahrscheinlicher Entwicklungen verstanden werden.²⁴

Für Wind offshore ist eine installierte Leistung in Höhe von 11,5 GW anzunehmen. Diese ergibt sich, wie auch im genehmigten Szenario A 2023, vor dem Hintergrund der genehmigten Offshore Windparks mit einer installierten Leistung in Höhe von 11,5 GW.²⁵ Eine solche Entwicklung kann als unterer Rand wahrscheinlicher Entwicklungen verstanden werden, da noch nicht genehmigte Offshore Windparks nicht berücksichtigt werden.

Die installierte Leistung in Höhe von 54,8 GW für Photovoltaik ergibt sich aus der installierten Kapazität im Jahr 2012 in Höhe von 33,1 GW zuzüglich einer Zuwachsrates, die in zwei Ausbauphasen unterteilt werden kann. Die Bundesnetzagentur entwickelt damit die letztjährige Methodik zur Bestimmung der PV-Leistung im Szenario A weiter. Im letztjährigen Szenario A 2023 orientierte sich der Zubau am unteren Rand des jährlichen Zubaukorridors von 2,5 bis 3,5 GW gem. § 20a Abs. 1 EEG. Der hohe jährliche Zubau der Vergangenheit (2012: 7,8 GW, 2011: 7,5 GW) sowie die Existenz des Förderungsdeckels i.H.v. 52 GW legen nahe, statt einer für die nächsten zehn Jahre gleichen Zubaurates eine Differenzierung vorzunehmen, welche der gegenwärtig hohen PV-Ausbaugeschwindigkeit und der Förderungshöchstgrenze besser Rechnung trägt. Dazu wird die durchschnittliche jährliche Zuwachsrates in zwei unterschiedliche Ausbauphasen unterteilt. Die erste Phase beschreibt die Zubauentwicklung bis zum Erreichen der Förderhöchstgrenze i.H.v. 52 GW. Unter Beibehaltung eines immer noch dynamischen, sich aber im Vergleich zu den vergangenen Jahren abschwächenden PV-Zubaus wird ein Erreichen der Förderhöchstgrenze im Jahr 2017 unterstellt.²⁶ Ein Rückgang des PV-Zubaus deutet sich bereits im 1. Halbjahr 2013 an, in dem der Zubau 1,8 GW beträgt. Die daraus für das Jahr 2013 absehbare Verringerung des Zubaus lässt sich u. a. damit erklären, dass die sog. PV-Novelle

²⁴ Siehe auch DEWI (2013).

²⁵ BSH (2013). Diese Zahl berücksichtigt auch die Genehmigungen für die Offshore-Windparks Innogy Nordsee 2 und Innogy Nordsee 3.

des EEG aus dem Jahr 2012 neben einer vorgezogenen Einmalabsenkung sowie einer Sonderdegression der Vergütungssätze zum 01.04.2012 eine modifizierte Zubausteuerung der Photovoltaikleistung in Form von monatlichen Degressionsschritten seit 01.05.2012 vorschreibt, d. h. die Einspeisevergütung für Photovoltaik-Anlagen wird demnach monatlich – je nach Entwicklung – automatisch (ggf. nach unten) angepasst.²⁷ Im Gegensatz zu Szenario B 2024 werden im Szenario A 2024 weniger günstige Investitionsbedingungen für Photovoltaikanlagen unterstellt. Zunehmende Importzölle könnten bspw. dazu führen, dass die Preise für Photovoltaikanlagen weniger stark sinken als gegenwärtig angenommen. Unter dieser Annahme stellt sich bis 2017 ein PV-Zubau von ca. 3,8 GW pro Jahr ein. Die zweite Phase des Zubaus beginnt bei Erreichen der Fördergrenze von 52 GW. Ab diesem Zeitpunkt kann i.V.m. weiteren Marktsättigungseffekten von einem wesentlich geringeren jährlichen Ausbaupfad in Höhe von 0,4 GW bis zum Jahr 2024 ausgegangen werden.

Die installierte Leistung in Höhe von 8,3 GW für Biomasse ergibt sich aus der installierten Kapazität im Jahr 2012 in Höhe von 5,7 GW zuzüglich eines Zubaus in Höhe von 2,6 GW bis zum Jahr 2024. Dieser Zubau ergab sich im genehmigten Szenario A 2022 aus der Studie „Energieszenarien für ein Energiekonzept der Bundesregierung“²⁸ aus dem Jahr 2010 und kann noch immer als unterer Rand wahrscheinlicher Entwicklungen verstanden werden.

Für Wasserkraft ist eine installierte Leistung in Höhe von 4,5 GW anzunehmen. Diese ergibt sich aus der installierten Kapazität im Jahr 2012 in Höhe von 4,4 GW zuzüglich eines Zubaus in Höhe von 0,1 GW bis zum Jahr 2024. Dieser sehr geringe Zubau ergab sich im genehmigten Szenario A 2022 ebenfalls aus den „Energieszenarien für ein Energiekonzept der Bundesregierung“ und kann noch immer als unterer Rand wahrscheinlicher Entwicklungen verstanden werden.

Die installierte Leistung in Höhe von 0,9 GW für sonstige regenerative Erzeugung ergibt sich aus der installierten Kapazität im Jahr 2012 in Höhe von 0,8 GW zuzüglich eines Zubaus in Höhe von 0,1 GW bis zum Jahr 2024. Dieser Wert entspricht dem im Szenario A 2023 angenommenen Zubau i.H.v. 0,1 GW, da entsprechend dem Vorgehen bei der Bestimmung des Referenzwertes für das Jahr 2012 auch bei der Bestimmung des Zubaus eine hälftige Zuordnung zu den regenerativen und zu den konventionellen Energien zu erfolgen hat.

²⁶ Ebenso Mifri Trend (2012).

²⁷ Hierbei ist gemäß § 20b Abs. 1 EEG eine konstante Absenkung der Vergütungssätze um jeweils ein Prozent vorgesehen. Die Einspeisevergütung wird zusätzlich abgesenkt, wenn sich der Zubau oberhalb des im EEG festgelegten Korridors von 2,5 bis 3,5 GW pro Jahr bewegt. Die Absenkung erfolgt dabei stufenweise je nach Höhe der Überschreitung. Eine Unterschreitung des Zubaukorridors führt dagegen zu einer geringeren Absenkung bzw. Beibehaltung der Vergütung. Eine Unterschreitung von mehr als 1,5 GW führt zudem zu einer einmaligen Erhöhung der Vergütungssätze für das jeweilige Quartal.

²⁸ Prognos/EWI/GWS (2010) und Prognos/EWI/GWS (2011).

Entwicklung regenerativer Kapazitäten in Szenario A 2024

Energieträger [in GW]	Wind onshore	Wind offshore	Photo- voltaik	Bio- masse	Wasser- kraft	sonstige reg. Energien
Referenzwert	31,0	0,3	33,1	5,7	4,4	0,8
Zubau bis 2024	18,0	11,2	21,7	2,6	0,1	0,1
Genehmigung	49,0	11,5	54,8	8,3	4,5	0,9

Tabelle 3: Entwicklung regenerativer Kapazitäten in Szenario A 2024

Zusammenfassung der Änderungen in Szenario A 2024 zum Entwurf der Übertragungsnetzbetreiber – Erneuerbare Energieträger

- Erhöhung der installierten Kapazität Wind onshore von 46,8 auf 49,0 GW
- Erhöhung der installierten Leistung Wind offshore von 10,2 auf 11,5 GW
- Senkung der installierten Kapazität Photovoltaik von 56,8 auf 54,8 GW
- Keine Veränderung der installierten Kapazität Biomasse
- Keine Veränderung der installierten Kapazität Wasserkraft
- Erhöhung der installierten Kapazität sonstige reg. Erzeugung von 0,4 auf 0,9 GW
-

5.1.2.2 Annahmen zur konventionellen Erzeugung

Szenario A 2024 ist durch einen Zubau von Steinkohlekraftwerken gekennzeichnet, während keine Gaskraftwerke über die aktuellen Zubauten hinaus errichtet werden.

Die Werte ergeben sich aus den Referenzwerten für das Jahr 2012 zuzüglich aktueller Zubauten sowie geplanten Braun- und Steinkohlekraftwerken abzüglich rechnerischer und angezeigter Außerbetriebnahmen. Geplante Gaskraftwerke werden vom Grundsatz her nicht berücksichtigt. Bei den Außerbetriebnahmen wird angenommen, dass Braun- und Steinkohlekraftwerke rechnerisch eine Lebensdauer von 50 Jahren und Gaskraftwerke eine Lebensdauer von 45 Jahren haben. Diese werden danach jedoch mit gleicher Leistung ersetzt, sofern sie KWK-fähig sind.

Die installierte Leistung in Höhe von 16 GW für Braunkohle ergibt sich aus der installierten Kapazität im Jahr 2012 in Höhe von 21,2 GW zuzüglich Kraftwerken in Planung in Höhe von 0,6 GW abzüglich Außerbetriebnahmen in Höhe von 5,8 GW. Derzeit befinden sich keine Braunkohlekraftwerke im Bau.

Für Steinkohle ist eine installierte Leistung in Höhe von 27,2 GW anzunehmen. Diese ergibt sich aus der installierten Kapazität im Jahr 2012 in Höhe von 25,4 GW zuzüglich aktueller Zubauten in Höhe von 8,0 GW und Kraftwerken in Planung in Höhe von 1,5 GW abzüglich Außerbetriebnahmen in Höhe von 7,7 GW.

Für Erdgas ist eine installierte Leistung in Höhe von 23,3 GW anzunehmen. Diese ergibt sich aus der installierten Kapazität im Jahr 2012 in Höhe von 27,0 GW zuzüglich aktueller Zubauten in Höhe von 1,9 GW abzüglich Außerbetriebnahmen in Höhe von 6,5 GW. Wie in den Szenarien B 2024 und C 2024 wird die Realisierung KWK-fähiger Kleinkraftwerke mit einer installierten Kapazität geringer als 10 MW und einer installierten Gesamtleistung in Höhe von 500 MW bis zum Jahr 2024 angenommen. Zudem wird auf Basis einer Konsultationsrückmeldung seitens eines Kraftwerksbetreibers die Realisierung des geplanten Kraftwerks in Kiel mit rund 400 MW unterstellt.

Die installierte Leistung in Höhe von 1,8 GW für Öl ergibt sich aus der installierten Kapazität im Jahr 2012 in Höhe von 4 GW abzüglich Außerbetriebnahmen in Höhe von 2,2 GW.

Die installierte Leistung in Höhe von 10,0 GW für Pumpspeicher ergibt sich aus der installierten Kapazität im Jahr 2012 in Höhe von 6,4 GW zuzüglich Kraftwerken in Planung in Höhe von 3,6 GW. Berücksichtigt wurde die Einstellung der Planungen des Pumpspeicherkraftwerks Rur. Trotz zwischenzeitlicher Verzögerungen des Kraftwerksprojekts Schmalwasser hat die aktuelle Meldung aus dem Monitoring ergeben, dass dieses Projekt nicht erst 2025 sondern bereits 2024 realisiert wird und somit für B 2024 berücksichtigungsfähig ist.

Für sonstige Kraftwerke ist eine installierte Leistung in Höhe von 3,7 GW anzunehmen. Diese ergibt sich aus der installierten Kapazität im Jahr 2012 in Höhe von 4,1 GW zuzüglich aktueller Zubauten in Höhe von 0,3 GW abzüglich Außerbetriebnahmen in Höhe von 0,7 GW.

Entwicklung konventioneller Kapazitäten in Szenario A 2024

	[in GW]	Braunkohle	Steinkohle	Erdgas	Öl	Pump- speicher	Sonstige
	In Bestand 2012	21,2	25,4	27,0	4,0	6,4	4,1
-	Rechnerische oder geplante Außerbetrieb- nahme bis 2024	5,8	7,7	6,5	2,2	0,0	0,7
+	In Bau 2013	0,0	8,0	1,9	0,0	0,0	0,3
+	In Planung	0,6	1,5	0,9	0,0	3,6	0,0
=	In Bestand 2024	16,0	27,2	23,3	1,8	10,0	3,7

Tabelle 4: Entwicklung konventioneller Kapazitäten in Szenario A 2024

5.1.3. Szenario B 2024

5.1.3.1 Annahmen zur regenerativen Erzeugung

Die Annahmen zur installierten regenerativen Erzeugungsleistung sind in Szenario B 2024 im Vergleich zu Szenario A 2024 ambitionierter.

Für Wind onshore ist eine installierte Leistung in Höhe von 55,0 GW anzunehmen. Diese Annahme ergibt sich aus der installierten Kapazität im Jahr 2012 in Höhe von 31,0 GW zuzüglich einer durchschnittlichen jährlichen Zuwachsrate in Höhe von 2,0 GW. Im genehmigten Szenario B 2023 betrug die Zuwachsrate noch 1,7 GW. Der Anstieg um 0,3 GW auf 2,0 GW ist vordringlich auf die aktuelle Entwicklung mit einem Zubau von rund 2,2 GW im Jahr 2012 und dem durchschnittlichen jährlichen Zubau der letzten Dekade in Höhe von rund 1,9 GW der Windenergie an Land zurückzuführen. Die Bundesnetzagentur sieht zudem Potenzial im Repowering von Windenergieanlagen und der wirtschaftlichen Etablierung von Schwachwindanlagen im windärmeren Süden von Deutschland. Des Weiteren werden die getroffenen Annahmen der Bundesnetzagentur von diversen Stakeholdern dahingehend bekräftigt, dass diese ähnliche Ausbaupfade in ihren Statistiken und Prognosen aufführen. Daher sieht die Bundesnetzagentur die zu Grunde gelegten Annahmen im Szenario B 2024 als wahrscheinlichen mittleren Ausbaupfad an. Das Szenario B 2024 weicht insoweit von der von DLR/IWES/IFNE im Auftrag des BMU erstellten Studie EE-Langfristszenarien 2011 aus dem Jahr 2012 ab. Nach dem mittleren Ausbauszenario der EE-Langfristszenarien 2011 beträgt die installierte Leistung Wind onshore im Jahr 2024 lediglich 40,9 GW, was einer durchschnittlichen jährlichen Zuwachsrate in Höhe von 0,8 GW entspräche. Dies ist im Hinblick auf den durchschnittlichen Zubau der letzten Jahre nicht wahrscheinlich.

Der Forderung einiger Bundesländer, die Annahme zur installierten Leistung Wind onshore in Szenario C 2024 auf Szenario B 2024 zu übertragen, ist die Bundesnetzagentur nicht nachgekommen. Das Szenario B 2024 stellt die zentrale Referenzentwicklung dar, während sich in Szenario C 2024 die Annahme zur installierten Kapazität Wind onshore im Vergleich zu den anderen Szenarien am oberen Rand wahrscheinlicher Entwicklungen bewegt und sich allein aus den Ausbauzielen der einzelnen Bundesländer ergibt. Die Ausbauziele der einzelnen Bundesländer können nicht als wahrscheinlicher mittlerer Ausbaupfad angenommen werden, da sie teilweise – wenn überhaupt – allein auf Potenzialanalysen und Flächenausweisungen für Windparks beruhen.

Seitens der Öffentlichkeit wurde in der Vergangenheit und in den Stellungnahmen der Konsultation eine verstärkte Einbindung der Verteilnetzbetreiber zur Bestimmung der Prognosen des Wind-Onshore-Zubaus gefordert, da Windparks nur äußerst selten direkt auf Höchstspannungs-

ebene angeschlossen werden. Ziel der Einbindung der Verteilnetzbetreiber sei die Steigerung der Qualität der Prognosen des Wind-Zubaus auf regionaler Ebene. Auch die Bundesnetzagentur hält einen derartigen Ansatz für vielversprechend und begrüßt es, dass die Übertragungsnetzbetreiber bereits bei der Erstellung des Entwurfs des Szenariorahmens eine solche Abfrage bei den Verteilnetzbetreibern vorgenommen haben.

Die Aussagekraft der von den Übertragungsnetzbetreibern bei den Verteilnetzbetreibern erhobenen Daten zu dem zu erwartenden Zubau bei Wind onshore war jedoch zu gering, so dass die erhobenen Daten für das Szenario B 2024 nicht verwendet werden konnten. Zur Erreichung einer möglichst validen und profunden Prognose der voraussichtlichen installierten Windleistung onshore im Jahr 2024 hat die Bundesnetzagentur den Ansatz der Übertragungsnetzbetreiber aufgegriffen und – im Sinne der Forderungen vieler Stellungnahmen – eine eigene Abfrage der aktuellen Windzubauprognosen bei allen 89 deutschen Verteilnetzbetreibern auf 110-kV Ebene durchgeführt.

Der Aufbau der Abfrage gliederte sich in zwei unterschiedliche Teilbereiche: Für eine kurz- bis mittelfristige Prognose erbat die Bundesnetzagentur von den Verteilnetzbetreibern alle vorliegenden Anschlussbegehren und -zusagen mit einer Realisierung von Anfang 2013 bis Ende 2015 inklusive der jeweiligen konkret auszuweisenden Antragsteller. Für eine mittel- bis langfristige Prognose erbat die Bundesnetzagentur von den Verteilnetzbetreibern Angaben über die raumbedeutsame Nutzung von Windenergie anhand der aktuell gültigen Regionalplanung im jeweiligen Netzgebiet (Ausweisung von Windvorrang- und Windeignungsgebieten inklusive des entsprechenden maximalen Erzeugungspotenzials).

