

**Genehmigung des Szenariorahmens
für die Netzentwicklungspläne Strom
2017-2030**

30. Juni 2016

**Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas,
Telekommunikation, Post und Eisenbahnen**

Tulpenfeld 4
53113 Bonn

www.bundesnetzagentur.de
info@bnetza.de

Genehmigung

Az.: 8573-1-1/16-06-30/Szenariorahmen 2017-2030

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 Straße 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 30.06.2016

den Szenariorahmen wie folgt genehmigt:

I.

1. Dem Netzentwicklungsplan 2017-2030 und dem Offshore-Netzentwicklungsplan 2017-2030 sind folgende Szenarien der energiewirtschaftlichen Entwicklung zu Grunde zu legen:

Installierte Leistung [GW]					
Energieträger	Referenz 2015	Szenario A 2030	Szenario B 2030	Szenario B 2035	Szenario C 2030
Kernenergie	10,8	0,0	0,0	0,0	0,0
Braunkohle	21,1	11,5	9,5	9,3	9,3
Steinkohle	28,6	21,7	14,8	10,8	10,8
Erdgas	30,3	30,5	37,8	41,5	37,8
Öl	4,2	1,2	1,2	0,9	0,9
Pumpspeicher	9,4	11,9	11,9	13,0	11,9
sonstige konv. Erzeugung	2,3	1,8	1,8	1,8	1,8
Kapazitätsreserve	0,0	2,0	2,0	2,0	2,0
Summe konv. Erzeugung	106,9¹⁾	80,6	79,0	79,3	74,5
Wind Onshore	41,2	54,2	58,5	61,6	62,1
Wind Offshore	3,4	14,3	15,0	19,0	15,0
Photovoltaik	39,3	58,7	66,3	75,3	76,8
Biomasse	7,0	5,5	6,2	6,0	7,0
Wasserkraft	5,6	4,8	5,6	5,6	6,2
sonstige reg. Erzeugung	1,3	1,3	1,3	1,3	1,3
Summe reg. Erzeugung	97,8	138,8	152,9	168,8	168,4
Summe Erzeugung	204,7	219,4	231,9	248,1	242,9
Nettostromverbrauch [TWh]					
Nettostromverbrauch ²⁾	532	517	547	547	577
Treiber Sektorenkopplung [Anzahl in Mio.]					
Wärmepumpen	0,6	1,1	2,6	2,9	4,1
Elektroautos	0,0	1,0	3,0	4,5	6,0
Jahreshöchstlast [GW]					
Jahreshöchstlast ³⁾	83,7	84,0	84,0	84,0	84,0
Flexibilitätsoptionen und Speicher [GW]					
Power-to-Gas	---	1,0	1,5	2,0	2,0
PV-Batteriespeicher	---	3,0	4,5	5,0	6,0
DSM (Industrie und GHD)	---	2,0	4,0	5,0	6,0
Marktmodellierung					
Vorgaben zur Marktmodellierung	---	---	Maximale CO ₂ - Emmissionen von 165 Mio. t	Maximale CO ₂ - Emmissionen von 137 Mio. t	Maximale CO ₂ - Emmissionen von 165 Mio. t

1) Bei der Aufsummierung der Einzelwerte ergeben sich Rundungsabweichungen.

2) Inklusive der Summe der Netzverluste in TWh im Verteilnetz.

3) Inklusive der Summe der Verlustleistung in GW im Verteilnetz.

2. Die Übertragungsnetzbetreiber sind verpflichtet, auf Grundlage der unter Ziffer 1 genehmigten installierten Erzeugungsleistung für die Szenarien B 2030 und C 2030 zur Ermittlung des Transportbedarfs der Marktsimulation eine Nebenbedingung vorzugeben, so dass der deutsche Kraftwerkspark im Jahr 2030 maximal 165 Millionen Tonnen CO₂ emittiert. Für das Szenario B 2035 ist zur Ermittlung des Transportbedarfs der Marktsimulation eine Nebenbedingung vorzugeben, so dass der deutsche Kraftwerkspark im Jahr 2035 maximal 137 Millionen Tonnen CO₂ emittiert.

3. Um den Netzentwicklungsbedarf zu reduzieren, sind die Übertragungsnetzbetreiber in allen Szenarien verpflichtet, auf Grundlage der unter Ziffer 1 genehmigten installierten Erzeugungsleistung für die Ermittlung des Transportbedarfs eine reduzierte Einspeisung aller Onshore Windenergie- und Photovoltaikanlagen (Bestands- und Neuanlagen) zu Grunde zu legen. Die Reduzierung der Einspeisung („Spitzenkappung“) darf je Anlage 3 % der ohne Reduzierung erzeugten Jahresenergiemenge nicht übersteigen. Für die an unterlagerten Verteilnetzen angeschlossenen Anlagen soll eine aus Sicht der unterlagerten Verteilnetze kostenoptimale Reduzierung der Einspeisung erfolgen. Für die am Übertragungsnetz angeschlossenen Anlagen ist ebenfalls eine Reduzierung von jeweils bis zu 3 % der eingespeisten Jahresenergiemenge anzuwenden.

4. Die Übertragungsnetzbetreiber sind in allen Szenarien 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. Dabei ist zu prüfen, ob das Ziel des Gesetzes für die Erhaltung, die Modernisierung und den Ausbau der Kraft-Wärme-Kopplung (KWKG) eingehalten wurde, die Nettostromerzeugung aus Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen auf 120 Terrawattstunden bis zum Jahr 2030 und 2035 zu erhöhen. Die Ergebnisse und deren Herleitung sind im Netzentwicklungsplan 2017-2030 zu veröffentlichen.

5. Die Übertragungsnetzbetreiber sind in allen Szenarien verpflichtet, auf Grundlage der unter Ziffer 1 genehmigten installierten Erzeugungsleistung die wahrscheinlich erzeugte Strommenge zu ermitteln und zu untersuchen, ob das Ziel des Gesetzgebers nach § 1 Abs. 2 EEG 2014 bzw. § 1 Abs. 2 EEG-Entwurf 2016 hinsichtlich der Erhöhung des Anteils der Erneuerbaren Energien am Bruttostromverbrauch bis 2030 auf 47,5-52,5 % (lineare Interpolation der gesetzlichen Zielwerte von 2025 und 2035) und bis 2035 auf 55-60 % erfüllt wird. Die Ergebnisse und deren Herleitung sind im Netzentwicklungsplan 2017-2030 zu veröffentlichen.

6. Die Übertragungsnetzbetreiber sind in allen Szenarien 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 2017-2030 zu veröffentlichen.

7. Es wird festgestellt, dass die von den Übertragungsnetzbetreibern angekündigte Methode der Regionalisierung der Prognose des Zubaus der Erneuerbaren Energien grundsätzlich eine angemessene Herangehensweise für die durch die Übertragungsnetzbetreiber durchzuführende Marktmodellierung zur Ermittlung des Transportbedarfs darstellt.

8. Es wird festgestellt, dass die von den Übertragungsnetzbetreibern angekündigte Methode der Regionalisierung der Prognose des nationalen Strombedarfs grundsätzlich eine angemessene Herangehensweise für die durch die Übertragungsnetzbetreiber durchzuführende Marktmodellierung zur Ermittlung des Transportbedarfs darstellt.

II.

Die Entscheidung über die Gebühren bleibt einem gesonderten Bescheid vorbehalten.

Inhaltsverzeichnis

Genehmigung.....	I
Inhaltsverzeichnis.....	V
I SACHVERHALT	1
A Vorlage des Szenariorahmens	2
B Öffentlichkeitsbeteiligung	3
1. Konsultationsteilnehmer	3
2. Zusammenfassung der Stellungnahmen	8
2.1 Anmerkungen zu den Szenarien.....	8
2.1.1 Methodik des Szenariorahmens	8
2.1.2 Szenario A 2030	13
2.1.3 Szenario B 2030	13
2.1.4 Szenario C 2030	14
2.1.5 Szenario B 2035	15
2.2 Konventionelle Erzeugung.....	16
2.2.1 Allgemeines.....	16
2.2.2 Braunkohle.....	18
2.2.3 Steinkohle.....	21
2.2.4 Gas.....	21
2.2.5 Pumpspeicherkraftwerke	22
2.2.6 Andere konventionelle Kraftwerke.....	23
2.3 KWK.....	23
2.4 Regenerative Erzeugung	25
2.4.1 Allgemeines.....	25
2.4.2 Wind Onshore	26
2.4.3 Wind Offshore.....	27
2.4.4 Photovoltaik.....	28
2.4.5 Biomasse.....	29
2.4.6 Wasser	29
2.4.7 Andere Erneuerbare Energien	29
2.5 Klimaschutz/Energiepolitische Ziele der Bundesregierung/CO ₂ Reduktion.....	29
2.6 Verbrauch und Jahreshöchstlast	32
2.6.1 Regionalisierung des Verbrauchs	32
2.6.2 Höhe des Verbrauchs und der Jahreshöchstlast	33
2.7 Regionalisierung der Erneuerbaren Energien.....	36
2.7.1 Regionale Zuordnung von Wind Offshore in Nord- und Ostsee	36
2.7.2 Regionale Zuordnung der übrigen Erneuerbaren Energien.....	38
2.8 Spitzenkappung.....	42
2.9 Flexibilitätsoptionen	42
2.9.1 Speicher (ohne Pumpspeicherkraftwerke).....	42
2.9.2 E-Mobilität	44
2.9.3 Power-to-Heat.....	45
2.9.4 Power-to-Gas	46
2.9.5 Demand Side Management.....	48
2.10 Marktdesign/Marktmodell.....	49
2.10.1 Brennstoff- und CO ₂ -Preise.....	49
2.10.2 Sonstiges.....	49
2.11 Verteilernetze	51
2.12 Europäischer Rahmen	51

2.12.1	Zuordnung zu den europäischen Szenarien.....	51
2.12.2	Net Transfer Capacity (NTC).....	52
2.12.3	Sonstiges.....	54
2.13	Importabhängigkeit von ausländischen Erzeugungsanlagen.....	55
2.14	Sensitivitäten.....	58
2.15	Konsultationsprozess (Verfahrensturnus, Transparenz, Akzeptanz).....	60
2.16	Themen des Netzentwicklungsplans.....	62
2.17	Sonstiges.....	64
C	Anhörung der Übertragungsnetzbetreiber.....	66
II	ENTSCHEIDUNGSGRÜNDE.....	69
A	Formelle Voraussetzungen der Genehmigung.....	69
B	Materielle Voraussetzungen der Genehmigung.....	69
1.	Gemeinsamer Szenariorahmen.....	69
2.	Entwicklungspfade (Szenarien).....	69
3.	Bandbreite wahrscheinlicher Entwicklungen.....	73
3.1	Grundcharakteristik.....	73
3.2	Methodik zur Einhaltung der CO ₂ -Reduktion.....	74
3.3	Methodik zur Spitzenkappung.....	76
3.4	Methodik zur Bestimmung der installierten Erzeugungsleistung.....	80
3.4.1	Regenerative Erzeugung.....	80
3.4.2	Konventionelle Erzeugung.....	82
3.4.2.1	Betriebsdauer der Kraftwerke im Allgemeinen.....	83
3.4.2.2	Betriebsdauer von Braunkohlekraftwerken.....	84
3.4.2.3	Betriebsdauer von Gaskraftwerken.....	85
3.4.2.4	Kraftwerke in Planung.....	85
3.4.2.5	Stilllegung von Kraftwerken.....	85
3.4.2.6	Reservekapazitäten.....	86
3.4.3	Flexibilitätsoptionen und Speicher.....	88
3.4.4	Kraft-Wärme-Kopplung.....	93
3.4.5	Verbrauchsnahe Erzeugung.....	97
4.	Versorgung, Stromverbrauch, Erzeugung.....	101
4.1	Nettostromverbrauch.....	101
4.2	Jahreshöchstlast.....	106
4.2.1	Referenzwerte für das Jahr 2015.....	106
4.2.2	Prognosewerte für das Jahr 2030/2035.....	107
4.3	Erzeugung.....	112
4.3.1	Referenzwerte für das Jahr 2015.....	112
4.3.1.1	Regenerative Erzeugung.....	112
4.3.1.2	Konventionelle Erzeugung.....	114
4.3.2	Must-Run Bedingungen und Flexibilisierungen der konventionellen Kraftwerke.....	117
4.3.3	Produktionskosten.....	119
4.3.4	Szenario A 2030.....	121
4.3.4.1	Annahmen zur regenerativen Erzeugung.....	121
4.3.4.2	Annahmen zur konventionellen Erzeugung.....	123
4.3.5	Szenario B 2030.....	127
4.3.5.1	Annahmen zur regenerativen Erzeugung.....	127
4.3.5.2	Annahmen zur konventionellen Erzeugung.....	129
4.3.6	Szenario B 2035.....	133
4.3.6.1	Annahmen zur regenerativen Erzeugung.....	133
4.3.6.2	Annahmen zur konventionellen Erzeugung.....	135
4.3.7	Szenario C 2030.....	139