Demnach wurde in dem ersten Schritt entsprechend der Abfrage der Übertragungsnetzbetreiber ein Dreijahreszeitraum des Zubaus von Wind onshore Anlagen abgefragt. Dabei wurden alle konkreten Anschlussbegehren und Antragsbewilligungen von Windparks abgefragt, deren Inbetriebnahme in den Zeitraum zwischen dem 01.01.2013 und dem 31.12.2015 fällt. Im Unterschied zu der Abfrage der Übertragungsnetzbetreiber wurden ausschließlich konkrete Einzelvorhaben von Windparks abgefragt. Anzugeben waren konkret: Projektname/Name Antragsteller, Anschrift Antragsteller, Bewilligungsdatum, voraussichtliche Inbetriebnahme am Netz, Anschlussleistung, Bundesland.

Zusätzlich wurde von den Verteilnetzbetreibern eine auf Erfahrungswerten beruhende Ausfallquote im Sinne von nicht in Anspruch genommener Anschlusszusagen abgefragt, um dem Umstand Rechnung zu tragen, dass üblicherweise nicht jedes Windparkprojekt auch realisiert wird. Die Aufgabe von Windparkprojekten kann nach Kenntnis der Bundesnetzagentur mehrere Gründe haben: beispielsweise verfolgen Windparkinvestoren oder -projektierer oftmals mehrere Projekte gleichzeitig, von denen nur die wirtschaftlichsten Vorhaben letztlich realisiert werden.

Teilweise beantragen Windparkbetreiber für ihren Windpark auch bei mehreren Netzbetreibern den Netzanschluss. Dies gilt insbesondere in Gebieten, in denen aufgrund der räumlichen Nähe oder der Überlappung der Netzgebiete mehrere Verteilnetzbetreiber für den Netzanschluss in Frage kommen.

Als Grundlage für die Abschätzung einer mittel- bis langfristigen Maximalprognose des Zubaus wurden in dem zweiten Teil der Abfrage die im jeweiligen Netzgebiet vorhandenen Ausbaupotenziale für Wind onshore abgefragt (Fläche und Leistungspotenzial der Windvorrangs- und Windeignungsgebiete).

Von den 89 befragten Verteilernetzbetreibern haben sich zwar 80 Verteilnetzbetreiber zurückgemeldet, was zu einer erfreulich hohen Rückmeldequote von 90 % führt. Die Rückmeldungen decken ca. 99 % der in Deutschland betriebenen Gesamtleitungslänge in der 110-kV Ebene ab. Von den 80 Verteilnetzbetreibern mit Rückmeldung haben 36 Verteilnetzbetreiber konkrete Ausbauprojekte für Wind onshore für ihr Netzgebiet ausgewiesen. Diese 36 Verteilnetzbetreiber haben auch Angaben zur mittel- bis langfristigen Ausbauprognose gemacht. 43 Verteilnetzbetreiber haben keine konkreten Anschlussbegehren von Wind onshore zwischen 2013 und 2015 gemeldet. Die Qualität der gemeldeten Daten war insgesamt sehr heterogen.

Die 36 Verteilnetzbetreiber nannten 2383 konkrete Anschlussanträge bis 2015 in einer Gesamthöhe von 28,2 GW. Dies entspricht einer jährlichen Zubaurate von 9,4 GW. Allerdings waren davon nur 1,9 GW an Antragsleistungen derart konkret, dass sowohl das Bewilligungsdatum als auch das voraussichtliche Inbetriebnahmedatum angegeben waren. Nicht nachvollziehbar war für die Bundesnetzagentur insbesondere die geringe Anzahl an Anschlussbegehren, bei denen ein Inbetriebnahmedatum in 2013 genannt wurde. Zumindest für das bereits fortgeschrittene Jahr 2013 sollten Informationen bei den Verteilnetzbetreibern über die bereits vollzogenen oder bis zum Jahresende geplanten Inbetriebnahmen vorliegen. Manche Inbetriebnahmedaten lagen auch vor dem und damit außerhalb des abgefragten Zeitraums von 2013 bis 2015. Textliche Ergänzungen wie z.B. „Projekt wurde bei mehreren Netzbetreibern beantragt“ stellen zudem die Berücksichtigung des jeweiligen Bauvorhabens teilweise in Frage.

Des Weiteren nannten nur 18 Verteilnetzbetreiber eine Ausfallquote.²⁹ 19 Verteilnetzbetreiber, die konkrete Anschlussbegehren aufgeführt haben, haben diesbezüglich keine Rückmeldung geben. Die gemeldeten Ausfallquoten der Verteilnetzbetreiber waren mit einer Bandbreite von 0% bis 100% höchst verschieden. Es gibt also sowohl Verteilnetzbetreiber, bei denen in der Vergangenheit alle beantragten Windparks tatsächlich realisiert wurden (Ausfallquote von 0%)

²⁹ Nach Berücksichtigung der angegebenen Ausfallquoten und der durchschnittlichen Ausfallquote, der keine Angabe vorliegt, ergibt sich in den nächsten drei Jahren ein Zubau in Höhe von rund 6,3 GW pro Jahr.

als auch Verteilnetzbetreiber, bei denen alle beantragten Windparkprojekte wieder aufgegeben wurden (Ausfallquote von 100%). Bereits die sehr große Bandbreite der Ausfallquote ist aus Sicht der Bundesnetzagentur zu hinterfragen und lässt die Berechnung eines aussagekräftigen und belastbaren Mittelwertes nicht zu. Ohne einen validen und statistisch belastbaren Mittelwert für die Ausfallquoten kann jedoch für die Verteilnetzbetreiber, die keine Ausfallquote genannt haben, nicht zuverlässig ermittelt werden, welche Wind onshore Leistung von deren gemeldeten Anschlussbegehren realistischer Weise in Abzug gebracht werden müsste.

Hinzu kommt, dass ein Abgleich der Angaben der Verteilnetzbetreiber auf Ebene der jeweiligen Netzgebiete (auch unter Berücksichtigung der angegebenen Ausfallquoten) mit den tatsächlichen Zubauraten der vergangenen Jahre bei den Netzbetreibern erhebliche Differenzen ergab. Nach den Angaben einzelner Verteilnetzbetreiber ergibt sich von 2013 bis 2015 eine Verdreifachung bis Verfünffachung, in einigen Fällen sogar fast eine Verzehnfachung des jährlichen Windzubaus in ihrem Netzgebiet im Vergleich zu den Jahren 2009 bis 2012. Der Bundesnetzagentur ist nicht ersichtlich, wie innerhalb nur eines Jahres die logistischen sowie netztechnischen Voraussetzungen geschaffen werden sollen, um eine solche Vervielfachung der Inbetriebnahme von Windparks und deren Netzanschluss zu bewerkstelligen.

Auch bundesweit lag in den vergangenen zehn Jahren der jährliche Zubau mit bundesweit 1,5 GW bis 2,7 GW³⁰ deutlich unter den sich aus den Daten der Verteilnetzbetreiber ergebenden Windzubauwerten. Langfristig sind steigende Zubauraten denkbar, kurzfristig jedoch erscheint ein derartig rasanter Anstieg des Zubaus angesichts der aufzubauenden Produktionskapazitäten als nicht realisierbar. Die Annahme würde große Überkapazitäten in den vergangenen Jahren unterstellen, die in diesem Maße nicht zu beobachten waren. Auch die aktuellen Halbjahreswerte sprechen dagegen, die gemeldeten Anschlussbegehren als Grundlage für den Leistungswert 2024 zu verwenden. So beträgt der aktuelle Zubau innerhalb des ersten Halbjahres 2013 ca. 1,0 GW.³¹

Die soeben genannten Unklarheiten lassen eine Verwendung der Meldungen der Verteilnetzbetreiber schon in diesem Szenariorahmen nicht zu. Die diesjährigen Angaben der Verteilnetzbetreiber erscheinen noch nicht als valide Ausgangsbasis zur Bestimmung belastbarer Zubauten in den kommenden zehn bis 20 Jahren. Gleichwohl erachtet die Bundesnetzagentur in Übereinstimmung aller Konsultationsteilnehmer die Einbindung der Verteilnetzbetreiber in den Prozess für wichtig und den Ansatz einer Verteilnetzbetreiber-Abfrage im Rahmen der Szenariobildung für so vielversprechend, dass er im Rahmen der Erstellung des nächsten Szenariorahmens weiterverfolgt und verfeinert werden soll.

³⁰ Vgl. DEWI (2013).

³¹ Diese Zubaurate basiert gemäß DEWI auf den Angaben der Hersteller von Windenergieanlagen zu den Neuaufstellungen in Deutschland im ersten Halbjahr 2013.

Für Wind offshore ist eine installierte Leistung in Höhe von 12,7 GW anzunehmen. Dieser Wert entspricht einer Verzögerung des sich aus den EE-Langfristszenarien 2011 A prognostizierten Zubaus der Offshore-Windenergie um etwa zwei Jahre.

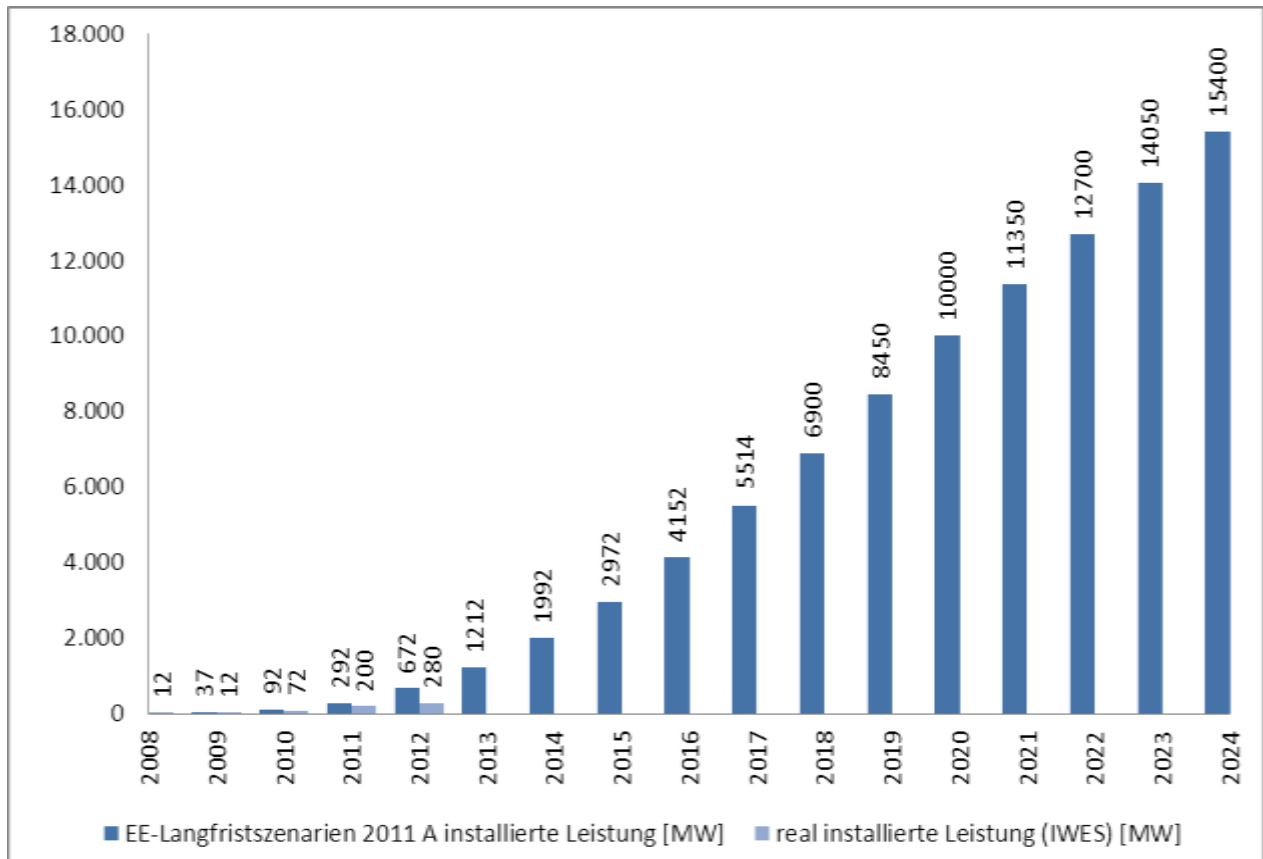


Abbildung 2: Ausbau Wind Offshore

Eine reine Orientierung an dem Szenario A der EE-Langfristszenarien 2011, wie bei der letztjährigen Bestätigung des Szenariorahmens zum NEP/O-NEP 2013, würde theoretisch zu einer Erhöhung der zu erwartenden installierten Erzeugungsleistungen aus Offshore Windenergie im Szenario B 2024 auf 15,4 GW führen (vgl. Abbildung 2). Dies erscheint angesichts der realen Entwicklungen allerdings nicht sachgerecht.

Die Bundesnetzagentur hält es stattdessen für geboten, die im vergangenen Jahr gegenüber den EE-Langfristszenarien 2011 eingetretene Verzögerung beim Ausbau der Offshore-Windenergie von einem Jahr zu berücksichtigen. Vergleicht man die bisher real installierten Leistungen in 2012 (280 MW, vgl. Abbildung 2) mit den prognostizierten Werten in den EE-Langfristszenarien 2011 (292 MW in 2011 und 672 MW in 2012), so zeigt sich, dass der für 2011 von den EE-Langfristszenarien 2011 prognostizierte Wert in guter Näherung erst ein Jahr später, nämlich 2012, realisiert wurde. Auch mit dem im Jahr 2013 zu erwartenden Zubau liegt die Ende 2013 insgesamt installierte Leistung nach heutigen Stand voraussichtlich bei ca.

650 MW und damit ebenfalls in guter Übereinstimmung mit dem in den EE-Langfristszenarien 2011 prognostizierten Wert von 672 MW für das Vorjahr 2012.

Die Bundesnetzagentur geht über diese tatsächliche beobachtbare Verschiebung von einem Jahr aus den nachfolgenden Gründen von einer zusätzlichen Verzögerung in Höhe eines weiteren Jahres aus: Die Übertragungsnetzbetreiber haben nach Verzögerungen in der Vergangenheit bei der Fertigstellung der Netzanbindungen nun – in der Nordsee – in nachvollziehbarer Weise eine für den Bau der Netzanbindung verdoppelte Zeitspanne angesetzt. Während in der Vergangenheit eine Realisierungszeit von Vergabe bis Fertigstellung von lediglich 30 Monaten angenommen wurde, hat sich mittlerweile herausgestellt, dass die Errichtung einer Anbindungsleitung bis zur Inbetriebnahme deutlich länger dauert. So wird in dem Entwurf der Übertragungsnetzbetreiber für den O-NEP 2013 für den Bereich der Nordsee eine Realisierungsdauer von 72 Monaten zwischen dem „geplanten Beginn der Umsetzung“ und der „geplanten Inbetriebnahme“ (Fertigstellung) der Anbindungsleitung angegeben. Von diesen 72 Monaten entfallen nach dem Verständnis der Übertragungsnetzbetreiber 12 Monate auf das Vergabeverfahren und 60 Monate auf die Errichtung der Netzanbindung. Die Verzögerung der Realisierung von Anbindungsleitungen von ca. 30 Monaten führt nach Ansicht der Bundesnetzagentur dazu, dass die Ausbau-Prognose A der EE-Langfristszenarien 2011 insgesamt um etwa zwei Jahre verzögert sind. Zwar beträgt die soeben genannte Verzögerung rein rechnerisch $2\frac{1}{2}$ Jahre. Da die Errichtungszeit für die Anbindung aus Sicht der Übertragungsnetzbetreiber aber die Obergrenze darstellt, scheint die Annahme einer zweijährigen Verzögerung angemessen.

Ferner basiert die Annahme einer zweijährigen Ausba verzögerung auch auf der vielfach geäußerten Leistungseinschätzung der Offshorebranche von 6-8 GW für 2020. Gemäß EE-Langfristszenarien 2011 sollte eine Offshore Leistung von 6-8 GW (genau 6,9 GW, vgl. Abbildung 2) ursprünglich bereits 2018 erreicht sein. Der für 2018 prognostizierte Wert von 6,9 GW für Szenario A der EE-Langfristszenarien 2011 wäre also in etwa mit einer zweijährigen Verzögerung erreicht. Unter einer solchen Annahme prognostizieren die EE-Langfristszenarien 2011 die im Szenario B 2024 bestätigte Offshore Leistung von 12,7 GW.

Die Bundesnetzagentur teilt die vielfach im Konsultationsprozess geäußerten Forderungen zu einer weiteren Reduzierung der Offshore Leistung unter 12,7 GW nicht. So wurde noch im Zuge der letztjährigen Erstellung des Szenariorahmens 2013 die Genehmigung der Mantelzahl von 14,1 GW im Leitszenario B 2023 von der Forderung nach einem höheren Wert begleitet. So wenig die Forderung nach einer Erhöhung der Offshore-Mantelzahl im Szenariorahmen 2013 ausreichend untermauert wurde, so wenig ist jetzt die Forderung nach einer deutlichen Reduzierung der Offshore-Mantelzahl ausreichend von „harten“ Fakten gestützt.

Zwar wurde in der Konsultation zum gegenwärtigen Szenariorahmen von mehreren Konsultationsteilnehmern die Forderung erhoben, die prognostizierten Leistungen aus Offshore Windenergie deutlich zu reduzieren. Selbst im Szenario A 2024 werde von einer zu hohen installierten Leistung ausgegangen, so einige Stellungnahmen. Ferner besagt eine Studie der Übertragungsnetzbetreiber in Form einer breiten Branchenumfrage, dass bislang lediglich 2,9 GW Erzeugungsleistung von Offshore-Windenergie in der Nordsee verbindlich gesichert und durchfinanziert seien, von welchen sich derzeit 2,3 GW in der Errichtung befänden.³² Zeitgleich seien netzseitig schon Offshore-Netzanbindungen mit einer Leistung von 6,2 GW beauftragt und im Bau. Die Analyse zeigt, dass bis 2023 lediglich 3,7 GW (konservatives Szenario) bis 5,9 GW (optimistisches Szenario) Erzeugungsleistung errichtet werden könnten. Diese große Lücke zu den Annahmen des Offshore Netzentwicklungsplans 2013 und zum Entwurf des Szenariorahmens für den NEP/O-NEP 2014 wird mit dem Umstand erklärt, dass sich aufgrund des Ablaufs des Stauchungsmodells Ende 2017 die Errichtung weiterer Offshore Windparks nicht abzeichnet. Allerdings nimmt die von den Übertragungsnetzbetreibern in Auftrag gegebene Branchenumfrage nur den Zeitraum bis 2017 in den Blick und unterstellt die wenig glaubwürdige Annahme, dass ab 2017 kein einziger neuer Offshore Windpark errichtet werde. Auch die vielfach geäußerte Einschätzung der Offshorebranche von 6-8 GW für 2020 lässt außer Acht, dass der gegenwärtige Szenariorahmen die Entwicklung bis 2024 zu berücksichtigen hat. Umgekehrt kann die Bundesnetzagentur auch nicht die im Rahmen der Konsultation abgegebenen optimistischen Auffassungen der Windparkbetreiber und der Küstenländer teilen, nach denen eine Verzögerung des weiteren Ausbaus der Offshore Windenergie nicht zu erwarten sei.

Neben den Windparkbetreibern und den Küstenländern teilte auch das BSH der Bundesnetzagentur eine von den Übertragungsnetzbetreibern abweichende Einschätzung über die aktuelle Antrags- und Genehmigungslage für Offshore Windparks in Nordsee und Ostsee mit. Demnach lasse sich zumindest in der Nordsee keine belastbare Einschätzung ableiten, nach der eine Verzögerung des Ausbaus der Offshore-Windenergie auf Seiten der Windparks zu verorten wäre. Eine von den Übertragungsnetzbetreibern behauptete Verzögerung könne lediglich für bereits genehmigte Offshore-Windparkverfahren auf der Grundlage der zur Verfügung stehenden Informationen festgestellt werden. Spätere Baubeginne seien nachvollziehbar mit der Verspätung des notwendigen Netzanschlusses begründet worden und somit nicht den Windparkbetreibern zuzurechnen. Demgegenüber gestalte sich nach Ansicht des BSH die Einschätzung für den Bereich der AWZ der Ostsee, ob hinsichtlich der noch nicht genehmigten Vorhaben gravierende Zulassungshindernisse erkennbar geworden sind, schwieriger. Die Verfahren in der Ostsee würden sich in einem früheren Verfahrensstadium als in der Nordsee befinden. Da derzeit mit „Baltic 2“ lediglich ein Vorhaben mit dem Bau begonnen habe und bislang lediglich zwei Vorha-

³² Offshore Management Resources (2013).

ben genehmigt worden seien, lägen noch keine umfassenden Daten, insbesondere zu Baugrund- und Umweltverhältnissen, vor.

Der Szenariorahmen stützt sich mit der zweijährigen Verzögerung weiterhin auf die EE-Langfristszenarien 2011 und die energiepolitischen Ziele der Bundesregierung. Für eine Orientierung an den EE-Langfristszenarien 2011 und damit an den energiepolitischen Zielen der Bundesregierung spricht auch die gesetzliche Berücksichtigungspflicht innerhalb des Szenariorahmens nach § 12a Abs. 1 EnWG. Trotz der zweijährigen Verzögerung sind die aktuellen energiepolitischen Ziele der Bundesregierung im Bereich Offshore (25 GW in 2030) immer noch zu erreichen.

Für Photovoltaik ist eine installierte Leistung in Höhe von 56,0 GW anzunehmen. Diese ergibt sich aus der installierten Kapazität im Jahr 2012 in Höhe von 33,1 GW zuzüglich einer Zuwachsrates, die in zwei Ausbausritten unterteilt werden kann. Zum einen erwartet die Bundesnetzagentur ein weiterhin hohes Zubauniveau für Photovoltaik bis zur Erreichung des gemäß § 20b Abs. 9a EEG definierten Gesamtausbauziels von 52 GW. Die Bundesnetzagentur prognostiziert im vorliegenden Szenario B das Erreichen des Ausbauziels im Jahr 2016, was einer jährlichen Zuwachsrates in Höhe von rund 4,7 GW entspricht. Obwohl in den Jahren 2011 und 2012 ein hoher Zubau von 7,5 bzw. 7,8 GW verzeichnet wurde, lässt die derzeitige Entwicklung in Höhe von 1,8 GW im 1. Halbjahr 2013 eine abgeschwächte Zuwachsrates für 2013 erwarten (vgl. Kapitel II. B. 5.1.2.1.). Im Gegensatz zu Szenario A 2024 sollten jedoch auch die prognostizierten weiter sinkenden Anlagenpreise positiv berücksichtigt werden. Die zweite Phase beginnt bei Erreichen der Fördergrenze von 52 GW. Hier geht die Bundesnetzagentur wie im letztjährig genehmigten Szenario B 2023 von einem wesentlich geringeren jährlichen Ausbaupfad in Höhe von 0,5 GW bis zum Jahr 2024 aus. Die diesjährigen Analysen zum Szenariorahmen und zur Konsultation haben zu keinen wesentlich neuen Erkenntnissen geführt; vielmehr wird die getroffene Annahme der jährlichen Fortschreibung von 0,5 GW nach Erreichung des Ausbauziels bestätigt.³³ Die Annahme der Reduzierung kann auch dahingehend bekräftigt werden, dass Photovoltaikanlagen vor dem Hintergrund der sinkenden Preisentwicklung für Photovoltaik-Module sowie insgesamt steigenden Strompreisen auch nach Erreichen des Gesamtausbauziels als wirtschaftlich attraktiv eingeschätzt werden können, da der regenerativ erzeugte Strom am freien Markt an Dritte veräußert oder selbst verbraucht werden kann. Das Szenario B 2024 kann somit als wahrscheinlicher mittlerer Ausbaupfad angesehen werden und stimmt mit der angenommenen installierten Leistung Photovoltaik in Höhe von 56,0 GW aus den EE-Langfristszenarien 2011 überein.

³³ Vgl. bspw. Mifri Trend (2012).

Für Biomasse ist eine installierte Leistung in Höhe von 8,7 GW anzunehmen. Diese ergibt sich aus dem Referenzwert 2012 in Höhe von 5,7 GW zuzüglich einer durchschnittlichen jährlichen Zuwachsrate in Höhe von 250 MW. Das Szenario B 2024 weicht insoweit von den EE-Langfristszenarien 2011 ab. Nach diesen beträgt die installierte Leistung Biomasse im Jahr 2024 lediglich 7,7 GW, was unterhalb der angenommenen installierten Leistung in Szenario A 2024 in Höhe von 8,3 GW läge. Eine solche Entwicklung wird aber gerade nicht als wahrscheinlicher mittlerer Ausbaupfad angenommen, sondern als unterer Rand wahrscheinlicher Entwicklungen verstanden. Vielmehr wird die durchschnittliche jährliche Zuwachsrate in Höhe von 250 MW als wahrscheinlicher mittlerer Ausbaupfad angenommen, da sie über dem jährlichen Zubau nach den EE-Langfristszenarien 2011 liegt und in etwa dem aktuellen Zubau im Jahr 2012 in Höhe von 0,2 GW entspricht.

Für Wasserkraft ist eine installierte Leistung in Höhe von 4,7 GW anzunehmen. Diese beruht weiterhin auf der von DLR/IWES/IFNE im Auftrag des BMU erstellten Studie EE-Langfristszenarien 2011 aus dem Jahr 2012 und kann als wahrscheinlicher mittlerer Ausbaupfad angenommen werden. Die Erhöhung der installierten Leistung in Höhe von 0,3 GW im Vergleich zum Referenzwert für das Jahr 2012 wird in erster Linie durch den Ausbau von bestehenden Anlagen erreicht, da das Potenzial von Laufwasser- und Speicherwasserkraftanlagen in der Bundesrepublik Deutschland bereits größtenteils ausgeschöpft ist.

Die installierte Leistung in Höhe von 1,5 GW für sonstige regenerative Erzeugung ergibt sich aus der installierten Kapazität im Jahr 2012 in Höhe von 0,8 GW zuzüglich des in den EE-Langfristszenarien 2011 bis zum Jahr 2024 angenommenen Zubaus von Geothermieranlagen in Höhe von 0,6 GW sowie von Anlagen, die den biologisch abbaubaren Anteil von Abfällen als Energieträger verwenden. Der angenommene Zubau dieser Anlagen in Höhe von 0,2 GW muss noch halbiert werden, da, wie bei den Referenzwerten erläutert, eine hälftige Zuordnung zu den regenerativen und zu den konventionellen Energien zu erfolgen hat.

Entwicklung regenerativer Kapazitäten in Szenario B 2024

Energieträger [in GW]	Wind onshore	Wind offshore	Photo- voltaik	Bio- masse	Wasser- kraft	sonstige reg. Energien
Referenzwert	31,0	0,3	33,1	5,7	4,4	0,8
Zubau bis 2024	24,0	12,4	22,9	3,0	0,3	0,7
Genehmigung	55,0	12,7	56,0	8,7	4,7	1,5

Tabelle 5: Entwicklung regenerativer Kapazitäten in Szenario B 2024

Zusammenfassung der Änderungen in Szenario B 2024 zum Entwurf der Übertragungsnetzbetreiber – Erneuerbare Energieträger

- Erhöhung der installierten Leistung Wind onshore von 50,4 auf 55,0 GW
- Senkung der installierten Leistung Wind offshore von 12,8 auf 12,7 GW
- Senkung der installierten Leistung Photovoltaik von 58,3 auf 56,0 GW
- Erhöhung der installierten Leistung Biomasse von 8,6 auf 8,7 GW
- Senkung der installierten Leistung Wasserkraft von 4,8 auf 4,7 GW
- Erhöhung der installierten Leistung sonstige reg. Erzeugung von 0,5 auf 1,5 GW

5.1.3.2 Annahmen zur konventionellen Erzeugung

Szenario B 2024 ist durch einen Zubau von Gaskraftwerken gekennzeichnet, während keine Braun- und Steinkohlekraftwerke über die aktuellen Zubauten hinaus errichtet werden.

Die Werte ergeben sich aus den Referenzwerten für das Jahr 2012 zuzüglich aktueller Zubauten sowie geplanter Gaskraftwerke in einem fortgeschrittenen Planungsstadium abzüglich rechnerischer und angezeigter Außerbetriebnahmen. Geplante Braun- und Steinkohlekraftwerke werden nicht berücksichtigt. Bei den Außerbetriebnahmen wird angenommen, dass Braun- und Steinkohlekraftwerke rechnerisch eine Lebensdauer von 50 Jahren und Gaskraftwerke eine Lebensdauer von 45 Jahren haben. Gaskraftwerke werden danach jedoch mit gleicher Leistung ersetzt, sofern sie KWK-fähig sind.

Die installierte Leistung in Höhe von 15,4 GW für Braunkohle ergibt sich aus der installierten Kapazität im Jahr 2012 in Höhe von 21,2 GW abzüglich Außerbetriebnahmen in Höhe von 5,8 GW.

Für Steinkohle ist eine installierte Leistung in Höhe von 25,8 GW anzunehmen. Diese ergibt sich aus der installierten Kapazität im Jahr 2012 in Höhe von 25,4 GW zuzüglich aktueller Zubauten in Höhe von 8,0 GW abzüglich Außerbetriebnahmen in Höhe von 7,6 GW.

Für Erdgas ist eine installierte Leistung in Höhe von 28,2 GW anzunehmen. Diese ergibt sich aus der installierten Kapazität im Jahr 2012 in Höhe von 27,0 GW zuzüglich aktueller Zubauten in Höhe von 1,9 GW und Kraftwerken in Planung in Höhe von 5,9 GW abzüglich Außerbetriebnahmen in Höhe von 6,6 GW. Wie bereits im Rahmen der Methodik zur Bestimmung der installierten konventionellen Erzeugungsleistung erläutert, werden anders als in Szenario B 2034 nicht sämtliche geplanten Gaskraftwerke berücksichtigt, sondern nur solche, die sich in einem fortgeschrittenen Planungsstadium befinden (s. 3.2.2).

Die installierte Leistung für Öl in Höhe von 1,8 GW, für Pumpspeicher in Höhe von 10,0 GW und für sonstige Kraftwerke in Höhe von 3,7 GW entspricht den Werten in Szenario A 2024.

An dieser Stelle ist darauf hinzuweisen, dass die in Szenario B 2024 prognostizierte innerdeutsche Leistungsbereitstellung aus konventionellen Kraftwerken in Höhe von 84,9 GW geringfügig über der Jahreshöchstlast von 84 GW liegt. Bei einer Betrachtung der relevanten gesicherten Leistung, d. h. der zur Verfügung stehenden Erzeugungsleistung nach Abzug von z. B. Revisionszeiten, dem stochastischen Ausfall von Erzeugungseinheiten sowie der Vorhaltung von Kraftwerken für Systemdienstleistungen, entsteht nach gegenwärtiger Einschätzung noch kein Leistungsdefizit (anders hingegen Szenario A 2024 und B 2034). Ein Leistungsdefizit würde dazu führen, dass die langfristige Versorgungssicherheit unter gegebenem Marktdesign allein durch in Deutschland befindliche konventionelle Kraftwerke nicht zu jedem Zeitpunkt mit Sicherheit zu gewährleisten ist. Dies muss jedoch verhindert werden. Hierbei ist zum einen zu berücksichtigen, dass aufgrund der engen Einbindung Deutschlands in den europäischen Stromhandel, welcher durch den sukzessiven Ausbau der Grenzkuppelkapazitäten weiter intensiviert wird, eine isolierte Betrachtung Deutschlands mehr und mehr zu Gunsten einer gesamteuropäischen Betrachtung an Bedeutung verliert. Zum anderen müssen die erneuerbaren Energien mehr und mehr in die Lage versetzt werden, auch zur gesicherten Einspeisung beizutragen.

Entwicklung konventioneller Kapazitäten in Szenario B 2024

	[in GW]	Braunkohle	Steinkohle	Erdgas	Öl	Pumpspeicher	Sonstige
	In Bestand 2012	21,2	25,4	27,0	4,0	6,4	4,1
-	Rechnerische oder geplante Außerbetriebnahme bis 2024	5,8	7,6	6,6	2,2	0,0	0,7
+	In Bau 2013	0,0	8,0	1,9	0,0	0,0	0,3
+	In Planung	0,0	0,0	5,9	0,0	3,6	0,0
=	In Bestand 2024	15,4	25,8	28,2	1,8	10,0	3,7

Tabelle 6: Entwicklung konventioneller Kapazitäten in Szenario B 2024

Zusammenfassung der Änderungen in Szenario B 2024 zum Entwurf der Übertragungsnetzbetreiber – konventionelle Energieträger

- keine Veränderung der installierten Kapazitäten von Braunkohle
- Erhöhung der installierten Leistung Steinkohle von 25,1 auf 25,8 GW
- Senkung der installierten Leistung Erdgas von 30,5 auf 28,2 GW
- Erhöhung der installierten Leistung von Öl von 1,7 auf 1,8 GW
- Senkung der installierten Leistung Pumpspeicher von 10,5 auf 10,0 GW
- Erhöhung der installierten Kapazität sonstige konv. Erzeugung von 3,5 auf 3,7

5.1.4. Szenario B 2034

5.1.4.1 Annahmen zur regenerativen Erzeugung

Für Wind onshore ist eine installierte Leistung in Höhe von 72,0 GW anzunehmen. Diese Annahme ergibt sich aus der installierten Kapazität im Jahr 2012 in Höhe von 31,0 GW zuzüglich einer durchschnittlichen jährlichen Zuwachsrate in Höhe von 2,0 GW aus Szenario B 2024 bis zum Jahr 2024 und fortan aus einer durchschnittlichen jährlichen Zuwachsrate in Höhe von 1,7 GW bis zum Jahr 2034. Die Annahme, die jährliche Zuwachsrate von 2,0 GW auf 1,7 GW zu reduzieren, ist aus Vorsichtsgründen getroffen worden. Die Bundesnetzagentur ist der Ansicht, dass zu gegebener Zeit eine Marktsättigung erreicht werden könnte, da dann bereits viele windreiche Standorte ausgeschöpft sind bzw. nicht mehr ausreichend Freiflächen zur Verfügung stehen und somit der dynamische Ausbau der Windenergie etwas beeinträchtigt werden könnte. Das Szenario B 2034 weicht wie das Szenario B 2024 insoweit von den EE-Langfristszenarien 2011 ab. Nach diesen beträgt die installierte Leistung Wind onshore im Jahr 2034 lediglich 45 GW, was einer durchschnittlichen jährlichen Zuwachsrate in Höhe von 0,7 GW entspräche. Dies ist im Hinblick auf die aktuelle Entwicklung mit einem Zubau von rund 2,2 GW im Jahr 2012 und dem durchschnittlichen jährlichen Zubau der letzten Dekade in Höhe von rund 1,9 GW der Windenergie an Land nicht wahrscheinlich.