4.3.7.1	Annahmen zur regenerativen Erzeugung.....	139
4.3.7.2	Annahmen zur konventionellen Erzeugung.....	141
5.	Mittel- und langfristige energiepolitische Ziele der Bundesregierung.....	145
5.1	Einhaltung der CO ₂ -Ziele.....	145
5.2	Einhaltung der EE-Anteile am Bruttostromverbrauch.....	146
5.3	Einhaltung der weiteren Ziele.....	149
6.	Europäischer Rahmen.....	151
C	Regionalisierung	155
1.	Regionale Zuordnung von Wind Offshore in Nord- und Ostsee.....	155
2.	Regionale Zuordnung der übrigen regenerativen Erzeugungsleistungen.....	159
2.1	Methodik für die Regionalisierung Wind Onshore.....	159
2.2	Abfrage der Verteilnetzbetreiber für die Regionalisierung Wind Onshore.....	161
2.3	Abfrage der Landesplanungsbehörden für die Regionalisierung Wind Onshore.....	161
2.4	Transparentere Darstellung der Methodik für die Regionalisierung Wind Onshore.....	161
2.5	Keine Berücksichtigung der Netzausbauregionen für die Regionalisierung Wind Onshore....	162
2.6	Berücksichtigung der 10 H Regelung für die Regionalisierung Wind Onshore.....	163
2.7	Berücksichtigung der Drehfunkfeuer für die Regionalisierung Wind Onshore.....	164
3.	Regionale Zuordnung des Stromverbrauchs.....	166
3.1	Bisheriges Vorgehen im Szenariorahmen.....	166
3.2	Erörterung der Konsultationsergebnisse zur Regionalisierung des Stromverbrauchs.....	166
3.3	Darstellung der Regionalisierung des Stromverbrauchs.....	167
3.4	Regionalisierung der neuen Stromanwendungen.....	168
D	Abfragen der Bundesnetzagentur	170
1.	Abfrage der Verteilnetzbetreiber.....	170
2.	Abfrage der obersten Landesplanungsbehörden (Raumordnungsabfrage).....	172
E	Begründung der Nebenbestimmungen	179
1.	Kraft-Wärme-Kopplung.....	179
2.	EE-Anteil am Bruttostromverbrauch.....	179
3.	Treibhausgasemission und Primärenergieverbrauch.....	179
F	Hinweise zu den Gebühren	181
G	Hinweise zu den Fristen	181
ANLAGEN		183
VERZEICHNISSE		207
Abbildungsverzeichnis.....		208
Tabellenverzeichnis.....		209
Anlagenverzeichnis.....		211
Impressum.....		213

I Sachverhalt

Das vorliegende Verwaltungsverfahren betrifft die Genehmigung des Szenariorahmens 2017-2030 für den Netzentwicklungsplan 2017-2030 und für den Offshore-Netzentwicklungsplan 2017-2030. Der Szenariorahmen ist die Grundlage für die Erarbeitung des Netzentwicklungsplans nach § 12b EnWG und des Offshore-Netzentwicklungsplans nach § 17b EnWG. Nach § 12a Abs. 3 S.1 EnWG genehmigt die Bundesnetzagentur den von den Übertragungsnetzbetreibern vorgelegten Szenariorahmen unter Berücksichtigung der Ergebnisse der Öffentlichkeitsbeteiligung.

Die Bundesnetzagentur hat bewusst die Entscheidung der Bundesregierung über den weiteren Umgang mit der Novellierung des EEG 2016 abgewartet und die Genehmigung des Szenariorahmens erst vor dem Hintergrund des Kabinettsbeschlusses der Bundesregierung vom 08.06.2016 finalisiert. Die Bundesnetzagentur hat den Szenariorahmen 2017-2030 am 30.06.2016 genehmigt und den Übertragungsnetzbetreibern zugestellt. Die Übertragungsnetzbetreiber sollen gemäß § 12b Abs. 3 S. 3 EnWG spätestens am 10.12.2016 auf der Grundlage des Szenariorahmens gemeinsam einen nationalen Netzentwicklungsplan 2017-2030 und Offshore-Netzentwicklungsplan 2017-2030 zur Konsultation vorlegen (sog. 1. Entwürfe). Die Übertragungsnetzbetreiber müssen gemäß § 12b Abs. 5 EnWG spätestens am 02.05.2017 auf der Grundlage des Szenariorahmens gemeinsam einen konsultierten und überarbeiteten nationalen Netzentwicklungsplan 2017-2030 und Offshore-Netzentwicklungsplan 2017-2030 zur Bestätigung vorlegen (sog. 2. Entwürfe).

A Vorlage des Szenariorahmens

Die Übertragungsnetzbetreiber legten der Bundesnetzagentur gemäß der gesetzlichen Neuregelung des § 12a Abs. 2 S. 1 EnWG am 10.01.2016 den Entwurf des Szenariorahmens vor. Die Bundesnetzagentur erstellte ein Begleitdokument zur Konsultation des Szenariorahmens 2017-2030 und machte dieses und den Entwurf des Szenariorahmens am 18.01.2016 auf ihrer Internetseite (www.netzausbau.de) bekannt. In dem Begleitdokument bat die Bundesnetzagentur neben einer allgemeinen Einführung der neuen Gesetzeslage und der Neukonzeption der Szenarien durch die Übertragungsnetzbetreiber zu dem Thema „Konkrete Fragestellungen zu den einzelnen Einflussgrößen“ (konventionelle und regenerative Erzeugung, Stromverbrauch, Flexibilisierung und Speicher, Klimaschutzziele, europäischer Kraftwerkspark und europäischer Handel, Sensitivitäten) um Kommentare und Meinungsäußerungen. Die Erfahrungen aus dem letzten Konsultationsprozess hatten gezeigt, dass solche konkreten Fragestellungen der Konsultation eine Struktur gegeben haben und sich auch positiv auf die Teilnahmebereitschaft auswirkten. Dabei wurden die Fragen in dem Begleitdokument in der Regel ergebnisoffen aufgeworfen und nur in Ausnahmefällen wurde eine vorläufige Position der Bundesnetzagentur angedeutet. Die Bundesnetzagentur gab der Öffentlichkeit, einschließlich tatsächlicher und potenzieller Netznutzer, den nachgelagerten Netzbetreibern sowie den Trägern öffentlicher Belange bis zum 22.02.2016 Gelegenheit zur Äußerung.

Während des Konsultationsprozesses richtete die Bundesnetzagentur zwei öffentliche „Workshops“ am 02.02.2016 in Würzburg und am 11.02.2016 in Berlin aus, in dessen Rahmen die maßgeblichen Aspekte für die abzugebenden Stellungnahmen diskutiert wurden.

Die Bundesnetzagentur hat die Ausführungen der Übertragungsnetzbetreiber im Entwurf zum Szenariorahmen 2017-2030 zur Bewertung der Versorgungssicherheit zur Kenntnis genommen. Da der Netzentwicklungsplan 2017-2030 nicht das Instrument ist, über einen von wem auch immer für notwendig erachteten Bedarf an neuen, zusätzlichen Kraftwerkskapazitäten zu entscheiden, äußert sich die Bundesnetzagentur im Rahmen der Genehmigung des Szenariorahmens 2017-2030 nicht zu dieser Thematik. Die Bundesnetzagentur verweist in diesem Zusammenhang auf das Monitoring der Versorgungssicherheit, welches das Bundesministerium für Wirtschaft und Energie nach § 51 EnWG alle zwei Jahre durchführt.

B Öffentlichkeitsbeteiligung

1. Konsultationsteilnehmer

Im Rahmen der Konsultation zum Szenariorahmen 2017-2030 gaben nachfolgende Konsultationsteilnehmer, die nicht Privatpersonen waren, ihre Stellungnahmen ab:

Agora Energiewende

Arbeitsgemeinschaft Offshore-Windenergie e. V.

Bayrischer Bauernverband Bergrheinfeld

Bayerisches Staatsministerium für Wirtschaft und Medien, Energie und Technologie

Behörde für Stadtentwicklung und Umwelt, Hamburg

Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e. V.

BI Auf dem Berge

BI Betzenstein / Plech

BI für HGÜ Erdkabel

BI Speichersdorf sagt „NEIN“... zur Monstertrasse

Bündnis 90 / Die Grünen im Bayerischen Landtag

Bürgerinitiative „A7 Stromtrasse NEIN e. V.“

Bürgerinitiative Bayreuth Süd-Ost sagt Nein zur Monstertrasse

Bürgerinitiative | Der Gegenstrom Elfershausen e. V.

Bürgerinitiative Leinburg gegen Gleichstromtrassen - für eine dezentrale Energiewende

Bürgerinitiative Lenting, NEIN - zur Stromtrasse, JA - zur Energiewende

Bürgerinitiative „Ortsteile Schondra Gegen SuedLink“ e. V.

Bürgerinitiative Schauenburg gegen SuedLink

Bürgerinitiativen gegen SuedLink, Landesverband Hessen

Bund für Umwelt und Naturschutz Deutschland

Bundesamt für Naturschutz

Bundesverband Bürgerinitiativen gegen SuedLink

Bundesverband Erneuerbare Energie e. V.

Bundesverband der Deutschen Industrie e. V.

Bundesverband Windenergie e. V.

Creos Luxembourg S.A.

Deutsche Umwelthilfe

Deutscher Braunkohlen-Industrie-Verein e. V. Berlin - Köln

EnBW AG

E.ON SE

Energie-Control Austria für die Regulierung der Elektrizitäts- und Erdgaswirtschaft

Erneuerbare Energien Hamburg Clusteragentur GmbH

Flurbereinigungsgenossenschaft Bergheinfeld

Forschungsstelle für Energienetze und Energiespeicher / Ostbayerische Technische Hochschule Regensburg

Gemeinde Bergheinfeld

Gemeinde Eichenzell

Gemeinde Großhabersdorf

Gemeinde Haag

Gemeinde Künzell

Gemeinde Motten

Gemeinde Neuendettelsau

Gemeinde Petersberg

Gemeinde Prebitz

Gemeinde Speichersdorf

Gemeinde Wasserlosen

Hessisches Ministerium für Wirtschaft, Energie, Verkehr und Landesentwicklung

Institut Luxembourgeois de Régulation

Jagdgenossenschaft Bergrheinfeld

KIEBITZGRUNDaktiv | Bürgerinitiative gegen SuedLink

Landesverband Erneuerbare Energien NRW e. V.

Landesverband Bayern des Bundes für Umwelt- und Naturschutz

Landkreis Cloppenburg

Landkreis Bad Kissingen

Landkreis Schweinfurt

Landkreis Wunsiedel i. Fichtelgebirge

Landratsamt Bayreuth

Main-Donau Netzgesellschaft mbH

Markt Roßtal

Markt Schnabelwaid

Markt Thalmässing

MdB Ralph Lenkert

Ministerium für Wirtschaft und Energie des Landes Brandenburg

Ministerium für Wissenschaft des Landes Sachsen-Anhalt

Mitteldeutsche Netzgesellschaft Strom mbH

Naturschutzbund Deutschland e. V.

NEXT ENERGY, EWE-Forschungszentrum für Energietechnologie e. V.

Niedersächsisches Ministerium für Umwelt, Energie und Klimaschutz

Offshore Forum Windenergie

Offshore-Wind-Industrie-Allianz

Öko-Institut e. V.

Organisationsteam Bürgerinitiative Pegnitz unter Strom e. V. für eine Heimat ohne Monstertrasse

Regionale Planungsgemeinschaft Mittelthüringen

RhönLink e. V.

RWE AG

Sächsisches Staatsministerium für Wirtschaft, Arbeit und Verkehr

Schleswig-Holstein / Ministerium für Energiewende, Landwirtschaft, Umwelt und ländliche Räume

Solar-Bürger-Genossenschaft eG

Stadt Betzenstein

Stadt Creußen

Stadt Heilbronn

Stadt Pegnitz

Stadt Windsbach

Stiftung OFFSHORE-WINDENERGIE

STRABAG OW EVS GmbH

Stromnetz Hamburg GmbH

Thüringer Ministerium für Umwelt, Energie und Naturschutz

thyssenkrupp AG

Trianel GmbH

Unser Revier - Unsere Zukunft - An Ruhr und Erft e. V.

Vattenfall Europe Generation AG

VDMA Power Systems

WEPROG GmbH

Wind Energy Network e. V.

Windenergie-Agentur WAB e. V.

Wirtschaftsförderungsgesellschaft Nordfriesland mbh/EE.SH

Wirtschaftsverband Windkraftwerke e. V.

Wirtschaftsvereinigung Stahl

WWF Deutschland

Yunicos AG

Darüber hinaus gingen 947 Einwendungen von Privatpersonen zum Entwurf des Szenariorahmens ein.

Dabei wurden die (eingescannten) Stellungnahmen erstmalig unverzüglich nach deren Auswertung gemäß dem im Begleitdokument zur Konsultation angekündigten Grundsatz auf der Internetseite www.netzausbau.de veröffentlicht: Stellungnahmen von Behörden, wenn einer Veröffentlichung nicht ausdrücklich widersprochen wurde; die übrigen Stellungnahmen, wenn einer vollständigen Veröffentlichung ausdrücklich zugestimmt wurde.

2. Zusammenfassung der Stellungnahmen

Die Bundesnetzagentur ist auch dieses Jahr mit konkreten Fragen an die Konsultationsteilnehmer herantreten, die aus Sicht der Bundesnetzagentur maßgebliche Bedeutung für die Genehmigung des von den Übertragungsnetzbetreibern vorgelegten Entwurfs des Szenariorahmens 2017-2030 und die darauf aufbauenden weiteren Prozessschritte der Netzentwicklungs- und Bundesbedarfsplanung hatten.

Nachfolgend werden sowohl die Stellungnahmen, die sich ausschließlich mit den Fragen und Themen des Begleitdokuments beschäftigen, als auch darüber hinausgehende Konsultationsbeiträge zusammenfassend dargestellt.

Dabei werden nur die Stellungnahmen wiedergegeben, die sich ausreichend konkret auf den Verfahrensgegenstand des Szenariorahmens beziehen.

Die Schlüsselbegriffe der einzelnen Stellungnahmen sind für eine bessere Übersichtlichkeit und Lesbarkeit fett gekennzeichnet.

2.1 Anmerkungen zu den Szenarien

2.1.1 Methodik des Szenariorahmens

Einige Konsultationsteilnehmer begrüßen ausdrücklich, dass die Bundesnetzagentur zum Entwurf der Übertragungsnetzbetreiber ein gesondertes **Begleitdokument zur Konsultation des Szenariorahmens 2017-2030** veröffentlicht hat. Dies erleichtere den Überblick über die wesentlichen Grundaussagen des Szenariorahmens und ermögliche so einen besseren Zugang zur Thematik. Allerdings werde die Möglichkeit zur Stellungnahme dadurch erschwert, dass die Bundesnetzagentur die Konsultation und den Entwurf der Übertragungsnetzbetreiber lediglich auf ihrer **Internetseite** zur Verfügung stellt, ohne in **regionalen oder überregionalen Tageszeitungen** Hinweise auf das laufende Anhörungsverfahren zu geben.

Sehr viele Konsultationsteilnehmer tragen vor, dass auch ein Szenario vorgestellt werden sollte, bei dem der Stromnetzausbau so gering wie möglich ausfällt. Nach wie vor sei keine Änderung der bisherigen Strategie ersichtlich. Die bisherige Erzeugungsstrategie setze weiter auf zentrale Erzeugung regenerativer Energien (v.a. die angenommene starke Zunahme der Offshore-Windkraft) und der dann im Netzentwicklungsplan resultierenden Notwendigkeit des Nord-Süd-Ausbaues von langen Stromtrassen. Eine Strategieänderung zur **dezentralen Erzeugung** (z. B. zellulärer Ansatz des VDE) und damit eine **Abnahme der Notwendigkeit von Trassenneubauten** sei nicht ersichtlich. Dies sei insbesondere unter dem Aspekt nicht nachvollziehbar, dass in Süddeutschland erhebliche Flächen für Windkraftanlagen und Photovoltaikanlagen geeignet sind. In diesem Zusammenhang müssten die Ergebnisse des Bayerischen Energiedialogs berücksichtigt werden: Die konsequente Förderung und Nutzung von dezentraler Sonnen- und Windenergie, Biogasanlagen und Blockheizkraftwerken unter Zuschaltung von schnell regulierbaren Gaskraftwerken (mit dem Gaskraftwerk Irsching stehe in Bayern eines der weltweit modernsten Gaskraftwerke), Speicherung von Stromüberschüssen und die vollständige Ausschöpfung der Energieeffizienzpotenziale.

Dieser Ansicht widersprechen einige Konsultationsteilnehmer. Für sie besteht der Eindruck, der Szenariorahmen 2017-2030 sei bewusst auf einen **zu geringen Ausbau des Stromnetzes** ausgelegt worden. Dies würde sich nicht nur auf die Anlagenabregelung, sondern auch auf eine unerwünschte Steigerung der Redispatchkosten auswirken.

Wenige Konsultationsteilnehmer bedauern, dass für den Szenariorahmen 2017-2030 nur noch vier Szenarien von den Übertragungsnetzbetreibern vorgestellt worden sind und nicht mehr sechs Szenarien wie bei dem Szenariorahmen 2025. Auch wenn **gesetzlich nur vier Szenarien vorgeschrieben** sind, wäre es sinnvoll gewesen, wie beim Szenariorahmen 2025 **zwei weitere Szenarien darzustellen**.

Demgegenüber begrüßen viele Konsultationsteilnehmer die **Rückkehr zur Szenarienausgestaltung von 3+1 und den neuen zweijährigen Turnus**. Hierdurch würde der Szenariorahmen überschaubarer und zugleich verständlicher. Auch die Anlage der Szenarien erscheint aus der Sicht einiger Konsultationsteilnehmer pragmatisch: Am unteren Ende ein konservativer Entwicklungspfad, darüber ein Szenario mit ambitionierterer Transformationsgeschwindigkeit und am oberen Rand ein Best-Case-Szenario. Mit dieser Ausrichtung unterschiedlicher Innovations- und Transformationsgrade werde ein konsistenter Szenariotrichter aufgespannt, der eine große Bandbreite möglicher Entwicklungen bei der Umsetzung der Energiewende abdecke. Flexiblere Planungshorizonte würden darüber hinaus einen direkten Abgleich mit der europäischen Netzplanung gewährleisten.

Nach der Meinung eines Konsultationsteilnehmers bedarf es in jedem Fall eines **ambitionierten Szenarios**, das die Entwicklungsperspektiven möglichst breit abbildet und einen erheblich ambitionierteren Ausbaupfad der Erneuerbaren Energien einrechnet. Auch wenn vor dem Hintergrund der Kosten und der Akzeptanz ein ausgewogener und nicht überdimensionierter Netzausbau notwendig sei, sollte der Netzbedarf nicht derart kleingerechnet werden, dass mit Verweis auf niedrig kalkulierte Netzkapazitäten eine Absenkung der Ausbaupfade und Ausbauvolumina für Erneuerbare Energien begründet werden könne. Die Notwendigkeit eines breit aufgestellten Szenarios ergebe sich bereits aus dem Umstand, dass der bisherige Ausbau der Erneuerbaren Energien regelmäßig über den Prognosen der Bundesregierung gelegen hat. Wie im Workshop in Würzburg bereits diskutiert, sollte ein solches Szenario mit ambitionierterem Erneuerbare Energien Ausbau nach einer parabelförmigen Funktion erstellt werden, da die ersten Erfolge im Erneuerbare Energien Ausbau schnell zu erzielen seien, die letzten Prozente dagegen nur mit sehr großem Aufwand.

Ein Konsultationsteilnehmer kritisiert den neuen zeitlichen **Betrachtungshorizont von 14 bzw. 19 Jahren** zur Vereinheitlichung der Zieljahre des Netzentwicklungsplans mit den Szenarien des „Ten Year Network Development Plan“. Diese Neuerung steigere zwar die Vergleichbarkeit zwischen nationalen und europäischen Netzausbauplänen, sie bringe aber vor allem Nachteile mit sich. Konnten die Inputparameter der vorangegangenen Szenariorahmen gut miteinander verglichen werden, erschwere der Sprung auf das Zieljahr 2030 die Vergleichbarkeit der Ausgestaltung der Kurzfristszenarien mit denen der vorangegangenen Netzentwicklungspläne. Die Prognosegüte sinke mit zunehmendem Zeithorizont. Ein Szenario, das zehn Jahre in die Zukunft blickt, sei weniger unsicher als ein Szenario mit einem Betrachtungshorizont von 14 Jahren. Die Fortschreibung von Szenario B auf das Jahr 2035 stelle kein Langfristszenario dar, das zu einer Nachhaltigkeitsprüfung der identifizierten Netzausbaumaßnahmen herangezogen werden könne. Die Kurz- und Langfristszenarien lägen einerseits zu nah aneinander, andererseits wäre ein Blick in das Jahr 2040 wesentlich spannender als der nach 2035.

Mehrere Konsultationsteilnehmer empfahlen, den **Betrachtungshorizont** für das langfristige Szenario **auf das Jahr 2050 auszuweiten**.

Ein Konsultationsteilnehmer begrüßt grundsätzlich, dass im neuen Szenariorahmen 2017-2030 erstmalig als **Randbedingung** aufgenommen werde, die **Klimaziele der Bundesregierung** einzuhalten. Mehrere

Konsultationsteilnehmer hingegen sind der Ansicht, dass die Ergebnisse der Klimakonferenz in Paris keine Berücksichtigung in den Szenariorahmen gefunden hätten.

Ein Konsultationsteilnehmer kritisiert, dass auch dieser Szenariorahmen durch einen **politischen Rahmen von heute** beschränkt wird. Die aktuellen Fortschritte bei der Energieeffizienz, in der Forschung bei Steuerungstechnologie, in der Speicherforschung, in der Gleichstromtechnologie und bei Verknüpfung der Höchst-, Mittel- und Niederspannungsnetze würden nicht oder nur unzureichend in Betracht gezogen.

Ein Konsultationsteilnehmer kritisiert die von den Übertragungsnetzbetreibern verwendeten **Wetterjahre**. Die Analyse des Szenariorahmens gehe von dem Jahr 2012 als einem durchschnittlichen Wetterjahr aus. Der Netzausbaubedarf müsse allerdings auch auf Einspeisesituation und Transportbedarfe bei (zum Teil mehrwöchigen) Extremwetterereignissen ausgelegt werden. Auf derartige Ereignisse müsse der Kraftwerkspark zukünftig ausgelegt werden, wenn ausreichend gesicherte Leistung über Reservekraftwerke (Kapazitätsreserve), über einen dezentralen Leistungsmarkt im Inland oder über ausreichende dem Inland zur Verfügung stehende Kapazität im Ausland bereitgestellt werden solle. Inwieweit diese Situation im aktuellen Szenariorahmen bzw. später im Netzentwicklungsplan 2017-2030 selbst berücksichtigt würde, sei nicht erkennbar.