Für Wind offshore ist eine installierte Leistung in Höhe von 25,3 GW anzunehmen. Der angenommene Wert entspricht der Annahme aus der Genehmigung des Szenariorahmens 2012 für das Jahr 2033. Aufgrund der unterstellten zweijährigen Verzögerung des Ausbaus bis zum Jahr 2024 wird von einer Erhöhung gegenüber dem letzten Jahr abgesehen. Vielmehr wird mit dem gewählten Ansatz in den Jahren 2024 bis 2034 ein gegenüber dem letzten Jahr erhöhter jährlicher Zubau unterstellt. Der Wert lehnt sich an den EE-Langfristszenarien 2011 an und entspricht den vom BSH angenommenen Offshore Windparks mit einer installierten Leistung in Höhe von 25 GW im Jahr 2030. Abgesehen davon stellt die jährliche Neuaufstellung des Szenariorahmens eine rechtzeitige Neubewertung der Annahme zur installierten Leistung Wind offshore im jeweiligen Zieljahr sicher. Das energiepolitische Ziel der Bundesregierung der Erhöhung der Offshore-Windleistung bis zum Jahr 2030 auf 25 GW wird erfüllt.

Für Photovoltaik ist eine installierte Leistung in Höhe von 59,5 GW anzunehmen. Diese ergibt sich aus der installierten Kapazität im Jahr 2012 in Höhe von 33,1 GW zuzüglich einer durchschnittlichen jährlichen Zuwachsrate in Höhe von 1,2 GW. Diese Zuwachsrate kann in drei Ausbauphasen unterteilt werden. Die erste Phase bis zum Jahr 2015 unterstellt analog zu Szenario B 2024 einen zügigen Zubau bis zum Erreichen des Förderdeckels i. H. v. 52 GW. Die zweite Phase beginnt mit bei Erreichen der Fördergrenze von 52 GW. Analog zu Szenario B 2024 wird von einem wesentlich geringeren jährlichen Ausbaupfad in Höhe von 0,5 GW bis zum Jahr 2024

ausgegangen. Die dritte Ausbauphase beginnt ab dem Jahr 2025 und prognostiziert eine jährliche Zuwachsrate in Höhe von 0,3 GW bis 2034. Die Bundesnetzagentur ist der Ansicht, dass dann eine entsprechende Marktsättigung erreicht werden könnte, da dann bereits viele ertragreiche Standorte ausgeschöpft sind und somit der Ausbau der Solarenergie weiter beeinträchtigt werden könnte. Demnach ist die weitere Reduzierung der Zuwachsrate als Vorsichtsmaßnahme anzusehen. Das Szenario B 2034 weicht wie das Szenario B 2024 insoweit von den EE-Langfristszenarien 2011 ab. Nach diesen beträgt die installierte Leistung Photovoltaik im Jahr 2034 61,8 GW.

Für den Energieträger Biomasse ist eine installierte Leistung in Höhe von 9,2 GW anzunehmen. Diese ergibt sich aus dem Referenzwert 2012 in Höhe von 5,7 GW zuzüglich einer durchschnittlichen jährlichen Zuwachsrate in Höhe von 250 MW bis zum Jahr 2024 und einer anschließenden durchschnittlichen jährlichen Zuwachsrate in Höhe von 50 MW bis zum Jahr 2034. Diese niedrigere Zuwachsrate lässt sich vor dem Hintergrund der zunehmenden Nutzungskonkurrenz zwischen Nahrungs- und Futtermittelproduktion und Stromerzeugung aus Biomasse begründen. Das Szenario B 2034 weicht wie das Szenario B 2024 insoweit von den EE-Langfristszenarien 2011 ab. Nach diesen beträgt die installierte Leistung Biomasse im Jahr 2034 lediglich 8,5 GW.

Für Wasserkraft ist eine installierte Leistung in Höhe von 5,0 GW anzunehmen. Diese Annahme ergibt sich wie im Szenario B 2024 auch für das Szenario B 2034 aus den EE-Langfristszenarien 2011.

Die installierte Leistung in Höhe von 2,3 GW für sonstige regenerative Erzeugung ergibt sich aus der installierten Kapazität im Jahr 2012 in Höhe von 0,8 GW zuzüglich des in den EE-Langfristszenarien 2011 bis zum Jahr 2034 angenommenen Zubaus von Geothermieanlagen in Höhe von 1,4 GW sowie von Anlagen, die den biologisch abbaubaren Anteil von Abfällen als Energieträger verwenden. Der angenommene Zubau letztgenannter Anlagen in Höhe von 0,2 GW muss noch halbiert werden, da, wie bei den Referenzwerten erläutert, eine hälftige Zuordnung zu den regenerativen und zu den konventionellen Energien zu erfolgen hat.

Entwicklung regenerativer Kapazitäten in Szenario B 2034

Energieträger [in GW]	Wind onshore	Wind offshore	Photo- voltaik	Bio- masse	Wasser- kraft	sonstige reg. Energien
Referenzwert	31,0	0,3	33,1	5,7	4,4	0,8
Zubau bis 2034	41,0	25,0	26,4	3,5	0,6	1,5
Genehmigung	72,0	25,3	59,5	9,2	5,0	2,3

Tabelle 7: Entwicklung regenerativer Kapazitäten in Szenario B 2034

Zusammenfassung der Änderungen in Szenario B 2034 zum Entwurf der Übertragungsnetzbetreiber – Erneuerbare Energieträger

- Erhöhung der installierten Leistung Wind onshore von 67,1 auf 72,0 GW
- Erhöhung der installierten Leistung Wind offshore von 22,4 auf 25,3 GW
- Senkung der installierten Leistung Photovoltaik von 61,3 auf 59,5 GW
- Senkung der installierten Leistung Biomasse von 9,4 auf 9,2 GW
- Keine Veränderung der installierten Leistung Wasserkraft
- Erhöhung der installierten Leistung sonstige reg. Erzeugung von 0,4 auf 2,3 GW

5.1.4.2 Annahmen zur konventionellen Erzeugung

Szenario B 2034 ist wie Szenario B 2024 durch einen Zubau von Gaskraftwerken gekennzeichnet, während keine Braun- und Steinkohlekraftwerke über die aktuellen Zubauten hinaus errichtet werden.

Die Werte ergeben sich aus den Referenzwerten für das Jahr 2012 zuzüglich aktueller Zubauten sowie geplanter Gaskraftwerken abzüglich rechnerischer und angezeigter Außerbetriebnahmen. Geplante Braun- und Steinkohlekraftwerke werden nicht berücksichtigt. Bei den Außerbetriebnahmen wird angenommen, dass Braun- und Steinkohlekraftwerke rechnerisch eine Lebensdauer von 50 Jahren und Gaskraftwerke eine Lebensdauer von 45 Jahren haben. Gaskraftwerke werden danach jedoch mit gleicher Leistung ersetzt, sofern sie KWK-fähig sind.

Die installierte Leistung in Höhe von 11,3 GW für Braunkohle ergibt sich aus der installierten Kapazität im Jahr 2012 in Höhe von 21,2 GW abzüglich Außerbetriebnahmen in Höhe von 9,9 GW.

Für Steinkohle ist eine installierte Leistung in Höhe von 18,4 GW anzunehmen. Diese ergibt sich aus der installierten Kapazität im Jahr 2012 in Höhe von 25,4 GW zuzüglich aktueller Zubauten in Höhe von 8,0 GW abzüglich Außerbetriebnahmen in Höhe von 15 GW.

Für Erdgas ist eine installierte Leistung in Höhe von 37,5 GW anzunehmen. Diese ergibt sich aus der installierten Kapazität im Jahr 2012 in Höhe von 27,0 GW zuzüglich aktueller Zubauten

in Höhe von 1,9 GW und Kraftwerken in Planung in Höhe von 15,7 GW abzüglich Außerbetriebnahmen in Höhe von 7,1 GW.

Für Öl ist eine installierte Leistung in Höhe von 1,1 GW anzunehmen.

Die installierte Leistung in Höhe von 10,7 GW für Pumpspeicher basiert auf dem Wert von 10,0 GW aus dem Szenario B 2024. Zusätzlich wurden aktuelle Meldungen zu Planungsständen des Projektes Jochberg, das laut Monitoring im Jahr 2025 realisiert werden soll, berücksichtigt.

Für sonstige Kraftwerke ist eine installierte Leistung in Höhe von 2,7 GW anzunehmen.

Entwicklung konventioneller Kapazitäten in Szenario B 2034

	[in GW]	Braunkohle	Steinkohle	Erdgas	Öl	Pumpspeicher	Sonstige
	In Bestand 2012	21,2	25,4	27,0	4,0	6,4	4,1
-	Rechnerische oder geplante Außerbetriebnahme bis 2034	9,9	15,0	7,1	2,9	0,0	1,7
+	In Bau 2013	0,0	8,0	1,9	0,0	0,0	0,3
+	In Planung	0,0	0,0	15,7	0,0	4,3	0,0
=	In Bestand 2034	11,3	18,4	37,5	1,1	10,7	2,7

Tabelle 8: Entwicklung konventioneller Kapazitäten in Szenario B 2034

Zusammenfassung der Änderungen in Szenario B 2034 zum Entwurf der Übertragungsnetzbetreiber – konventionelle Energieträger

- keine Veränderung der installierten Leistung Braunkohle
- Senkung der installierten Leistung Steinkohle von 18,5 auf 18,4 GW
- Senkung der installierten Leistung Erdgas von 40,1 auf 37,5 GW
- Erhöhung der installierten Leistung Öl von 1,0 auf 1,1 GW
- Erhöhung der installierten Leistung Pumpspeicher von 10,5 auf 10,7 GW
- Erhöhung der installierten Kapazität sonstige konv. Erzeugung von 2,4 auf 2,7 GW

5.1.5. Szenario C 2024

5.1.5.1 Annahmen zur regenerativen Erzeugung

Die Annahmen zur installierten regenerativen Erzeugungsleistung bewegen sich in Szenario C 2024 im Vergleich zu den anderen Szenarien in ihrer Gesamtsumme am oberen Rand und ergeben sich wie im Entwurf des Szenariorahmens der Übertragungsnetzbetreiber aus den Ausbauzielen der einzelnen Bundesländer.

Die Übertragungsnetzbetreiber haben dem Entwurf des Szenarios C 2024 die von den Bundesländern Baden-Württemberg, Bayern, Brandenburg, Bremen, Hessen, Mecklenburg-Vorpommern, Niedersachsen, Rheinland-Pfalz, Nordrhein-Westfalen, Saarland, Sachsen, Sachsen-Anhalt, Schleswig-Holstein und Thüringen gemeldeten Werte und für die Bundesländer Berlin und Hamburg die letztjährigen Werte des genehmigten Szenarios C 2023 zu Grunde gelegt. Die Bundesnetzagentur begrüßt in diesem Zusammenhang, dass im Gegensatz zum vorjährigen Szenariorahmen alle 16 Bundesländer den Übertragungsnetzbetreibern eine Rückmeldung gegeben haben.

Im Rahmen der Konsultation bestätigten die Bundesländer Brandenburg, Mecklenburg-Vorpommern, Niedersachsen, Nordrhein-Westfalen, Sachsen-Anhalt und Schleswig-Holstein die Werte des Entwurfs des Szenarios C 2024. Die Bundesländer Hessen, Rheinland-Pfalz, Saarland und Thüringen meldeten aktualisierte Ausbauwerte bzw. von den Übertragungsnetzbetreibern nicht entsprechend der Meldung berücksichtigte Ausbauwerte nach.

Die Bundesnetzagentur hat sich dazu entschlossen, die von den Bundesländern gemeldeten bzw. nachgemeldeten Werte und im Übrigen die Werte des genehmigten Szenarios C 2023 ohne Änderungen dem genehmigten Szenario C 2024 zu Grunde zu legen.

Die Ausbauziele der einzelnen Bundesländer sind in den Bereichen Wind onshore, Wind offshore und sonstige regenerative Erzeugung sehr ambitioniert und bilden den Grenzfall eines mit einer hinreichend hohen Realisierungswahrscheinlichkeit verbundenen Szenarios. Im Vergleich zu anderen Studien wird erkennbar, dass die Ausbauwerte des Szenarios C für Wind onshore deutlich die Bandbreite der übrigen Prognosen der wahrscheinlichen Entwicklung für Wind onshore übersteigen. Diese Aussage wurde in der letzt- und diesjährigen Konsultationsphase zum Szenariorahmen oftmals dahingehend bekräftigt, dass die von den Bundesländern gemeldeten bzw. nachgemeldeten Werte teilweise oder ausschließlich auf Potenzialanalysen und Flächenausweisungen für Windparks beruhen.

Alle Angaben in GW	Wind onshore		Wind offshore		Photovoltaik		Biomasse		Wasserkraft		Sonstige reg. Erzeugung	
	Entwurf Szenariorahmen / Nachmeldungen Konsultation		Entwurf Szenariorahmen / Nachmeldungen Konsultation		Entwurf Szenariorahmen / Nachmeldungen Konsultation		Entwurf Szenariorahmen / Nachmeldungen Konsultation		Entwurf Szenariorahmen / Nachmeldungen Konsultation		Entwurf Szenariorahmen / Nachmeldungen Konsultation	
Baden-Württemberg	4,7		0,0		10,0		0,8		1,0		0,1	
Bayern	5,0		0,0		14,3		1,4		2,3		0,1	
Berlin	0,1		0,0		0,2		0,2		0,0		0,0	
Brandenburg	8,4		0,0		3,0		0,4		< 0,1		0,1	
Bremen	0,2		0,0		0,0		0,1		< 0,1		< 0,1	
Hamburg	0,1		0,0		0,1		< 0,1		< 0,1		< 0,1	
Hessen	3,4	3,7	0,0		3,7	3,8	0,4	0,3	0,1		< 0,1	0,0
Mecklenburg-Vorpommern	8,6		2,9		2,0		0,4		0,0		< 0,1	
Niedersachsen	14,5		10,2		7,1		1,5		0,1		0,2	
Nordrhein-Westfalen	11,0		0,0		5,5		0,8		0,2		0,4	
Rheinland-Pfalz	6,0	6,25	0,0		3,2	3,9	0,2		0,2	0,3	< 0,1	
Saarland	1,1	0,8	0,0		0,8	0,7	0,1	0,03	< 0,1		0,1	
Sachsen	1,2		0,0		2,3		0,3		0,1		0,0	
Sachsen-Anhalt	5,5		0,0		1,4		0,5		< 0,1		< 0,1	
Schleswig-Holstein	13,0		3,0		2,0		0,4		0,0		0,2	
Thüringen	6,7	4,31	0,0		2,4		0,4		< 0,1		0,1	
Summe ÜNB-Entwurf	89,5		16,1		57,9		7,9		4,1		1,3	
Genehmigung		87,4		16,1		58,6		7,8		4,2		1,3

Tabelle 9: Angaben der Bundesländer zur regenerativen Erzeugung

Damit die Ausbauziele der Bundesländer zuverlässiger und aussagekräftiger werden, forderte die Bundesnetzagentur bereits im vorigen Jahr die Übertragungsnetzbetreiber dazu auf, die Ausbauwerte der Länder mit den Ausbauwerten der Verteilnetzbetreiber abzugleichen. Dem Wunsch kamen die Übertragungsnetzbetreiber in diesem Jahr teilweise nach, indem sie die Prognosewerte der Verteilnetzbetreiber für 2015 erfragten. Die Ausbauwerte der Verteilnetzbetreiber zeigen in Summe einen Leistungswert für Deutschland, der nach Angaben der Übertragungsnetzbetreiber auf 2024 bezogen im Bereich der Bundesländerangaben liegt und somit dem Szenario C bereits entspricht.

Entwicklung regenerativer Kapazitäten in Szenario C 2024

Energieträger [in GW]	Wind onshore	Wind offshore	Photovoltaik	Biomasse	Wasserkraft	sonstige reg. Energien
Referenzwert	31,0	0,3	33,1	5,7	4,5	0,8
Zubau bis 2024	56,4	15,8	25,5	2,1		0,5
Genehmigung	87,4	16,1	58,6	7,8	4,2	1,3

Tabelle 10: Entwicklung regenerativer Kapazitäten in Szenario C 2024

Zusammenfassung der Änderungen in Szenario C 2024 zum Entwurf der Übertragungsnetzbetreiber – Erneuerbare Energieträger

- Verringerung der installierten Leistung Wind onshore von 89,5 auf 87,4 GW
- Keine Änderung der installierten Leistung Wind offshore
- Erhöhung der installierten Leistung Photovoltaik von 57,9 auf 58,6 GW
- Verringerung der installierten Leistung Biomasse von 7,9 auf 7,8 GW
- Erhöhung der installierten Leistung Wasserkraft von 4,1 auf 4,2 GW
- Keine Änderung der installierten Leistung sonstige regenerative Erzeugung

5.1.5.2 Annahmen zur konventionellen Erzeugung

Die installierte konventionelle Erzeugungsleistung in Szenario C 2024 entspricht den Werten in Szenario B 2024.