Sehr viele Konsultationsteilnehmer begrüßen, dass der aktuelle Entwurf des Szenariorahmens für die Netzentwicklungspläne Strom 2017-2030 wesentlich ausführlicher ist als die Szenariorahmen der Vorgängerjahre. Dies betreffe insbesondere die Einbeziehung zusätzlicher Inputparameter und deren Variation. Somit sei die Nutzung von Szenarien sinnvoll, die in Hinblick auf einzelne Parameter nicht mehr identisch sind. Wichtig sei die Darstellung der Parameterentwicklung, damit wesentliche Abweichungen der Szenarien von der sich einstellenden realen Entwicklung frühzeitig erkannt und berücksichtigt werden könnten. Dies könnte dazu beitragen, die zentralen Stellgrößen zu identifizieren, die No-Regret Maßnahmen robust zu identifizieren und auf dieser Basis gegebenenfalls Prioritäten zu definieren. Die dadurch erhöhte Detailgenauigkeit möglicher zukünftigen Entwicklungen verbessere die Konsistenz der Szenarien und trage damit zu einer steigenden Akzeptanz des Netzausbaus bei.

Demgegenüber seien die neu eingeführten **Berechnungsmethoden** nach Dafürhalten einiger weniger Konsultationsteilnehmer **zu detailliert**. Da zu allen in den Berechnungen berücksichtigten Daten nur Abschätzungen vorliegen, könne nicht vorhergesehen werden, wie die tatsächliche Entwicklung sein werde. In dem Workshop in Würzburg sei von einem Gutachter der Übertragungsnetzbetreiber bestätigt worden, dass frühere Studien mit ähnlichem Detaillierungsgrad nicht auf ihre Treffsicherheit überprüft wurden. Demnach werde mit dieser detaillierten Berücksichtigung von Einzeldaten lediglich eine **Pseudogenauigkeit erzeugt**, die der tatsächlichen Entwicklung nur zufällig entspreche. Bei einer so langfristigen Prognose wie im Szenariorahmen 2017-2030 müsse eine **Beschränkung auf die drei bis vier größten Einflussfaktoren** erfolgen.

Die Netzentwicklungsplanung sollte nach Ansicht einiger Konsultationsteilnehmer insgesamt noch robuster werden. Dafür sollte auch Vorsorge für mehr „unerwartete“ Ereignisse getroffen werden. Gerade die Entwicklung in Deutschland in den vergangenen 10 Jahren (z. B. Finanzkrise, Atomlaufzeitverlängerung, kurzfristige Stilllegung Atomkraftleistung, Solarboom, faktische Aufkündigung des Bundesbedarfsplans durch die Bayerische Staatsregierung) zeigten, dass mit einer Reihe von unvorhersehbaren Ereignissen zu rechnen sei. Daher sollten die Szenariorahmen zumindest **auch unwahrscheinliche Entwicklungen berücksichtigen**. Diese müssten keineswegs umgehend in den bestätigten Netzentwicklungsplan einfließen, könnten sich aber

bei der Bewertung der Leistungsfähigkeit des Stromnetzes bezüglich möglicher Extremsituationen als nützlich erweisen.

Von einem Konsultationsteilnehmer wird vorgeschlagen, von den Übertragungsnetzbetreibern im Rahmen des Netzentwicklungsplans 2017-2030 **Aussagen** darüber zu verlangen, wie die Variation **einzelner Inputparameter den Netzausbaubedarf qualitativ beeinflussen** würde. Dies könne im Rahmen von Sensitivitätsberechnungen erfolgen. Zum einen zeige die zeitlich bedingte Nichtberücksichtigung der aktuellen KWK-Novelle und der anstehenden Novellierung des EEG 2016, dass jeder Szenariorahmen immer nur auf einer Momentaufnahme der energiepolitischen Realität beruht. Deshalb müsse zumindest qualitativ erkennbar sein, welche Auswirkungen die immer wieder vorkommenden grundlegenden Änderungen der energiewirtschaftlichen Ausgangslage haben. Zum anderen werde der Szenariorahmen mehr und mehr zu einer Art „Referenzszenario“ für die Energieszene Deutschlands, weil das darin enthaltene Expertenwissen nur noch mit einem erheblichen gutachterlichen Aufwand erweitert oder gar in Frage gestellt werden könne. Bei der Netzentwicklungsplanung sei daher hinsichtlich der Auswirkungen der getroffenen Annahmen eine größtmögliche Transparenz geboten.

Demgegenüber steht die Meinung einiger Konsultationsteilnehmer, dass **durch eine Erhöhung der Anzahl und Variation bestimmter Inputparameter** zwar die Gestaltung der Szenarien optimiert, aber die **Erkenntnis über die Auswirkungen** einzelner Inputparameter für den Netzausbau **erschwert** werde. Eine Ausweitung der Anzahl von Sensitivitäten erscheine demnach nicht sinnvoll, da sich diese in den Ergebnissen sowohl addieren als auch subtrahieren ließen. Eigentlich werde es immer mehr der Blick in eine Glaskugel. Wie aus der Mathematik bekannt, könnten bereits kleine Veränderungen an den Eingangswerten zu völlig anderen Ergebnissen führen. Zur Vermeidung von Fehlinvestitionen sei es wichtiger, die wesentlichen Inputparameter **permanent zu überprüfen** und als Übergangstechnologie und Backup Gaskraftwerke bereit zu halten.

Ein Konsultationsteilnehmer weist darauf hin, dass der **Szenariorahmen nicht die Aufgabe** hat, der **künftigen Energiepolitik der Bundesregierung** und möglichen Positionsbestimmungen der Landesregierungen der Bundesländer **vorzugreifen**. Der Szenariorahmen solle einen robusten Rahmen und eine Vorschau zum Netzausbaubedarf liefern. Insofern sei die Betrachtung verschiedener Szenarien von Energiewendezielen gerechtfertigt. Die Diskussion möglicher Instrumente zur Zielerreichung bleibe den entsprechenden Gremien vorbehalten. Sie könne nicht auf die Beratung zum Szenariorahmen verlagert werden. Der Konsultationsteilnehmer hält insbesondere die Annahmen zur Entwicklung der konventionellen und erneuerbaren Erzeugungskapazitäten und deren Regionalisierung für problematisch, zumal diese Datengrundlage für die Ermittlung des Netzausbaubedarfs verwendet werde.

Einige Konsultationsteilnehmer beanstanden, dass der **Entwurf des Szenariorahmens** erneut **von den vier großen Übertragungsnetzbetreibern erstellt** worden ist. Eine derartige Planung mit so großer gesamtgesellschaftlicher Bedeutung dürfe nicht von den vier Übertragungsnetzbetreibern, die ihren Aufgaben gemäß in erster Linie nicht das Gemeinwohl, sondern eigene wirtschaftliche Ziele verfolgten, vorgenommen werden. Es entstehe der Eindruck, dass die Übertragungsnetzbetreiber beim Erstellen des Szenariorahmens 2017-2030 keine objektive Einschätzung der Stromgewinnung und des Stromtransports erarbeiteten, sondern versuchen, die Bedürfnisse der Zukunft so auszulegen, dass für sie der größtmögliche Gewinn (bei einer garantierten Eigenkapitalrendite von über 9 %) herauskommt, also der Bau von möglichst vielen und groß angelegten Leitungen über möglichst große Entfernungen. Die **Planung des Szenariorahmens** müsse

vielmehr **von neutraler Stelle** erfolgen, um das Gemeinwohl und die Interessen der Bürger zu berücksichtigen.

Einige Konsultationsteilnehmer fordern eine **stärkere Beteiligung der Verteilnetzbetreiber** bei der Erstellung des Szenariorahmens. In den Verteilnetzen werde sowohl technisch als auch wirtschaftlich der Großteil des Netzausbaus zur Umsetzung der Energiewende stattfinden müssen. Den Ausbaubedarf eines Verteilnetzes zu bestimmen, sei Aufgabe des jeweiligen Verteilnetzbetreibers. Der Szenariorahmen solle dafür regionalisierte Versorgungsszenarien anbieten. Voraussetzung dafür sei ein entsprechender Datenaustausch zwischen Verteilnetz- und Übertragungsnetzbetreibern. Im November 2015 wurden die Verteilnetzbetreiber von den Übertragungsnetzbetreibern zu Einschätzungen der Entwicklung von Lasten, Erzeugung und zum Thema Spitzenkappung befragt. Trotz fristgerechter Beantwortung einiger Verteilnetzbetreiber führte die Kurzfristigkeit der Abfrage dazu, dass die Antworten mangels Rückmeldungen nicht im vorliegenden Entwurf des Szenariorahmens berücksichtigt werden konnten. Die vollständige Auswertung der Übertragungsnetzbetreiber sollte neben den Erkenntnissen aus dem Konsultationsprozess in die finale Anpassung des Szenariorahmens 2017-2030 einfließen. Zukünftig sei von den Übertragungsnetzbetreibern eine angemessenere Bearbeitungszeit einzuplanen, um die Ergebnisse bereits bei der Erstellung des Szenariorahmens berücksichtigen zu können.

Da der Szenariorahmen die Grundlage für den nächsten Netzentwicklungsplan ist und schließlich den Bundesbedarfsplan darstellt, müsse er nach Ansicht eines Konsultationsteilnehmers auch für die verantwortlichen Politiker nachvollziehbar sein. Dazu sollten die Folgen, die die Entscheidung für das jeweilige Szenario nach sich zieht, benannt werden. Es sollte, ähnlich wie beim Bau einer privaten Gartenhütte, **eine Ökobilanz für jedes Szenario** erstellt werden müssen. Dazu gehöre das Ausmaß der CO₂-Produktion, die Energiemenge, die erforderlich ist, um die notwendigen Anlagen zu bauen und zu warten, sowie die Umweltbelastung in den jeweiligen Szenarien. Weiterhin sollten die voraussichtlichen **ökonomischen Folgen für Steuerzahler und Netzkunden** berechnet werden.

Gemäß eines weiteren Konsultationsteilnehmers sollte man bei der Ausarbeitung der einzelnen Szenarien folgende Fakten zwingend berücksichtigen: Ausstieg aus der Atomenergie, Endlichkeit der fossilen Brennstoffe, Gewährleistung der Versorgungssicherheit, Berücksichtigung des Klimaabkommens von Paris (Begrenzung der globalen Erwärmung auf möglichst 1,5 °C), Verantwortlichkeit der Kohleverstromung für CO₂-Emissionen, Ziel der 100%igen Versorgung durch Erneuerbare Energien sowie Speicher- und Effizienztechnologien.

Mehrere Konsultationsteilnehmer fordern eine Berücksichtigung des **zukünftigen Ausschreibungsregimes der Erneuerbaren Energien**. Wie die Bundesnetzagentur bereits im Begleitdokument feststelle, sei der Szenariorahmen zwingend an die aktuelle KWK-Novellierung und die jüngsten Überlegungen zur Novellierung des EEG 2016 anzupassen.

Ein Konsultationsteilnehmer würde begrüßen, wenn die Übertragungsnetzbetreiber **Änderungen zum vorangegangenen Szenariorahmen** sichtbar **darstellen**. Dies würde den Überblick wesentlich erleichtern. Ferner hätte es der Konsultationsteilnehmer begrüßt, wenn der Umfang und damit die Seitenzahlen der künftigen Pläne (ohne Anhang) auf einen Höchstumfang begrenzt worden wären. Dies würde die Handhabbarkeit und die Akzeptanz der Szenariorahmen und der darauf aufbauenden Netzentwicklungspläne in der Öffentlichkeit wesentlich erhöhen.