Entwicklung konventioneller Kapazitäten in Szenario C 2024

	[in GW]	Braunkohle	Steinkohle	Erdgas	Öl	Pump-speicher	Sonstige
	In Bestand 2012	21,2	25,4	27,0	4,0	6,4	4,1
-	Rechnerische oder geplante Außerbetriebnahme bis 2024	5,8	7,6	6,6	2,2	0,0	0,7
+	In Bau 2013	0,0	8,0	1,9	0,0	0,0	0,3
+	In Planung	0,0	0,0	5,9	0,0	3,6	0,0
=	In Bestand 2024	15,4	25,8	28,2	1,8	10,0	3,7

Tabelle 11: Entwicklung konventioneller Kapazitäten in Szenario C 2024

Zusammenfassung der Änderungen in Szenario C 2024 zum Entwurf der Übertragungsnetzbetreiber – konventionelle Energieträger

- keine Veränderung der installierten Kapazitäten von Braunkohle
- Erhöhung der installierten Leistung Steinkohle von 25,1 auf 25,8 GW
- Senkung der installierten Leistung Erdgas von 30,5 auf 28,2 GW
- Erhöhung der installierten Leistung von Öl von 1,7 auf 1,8 GW
- Senkung der installierten Leistung Pumpspeicher von 10,5 auf 10,0 GW
- Erhöhung der installierten Kapazität sonstige konv. Erzeugung von 3,5 auf 3,7

5.2 Versorgung

In den Szenarien wird die Versorgung durch die Annahmen zur Netzebenen übergreifenden Jahreshöchstlast in GW abgebildet. Die Netzebenen übergreifende Jahreshöchstlast ist die maximal in einem Jahr zu einem bestimmten Zeitpunkt auftretende Summe der Leistung aller angeschlossenen Verbraucher am Verteil- und Übertragungsnetz inklusive der Summe der Verlustleistung im Verteilnetz. Sie zeigt auf, welcher maximalen Leistungsanforderung das Energieversorgungsnetz in dem in § 3 Nr. 36 EnWG beschriebenen Verhältnis aus Erzeugern, Netzbetreibern und Kunden genügen muss.

Nach Ansicht der Übertragungsnetzbetreiber schließt die Jahreshöchstlast Verluste im Verteilnetz mit ein, weil sie einen Teil der Transportnachfrage ausmachen. Während die Bundesnetzagentur es für sachgerecht hält, die Verlustleistung im Verteilnetz bei der Bestimmung der Jahreshöchstlast zu berücksichtigen, gilt für die Verlustleistung im Übertragungsnetz das Gegenteil. Sie ist nicht bei der Ermittlung der Jahreshöchstlast einzubeziehen. Denn die Verlustleistung im Übertragungsnetz ist nicht Teil der Transportnachfrage, sondern Folge der Transporte. Sie kann daher nicht als Eingangsparameter vorgegeben werden, sondern ist abhängig vom Transportbedarf, der sich erst als Ergebnis der Marktmodellierung ergibt. Die Höhe der Verlustleistung im Übertragungsnetz ändert sich je nach Szenario und der daraus resultierenden Transportaufgabe.

Der Referenzwert für das Jahr 2012, der dazu dient, die Jahreshöchstlast in den Zieljahren 2024 und 2034 zu bestimmen, beträgt 86,9 GW einschließlich der Summe der Verlustleistung in allen Netzebenen. Dieser Wert ergibt sich aus dem „Bericht der deutschen Übertragungsnetzbetreiber zur Leistungsbilanz 2012 nach § 12 Abs. 4 und Abs. 5 EnWG“ (Stand: 28.09.2012) und entspricht dem Wert im Entwurf des Szenariorahmens der Übertragungsnetzbetreiber. Zum gegenwärtigen Zeitpunkt stellt der Bericht der deutschen Übertragungsnetzbetreiber zur Leistungsbilanz 2012 die aktuelle Quelle dar und wird aus diesem Grund auch in der Genehmigung des Szenariorahmens zum NEP 2014 herangezogen. Ein Abweichen von der Angabe aus dem Leistungsbilanzbericht der Übertragungsnetzbetreiber scheint aus Gründen der Konsistenz nicht angemessen. Ein aktuellerer Leistungsbilanzbericht liegt noch nicht vor. Im Bericht weisen die Übertragungsnetzbetreiber für das Jahr 2012 eine Jahreshöchstlast in Höhe von 81,7 GW aus. Da aber dabei nur rund 94% der installierten Kapazität abgedeckt wird, ergibt sich für das Jahr 2012 insgesamt eine Jahreshöchstlast in Höhe von 86,9 GW.

Eine genaue Messung der zeitgleichen, Netzebenen übergreifenden Jahreshöchstlast ist technisch nicht möglich. Dies lässt sich damit begründen, dass bei einer Vielzahl von Verbrauchern keine Leistungsmessung der Stromentnahme erfolgt, der für eine Bestimmung der Jahreshöchstlast erforderlich wäre. Viele Verbraucher aber auch Erzeuger wie z.B. Photovoltaikanla-

gen verfügen nur über eine Messung der dem Netz entnommenen bzw. der in das Netz eingespeisten elektrischen Arbeit. Die Jahreshöchstlast ist daher anderweitig zu ermitteln.

Die Jahreshöchstlast kann aus den an übergeordneten Transformatoren gemessenen Salden aus Einspeisung und Last ermittelt werden. Aufgrund der Gleichheit aus Einspeisung und Last können dabei nicht gemessene Werte mit Hilfe der installierten Kapazität abgeleitet und somit die Last bzw. Jahreshöchstlast bestimmt werden. Zur Ermittlung der Last ist es daher notwendig, sämtliche Einspeisedaten aus den unterlagerten Spannungsebenen zu kennen.

Die Übertragungsnetzbetreiber arbeiten zur Erstellung des Berichts über die Leistungsbilanz mit der beschriebenen Methodik. Die Untersuchung der Übertragungsnetzbetreiber ist allerdings mit verschiedenen Unsicherheiten behaftet, da die vollständige tatsächliche Erzeugung nicht abgebildet und damit die Jahreshöchstlast nur angenähert werden konnte. Dies wird damit begründet, dass die installierten Kapazitäten nicht immer genau bekannt seien und die Einspeisedaten nicht vollständig bzw. in unterschiedlicher Qualität vorlägen.³⁴

Auf Basis des Referenzwerts für das Jahr 2012 in Höhe von 86,9 GW genehmigt die Bundesnetzagentur eine Jahreshöchstlast in Höhe von 84 GW in den Zieljahren 2024 - Szenarien A 2024, B 2024, C 2024 - und 2034 - Szenario B 2034 -, die die Summe der Verlustleistung im Verteilnetz einschließt.

Zu beachten ist zunächst, dass die künftige Entwicklung der Jahreshöchstlast mit großen Unsicherheiten behaftet ist, da sie nicht an die Entwicklung des Nettostrombedarfs gekoppelt ist. Selbst bei einem sinkenden Nettostrombedarf durch Fortschritte bei der Energieeinsparung und der Energieeffizienz kann die Jahreshöchstlast konstant bleiben oder gar ansteigen. Mit der Genehmigung einer Jahreshöchstlast in Höhe von 84 GW in den Zieljahren 2024 und 2034 kommt die Bundesnetzagentur entsprechenden Forderungen mehrerer Konsultationsteilnehmer nach. Die Jahreshöchstlast in Höhe von 84 GW liegt zwar leicht unterhalb des Referenzwertes für das Jahr 2012, entspricht aber der im genehmigten Szenariorahmen 2012 für die Zieljahre 2023 und 2033 angenommenen Jahreshöchstlast. Damit wird die Belastbarkeit der Ergebnisse und die Konstanz über verschiedene Jahre hinweg gewährleistet sowie der Unsicherheit der künftigen Entwicklung der Jahreshöchstlast Rechnung getragen. Im Übrigen ist zu beachten, dass die genehmigte Jahreshöchstlast in Höhe von 84 GW die Summe allein der Verlustleistung im Verteilnetz einschließt. Der leichten Senkung der Jahreshöchstlast für 2024 gegenüber 2012 und gegenüber dem von den ÜNB beantragten Wert von 86,9 GW liegt darüber hinaus die Annahme zu Grunde, dass durch Fortschritte beim Lastmanagement und beim Einsatz intelligenter Mess-

³⁴ Beispielsweise werden für die Einspeisungen von Windenergie- und Photovoltaikanlagen Hochrechnungen verwendet, die von tatsächlichen Einspeisungen abweichen können. Gleiches gilt für die Einspeisungen von Kraftwerken, für die teilweise nur Kraftwerksfahrpläne und keine tatsächlichen Einspeisungen bekannt sind.

systeme (Smart Meter) ein Beitrag geleistet werden kann, Einspeisung und Last besser aufeinander abzustimmen. Insbesondere Demand-Side-Management kann einen Beitrag zur Flexibilisierung des Stromsystems mit hohen Anteilen erneuerbarer Energien leisten. Es sind vielfältige Märkte vorhanden, die grundsätzlich zur Erschließung von Demand-Side-Management-Potenzialen genutzt werden können, bzw. bereits genutzt werden.

**Zusammenfassung der Änderungen zum Entwurf der Übertragungsnetzbetreiber –
Jahreshöchstlast**

- Senkung der angenommenen Jahreshöchstlast inklusive der Summe der Verlustleistung im Verteilnetz von 86,9 auf 84 GW in den Zieljahren 2024 und 2034

5.3 Energieverbrauch

Der Energieverbrauch wird in den Szenarien durch die Annahmen zum Nettostrombedarf in TWh abgebildet. Der Nettostrombedarf ergibt sich aus der Bruttostromerzeugung, reduziert um den Nettoexport, um den Eigenverbrauch der Kraftwerke und um die Transportverluste im Übertragungsnetz.

Der Verbrauch wird nicht durch den Bruttostromverbrauch definiert, da es zur Bestimmung des Bruttostromverbrauchs einer Marktsimulation bedarf, die der Genehmigung des Szenariorahmens folgt.

Die Bundesnetzagentur genehmigt wie im vergangenen Jahr einen Nettostrombedarf in Höhe von 535,4 TWh in den Zieljahren 2024 – Szenarien A 2024, B 2024, C 2024 – und 2034 – Szenario B 2034. Der angenommene Nettostrombedarf entspricht damit weiterhin dem tatsächlichen Verbrauchsniveau des Jahres 2010, das sich aus der von Prognos zuletzt erstellten Studie „Letztverbrauch 2013 - Planungsprämissen für die Berechnung der EEG-Umlage“³⁵ vom 09. Oktober 2012 ergibt. Diese Studie stellt für die nachfolgenden Jahre 2011, 2012, 2013 einen Nettostrombedarf i.H.v. 536,8 TWh, 540,3 TWh, 537,1 TWh fest. Aus diesen Werten lässt sich weder eine eindeutige Tendenz nach oben noch eine eindeutige Tendenz nach unten ableiten. Daher hält die Bundesnetzagentur für die Prognose der nächsten 10 bis 20 Jahre an einem konstanten Stromverbrauch des Stichjahres 2010 fest (Konstanz-Argument). Diese Entwicklung des Nettostrombedarfs ist als wahrscheinlich zu erachten, da ein konstanter Nettostrombedarf mittelfristig mit einer hinreichend hohen Realisierungswahrscheinlichkeit verbunden ist. Die Bundesnetzagentur sieht also davon ab, das Verbrauchsniveau der Jahre 2011 bis 2013 den Zieljahren 2024 und 2034 zu Grunde zu legen (Stichtag-Argument), um die Belastbarkeit der Ergebnisse und die Konstanz über verschiedene Jahre hinweg zu gewährleisten. Aus der nur unwesentlichen Erhöhung des Verbrauchsniveaus in Höhe von 1,7 TWh (von 535,4 TWh auf 537,1 TWh) über die letzten drei Jahre hinweg kann keine eindeutige Schlussfolgerung im Hinblick auf die Entwicklung des Nettostrombedarfs abgeleitet werden. Der von der Bundesnetzagentur angenommene Nettostrombedarf ist damit nahezu identisch mit dem von den Übertragungsnetzbetreibern vorgeschlagenen 535,2 TWh in den Zieljahren 2024 – Szenarien A 2024, B 2024, C 2024 – und 2034 – Szenario B 2034. Die Übertragungsnetzbetreiber haben die gesamte Energiemenge des Endverbrauchs im Jahr 2011 einer Erhebung des BDEW entnommen.³⁶

Folglich ist die Bundesnetzagentur den Forderungen einiger Konsultationsteilnehmer, die Annahmen zum Nettostrombedarf deutlich zu senken bzw. zu erhöhen, nicht nachgekommen.

³⁵ Prognos (2012).

³⁶ BDEW (2013).

Eine einheitliche und eindeutige Schlussfolgerung im Hinblick auf die Entwicklung des Nettostrombedarfs kann aus Studien nicht abgeleitet werden. Bei einem auch nur geringen Wirtschaftswachstum ist die angenommene konstante Entwicklung des Nettostrombedarfs bereits ein sehr ambitioniertes Ziel, das erhebliche Fortschritte bei der Energieeinsparung und der Energieeffizienz voraussetzt. Es muss davon ausgegangen werden, dass eine durch Fortschritte bei der Energieeinsparung und der Energieeffizienz erzielte Minderung des Stromverbrauchs durch ein Wirtschaftswachstum sowie durch neue Anwendungen kompensiert wird. Insbesondere in den Bereichen Mobilität und Wärmezeugung ist tendenziell mit einer Ersetzung von fossilen Brennstoffen durch Strom und damit mit einer Erhöhung des Stromverbrauchs zu rechnen. Dies entspricht zwar dem energiepolitischen Ziel der Reduktion der Treibhausgasemissionen, muss aber bei der Bestimmung des künftigen Nettostrombedarfs berücksichtigt werden. Insbesondere die Elektromobilität hat für die Bundesregierung einen hohen Stellenwert. Deshalb hat die Bundesregierung am 19. August 2009 den Nationalen Entwicklungsplan Elektromobilität verabschiedet. Darin strebt die Bundesregierung das Ziel an, dass bis zum Jahr 2020 eine Million Elektrofahrzeuge auf Deutschlands Straßen fahren.³⁷ Des Weiteren spielen elektrisch betriebene Wärmepumpen vor allem bei Neubauten eine immer größere Rolle bei der Wärmeversorgung. Auch auf eine Differenzierung des angenommenen Nettostrombedarfs in den Szenarien wird verzichtet, um die Wirkungen der variierenden Annahmen zur installierten regenerativen und konventionellen Erzeugungsleistung auf den erforderlichen Netzentwicklungsbedarf besser erkennen zu können.

Das energiepolitische Ziel der Minderung des Stromverbrauchs wurde durch die Verpflichtung der Übertragungsnetzbetreiber berücksichtigt, im Rahmen von Sensitivitätsbetrachtungen die Auswirkungen einer Minderung des Stromverbrauchs auf den erforderlichen Netzentwicklungsbedarf zu ermitteln. Das Ergebnis dieser Sensitivitätsbetrachtung wurde am 01. Juli 2013 von den Übertragungsnetzbetreibern veröffentlicht (siehe Kapitel II. E. 1).

Zusammenfassung der Änderungen zum Entwurf der Übertragungsnetzbetreiber – Nettostrombedarf

- Erhöhung des beantragten Nettostrombedarfs in Höhe von 535,2 auf 535,4 TWh in den Zieljahren 2024 und 2034

³⁷ http://www.bundesregierung.de/Webs/Breg/DE/Themen/Energiekonzept/Mobilitaet/mobilitaet_zukunft/_node.html

6. Europäischer Rahmen

Dem genehmigten Szenariorahmen liegen angemessene Annahmen zum Stromaustausch mit anderen Ländern unter Berücksichtigung geplanter Investitionsvorhaben der europäischen Netzinfrastruktur zu Grunde.

Für die angemessenen Annahmen zum Stromaustausch mit anderen Ländern sind Kapazitäten, nicht die tatsächlich geflossene Energie, und der Verbrauch entscheidend. Zur Bestimmung der Austauschstrommengen bedürfte es nämlich einer (europäischen) Marktsimulation, die nicht Gegenstand der Genehmigung des Szenariorahmens ist. Die angemessenen Annahmen betreffen den Verbrauch und die installierte regenerative und konventionelle Erzeugungsleistung im europäischen Ausland sowie die Übertragungskapazitäten zwischen den europäischen Märkten unter Berücksichtigung geplanter Investitionsvorhaben der europäischen Netzinfrastruktur.

Die Annahmen zum Verbrauch und zur installierten regenerativen und konventionellen Erzeugungsleistung im europäischen Ausland ergaben sich in der letzten Genehmigung des Szenariorahmens aus dem SO&AF 2012-2025, der vom europäischen Verbund der Übertragungsnetzbetreiber im Rahmen des gemeinschaftsweiten Netzentwicklungsplans erstellt und am 05. Juli 2012 veröffentlicht wurde. Der SO&AF 2012-2025 enthielt drei Szenarien zur künftigen Entwicklung des Verbrauchs und der installierten regenerativen und konventionellen Erzeugungsleistung im europäischen Ausland.