2.1.2 Szenario A 2030

Gemäß einem Konsultationsteilnehmer scheint in Szenario A 2030 der **Anteil der Erneuerbaren Energien zu gering** zu sein, da hier von vergleichsweise geringen qualitativen Änderungen bei der Stromanwendung ausgegangen wird und der entsprechend angesetzte Stromverbrauch zu gering erscheint.

Ein weiterer Konsultationsteilnehmer kritisiert, dass in Szenario A 2030 keine Änderung der gegenwärtigen technischen Konfigurationen der Erzeugungsanlagen angenommen wird, was auch für das wenig optimistische Szenario A 2030 eine recht pessimistische Annahme darstelle. Dies könnte zu einer **deutlichen Überschätzung des Netzausbaubedarfs** führen.

Ein Konsultationsteilnehmer lehnt das Szenario A 2030 insgesamt ab. Die Bundesregierung habe sich verpflichtet, gewisse Klimaschutzziele zu erreichen, u. a. Strom und CO₂-trächtige Energieträger einzusparen. Von daher sollten **Braun- und Steinkohlekraftwerke** in einem zukunftsorientierten Energiekonzept **keine Rolle mehr spielen**.

Ein **Szenario**, in dem die **nationalen Klimaschutzziele nicht erreicht** werden, ist nach Ansicht eines Konsultationsteilnehmers **nicht notwendig**. Szenario A 2030 bilde dies bereits ab, da darin keine ambitionierten Klimaschutzelemente umgesetzt würden und auch die Sektorenkopplung weitgehend fehle.

2.1.3 Szenario B 2030

Gemäß einem Konsultationsteilnehmer ist im Szenario B 2030 der **Anteil der Erneuerbaren Energien zu gering**, da hier von vergleichsweise geringen qualitativen Änderungen bei der Stromanwendung ausgegangen wird und der entsprechend angesetzte Stromverbrauch zu gering erscheint.

Ein Konsultationsteilnehmer beanstandet, dass sich das Szenario B 2030 nicht am EEG 2014 und seinen Ausbaukorridoren orientiert. Dies sei falsch und könne die Energiewende behindern. Hier sei eine landesscharfe Analyse sinnvoll und eine **deutliche Anhebung des Erneuerbare Energien Ausbaukorridors** erforderlich.

Nach der Meinung eines Konsultationsteilnehmers ist im Szenario B 2030 der **Zubau von Gaskraftwerken deutlich zu hoch**, denn die Marktbedingungen erlaubten auf absehbare Zeit nahezu keine weiteren Investitionen in Kraftwerksneubauten. Explizite Kapazitätsmechanismen würden im Netzentwicklungsplan ausgeschlossen. Völlig offen sei in Szenario B 2030 auch, **wie die benötigte Spitzenlast von 85 GW bei einem hohen Anteil an Erneuerbaren Energien gedeckt werden kann**. Gerade bei neuen Gaskraftwerken wären extrem hohe und häufige Preisspitzen erforderlich. Diese müssten für die Politik nicht nur akzeptabel, sondern für Investoren auch prognostizierbar sein. Für beide Voraussetzungen fehlten derzeit noch wichtige gesetzliche Grundlagen (Strommarktgesetz, Klimaschutzplan, etc.).

Ein Konsultationsteilnehmer findet es bedauerlich, dass die **Weiterentwicklung von Speichertechnologien** und die **Verknüpfung Strom- und Gasnetz** im Szenario B 2030 **nicht** weiter **beachtet** wurde. Das Szenario B 2030 berücksichtige zwar einen verstärkten Ausbau von Erneuerbare Energien Anlagen und die zunehmende Nutzung der Elektromobilität sowie eine weitere Effizienzsteigerung bei bestehenden Stromanwendungen. Auch setze man verstärkt auf Klimaschutz nach europäischen Richtlinien. Alte Anlagen könnten umgerüstet bzw. durch flexiblere Anlagen ersetzt werden. Dadurch würden aber leider auch Kohlekraftwerke weiterbetrieben.

Ein Konsultationsteilnehmer fordert, mindestens ein **Szenario mit einem deutlich steigenden Strombedarf** zu rechnen und im Szenario B 2030 zumindest einen konstanten Strombedarf anzusetzen. Dies sei vor dem Hintergrund einer schneller werdenden Sektorenkopplung in Kombination mit einer veränderten Bevölkerungsentwicklung und steigenden Wirtschaftswachstumseffekten am wahrscheinlichsten.

2.1.4 Szenario C 2030

Dass sich der Szenariorahmen im Szenario B 2030 **nicht** am EEG 2014 und seinen **Ausbaukorridoren orientiert**, ist aus der Sicht eines Konsultationsteilnehmers falsch und könnte die Energiewende behindern. Hier sei eine landesscharfe Analyse sinnvoll und eine deutliche Anhebung des Erneuerbare Energien Ausbaukorridors sei zumindest im Szenario C 2030 erforderlich.

Der Anteil von **56 % Erneuerbare Energien am Bruttostromverbrauch** in Szenario C 2030 erscheint nach Meinung eines Konsultationsteilnehmers **angemessen**. Im Gegensatz zu den Szenarien A 2030 und B 2030 habe eine beschleunigte Energiewende hin zu einem klimafreundlichen, smarten und flexiblen Stromverbrauch unter starker Nutzung vielfältiger neuer Anwendungen wie zum Beispiel Wärmepumpen, Elektromobilität im Nutzfahrzeugbereich und dem öffentlichen Nahverkehr, Speicherheizungen sowie Power-to-Gas Berücksichtigung gefunden.

Der vorgeschlagene **56 % Erneuerbare Energien Anteil am Bruttostromverbrauch** für das Szenario C 2030 ist nach Ansicht eines anderen Konsultationsteilnehmers gemessen am Zielkorridor der EEG-Novelle 2014 von 47,5 bis 52,5 % **zu hoch**.

Nach Meinung eines weiteren Konsultationsteilnehmers ist es zwar nachvollziehbar, dass das Szenario C 2030 eine beschleunigte Energiewende darstellt. Allerdings sollte dabei nicht vergessen werden, dass der Ausbau von Speichern, Power-to-Gas und E-Mobilität zwar den Stromverbrauch, aber nicht notwendigerweise den Übertragungsbedarf erhöht. Bei einem **Vorrang von dezentraler Produktion und Speicherung** könnte der **Übertragungsbedarf** im Szenario C 2030 sogar **geringer** sein.

Ein Konsultationsteilnehmer hält es für **unwahrscheinlich, dass die Betriebsdauer von Braunkohlekraftwerken** bei einer - wie im Szenario C 2030 - angenommenen beschleunigten Energiewende **um fünf Jahre** im Vergleich zum mittleren Szenario B 2030 **abnimmt**. Der Ausbau der Erneuerbaren Energien in den vergangenen Jahren habe faktisch zu keiner technisch-wirtschaftlichen Verkürzung der Betriebsdauern von Braunkohlekraftwerken geführt. Im aktuellen Kraftwerkspark seien rund ein Drittel der Braunkohlekraftwerke seit 40 und mehr Jahren in Betrieb. Vor dem Hintergrund sei ebenfalls im Szenario C 2030 aller Wahrscheinlichkeit nach von einer längeren technisch-wirtschaftlichen **Betriebsdauer bei Braunkohlekraftwerken von mindestens 45 Jahren** auszugehen.

Ein Konsultationsteilnehmer begrüßt, dass Szenario C 2030 zwar eine beschleunigte Energiewende unter optimalen Bedingungen beschreibt und die klimapolitischen Ziele durch Strom aus Erneuerbaren Energien erreicht werden würden. Aber auch hier – wie in den Szenarien A 2030 und B 2030 – gehe der Szenariorahmen 2017-2030 leider weiterhin von einer **zentralistisch orientierten** Energiepolitik aus.

Ein Konsultationsteilnehmer hebt positiv hervor, dass im Szenario C 2030 – das den aktuell oberen Rand des Erneuerbaren Energien Ausbaukorridors abbildet – die intensive **Nutzung neuer Technologien** und die **Verschränkung des Stromsektors mit Wärme und Verkehr** beschrieben wird, inklusive verbrauchsnahe PV-Anlagen und dezentraler Kleinspeicher. Dieser Ansatz gehe in die richtige Richtung, sollte aber zukünftig noch

weiter ausgebaut werden. So liege der Nettostromverbrauch (exkl. Verteilnetzbetreiber-Netzverluste) für das Jahr 2030 zwischen 490 TWh (Szenario B 2030) und 523 TWh (Szenario C 2030). **Die Annahme für den Nettostromverbrauch** im Szenario C 2030, das das „ambitionierte“ Szenario darstellt (Sektorenkopplung spielt hier eine größere Rolle als in den anderen Szenarien), entspreche exakt dem Wert von 523 TWh, die im Referenzszenario 2013 zugrunde gelegt worden sind. Für das ambitionierte Szenario C 2030 sei dieser Wert – trotz der Einbeziehung von Beiträgen zur Verminderung der Höchstlast (hier: Steuerung des Verhaltens von Wärmepumpen und Elektrofahrzeugen am Netz) – angesichts der Potenziale der Elektrifizierung in einer **relativ niedrigen Bandbreite gewählt**.

Ein Konsultationsteilnehmer ist nicht damit einverstanden, dass das Szenario C 2030 von den Übertragungsnetzbetreibern als das Szenario mit der „schnellsten“ Energiewende bezeichnet wird, obwohl in Szenario B 2035 mehr Strom aus Erneuerbaren Energien erzeugt werde. Das Szenario C 2030 sei also nicht „optimal“.

Auch wenn Szenario C 2030 bereits einen Entwicklungspfad beschreibt, der eine beschleunigte Energiewende zu berücksichtigen scheine, würden nach Ansicht eines Konsultationsteilnehmers erst **politische Rahmenbedingungen** den Weg ebnen können. Dabei sei heute bereits absehbar, dass sich ein zukunftsfähiges Energiesystem nur mit Speicher- und Effizienztechnologien umsetzen lässt. Obwohl **die Investitionsanreize für PV-Anlagen** bereits **stark reduziert** wurden und **die Einspeisevergütungen für Windenergie** ebenfalls **sinken**, sei ein deutlicher Anstieg der Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien zu verzeichnen. Dies müsse in Szenario C 2030 abgebildet werden. Diese Entwicklung dürfe nicht durch kurzfristig lukrativere Investitionen in den fossilen Energiemarkt (z.B. zurzeit Öl, Kohle) konterkariert werden. Während argumentativ immer wieder auf steigende EEG-Beiträge hingewiesen werde, verschweige man geflissentlich den Subventionsumfang für fossile Kraftwerke. Eine **transparente Kostengegenüberstellung** unter Einbeziehung aller preistreibenden Faktoren habe im Szenariorahmen noch nicht stattgefunden.

Vor dem Hintergrund des derzeit **bestehenden Rechtsrahmens** ist die **Ausbaumenge von 15 GW Wind Offshore** für einen Konsultationsteilnehmer grundsätzlich **nachvollziehbar**. Jedoch seien mögliche Anpassungen dieses Rechtsrahmens nicht ausgeschlossen. In Anbetracht dessen, dass der Szenariorahmen C 2030 innerhalb der Szenarien den oberen Rand abbildet, sollte in der Genehmigung erwähnt werden, dass die getroffene Annahme für Szenario C 2030 im Bereich Offshore möglichen Änderungen vorbehalten ist.

2.1.5 Szenario B 2035

Ein Konsultationsteilnehmer fordert, das Szenario B 2035 mit einem **konstanten Strombedarf** anzusetzen. Dies ist vor dem Hintergrund einer schneller werdenden Sektorenkopplung in Kombination mit einer veränderten Bevölkerungsentwicklung und steigenden Wirtschaftswachstumseffekten am wahrscheinlichsten.

Da der oberste Zielwert für den **Anteil der Erneuerbaren Energien am Bruttostromverbrauch** im Jahr 2035 **bei 60 %** liegt, ist Szenario B 2035 nach Ansicht eines Konsultationsteilnehmers entsprechend nach unten zu korrigieren. Dieser Wert sei in § 1 Abs. 2 S. 2 Nr. 2 EEG 2014 niedergelegt und daher für die Übertragungsnetzbetreiber bindend. Offen bleibe natürlich, ob der Zielkorridor im Zusammenhang mit der Reform der Ökostromförderung künftig angehoben werden müsse.

2.2 Konventionelle Erzeugung

2.2.1 Allgemeines

Viele Konsultationsteilnehmer kritisieren die **pauschalen Annahmen** bezüglich der **technisch-wirtschaftlichen Betriebsdauer** bei der Ermittlung des konventionellen Kraftwerkparcs. Dies entspräche nicht der Realität des Energiemarktes. So sei es nicht nachvollziehbar, warum die Betriebsdauern mit 50 bzw. 45 Jahren festgelegt worden sind. Die Betriebsdauer der auf diesem Markt agierenden Kraftwerksblöcke würde primär von deren Wirtschaftlichkeit abhängen. Weiterhin würde auch bei notwendigen Reinvestitionen die prognostizierte Wirtschaftlichkeit berücksichtigt und nicht die Abhängigkeit von einem bestimmten Brennstoff. Es könnten also für die Modellierung des Bedarfs zum Prognosezeitpunkt eines Netzentwicklungsplans einzelne Kraftwerke als produzierend angenommen werden, die aus wirtschaftlichen Gründen schon vom Netz gegangen sein könnten. Insofern sei es sinnvoll, zusätzliche Kriterien der Wirtschaftlichkeit von konventionellen Kraftwerken einzuführen, die eine frühere Abschaltung begründen könnten. Besser geeignet sei eine **blockscharfe Wirtschaftlichkeitsbetrachtung**, wie sie z. B. von den Übertragungsnetzbetreibern für den Entwurf des Szenariorahmens durchgeführt, jedoch nicht veröffentlicht wurde. Weiterhin sollte schon deshalb eine wirtschaftliche Betrachtung einer pauschalen Annahme vorgezogen werden, da bei Anwendung der wirtschaftlichen Systematik abgeschriebene Anlagen nicht künstlich am Markt gehalten würden. Diese wegfallenden Altanlagen bedeuteten dann keine Konkurrenz mehr für moderne und umweltschonende Neuanlagen, womit sich die Investitionssituation auf dem konventionellen Markt wieder verbessern würde.

Es wird vereinzelt moniert, dass die im Entwurf des Szenariorahmens der Übertragungsnetzbetreiber angeführte **Wirtschaftlichkeitsbetrachtung nicht ausführlich dargestellt** wurde. Es werde lediglich angeführt, dass eine solche Betrachtung kaum Abweichungen zur pauschalen Methodik der technisch-wirtschaftlichen Betriebsdauer zeige. Dabei sei nur geprüft worden, ob es zu wirtschaftlich bedingten Stilllegungen vor Erreichen der angesetzten technisch-wirtschaftlichen Betriebsdauer komme. Vielmehr sei eine Analyse der Wirtschaftlichkeit ohne eine Beschränkung der Lebensdauer durchzuführen. Dieses Ergebnis sollte dann zumindest in einem Szenario abgebildet werden.

In einigen Beiträgen wird darauf hingewiesen, dass **Kuppelgaskraftwerke**, insbesondere der Stahlindustrie, **nicht einer pauschalen technisch-wirtschaftlichen Betriebsdauer unterliegen sollten**. Die Kuppelgasverstromung sei unmittelbar und untrennbar mit der Stahlproduktion verbunden. Die bei der Stahlerzeugung anfallenden Kuppelgasmengen dürften aus immissionsrechtlichen Gründen nicht abgefackelt werden. Deshalb hätten Stahlproduzenten eine Verwertungsaufgabe und zwar unabhängig von ihrer Wirtschaftlichkeit. Somit hänge die technisch-wirtschaftliche Betriebsdauer von Kuppelgaskraftwerken vor allem an den politischen Rahmenbedingungen für die Rohstahlerzeugung in Deutschland. Solange diese Rahmenbedingungen ein internationales Level-Playing-Field des Wettbewerbs ermöglichten, werde in Deutschland Stahl produziert und damit Kuppelgaskraftwerke betrieben. Daher **sollten Kuppelgaskraftwerke mit einer unbeschränkten Lebensdauer angenommen werden** oder aber nach Ablauf ihrer Betriebsdauer ein baugleicher Ersatz angenommen werden. In diesem Zusammenhang sollte die Kraftwerksliste um die Kategorie Kuppelgaskraftwerke ergänzt werden.

In einem Beitrag wird darauf hingewiesen, dass sich die **Fahrweise vieler konventioneller Kraftwerke** durch den Ausbau der Erneuerbaren Energien geändert hat. Liefen viele konventionelle Anlagen damals und auch heute noch im Dauerbetrieb, müsste in Zukunft davon ausgegangen werden, dass konventionelle Kraftwerke

immer öfter „einspringen“ müssen, wenn keine Erneuerbare Energien Produktion möglich sei. Dieses häufige An- und Abfahren der Anlagen führe zu einem erhöhten Verschleiß, der sich auf die technisch-wirtschaftliche Betriebsdauer negativ auswirken müsse.

In einigen Beiträgen wird angeregt, dass die Wahl der technisch-wirtschaftlichen Betriebsdauer vom Ziel der Energiewende (Dekarbonisierung des Stromsektors bis 2050) gedacht werden sollte. Es sei nicht akzeptabel, dass in keinem der Szenarien das klima- und energiepolitisch notwendige sukzessive Auslaufen der Kohleverstromung in Deutschland im Einklang mit den klima- und energiepolitischen Zielen abgebildet wird. Dazu müsse spätestens bis 2035 ein Ausstieg aus der Braun- und Steinkohleverstromung erfolgt sein. Es sei daher eine Mindestvoraussetzung, dass in den Szenarien B 2030 und C 2030 kein Neubau von Braun- und Steinkohlekraftwerken angenommen wird. In diesem Zusammenhang sollten die angenommenen **Betriebsdauern für Kohlekraftwerke stark reduziert** und jene **für Gaskraftwerke erhöht** werden.

Durch den weiteren Ausbau der Erneuerbaren Energien würden sich die Erlöse der konventionellen Erzeugung weiter reduzieren. Deshalb sei eine **marktunabhängige, starre Annahme von festen Betriebsdauern von 35-50 Jahren nicht zielführend**. Die von den Übertragungsnetzbetreibern festgelegten Betriebsdauern seien aus rein technischer Perspektive zwar sinnvoll gewählt. Für Braunkohle- oder Steinkohlekraftwerke würden sich jedoch bei fehlender Rentabilität Möglichkeiten ergeben, geordnet aus dem Markt auszuschneiden (z. B. Kapazitäts- und Klimareserve, Kohleausstiegsplan). Daher sollte die angesetzte Betriebsdauer von der Wirtschaftlichkeit der Erzeuger abhängig sein. Die **Wahrscheinlichkeit einer vorzeitigen Stilllegung** sollte dabei in den letzten zehn Jahren der Betriebsdauer **sukzessive steigen**. Dies könne z. B. mit einer Anpassung des von den Übertragungsnetzbetreibern vorgeschlagenen Grenzdeckungsbeitrags erfolgen, der mit dem Alter des Kraftwerkes im Modell zu erhöhen sei.

In einem anderen Beitrag wird mit einem Verweis auf die schwierige wirtschaftliche Lage der konventionellen Erzeuger angeregt, **die technisch-wirtschaftliche Betriebsdauer von Braun- und Steinkohlekraftwerken sowie Erdgas- und Mineralölerzeugungsanlagen auf maximal 40 Jahre** zu beschränken.

In einem weiteren Beitrag wird vorgeschlagen, die gewählte **Betriebsdauer der konventionellen Kraftwerke** endogen **von wirtschaftlichen und regulatorischen Bedingungen** abhängig zu machen. Dabei sollten besonders die Klimaschutzziele der Bundesregierung maßgeblich sein.

In einem Beitrag wird dargelegt, dass jede **Prognose** zur Ermittlung des konventionellen Kraftwerkparks **nur dann von Wert ist**, wenn stabile oder **zumindest voraussehbare politische Rahmenbedingungen** bis zum Prognosejahr existieren. Davon sei jedoch in Anbetracht der letzten vielfältigen Gesetzgebung im Energiebereich nicht auszugehen. Deshalb seien die getroffenen Prognosen im Szenariorahmen – unabhängig von der Methodik – unzuverlässig.

In einigen Stellungnahmen wird der Ansatz zur **vorgeschlagenen pauschalen technisch-wirtschaftlichen Betriebsdauer** begrüßt. Dieser bildet die voraussichtlichen Rahmenbedingungen der künftigen Energielandschaft sachgerecht ab. Durch die zweijährliche Fortschreibung der Pläne bestehe hinreichende Flexibilität, neue Erkenntnisse und Rahmenbedingungen in der Kraftwerksliste abzubilden. Der gewählte Ansatz sei **transparent und leicht verständlich**. Es sei nahezu unmöglich, für jeden existierenden Kraftwerksblock individuell zu beurteilen, ob er im Zieljahr des Szenariorahmens noch in Betrieb sei oder nicht. Dabei würde auch eine von den Übertragungsnetzbetreibern angesprochene Wirtschaftlichkeitsbetrachtung nichts ändern, da es nicht nur betriebswirtschaftliche, sondern auch oft

unternehmensstrategische Entscheidungen seien, die über den Erhalt oder den Rückbau eines Kraftwerkes entscheiden. Es sei denkbar, dass ein Kraftwerk zusätzliche Erlöse generiert, z.B. Vergütungen durch seinen Beitrag zur Sicherheitsbereitschaft. Der Vergleich der beiden Ansätze (Wirtschaftlichkeitsberechnung und technisch-wirtschaftliche Betriebsdauer) zeigte laut Übertragungsnetzbetreiber kaum signifikante Unterschiede, weshalb das bisher durchgeführte Vorgehen auch beibehalten werden sollte.

In einzelnen Beiträgen wird angeregt, die wirtschaftliche Situation von konventionellen Kraftwerken auf Grund ihrer schwierigen ökonomischen Lage und der daraus resultierenden Versorgungslücke zu verbessern. In wenigen Beiträgen wird dazu ein **Kapazitätsmechanismus** besonders für **klimafreundliche Gaskraftwerke** gefordert.

In einer Stellungnahme wird gefordert, die Kraftwerksliste detailliert mit den einzelnen Kraftwerksbetreibern abzustimmen. Nur die Kraftwerksbetreiber hätten die notwendigen Informationen, um verlässliche Laufzeiten anzugeben. Der von den Übertragungsnetzbetreibern gewählte **Ansatz der technisch-wirtschaftlichen Betriebsdauer für konventionelle Kraftwerke entspräche nicht dem technisch Möglichen** und würde nicht die Realitäten in der Vergangenheit widerspiegeln. So hätten zum Beispiel die im Rheinischen Revier vom Netz genommenen 150 MW-Kohleblöcke eine Lebensdauer von bis zu 58 Jahren und nicht die unterstellten 40 bis 50 Jahre.

In Nordrhein-Westfalen müsse von einer installierten Kraftwerkskapazität **im Rheinischen Revier von ca. 6,5 GW Braunkohlekapazität** zu Beginn der 2030er Jahre ausgegangen werden. Nach 2030 werde die Stromerzeugung aus Braunkohle weiter zurückgehen. Dieser Wert berücksichtigt, dass einerseits fünf Kraftwerksblöcke im Rheinischen Revier nach der Überführung in die Sicherheitsbereitschaft bis zum Jahr 2023 endgültig stillgelegt werden und zu Beginn der 2030er Jahre das gesamte Kraftwerk Weisweiler nach der vollständigen Auskohlung des Tagebaus Inden den Betrieb einstellen wird. Im Gegensatz zu diesen sehr konkret absehbaren Entwicklungen gehe der Szenariorahmen auf der Basis von praxisfremden theoretischen Annahmen von einem Wert von 3,3 GW aus. Es läge in der Natur von Szenarienannahmen, dass prognostisch Werte gesetzt werden, die die Einhaltung der europäischen und nationalen Klimaziele zugrunde legen. Dabei müssten die Szenarien jedoch eine realistische Entwicklung der Markt- und Rechtslage reflektieren, um aussagekräftig zu sein.