Für den nun vorliegenden Entwurf des Szenariorahmens haben die Übertragungsnetzbetreiber den Entwurf des SO&AF 2013-2030 verwendet, der aus den Eingangsdaten der Übertragungsnetzbetreiber aus den ENTSO-E Mitgliedstaaten zwischen September und Oktober 2012 zusammengestellt und am 03. April 2013 veröffentlicht wurde. Der SO&AF 2013-2030 präsentiert verschiedene zukünftige Entwicklungen, die im Zehn-Jahres-Netzentwicklungsplan TYNDP 2014 berücksichtigt werden sollen, sowie eine Beurteilung der Angemessenheit zwischen Erzeugung und Nachfrage in Europa bis 2020 und darüber hinaus. Der SO&AF 2013-2030 enthält ebenso wie die vorangegangene Fassung drei Szenarien zur künftigen Entwicklung des Verbrauchs und der installierten regenerativen und konventionellen Erzeugungsleistung. Zusätzlich zu diesen Szenarien enthält der SO&AF 2013-2030 sogenannte „Visions“ für 2030, die als Brücke zwischen den EU-Energiezielen für 2020 und 2050 fungieren sollen. Dabei entsprechen diese Visionen vier Eckpunkten der als zukünftig für möglich angesehenen Entwicklungen in Europa, wobei diese Eckpunkte als Extrema ausgelegt sind und damit nicht der von dem EnWG vorgegebenen Betrachtung einer wahrscheinlichen Entwicklung im Rahmen der Netzentwicklungspläne onshore und offshore entsprechen.

Die Übertragungsnetzbetreiber haben im Entwurf des Szenariorahmens dem Szenario A 2024 das Szenario A des SO&AF 2013-2030 zugeordnet. Szenario A („Conservative Scenario“) zeichnet sich durch einen geringen Verbrauchszuwachs und eine konservative Einschätzung des Zubaus von Kraftwerken aus, d. h. es werden nur die Kraftwerke betrachtet, die schon in Bau sind oder für die bereits eine finale Investitionsentscheidung getroffen worden ist. Die Zuordnung des Szenarios A 2024 zu Szenario A („Conservative Scenario“) lässt sich damit begründen, dass dieses Szenario von einem Ausbau der regenerativen Kraftwerke auf geringem Niveau ausgeht, welches im Sinne des „Szenario-Trichters“ (vgl. Kapitel II. B. 3.1) als unterer Rand wahrscheinlicher Entwicklungen der erneuerbaren Energien verstanden werden kann.

Die Übertragungsnetzbetreiber haben im Entwurf des Szenariorahmens dem Szenario B 2024 das Szenario B des SO&AF 2013-2030 zugeordnet. Szenario B („Best Estimate Scenario“) zeichnet sich durch einen moderaten Verbrauchszuwachs und einen moderaten Zubau von Kraftwerken aus. Abgesehen von den Kraftwerken mit finalen Investitionsentscheidungen werden auch solche Kraftwerke berücksichtigt, deren Bau und Inbetriebnahme unter den gegebenen regionalen und wirtschaftlichen Voraussetzungen als plausibel erscheint. Die Zuordnung des Szenarios B 2024 zu Szenario B („Best Estimate Scenario“) lässt sich damit begründen, dass diese Szenarien auf nationaler bzw. auf europäischer Ebene die zentrale Referenzentwicklung darstellen und sich diese beiden Szenarien am ehesten in Einklang mit dem gegenwärtigen Leitbild der energiewirtschaftlichen und -politischen Entwicklungen in Deutschland und Europa befinden.

Die Übertragungsnetzbetreiber haben im Entwurf des Szenariorahmens dem Szenario C 2024 das Szenario EU 202020 des SO&AF 2013-2030 zugeordnet. Szenario EU 202020 zeichnet sich durch einen geringeren Verbrauchszuwachs und einen hohen Zuwachs an erneuerbaren Energien aus. Das Szenario beruht auf den nationalen Aktionsplänen für erneuerbare Energien (NREAP = National Renewable Energy Action Plans) und leitet sich von den Zielen der EU-Klimapolitik ab. Die Zuordnung des Szenarios C 2024 zu Szenario EU 202020 lässt sich mit dem besonders ambitionierten Ausbau an erneuerbaren Energien auf nationaler bzw. auf europäischer Ebene begründen.

Die Übertragungsnetzbetreiber haben im Entwurf des Szenariorahmens dem Szenario B 2034 die Vision 3 des SO&AF 2013-2030 zugeordnet. Vision 3 („Green Transition“) zeichnet sich als Eckpunkt einer extremen Entwicklung im Hinblick auf die Einhaltung des Zeitplans der europäischen Energy Roadmap 2050 aus. Die Zuordnung des Szenarios B 2034 zu Vision 3 („Green Transition“) lässt sich damit begründen, dass dieses europäische Szenario mit seiner langfristigen Perspektive am ehesten dem in 20 Jahren schon weit fortgeschrittenen Ausbau von erneuerbaren Energien auf nationaler Ebene entspricht. Durch die Zuordnung des Szenarios B 2034 zu einer nun besonders langfristig ausgelegten Version im europäischen Rahmen ist der im letz-

ten Jahr häufig geäußerten Kritik (Zuordnung von B 2033 zu dem Szenario EU 202020 im Jahr 2020) begegnet worden.

Die Annahmen zu den Übertragungskapazitäten zwischen den europäischen Märkten ergeben sich aus den bestehenden Grenzkuppelkapazitäten sowie dem TYNDP 2012, der die geplanten Investitionsvorhaben der europäischen Netzinfrastruktur abbildet.

Übertragungskapazitäten zwischen Deutschland und angrenzenden Marktgebieten

2024	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
2034	BE	CH	CZ	DK-O	DK-W	FR	LU	NL	NO	PL	SE
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

Abbildung 3: Übertragungskapazitäten zwischen Deutschland und angrenzenden Marktgebieten

C. Regionalisierung

1. Regionale Zuordnung von Wind Offshore in Nordsee und Ostsee

Die regionale Verteilung der installierten Leistung Wind offshore stellt sich für die Berechnung des Netzentwicklungsplans 2014 wie folgt dar:³⁸

	Szenario A 2024	Szenario B 2024	Szenario B 2034	Szenario C 2024
Nordsee	10,2 GW	11,0 GW	20,1 GW	13,2 GW
Ostsee	1,3 GW	1,7 GW	5,2 GW	2,9 GW
Gesamt	11,5 GW	12,7 GW	25,3 GW	16,1 GW

Tabelle 12: Regionale Zuordnung von Wind offshore in Nordsee und Ostsee

In Szenario A 2024 sind 10,2 GW der installierten Leistung Wind offshore im Küstenmeer und in der deutschen ausschließlichen Wirtschaftszone (AWZ) der Nordsee, 1,3 GW im Küstenmeer und in der AWZ der Ostsee zu verteilen. Diese Werte beruhen auf den genehmigten Offshore-Windparks in der Ost- bzw. der Nordsee.

Vom genehmigten Gesamtwert in Höhe von 12,7 GW in Szenario B 2024 sind 11,0 GW der installierten Leistung Wind offshore im Küstenmeer und in der AWZ der Nordsee, 1,7 GW im Küstenmeer und in der AWZ der Ostsee zu regionalisieren.

Im Rahmen der von der Bundesnetzagentur vorgenommenen Regionalisierung wird zunächst die Genehmigungslage als Maßstab für die Realisierungsgeschwindigkeit von Offshore Windparks in Nord- und Ostsee betrachtet. Denn die Anzahl der Genehmigungen spiegelt grundsätzlich die Güte der Standorteigenschaften von Nord- und Ostsee zum gegenwärtigen Zeitpunkt wider, wodurch die Standortvorteile eines Seebereiches gegenüber dem anderen implizit berücksichtigt werden. Allerdings ist eine proportionale Aufteilung der Offshore Windleistung (12,7 GW) allein anhand der aktuellen Genehmigungslage (11,5 GW = 10,2 GW Nordsee + 1,3 GW Ostsee) nicht sachgerecht, da diese Genehmigungslage nicht einfach auf den darüber hinausgehenden Zubau (1,2 GW) in den nächsten zehn Jahren fortgeschrieben werden kann. Vielmehr sprechen die Kriterien der Küstennähe und des prognostizierten Fortschrittes in Genehmigungsverfahren (Nachholeffekte) in der Summe für einen im Vergleich zum gegenwärtigen Zeitpunkt überproportionalen Ausbau in der Ostsee.

Aufgrund der geringeren Entfernung der potenziellen Windparks zur Küste (eine Zone in der Ostsee gegenüber fünf Zonen in der Nordsee) ist von einfacheren logistischen Verhältnissen für die Errichtung, den Anschluss (AC-Technologie) und die Wartung von Offshore Windparks in der Ostsee auszugehen. Bei Küstenentfernungen von über 200 km, die nur in der Nordsee aber nicht in der Ostsee möglich sind, müssen zusätzliche Versorgungsstationen geschaffen werden (z. B. Tankstellen für Helikopter, Aufenthaltsplattformen für Personal). Wartungs- und Reparaturzeiten sowie deren Kosten (z. B. längere Schiffseinsatzzeiten) erhöhen sich für Windparkbetreiber bei immer größer werdenden Entfernungen zur Küste und nutzbare Wetterfenster bei Störfällen verringern sich dementsprechend. Da sich zudem die Genehmigungsverfahren in der Ostsee im Vergleich zur Nordsee grundsätzlich in einem früheren Verfahrensstadium befinden, geht die Bundesnetzagentur in den nächsten zehn Jahren auch von Nachholeffekten zugunsten der Ostsee aus. Aus diesen Gründen ist davon auszugehen, dass in B 2024 zu den bereits vorhandenen Genehmigungen (ein) weitere(r) Offshore Windpark(s) mit einer Leistung von 0,4 GW in der Ostsee errichtet werden.

Für Szenario B 2034 sind 20,1 GW der installierten Leistung Wind offshore im Küstenmeer und in der AWZ der Nordsee, 5,2 GW im Küstenmeer und in der AWZ der Ostsee zu regionalisieren. Diese Art der regionalen Aufteilung ergibt sich bereits aus der letztjährigen Genehmigung und bei einer gleichbleibenden Prognose der installierten Gesamtleistung i.H.v. 25,3 GW im Jahr 2034 (vgl. Kapitel II. B. 5.1.4.1) ergibt sich gegenwärtig kein Änderungsbedarf.

Die regionale Verteilung der installierten Leistung Wind offshore in Szenario C 2024 ergibt sich aus den von den Bundesländern gemeldeten Werten, die ohne Änderungen dem Szenario C 2024 zu Grunde gelegt wurden.

2. Regionale Zuordnung sonstiger regenerativer Erzeugungsleistungen

Die Ausweisung der Regionalisierung bereits im Entwurf des Szenariorahmens greift ein breites Stimmungsbild innerhalb der Konsultationsteilnehmer auf und erlaubt eine transparente Ermittlung der räumlichen Zuordnung der erneuerbaren Erzeugungseinheiten und der resultierenden Ausbaumaßnahmen.

Allerdings ist die mit dem Entwurf des Szenariorahmens vorgelegte Regionalisierung grundsätzlich nicht genehmigungsbedürftig, weil die Regionalisierung dem zweiten Teilschritt der Netzentwicklungsplanung, d.h. dem Netzentwicklungsplan, zuzuordnen ist. Nach dem Willen des Gesetzgebers werden erst „auf Basis des genehmigten Szenariorahmens die darin enthaltenen Szenarien regionalisiert“.³⁹ Abgesehen davon ist die regionale Verteilung der Stromerzeugung

³⁸ Auch bei der Aufteilung der installierten Leistung Wind offshore ist durch die jährliche Neuaufstellung des Szenariorahmens eine rechtzeitige Neubewertung sichergestellt.

³⁹ BT-Drucks. 17/6072.

immer noch Gegenstand der noch nicht abgeschlossenen Verständigung zwischen Bund und Bundesländern in der „Plattform Erneuerbare Energien“, in deren Rahmen Bund und Bundesländer sowie die an der Energiewende beteiligten Akteure aus Wirtschaft und Gesellschaft Lösungsvorschläge für die mit dem weiteren Ausbau der erneuerbaren Energien verbundenen Herausforderungen entwickeln.

Gleichwohl begrüßt die Bundesnetzagentur, dass der interessierten Öffentlichkeit durch die Veröffentlichung der geplanten Regionalisierung auch im diesjährigen Entwurf des Szenariorahmens Gelegenheit gegeben wurde, sich zu dieser die Netzentwicklungsplanung wesentlich beeinflussenden Frage frühzeitig zu äußern. Die Bundesnetzagentur erachtet die zahlreichen Äußerungen der Verbände, Bundesländer, Verteilnetzbetreiber, Umweltverbände und interessierten Bürger zur Regionalisierung im Rahmen der Konsultation und des „Workshops“ vom 3. Mai 2013 in diesem frühen Stadium des Netzausbauprozesses als wichtig.

Um den bereits im Rahmen des Szenariorahmens 2012 vielfach geäußerten Forderungen der Öffentlichkeit nach den Auswirkungen einer Änderung der Methodik der Regionalisierung nachzukommen, hatte die Bundesnetzagentur den Übertragungsnetzbetreibern in der letztjährigen Genehmigung des Szenariorahmens als ergänzende Verpflichtung im Rahmen einer Sensitivitätsbetrachtung auferlegt, die Auswirkungen einer Regionalisierung zu untersuchen, die sich je zur Hälfte an der installierten Leistung der Bestandsanlagen und am Zubaupotenzial orientiert. Die Sensitivitätsbetrachtung war bis zum 01. Juli 2013 durchzuführen und bezog sich ausschließlich auf das Szenario B 2023 und die darin enthaltenen Annahmen zur installierten Leistung Wind onshore, Photovoltaik und Biomasse (siehe Kapitel II. E. 1).

Ungeachtet der Regionalisierungsvorgabe aus der Sensitivitätsrechnung haben die ÜNB im diesjährigen Entwurf zum Szenariorahmen einen neuen Vorschlag für eine Regionalisierung unterbreitet, der sich von der Regionalisierung aus dem Szenariorahmen 2012 unterscheidet. Dieser Ansatz wurde teilweise begrüßt und teilweise als unzureichend abgelehnt.

Von den Konsultationsteilnehmern wurde insbesondere begrüßt, dass die neue Methodik der Regionalisierung nicht mehr auf den Meldungen der Bundesländer beruht, sondern eine Mischung aus einem top-down- und bottom-up-Ansatz darstellt. Auf der einen Seite werden die aus der EEG-Mittelfristprognose 2017 abgeleiteten Mantelzahlen für das Jahr 2024 auf die Regelzonen der einzelnen Übertragungsnetzbetreiber regionalisiert (top-down). Auf der anderen Seite werden für jede erneuerbare Energiequelle die Bundeslandzahlen mit Stand 31.12.2012 auf die Mantelzahlen hochgerechnet, so dass sich eine bundeslandscharfe Zuordnung der erneuerbaren Energien für das Jahr 2024 ergibt (bottom-up). Als Grundlage für die regionale Verteilung bei diesem Verfahren dienen die Anlagestammdaten der Übertragungsnetzbetreiber bis einschließlich 31.12.2012. Dadurch wird ein wichtiger Vorschlag aus den Stellungnahmen zum

letztjährigen Szenariorahmen aufgegriffen und im aktuellen Entwurf des Szenariorahmens teilweise angewendet. Zudem wird es nahezu einhellig begrüßt, dass in diesem Jahr erstmals umfangreiche Befragungen der VNB zu ihren Ausbauprognosen zum 31. Dezember 2015 durchgeführt wurden.

Kritisiert wurde von den Konsultationsteilnehmer jedoch überwiegend, dass die Herleitung der neuen Regionalisierungsmethodik nicht transparent genug dargestellt wurde und dass die von den Verteilungsnetzbetreibern ermittelten Zahlen nicht ausreichend berücksichtigt, sondern lediglich mit den Zahlen des Szenarios C 2024 abgeglichen wurden. Hier wurde nach Ansicht vieler Konsultationsteilnehmer eine große Chance vertan, dem Leitszenario B 2024 eine deutlich stabilere Basis zu geben.

Auch die Bundesnetzagentur erachtet nach eingehender Prüfung die Verteilung innerhalb der Regelzonen für nicht besonders zielführend. Zwar findet eine begrüßenswerte Hochskalierung auf Basis des derzeitigen Anlagenbestandes statt. Allerdings werden die unterschiedlichen Entwicklungen innerhalb der Regelzonen, die durch unterschiedliche Ertragspotenziale der verschiedenen Standorte zustande kommen, nicht ausreichend plausibel dargestellt.

Als zielführender und dem weiteren Prozess zugrunde zu legen, erachtet die Bundesnetzagentur daher die Regionalisierung gemäß der ergänzenden Verpflichtung im Rahmen der letztjährig auferlegten Sensitivitätsbetrachtung, deren Ergebnisse am 01. Juli 2013 veröffentlicht wurden.⁴⁰ Hier wurde nicht nur der Bestand der entsprechenden Anlagen berücksichtigt, sondern auch die Komponente des Ertragspotenzials in einer für die Öffentlichkeit plausiblen und transparenten Art und Weise. Der Bundesnetzagentur sind bezüglich dieser Regionalisierungsmethode keine schwerwiegende Kritik oder sachliche Bedenken zu Gehör gebracht worden. Deswegen geht die Bundesnetzagentur davon aus, dass die Übertragungsnetzbetreiber der Forderung der Bundesnetzagentur folgen und für den Netzentwicklungsplan 2014 die Regionalisierungsvorgabe aus der 1. Juli 2013 vorgelegten Sensitivitätsberechnung verwenden.