Ein Konsultationsteilnehmer kritisiert, dass der Hinweis der Übertragungsnetzbetreiber, der Umfang von Must-Run-Kapazitäten sei nicht eindeutig darstellbar, zu pauschal ist und nicht überzeugt. Es müsse ein Ziel der Energiewende sein, diese **Must-Run-Kapazitäten zu minimieren**. Weitergehende Ausführungen und Differenzierungen zwischen den Szenarien seien wünschenswert.

Ein Konsultationsteilnehmer fordert in den Annahmen des Szenariorahmens die **Berücksichtigung** des Impulspapier „**Elf Eckpunkte für ein Kohlekonsenskonzept zur schrittweisen Dekarbonisierung des Stromsektors**“ der Agora Energiewende.

2.2.2 Braunkohle

Ein Konsultationsteilnehmer beanstandet eine **nicht sachgerechte Darstellung der Kapazitäten von Braunkohlekraftwerken in sämtlichen Szenarien**. Dies könne nur geheilt werden, wenn im Rahmen der Szenariodefinition zumindest ein Szenario vorgesehen wird, bei dem mit Annahmen zu den Braunkohlenkraftwerken gearbeitet werde, die von der betroffenen Industrie als wahrscheinlich eingeschätzt

werden (höhere technisch-wirtschaftliche Lebensdauer der Kraftwerke; Berücksichtigung der Genehmigung des Tagebaus; Berücksichtigung der Ziele der Bundesländer, in denen Braunkohletagebau stattfindet; keine weiteren Stilllegungen über die Sicherheitsbereitschaft hinaus).

Zahlreiche Konsultationsteilnehmer fordern, dass in den Szenarien des Szenariorahmens 2017-2030 bereits ein **Braunkohleausstieg antizipiert** werden sollte. Oft wird angeführt, dass nur durch einen konsequenten Ausstieg aus der Braunkohleverstromung die nationalen Klimaschutzziele der Bundesregierung erfüllt werden könnten. Besonders eine Reduktion der CO₂ Emissionen um 95 % in 2050 sei nur zu erreichen, wenn schon frühzeitig die Braunkohleverstromung zurückgefahren würde. Weiterhin seien die im Dezember 2015 formulierten Ziele der UN-Klimakonferenz nicht mit den von den Übertragungsnetzbetreibern getroffenen Annahmen zum Braunkohlekraftwerkspark vereinbar. Eine Reduzierung des Anstiegs der globalen Durchschnittstemperatur sei nur möglich, wenn die Braunkohleverstromung schneller zurückgefahren würde als derzeit angedacht. Das Ergebnis der UN-Klimakonferenz sei den Übertragungsnetzbetreibern zur Zeit der Erstellung der Szenarien nicht bekannt gewesen und die Prognosen bezüglich der installierten Braunkohlekapazitäten daher anzupassen.

Zahlreiche Konsultationsteilnehmer argumentierten, dass die Annahme von **Neubauten bei Braunkohlekraftwerken nicht mit den Vorgaben des EnWG vereinbar** ist, da es sich bei der Braunkohleverstromung um keine erneuerbare Energiequelle handelt und eine Umweltverträglichkeit nicht gegeben ist.

Einige Konsultationsteilnehmer führen an, die Begründungen für die **technisch-wirtschaftliche Betriebsdauer der Braunkohlekraftwerke** von 40 Jahren (Szenario C), 45 Jahren (Szenario B) und 50 Jahren (Szenario A) seien **nicht nachvollziehbar**. Eine pauschale Prognose der Betriebsdauer sei nicht sachgerecht, da im Energy Only Markt jeder einzelne Kraftwerksblock wirtschaftlich bestehen müsse und daher auch einzeln zu bewerten sei. Insbesondere bei der Bewertung von Braunkohlekraftwerken müsse darüber hinaus bedacht werden, dass deren Betrieb an die Verfügbarkeit des Brennstoffes Braunkohle gekoppelt ist, also an die Existenz der Tagebaue. Die Gewinnung von Braunkohlestrom und die Wirtschaftlichkeit der Braunkohlekraftwerke seien nur in Verbindung mit regionalen Perspektiven des zugehörigen Tagebaus zu bewerten, der das jeweilige Braunkohlekraftwerk versorgt. Besonders bei der Braunkohle müsse von einer pauschalen Bewertung Abstand genommen werden, da hier nicht, wie bei Steinkohle und Erdgas, Weltmarktpreise die Grenzkosten des einzelnen Kraftwerks oder einer gesamten Technologie definierten. Die Braunkohleverstromung sei maßgeblich vom nationalen Preis für Braunkohle bestimmt, die wettbewerbsfähig und preisstabil sei. Gas- und Steinkohlenkraftwerke würden ohne eigene Brennstoffbasis betrieben. Bei einer möglichen Stilllegung seien keine wesentlichen Auswirkungen auf andere Systeme absehbar. Anders sei die Situation bei den Braunkohlekraftwerken. Hier müsse der Verbund zwischen Tagebauen und Kraftwerken berücksichtigt werden. Das System Braunkohle sei wirtschaftlich und robust gegen externe Markteinflüsse, weil die Brennstoffgewinnung und die Umwandlung in Kraftwerken zu Strom technisch integriert erfolgten.

Es wird vereinzelt angeführt, dass nur solche Braunkohlekraftwerke bis 2030 bzw. 2035 nicht mehr in die Kraftwerkliste eingehen sollten, die bis dahin auch vom Kraftwerksbetreiber als stillgelegt gemeldet wurden. Die Kraftwerksbetreiber wüssten am besten um die wirtschaftliche Situation ihrer Braunkohlekraftwerke, weshalb deren Expertise heranzuziehen sei. Zudem verfügten sie über eine unbefristete Betriebsgenehmigung, welcher eine fiktive Stilllegung im Szenariorahmen widerspreche. Weiterhin stünden die Annahmen im

Szenariorahmen im deutlichen Widerspruch zu den Planungen der „Braunkohleländer“, die mit grundsätzlich längeren Laufzeiten planen. **Die langfristigen energiepolitischen und landesplanerischen Entscheidungen der Bundesländer Nordrhein-Westfalen, Sachsen, Brandenburg und Sachsen-Anhalt zur Braunkohle seien nicht angemessen berücksichtigt** worden. Die in Landesenergieprogrammen, Landesentwicklungs- oder Braunkohleplänen niedergelegten Ziele der Raumordnung und zur strukturellen Entwicklung in den Braunkohlerevieren würden ignoriert. Die Träger öffentlicher Planung, z.B. Straßenbaubehörden oder Kommunen, seien aber verpflichtet, die Vorgaben der Raumordnung zu berücksichtigen. Es bestehe zwar keine zwingende Wirkungslinie zwischen landesplanerischen Festlegungen der Bundesländer und einem Netzentwicklungsplan. Im Sinn einer unbedingt notwendigen Kooperation zwischen der Bundes- und Landesebene sei es jedoch unverständlich, wenn die Bundesnetzagentur bei ihren Entscheidungen die Planungen der Länder nicht berücksichtigt, indem die Kapazitäten der Braunkohlekraftwerke zu tief angesetzt würden.

In mehreren Stellungnahmen wird hingegen befürwortet, dass die Betriebsdauer der Braunkohlekraftwerke weiterhin nicht an die Lebensdauer der Tagebaue gekoppelt werde.

Die im **Land Sachsen-Anhalt** gelegenen **Braunkohlekraftwerke Teuchern/Deuben** (derzeit 67 MW) und das **Grubenkraftwerk der Romonta in Arnsdorf** (derzeit 49 MW) seien bei allen Szenarien 2030 und 2035 mit keiner Nettonennleistung mehr aufgeführt, d.h. der Szenariorahmen gehe davon aus, dass diese beiden Kraftwerke im Jahr 2030 außer Betrieb gestellt seien. Es würden indessen für diese **beiden Kraftwerke keine Stilllegungsanzeigen** oder sonstige sachgerechten Gründe vorliegen, die ein solches Szenario rechtfertigen.

Im Szenariorahmen würden für **Nordrhein-Westfalen** in allen Szenarien für die Jahre 2030 und 2035 nur noch **Braunkohlekraftwerkskapazitäten** von 3,3 GW angenommen. Diese Zahl sei **zu niedrig angesetzt**, da über die Einbringung von 5x300 MW-Blöcken in die Sicherheitsbereitschaft hinaus keine Stilllegung von 300 MW- oder 600 MW-Blöcken in Nordrhein-Westfalen geplant ist. Vielmehr planten die Betreiber mit dem Weiterbetrieb insbesondere der 600 MW-Blöcke bis in die 2030er Jahre hinein.

Der Szenariorahmen vernachlässige die **Kraftwerksanlagen in der Veredlung**, die unbefristet weiterbetrieben würden, um den mindestens konstanten Bedarf an Veredlungsprodukten zu decken. Die Betriebsdauer des **Kraftwerks Weisweiler** sei direkt mit der erwarteten Auskohlung des Tagebaus Inden um 2030 gekoppelt. Entsprechend werde die reale Betriebszeit der Blöcke deutlich über den Prognosen im Szenariorahmen von 45 Jahren liegen. Am **Standort Niederaußem** laufe weiterhin das Genehmigungsverfahren für eine Ersatzanlage mit 1 GW Leistung (BoAplus).

Im **Lausitzer Revier** würden um das Jahr 2030 die vier am **Standort Jänschwalde** verbliebenen Blöcke der 500 MW-Klasse außer Betrieb genommen. In der Energiestrategie des Landes Brandenburg, gestützt durch Absichtserklärungen von Vattenfall, solle der **Kraftwerksstandort** jedoch **erhalten** werden. Nach jetzigem Planungsstand wäre ein Neubaukraftwerk gemäß dem dann gültigen Stand der Technik, gegebenenfalls mit CO₂-Abscheidung und -Speicherung (sog. CCS), und einer Leistung von 1 GW zu berücksichtigen. Auch wenn eine Entscheidung erst in den 20er Jahren getroffen werde, sei es nicht sachgerecht, diese Option heute zu verneinen.

Nach Meinung eines Konsultationsteilnehmers darf von einem Bekenntnis der Bundesregierung zur **Reduzierung der CO₂ Emissionen** nicht auf eine schwierigere Situation der Braunkohlekraftwerke geschlossen werden. Mit der Umsetzung der **Sicherheitsreserve** würden die Emissionen im rheinischen

Revier in den kommenden vier Jahren um 15 % sinken und mit dem Auslaufen des Tagebaus Inden und der Stilllegung des damit verbundenen Braunkohlekraftwerk Weisweiler würde diese Reduktion bis 2030 auf 40 %-50 % steigen. Die sukzessive Stilllegung weiterer Braunkohlekraftwerksblöcke bis 2030 durch die Betreiber und das Auslaufen der Tagebaue Hambach und Garzweiler bis zur Mitte des Jahrhunderts würde ohnehin zu einem Ende der Braunkohleverstromung führen. Daher seien keine weiteren Maßnahmen seitens der Bundesregierung nötig, die im Szenariorahmen 2017-2030 berücksichtigt werden müssten.