⁴⁰ Bundesnetzagentur (2012).

D. Begründung der Nebenbestimmungen

Die Nebenbestimmungen sollen gem. § 36 Abs. 1 VwVfG sicherstellen, dass die gesetzlichen Voraussetzungen des § 12a EnWG erfüllt werden.

1. Kraft-Wärme-Kopplung

Die Nebenbestimmung soll sicherstellen, dass alle Szenarien trotz bzw. gerade wegen der vorgenommenen Änderungen das energiepolitische Ziel der Erhöhung des Anteils von Strom aus Kraft-Wärme-Kopplung erfüllen.

Im Szenariorahmen selbst lassen sich zur erzeugten Strommenge aus Kraft-Wärme-Kopplung noch keine Aussagen treffen, da die Genehmigung des Szenariorahmens bzw. die der Genehmigung beigefügte Kraftwerksliste lediglich Angaben zur installierten Erzeugungsleistung und deren grundsätzlicher KWK-Fähigkeit enthält. Grundsätzlich KWK-fähig bedeutet nicht per se, dass die gesamte installierte Kapazität KWK-fähig ist, so dass eine pauschale Berücksichtigung von grundsätzlich KWK-fähigen Kraftwerken in der Marktsimulation, die es zur Bestimmung der erzeugten Strommenge aus Kraft-Wärme-Kopplung bedarf, nicht hinreichend ist.

2. Bruttostromverbrauch

Die Nebenbestimmung soll sicherstellen, dass alle Szenarien trotz bzw. gerade wegen der vorgenommenen Änderungen das energiepolitische Ziel der Erhöhung des Anteils der erneuerbaren Energien am Bruttostromverbrauch erfüllen.

Im Szenariorahmen selbst lassen sich zum Bruttostromverbrauch noch keine Aussagen treffen, da der Szenariorahmen insoweit lediglich Annahmen zum Nettostrombedarf enthält. Zur Bestimmung des Bruttostromverbrauchs bedarf es einer Marktsimulation, die der Genehmigung des Szenariorahmens folgt.

3. Treibhausgasemission und Primärenergieverbrauch

Die Nebenbestimmung soll sicherstellen, dass alle Szenarien trotz bzw. gerade wegen der vorgenommenen Änderungen einen geeigneten Beitrag zur Erfüllung der sektorübergreifenden energiepolitischen Ziele der Reduktion der Treibhausgasemissionen und der Senkung des Primärenergieverbrauchs leisten.

Im Einzelnen bietet es sich an, den Beitrag wie folgt zu ermitteln: Von den sektorspezifischen Werten des Jahres 1990 für die Treibhausgasemissionen bzw. des Jahres 2008 für den Primärenergieverbrauch werden die für das Zieljahr 2024 ermittelten Treibhausgasemissionen bzw. der für das Zieljahr 2024 ermittelte Primärenergieverbrauch des Sektors der Stromerzeugung sub-

trahiert. Die Differenz wird sodann durch die sektorübergreifenden Werte des Jahres 1990 für die Treibhausgasemissionen bzw. des Jahres 2008 für den Primärenergieverbrauch dividiert.

Im Szenariorahmen selbst lassen sich zu Treibhausgasemissionen und zum Primärenergieverbrauch noch keine Aussagen treffen, da der Szenariorahmen insoweit lediglich Annahmen zur installierten Erzeugungsleistung enthält. Zur Bestimmung der Treibhausgasemissionen und des Primärenergieverbrauchs bedarf es einer Marktsimulation, die der Genehmigung des Szenariorahmens folgt.

E. Begründung der ergänzenden Vorgaben

1. Erkenntnisse aus den Sensitivitätsbetrachtungen der Genehmigung des Szenariorahmens zum NEP/O-NEP 2013

1.1 Reduktion des Nettostrombedarfs sowie der Jahreshöchstlast

In der Genehmigung des Szenariorahmens NEP/O-NEP 2013 wurde den Übertragungsnetzbetreibern ergänzend aufgetragen, im Rahmen einer Sensitivitätsbetrachtung die Auswirkungen einer Reduktion des Nettostrombedarfs sowie der Jahreshöchstlast auf den Netzausbaubedarf zu untersuchen. Die Sensitivität sah vor, eine Senkung des Nettostrombedarfs von 535,4 TWh auf 476,5 TWh sowie eine Senkung der Jahreshöchstlast von 84,0 GW auf 74,8 GW zu unterstellen. Die Berechnungen der Übertragungsnetzbetreiber ergaben, dass eine entsprechende Senkung der genannten Parameter keinen merklich veränderten Transportbedarf nach sich zieht. Vielmehr gleichen Marktmechanismen die Reduktion der Last aus und führen zu erhöhtem Austausch mit angrenzenden Ländern. Dadurch wird die Transportaufgabe nur geringfügig reduziert: „Durch eine Lastreduktion in Deutschland nimmt die Transportaufgabe des deutschen Übertragungsnetzes tendenziell insgesamt sogar zu.“⁴¹

Die Ergebnisse der Sensitivitätsberechnungen der Übertragungsnetzbetreiber haben gezeigt, dass eine erneute Betrachtung der Auswirkungen einer Reduktion des Nettostrombedarfs sowie der Jahreshöchstlast auf den Netzausbaubedarf nicht untersuchungswürdig ist.

1.2 Kappung der Erzeugungsspitzen bei Windenergieanlagen

In der Genehmigung des Szenariorahmens NEP/O-NEP 2013 wurde den Übertragungsnetzbetreibern auch aufgetragen, im Rahmen einer Sensitivitätsbetrachtung die Auswirkungen einer Kappung der Erzeugungsspitzen bei landgestützten Onshore-Windenergieanlagen auf den Netzausbaubedarf zu untersuchen. Die Sensitivität sah eine pauschale Beschränkung der eingespeisten Leistung Wind onshore auf 80% der je Bundesland installierten Leistung in Szenario B 2023 vor. Die Untersuchungen der Übertragungsnetzbetreiber ergaben einen verringerten Transportbedarf, der maßnahmenscharf zu einem Wegfall von neun Maßnahmen führt. Beim auferlegten Ansatz handelte es sich durch die pauschale Kappung der Einspeisung um einen allgemeinen, die grundsätzlichen Auswirkungen in den Blick nehmenden Ansatz im Rahmen eines vereinfachenden Konzepts. Unterschiedlichen Belastungssituationen des Netzes durch gezielte Kappung nur der auf Engpässen einwirkenden Windenergieanlagen konnte jedoch keine Rechnung getragen werden. Die Konsequenz sind u. a. Kappungen in Situationen, in denen in einzelnen Netzgebieten eines Bundeslandes keine Überlastungen durch die EE-Einspeisung

vorliegt, gleichwohl aber aufgrund der bundeslandweiten pauschalen Kappung dennoch die Einspeisung bei allen Windenergieanlagen beschnitten wird.

Die Ergebnisse der Sensitivitätsberechnungen der Übertragungsnetzbetreiber haben gleichwohl gezeigt, dass die Auswirkungen einer Kappung der eingespeisten Leistung aus Windenergie auf den Netzausbaubedarf grundsätzlich untersuchungswürdig und zu vertiefen sind. Eine pauschale Kappung stellt jedoch nur einen vereinfachten Ansatz dar, ohne dass Abhängigkeiten zwischen eingespeister Leistung und Netzbelastung genauer berücksichtigt werden (siehe dazu „Dynamische Kappung von Erzeugungsspitzen“ Kapitel II. E. 2.2).

1.3 Regionalisierung

In der Genehmigung des Szenariorahmens zum NEP/O-NEP 2013 wurde den Übertragungsnetzbetreibern auch aufgetragen, im Rahmen einer Sensitivätsbetrachtung die Auswirkungen einer alternativen Regionalisierung der erneuerbaren Energieträger Wind onshore, Photovoltaik und Biomasse auf den Netzausbaubedarf zu untersuchen. Die Sensitivität sah eine Verteilung der Energieträger nach Ertrags- und Flächenpotenzialen vor. Die Untersuchungen der Übertragungsnetzbetreiber ergaben, dass die Änderung der Regionalisierung eher geringen Einfluss auf den Transportbedarf haben. Haupttreiber für Netzausbaubedarf bleibt weiterhin der weiträumige Transport von Windenergie. Gleichwohl „ist erkennbar, dass die geänderten Regionalisierungen zu verminderten Ost-West-Leistungsflüssen führen würden.“⁴² Also führen räumliche und zeitliche Änderungen im Kraftwerkseinsatz bei alternativen Regionalisierungen zu lokalen Auslastungsänderungen.

Die Ergebnisse der Sensitivitätsberechnungen der Übertragungsnetzbetreiber haben gezeigt, dass eine erneute Betrachtung der Auswirkungen einer alternativen Regionalisierung auf den Netzausbaubedarf im Rahmen einer Sensitivitätsrechnung nicht untersuchungswürdig ist. Gleichwohl ist die gewählte Regionalisierung für lokale Auslastungsänderungen relevant. Daher ist die Wahl einer geeigneten Regionalisierung im NEP-Prozess von großer Bedeutung. Die in der Genehmigung des Szenariorahmens zum NEP/O-NEP 2013 vorgegebene Regionalisierung sollte daher im regulären NEP-Prozess die bisherigen und oftmals vielfach kritisierten Formen der Regionalisierung ablösen.

⁴¹ Übertragungsnetzbetreiber (2013), S. 14.

⁴² Übertragungsnetzbetreiber (2013), S. 19.

2. Sensitivitätsbetrachtungen zum NEP/O-NEP 2014

2.1 Reduzierter Ausbau Wind Offshore

Die Übertragungsnetzbetreiber sind verpflichtet, im Rahmen einer Sensitivitätsbetrachtung die Auswirkungen einer Absenkung der installierten Offshore-Leistung in Szenario B 2024 auf 8,4 GW zu untersuchen. Für die regionale Zuordnung der installierten Offshore-Leistung in Nord- und Ostsee sowie deren Anbindung zu den Netzverknüpfungspunkten an Land ist das Start-Offshorenetz des zweiten Entwurfs der Übertragungsnetzbetreiber zum Offshore-Netzentwicklungsplan 2013 zu Grunde zu legen.

Die Bundesnetzagentur kommt mit der ergänzenden Vorgabe entsprechenden Forderungen vieler Konsultationsteilnehmer nach und greift eine intensiv geführte öffentliche Diskussion auf. Eine von vielen Konsultationsteilnehmern geforderte deutliche Reduktion des Ausbaus Wind Offshore habe das Potenzial, den erforderlichen Netzausbaubedarf zu reduzieren. Die Betrachtung einer derartigen Sensitivität als Extrembetrachtung soll Aufschluss über die Auswirkungen der derzeit zu beobachtenden Verzögerungen des Ausbaus der Offshore-Branche geben.

Der gewählte Ansatz der Bundesnetzagentur berücksichtigt einerseits in vollem Maße das Start-Offshorenetz und beschränkt sich andererseits darauf, für die nächsten zehn Jahre keinen darüber hinausgehenden Ausbau von Offshore Windanlagen anzunehmen. Dies erscheint bei dem gegenwärtigen Referenzwert 2012 von 0,3 GW Gesamterzeugung als kein völlig ausgeschlossenes Szenario. Die Bundesnetzagentur hält gleichwohl an ihrer im Szenario A 2024 geäußerten Ansicht fest, dass die Realisierung bereits genehmigter Offshore Windanlagen mit einer über das Startnetz hinausgehenden installierten Gesamtleistung i.H.v. 11,5 GW immer noch den unteren Rand der wahrscheinlichen Entwicklung in zehn Jahren darstellt. Demnach ist die Gesamtleistung des Startnetzes i.H.v. 8,4 GW zwar als unterhalb der von Szenario A 2023 abgedeckten wahrscheinlichen Entwicklung anzusehen, aber andererseits auch nicht völlig auszuschließen. Für eine Reduzierung der Offshore-Leistung auf einen Wert noch unterhalb des Leistungswertes in Szenario A spricht, dass die Auswirkungen auf den Netzausbau dadurch deutlicher zu Tage treten. Oftmals werden in Sensitivitätsberechnungen erst bei hohen Abweichungen einer Eingangsgröße vom Bezugswert die Effekte sichtbar und die Zusammenhänge deutlich erkennbar. Daher ist vorliegend eine Reduzierung der Offshore Leistung sogar unterhalb des Leistungswertes in Szenario A 2024 sachgerecht.

Das Start-Offshorenetz gemäß des zweiten Entwurfs der Übertragungsnetzbetreiber zum Offshore-Netzentwicklungsplan 2013 beinhaltet das Ist-Offshorenetz, ergänzt um Netzanbindungssysteme für Offshorewindparks, denen durch den anbindungsverpflichteten Übertragungsnetzbetreiber eine gültige Netzanbindungszusage erteilt wurde oder denen durch die Bundesnetza-

genter Kapazität zugewiesen wurde. Zudem fallen alle Netzanbindungssysteme, mit deren Realisierung begonnen wurde, in das Start-Offshorenetz.

Im Rahmen der Konsultation haben die Umweltverbände der Bundesnetzagentur einen Vorschlag für mögliche Sensitivitäten unterbreitet. Darin schlagen die Verbände eine Sensitivität vor, die die Auswirkungen einer 50 %igen Reduktion der installierten Offshore-Leistung in Szenario B 2024 bei gleichzeitigem Ersatz dieser Anlagenleistung durch Onshore-Windanlagen in Süddeutschland auf den Netzausbaubedarf untersucht. Auch im Konsultationsverfahren zum Szenariorahmen zum NEP/O-NEP 2014 wurde häufig die Forderung vorgebracht, die im Szenariorahmen zu genehmigenden Zahlen hinsichtlich der geplanten Kapazitäten der Offshore-Windenergie deutlich nach unten zu korrigieren. Im Offshore-Netz drohe eine massive Überkapazität mit der Folge hoher Leerkosten und „Stranded Investments“, die zu einer unnötigen Erhöhung der Netzentgelte zum Nachteil der Endverbraucher führen könnten. Ferner entspräche eine Kürzung der im Szenario B 2023 genehmigten Offshore Leistung von ca. 14 GW um 50% einer häufig geäußerten Erwartung eines realistischen Ausbaupfads für die Windenergie offshore von rund 6-8 GW bis 2020.

Allerdings ist dem entgegenzuhalten, dass diese Prognosen häufig nur einen Zeithorizont bis 2020 haben und man nach Auslaufen des Stauchungsmodells 2017 häufig keinen weiteren Zubau mehr unterstellt. Diese Einschätzung wird, wie bereits in den Ausführungen zur Offshore Leistung in den Szenarien A 2024, B 2024, B 2034 und C 2024 erläutert, von der Bundesnetzagentur nicht geteilt. Die Bundesnetzagentur geht in allen Szenarien von einem deutlich höheren Ausbau bis 2024 bzw. 2034 aus. Im Rahmen der vorliegenden Sensitivitätsbetrachtung ist unterstellt, dass die Kapazitäten sämtlicher Anbindungsleitungen des Startnetzes vollständig durch Offshore Windparks genutzt werden.

Des Weiteren schlagen die Umweltverbände einen gleichzeitigen verstärkten Ausbau der Onshore-Windenergie vor, der die Reduktion der Offshore-Windenergie ausgleichen soll. Die Bundesnetzagentur kommt diesem Vorschlag nicht nach, da eine Sensitivitätsbetrachtung dazu dient, Auswirkungen einer Änderung eines einzelnen Parameters zu untersuchen. Offensichtlich zielt die von den Umweltverbänden vorgeschlagene Untersuchung in erster Linie auf eine Reduktion des Ausbaus der Offshore-Windenergie ab. Durch die Änderung eines weiteren Parameters (Erhöhung Onshore-Windenergie) ließe sich jedoch keine eindeutige Aussage mehr über die Auswirkungen nur einer Reduktion des Offshore-Ausbaus auf den Netzausbaubedarf treffen. Es käme zu Mischeffekten, die nicht eindeutig der einzelnen Ursache zugeordnet werden können. Daher ist dieser Sensitivität nur die Veränderung eines Eingangsparameters zu Grunde gelegt.

2.2 Dynamische Kappung von Erzeugungsspitzen

Die Übertragungsnetzbetreiber sind verpflichtet, als Grundlage für eine Sensitivitätsbetrachtung zum Szenario B2024 ein Konzept für ein sich an konkreten Netzbelastungssituationen orientierendes Einspeisemanagement von Windenergieanlagen onshore zu entwickeln. Dabei sind nur diejenigen Windenergieanlagen in der Leistung zu reduzieren, die auf überlastete Netzelemente einwirken und bei denen die Leistungsreduzierung nachweislich zu einer Verringerung der Belastung dieser Netzelemente führt. Vor der Leistungsreduzierung von Windanlagen sind zunächst die konventionellen Kraftwerke entsprechend der Maßgabe der Abschaltreihenfolge aus dem Einspeisemanagementleitfaden herunterzufahren, die nachweislich auf einen Engpass wirken. Das Konzept ist der Bundesnetzagentur bis zum 15.12.2013 vorzulegen.

Mit der ergänzenden Vorgabe zur Kappung von Erzeugungsspitzen beim Energieträger Wind onshore kommt die Bundesnetzagentur entsprechenden Forderungen der Umweltverbände nach. Mit dem vorgeschlagenen Ansatz wird der in der letztjährigen Genehmigung des Szenariorahmens aufgegebene Ansatz einer pauschalen Kappung der installierten Leistung Wind onshore weiterentwickelt. Ergebnisse dieses pauschalen Ansatzes haben zu einer Verringerung des Netzausbaubedarfs geführt. Es erscheint jedoch naheliegend, mit einem auf konkrete Netzbelastungssituationen ausgerichteten Einspeisemanagement eine effektivere und zielgenauere Verringerung der Überlastungen erreichen zu können. Daher ist auch die Bundesnetzagentur der Ansicht, dass ein solcher Einspeisemechanismus vermutlich Transportsenkungspotenziale hat und daher untersuchungswürdig ist. Eine sachgerechte Ausgestaltung eines solchen Ansatzes ist jedoch komplex, sodass zum gegenwärtigen Zeitpunkt der Genehmigung des Szenariorahmens zum NEP/O-NEP 2014 kein ausreichend konkreter Vorschlag entwickelt werden kann. Die Bundesnetzagentur hält es nicht für sachgerecht, wissentlich eine nicht ausgereifte Sensitivität vorzugeben, da in diesem Falle das Risiko bestünde, einen so großen Interpretations- und Gestaltungsspielraum zu lassen, dass die Auswirkungen der Kappung fehlinterpretiert und damit ein vermeintlich vielversprechender Ansatz verworfen werden könnte. Vor dem Hintergrund der Komplexität des Themas ist die Frage der Ausgestaltung eines Kappungsmechanismus daher zunächst von den Übertragungsnetzbetreibern zu untersuchen. Nach Vorlage des Konzepts von den Übertragungsnetzbetreibern wird die Bundesnetzagentur dieses prüfen und gegebenenfalls modifiziert den Übertragungsnetzbetreibern in einer hinreichend konkretisierten Sensitivitätsbetrachtung auferlegt. Bei der Entwicklung des Konzepts ist zu berücksichtigen, dass die Kappung von Windenergieanlagen nicht als Alternative zum Netzausbau zu verstehen ist. Vielmehr ist bei der Ausgestaltung des Konzepts der Umfang der Kappung so zu wählen, dass das Ziel der Umstellung der Stromversorgung auf erneuerbare Energien nicht konterkariert wird und für Windparkbetreiber keine unbilligen Härten durch zu starke Einschränkung ihrer Windstromerzeugung entstehen.

3. Nicht aufgegriffene Sensitivitätsvorschläge

Unter Bezugnahme auf die von den Übertragungsnetzbetreibern am 01. Juli 2013 vorgelegten Ergebnisse zu den Sensitivitätsbetrachtungen fordert ein Umweltverband die Untersuchung einer Sensitivität, die die Auswirkungen einer reduzierten Stromeinspeisung aus CO₂-intensiven Kraftwerken auf den Netzausbaubedarf untersucht. Der Vorschlag des Verbandes sieht zwei Varianten vor. In Variante 1 sei ein hoher CO₂-Zertifikatspreis im Rahmen des EU-Zertifikatehandels – z. B. 70 €/t bis 93 €/t CO₂ – unter grundsätzlicher Beibehaltung des gegenwärtigen Marktmodells zu untersuchen. Variante 2 sieht eine Änderung der rechtlichen Rahmenbedingungen vor, mit dem Ziel der schrittweisen Abschaltung besonders klimaschädlicher Kraftwerke – z. B. über die Festlegung von im Zeitverlauf sinkenden CO₂-Grenzwerten pro erzeugter Kilowattstunde oder von elektrischen Mindestwirkungsgraden für Kraftwerke. Variante 1 unterstellt europaweit geänderte Rahmenbedingungen. Der CO₂-Zertifikatehandel basiert aber auf Vorgaben der EU-Kommission und ist daher von der nationalen Netzentwicklungsplanung als gegeben anzusehen. Die Einflussnahme auf nationaler Ebene auf die europäische CO₂-Zertifikatspreisbildung ist nicht ausreichend, um eine derartige Untersuchung zu rechtfertigen. Besser verortet erachtet die Bundesnetzagentur daher die Betrachtung eines Szenarios, das die Auswirkungen eines starken Anstiegs der CO₂-Zertifikatspreise auf den Netzausbaubedarf auf europäischer Ebene untersucht. Dies ist im TYNDP 2014 bzw. SO&AF der Fall. Das „Green Revolution Scenario“ stellt genau eine derartige Untersuchung an. Erkenntnisse aus diesen Analysen können in der zukünftigen nationalen Netzentwicklungsplanung Eingang finden. Variante 2 unterstellt eine Änderung des nationalen ordnungsrechtlichen Rahmens. Es ist zweifelhaft, ob eine isolierte Betrachtung auf nationaler Ebene zum gewünschten Ziel der verstärkten Produktion in CO₂-armen Erdgaskraftwerken führt. Ziel der Forderung des Umweltverbandes ist die Verdrängung der CO₂-intensiven Kohlekraftwerke und der Ersatz durch Erdgaskraftwerke. Diese weisen höhere Stromgestehungskosten auf. Vermutlich würde ein Wegfall der Kohlekraftwerkskapazitäten in erster Linie nicht zu einem Ersatz durch Gaskraftwerke führen, sondern vielmehr ein Ansteigen des inländischen Preisniveaus bedeuten, das wiederum verstärkte Importe aus dem Ausland nach sich ziehen würde. Also fände eine Substitution der inländischen Kohleproduktion durch ausländische Kohleproduktion statt. Die verstärkten Importe gehen vermutlich mit einem zusätzlichen Transportbedarf einher. Zudem würde die CO₂-Bilanz insgesamt durch die Produktion in CO₂-intensiven Kohlekraftwerken u. U. nicht wie gewünscht verbessert, sondern im schlimmsten Fall sogar verschlechtert.

Die Umweltverbände schlagen außerdem vor, die Auswirkungen der Lastverlagerungspotenziale (Ab- und Zuschaltung von Lasten) zur Netzentlastung als separate Sensitivität mit konstantem Stromverbrauch zu untersuchen. Dabei soll für die auslegungsrelevanten Netznutzungsfälle geprüft werden, ob eine um 25 % reduzierte Jahreshöchstlast (in Zeiten geringer EE-

Einspeisung und hoher Last) oder eine Erhöhung der Last (in Zeiten hoher EE-Einspeisung und niedriger Last) den Stromnetzausbau vermeiden kann. Zusätzlich fordern die Umweltverbände eine regional differenzierte Betrachtung der Lastverschiebepotenziale (z. B. Zuordnung des Bestands an Wärmepumpen nach Bundesland; Gewerbe, Handel, Dienstleistungen nach Branchen). Die Bundesnetzagentur hat diese Anregungen nicht aufgegriffen. In diesem Zusammenhang ist darauf hinzuweisen, dass die ÜNB bereits eine Sensitivitätsbetrachtung zur Absenkung des Nettostrombedarfs und der Jahreshöchstlast i. H. v. ca. 11% der von der Bundesnetzagentur im letzten Jahr genehmigten Werte (Szenariorahmen zum NEP/O-NEP 2013) am 01.07.2013 vorgelegt haben (s. Kapitel II. E. 1.). Ferner scheint die Ermittlung regional differenzierter Lastverschiebepotenziale einen im Verhältnis zum Ergebnis sehr hohen Aufwand mit sich zu bringen.

Seitens der Öffentlichkeit wurde zudem eine Sensitivität gefordert, die die Auswirkungen eines sehr hohen Zubaus der Photovoltaik auf den Netzausbaubedarf untersucht. Laut Prognose im Szenario B 2024 ist im Jahr 2016 der Förderdeckel von 52 GW erreicht. Wie in den Kapiteln II. B. 5.1.2.1, 5.1.3.1, 5.1.4.1 erläutert ist damit zu rechnen, dass von diesem Zeitpunkt ein nur noch moderater Zubau an PV zu beobachten sein wird. Aus diesem Grund erachtet die Bundesnetzagentur eine Untersuchung dieser äußerst unwahrscheinlichen Sensitivität für nicht zielführend.

In einem weiteren Konsultationsbeitrag wurde eine Untersuchung der Auswirkungen technologischer Neuentwicklungen auf den Netzausbaubedarf gefordert. Dieser Vorschlag ist in seiner Ausgestaltung zu unspezifisch und lässt zahlreiche Möglichkeiten einer Untersuchung offen. Dem Vorschlag kann daher nicht gefolgt werden.

Rechtsmittelbelehrung

Gegen diesen Bescheid kann binnen einer Frist von einem Monat ab Zustellung Beschwerde erhoben werden. Die Beschwerde ist schriftlich bei der Bundesnetzagentur (Hausanschrift: Tulpenfeld 4, 53113 Bonn) einzureichen. Es genügt, wenn die Beschwerde innerhalb der Frist bei dem Oberlandesgericht Düsseldorf (Hausanschrift: Cecilienallee 3, 40474 Düsseldorf) eingeht.

Die Beschwerde ist zu begründen. Die Frist für die Beschwerdebegründung beträgt einen Monat. Sie beginnt mit der Einlegung der Beschwerde und kann auf Antrag von dem oder der Vorsitzenden des Beschwerdegerichts verlängert werden. Die Beschwerdebegründung muss die Erklärung, inwieweit der Bescheid angefochten und seine Abänderung oder Aufhebung beantragt wird, und die Angabe der Tatsachen und Beweismittel, auf die sich die Beschwerde stützt, enthalten. Die Beschwerdeschrift und Beschwerdebegründung müssen durch einen Rechtsanwalt unterzeichnet sein.

Die Beschwerde hat keine aufschiebende Wirkung (§ 76 Abs. 1 EnWG).

(Jochen Homann)

Präsident der Bundesnetzagentur

Bonn, den 30. August 2013

Abkürzungsverzeichnis

AtG	Atomgesetz
AWZ	Ausschließliche Wirtschaftszone
BAFA	Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle
BMU	Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit
BMWi	Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie
BSH	Bundesamt für Seeschifffahrt und Hydrographie
BT-Drs.	Bundestagsdrucksache
DEWI	Deutsches Windenergie-Institut GmbH
DLR	Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt e. V.
EE	Erneuerbare Energien
EEG	Erneuerbare-Energien-Gesetz
ENTSO-E	European Network of Transmission System Operators for Electricity
EnWG	Energiewirtschaftsgesetz
ewi	Energiewirtschaftliches Institut an der Universität zu Köln
GasNZV	Gasnetzzugangsverordnung
GW	Gigawatt
gws	Gesellschaft für Wirtschaftliche Strukturforschung mbH
HGÜ	Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung
IfnE	Ingenieurbüro für neue Energien
IWES	Fraunhofer Institut für Windenergie und Energiesystemtechnik
KraftNAV	Kraftwerks-Netzanschlussverordnung
kV	Kilovolt

KWK	Kraft-Wärme-Kopplung
KWKG	Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz
MW	Megawatt
NEP	Netzentwicklungsplan
NREAP	National Renewable Energy Action Plan
PV	Photovoltaik
SO&AF	Scenario Outlook & Adequacy Forecast
TYNDP	Ten Year Network Development Plan
UBA	Umweltbundesamt
ÜNB	Übertragungsnetzbetreiber
UVPG	Gesetz über die Umweltverträglichkeitsprüfung
VDE	Verband der Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik e.V.
VwVfG	Verwaltungsverfahrensgesetz

Quellenverzeichnis

Agora (2013), Kostenoptimaler Ausbau der Erneuerbaren Energien in Deutschland, Studie der Consentec GmbH in Zusammenarbeit mit dem Fraunhofer IWES. Zugriff am 13.08.2013 über

<http://www.agora-energiewende.de/themen/optimierung/detailansicht/article/grosser-handlungsspielraum-bei-ausbau-der-erneuerbaren-energien-1/>

50Hertz Transmission GmbH/Amprion GmbH/TenneT TSO GmbH/TransnetBW GmbH (2013), Netzentwicklungsplan Strom 2013, 2. überarbeiteter Entwurf der Übertragungsnetzbetreiber. Zugriff am 13.08.2013 über

<http://www.netzentwicklungsplan.de/>

BSH (2013), Hamburg. Zugriff am 29.08.2013 über

<http://www.bsh.de/de/Meeresnutzung/Wirtschaft/Windparks/index.jsp>

BDEW (2013), Zugriff am 13.08.2013 über

http://www.bdew.de/internet.nsf/id/DE_Energiedaten

Bundesregierung (2011), Der Weg zur Energie der Zukunft - sicher, bezahlbar und umweltfreundlich. Berlin. Zugriff am 13.08.2013 über

<http://www.nfe.de/fileadmin/downloads/NFE/Energiekonzept-eckpunkte.pdf>

Bundesregierung (2010), Energiekonzept für eine umweltschonende, zuverlässige und bezahlbare Energieversorgung, Berlin. Zugriff am 13.08.2013 über

<http://www.bmwi.de/DE/Mediathek/publikationen.did=360808.html>

Bundesnetzagentur (2012), Genehmigung des Szenariorahmens zum NEP/O-NEP 2013. Zugriff am 13.08.2013 über

http://www.netzausbau.de/cln_1911/DE/Bedarfsermittlung/Szenariorahmen/Szenariorahmen%20zum%20NEP%202013/szenarien_nep_2013_node.html

Bundesnetzagentur (2013), Kraftwerksdaten erneuerbare Energien. Zugriff am 13.08.2013 über

http://www.bundesnetzagentur.de/cln_1911/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Unternehmen_Institutionen/Versorgungssicherheit/Erzeugungskapazitaeten/Kraftwerksliste/kraftwerksliste-node.html

BMU (2012), Langfristszenarien und Strategien für den Ausbau der erneuerbaren Energien in Deutschland bei Berücksichtigung der Entwicklung in Europa und global, Schlussbericht, Berlin. Zugriff am 13.08.2013 über

<http://www.bmu.de/service/publikationen/downloads/details/artikel/studie-langfristszenarien-und-strategien-fuer-den-ausbau-der-erneuerbaren-energien-in-deutschland-bei-beruecksichtigung-der-entwicklung-in-europa-und/>

DEWI (2013), Windenergie in Deutschland - Aufstellungszahlen für das Jahr 2012. Wilhelms-haven. Zugriff am 13.08.2013 über

http://www.dewi.de/dewi/index.php?id=74&L=1&tx_ttnews%5Btt_news%5D=127&cHash=66e5397980796904cc73d4f83d557d9b

Fraunhofer IWES (2013), Windenergie Report Deutschland 2012. Kassel. Zugriff am 13.08.2013 über

<http://www.iwes.fraunhofer.de/de/Presse-Medien/Pressemitteilungen/2013/fraunhofer-iwes-veroeffentlicht-windenergiereport-2012.html>

ENTSO-E (2013), SO&AF, Scenario Outlook and Adequacy Forecast 2013-2030. Brüssel. Zugriff am 13.08.2013 über

https://www.entsoe.eu/news-events/announcements/newssingleview/article/entso-e-publishes-the-scenario-outlook-and-adequacy-forecast-2013-2030/?tx_ttnews%25255BbackPid%25255D=28&cHash=61ed5d456a503885a05caaad053e1ab6

Offshore Management Resources (2013), Projektbericht, Umsetzungsstatus von Offshore Wind Park (OWP) Projekten in der deutschen Nordsee.

MiFRi Trend (2012), R2B Energy Consulting GmbH (2012), Jahresprognose 2013 und Mittel-
fristprognose bis 2017 zur deutschlandweiten Stromerzeugung aus EEG geförderten Kraftwer-
ken. Zugriff am 13.08.2013 über

www.eeg-kwk.net/de/file/r2b_EEG_Mifri_Prognose_10112012.pdf

Prognos (2012), Letztverbrauch 2013 - Planungsprämissen für die Berechnung der EEG-Umlage. Basel. Zugriff am 13.08.2013 über

http://www.eeg-kwk.net/de/file/Letzterverbrauch_2013_121009_UeNB_Veroeffentlichung.pdf

Prognos/EWI/GWS (2011), Energieszenarien 2011. Projekt Nr. 12/10. Basel/Köln/Osnabrück. Zugriff am 13.08.2013 über

<http://www.ewi.uni-koeln.de/nc/institut/presse/pressemitteilung/archive/2011/08/article/energieszzenarien-2011-schneller-ausstieg-aus-kernenergie-machbar/>

Prognos/EWI/GWS (2010), Energieszenarien für ein Energiekonzept der Bundesregierung. Projekt Nr. 12/10. Basel/Köln/Osnabrück. Zugriff am 13.08.2013 über

<http://www.bmu.de/bmu/parlamentarische-vorgaenge/detailansicht/artikel/energieszzenarien-fuer-ein-energiekonzept-der-bundesregierung/>

Übertragungsnetzbetreiber (2013), Einflussgrößen auf die Netzentwicklung. Sensitivitätenbericht 2013 der vier deutschen Übertragungsnetzbetreiber aufgrund des Genehmigungsdokuments der Bundesnetzagentur, S.14. Zugriff am 13.08.2013 über

<http://www.netzentwicklungsplan.de/content/%C3%BCbertragungsnetzbetreiber-%C3%BCbergeben-sensitivit%C3%A4tenbericht-2013>

VDE (2012), Energiespeicher für die Energiewende. Frankfurt.