Anstatt wie bisher **rein exogen definierte Betriebsdauern** anzunehmen, sollte die Wirtschaftlichkeit der Braunkohlekraftwerke innerhalb der Marktsimulation endogen vorgenommen werden. Hierbei seien die Möglichkeiten des Carbon Dioxide Capture and Storage und Retrofitinvestitionen zu berücksichtigen. Bei der Prognose der Grenzkosten der Braunkohlekraftwerke sollten auch die Fixkosten der Tagebaue berücksichtigt werden. Würden diese vernachlässigt, würde die Merit-Order künstlich verfälscht und die Stromproduktion aus Braunkohle bevorzugt. In diesem Zusammenhang sollten auch die Subventionen der Braunkohleverstromung und der Tagebaue nicht berücksichtigt sowie die Umweltkosten aufgeschlagen werden, damit die realen Kosten der Braunkohleverstromung abgebildet werden könnten. Diese sollten nach Ansicht einiger Konsultationsteilnehmer mit 11 Cent/kWh angesetzt werden.

Einige Konsultationsteilnehmer weisen auf die erheblichen **negativen Folgen einer drastischen Reduktion der Braunkohlekapazitäten** hin. Sowohl für die Versorgungssicherheit als auch für die Wirtschaft im Rheinischen Revier bedeuteten die im Szenariorahmen angenommenen Prognosen einen massiven Eingriff in den Markt mit negativen Folgen. Dies sei im Rahmen zu den Verhandlungen zur Sicherheitsreserve erkannt worden, wodurch ein breiter Konsens bei allen Beteiligten erreicht wurde. Prognosen, die über diese Vereinbarung hinausgingen, seien daher nicht zulässig. Sie würden den breiten Konsens aufbrechen, mit massiven Folgen für die Energiewirtschaft, die dort Beschäftigten und die Versorgungssicherheit.

Nach Ansicht eines anderen Konsultationsteilnehmers zeigt die Lücke der gesicherten Leistung zwischen Szenario A 2030 und C 2030 eine deutliche **Perspektive für die Braunkohleverstromung**. Es mache nur wenig Sinn, die nationalen Kapazitäten auf Kosten der nationalen Wirtschaft herunterzufahren und stattdessen Kohlestrom und nuklear erzeugten Strom aus dem Ausland zu importieren, der noch umweltschädlicher bzw. unsicherer sei als die inländischen Quellen. Insofern sollte an der Kohleproduktion im Inland festgehalten werden, bis ein europäisches erneuerbares System geschaffen wird, das die europäische Kohleverstromung überflüssig mache.

2.2.3 Steinkohle

Kein Konsultationsteilnehmer hat eine Stellungnahme abgegeben, die sich ausschließlich auf die Steinkohle bezieht und nicht bereits bei den allgemeinen Aspekten aufgegriffen wird.

2.2.4 Gas

Bei der **Bestimmung der Gaskraftwerkskapazitäten** erscheine der **gewählte Ansatz zu pauschal**, nur Kraftwerke mit gültigem Antrag nach § 38 oder § 39 GasNZV und einer Anschlusszusage nach § 9 KraftNAV in den Szenarien A 2030, B 2030 und C 2030 aufzunehmen. Dies gelte ebenso für KWK-Ersatzanlagen im Zusammenhang mit einem Brennstoffwechsel. Kraftwerksprojekte mit bestehender immissionsschutzrechtlicher Genehmigung und einer relativ hohen Realisierungswahrscheinlichkeit würden so fälschlicherweise nicht berücksichtigt.

Erdgas als umweltfreundlichster konventioneller Brennstoff sei der natürliche Partner der Erneuerbaren Energien. Daher dürfe keine zu restriktive Vorgehensweise bei der Ermittlung der Gaskraftwerkskapazitäten angewandt werden. Zudem werde der Brennstoff Gas auch von der bayerischen Landesregierung favorisiert, um Erzeugungskapazitäten in Süddeutschland zu schaffen. Würden geplante Erdgaskraftwerke besonders in Süddeutschland berücksichtigt, würde der Stromtransportbedarf von Nord nach Süd reduziert.

In einer Stellungnahme wird geäußert, dass die von den Übertragungsnetzbetreibern vorgenommene **Anhebung der unteren technisch-wirtschaftlichen Lebensdauer** von Gaskraftwerken von 35 auf 40 Jahre aus empirischen Gründen **gerechtfertigt** sei.

In einem Beitrag wird angemerkt, dass es unrealistisch ist, von einer Realisierung der derzeit als „in Planung“ angenommenen Blöcke des Gaskraftwerkes Haiming auszugehen. Es sei zweifelhaft, ob sich die Rahmenbedingungen für Gaskraftwerke ändern würden.

2.2.5 Pumpspeicherkraftwerke

Viele Konsultationsteilnehmer **befürworten**, dass die Übertragungsnetzbetreiber **grenznahe ausländische Pumpspeicherkraftwerke**, die in das deutsche Netz einspeisen, im Marktmodell exakt **berücksichtigen**. Insbesondere österreichische Pumpspeicherkraftwerke sollten bei der Netzberechnung eine wichtige Rolle spielen, da durch diese der Versorgungsbedarf in Süddeutschland sinken und der innerdeutsche Nord-Süd Engpass entlastet würde. Diese Pumpspeicherkraftwerke müssten auch auf Grund der deutsch-österreichischen Marktgegebenheiten berücksichtigt werden, da an der Grenze in der Regel kein Engpass existiert. Auch eine Modellierung eines Engpasses für das Marktmodell würde an diesem Argument nichts ändern. Auch sei auf Grund der angespannten Situation für Pumpspeicherkraftwerke in Deutschland kein Zubau neuer Anlagen wahrscheinlich. Deshalb sei es umso wichtiger, die ausländischen Kapazitäten zu nutzen. Dabei sollten jedoch nur solche Pumpspeicherkraftwerke berücksichtigt werden, deren Kapazitäten dauerhaft vertraglich abgesichert sind. Bei der Berücksichtigung ausländischer Pumpspeicherkraftwerke müsse weiterhin bedacht werden, dass durch die Nutzung ausländischer Kapazitäten mögliche inländische Kapazitäten verdrängt werden. Daher sollten die genannten Pumpspeicherkraftwerke lediglich für eine Übergangszeit berücksichtigt werden, bis im Inland ausreichende Speichermöglichkeiten errichtet sind.

In einigen Beiträgen wird davor **gewarnt, ausländische Pumpspeicherkraftwerke zu berücksichtigen**. Wenn diese in ein ausländisches Netz einspeisen könnten, dürften sie nicht berücksichtigt werden. Der wirtschaftliche Druck auf inländische Pumpspeicherkraftwerke sei schon jetzt sehr hoch und Neubauten kaum noch denkbar. Sollte die Pumpspeicherkraftwerketechnologie auch in Zukunft ein Partner des Erneuerbare Energien Ausbaus sein, dürften ausländische Pumpspeicherkraftwerke nicht als direkte Konkurrenz hinzukommen. Weil ausländische Pumpspeicherkraftwerke grundsätzlich nicht der deutschen Gesetzgebung und auch nicht dem EnWG unterlägen, wäre kein unmittelbarer Durchgriff möglich. Hier müsse schon aus Gründen der nationalen Versorgungssicherheit restriktiv geplant werden. Daher dürften **lediglich Pumpspeicherkraftwerke, die ausschließlich in das deutsche Netz einspeisen können, in die nationale Kraftwerksliste** aufgenommen werden.

Andere Konsultationsteilnehmer lehnen eine Berücksichtigung ausländischer Pumpspeicherkraftwerke in jedem Fall ab. Sie sei eine klare Ungleichbehandlung inländischer Anlagen gegenüber denen in Österreich oder Luxemburg. Insbesondere sei in diesem Zusammenhang die Annahme **einer unbegrenzten Lebensdauer der Pumpspeicherkraftwerke inkonsistent**, da durch die Berücksichtigung der ausländischen Anlagen die

ohnehin angespannte wirtschaftliche Situation für nationale Pumpspeicherkraftwerke verschärft würde. Weiterhin müsse sichergestellt werden, dass bei einer Aufnahme der ausländischen Kapazitäten in die nationale Kraftwerksliste dieselben Anlagen aus der ausländischen Kapazität der europäischen Kraftwerksliste subtrahiert werden, da sonst die **Gefahr einer Doppelzählung** gegeben sei.

Bei einer Berücksichtigung deutscher Pumpspeicherkraftwerke über das im Szenariorahmen abgebildete Maß hinaus sei Vorsicht geboten, da besonders der **Neubau von Pumpspeicherkraftwerken** unter Berücksichtigung der wirtschaftlichen Lage **unrealistisch** sei. Dies zeigten u. a. die Diskussionen zum Pumpspeicherkraftwerk am Jochberg (Jachenau, bayerische Alpen). In einigen Beiträgen wird der von den Übertragungsnetzbetreibern genannte Wert von 14,6 GW an installierter Pumpspeicherkraftwerke-Leistung in 2035 auf Grund der schwierigen wirtschaftlichen Situation in Frage gestellt und ein geringerer Wert gefordert.

In anderen Beiträgen wird nach der Begründung gefragt, warum über die Planung hinaus **keine Neubauten für Pumpspeicherkraftwerke angenommen** werden. Für diese Prämisse würde keine ausreichende Begründung genannt. Diese Argumentation wird von anderen Konsultationsteilnehmern in Frage gestellt. Großspeicher würden von der Bundesregierung diskriminiert und als Letztverbraucher eingestuft. Solange diese Nachteile, wie z. B. die Beteiligung an den Netzentgelten, nicht beseitigt würden, werde sich kaum ein wirtschaftliches Umfeld einstellen, in dem Großspeicher operieren könnten. Würde an dieser Situation nichts geändert, würden noch weitere geplante Pumpspeicherkraftwerks-Großprojekte verworfen. Schon jetzt beziehe sich die genutzte Kraftwerksliste offenbar auf den Beginn der Pumpspeicherkraftwerksplanung, da einige der geplanten Kraftwerksprojekte schon seit Jahren nicht mehr verfolgt würden. So seien die Planungen für das Jochberg- Pumpspeicherkraftwerk schon 2014 aufgegeben worden. Die Annahme von alpinen Speichern dürfe nicht als Begründung für Gleichstromtrassen zweckentfremdet werden.

Demgegenüber stellt ein Konsultationsteilnehmer fest, dass in Zukunft auch im Süden in einigen Stunden des Jahres mit einer Überdeckung an erneuerbarer Versorgung zu rechnen ist. Neben einem möglichen Transport des Überschusses nach Norden (z.B. bei starker PV Einspeisung und Windstille) sollten auch alpine Speicher genutzt werden, um Energie vorzuhalten.

2.2.6 Andere konventionelle Kraftwerke

Bei den sonstigen konventionellen Kraftwerken wird kritisiert, dass bei Abfallkraftwerkskapazitäten und bei KWK-fähigen Kleinkraftwerken kleiner 10 MW kein weiterer Zubau angenommen wird.

2.3 KWK

Nach Ansicht vieler Konsultationsteilnehmer sollten **die aktuelle Novellierung des KWK-Gesetzes** und die aktuellen Überlegungen zur Novellierung des EEG 2016 im Szenariorahmen **zwingend berücksichtigt werden**. Aus der KWK-Novellierung ergebe sich eine Nettostromerzeugung aus KWK von 120 TWh im Jahr 2025, die durch den Szenariorahmen abgebildet werden müsse. Diese Strommenge sollte insbesondere durch Erdgas bzw. aus Erneuerbaren Energien erzeugt werden.

Viele Konsultationsteilnehmer kritisieren, dass bei bestimmten KWK-fähigen Gaskraftwerken bei Erreichen ihrer technisch-wirtschaftlichen Betriebsdauer kein **baugleicher Ersatz** mit gleicher Leistung am selben Standort angenommen wird. Es sei zu erwarten, dass der **Wirkungsgrad von KWK-Anlagen weiter steigt** und sich Ersatzneubauten so auch außerhalb der möglichen zukünftigen KWK Förderung abbilden ließen.

Ein anderer Konsultationsteilnehmer hält den von den Übertragungsnetzbetreibern prognostizierten Zuwachs für realistisch. Ein 1:1-**Ersatzneubau KWK-fähiger Gaskraftwerke** sei nach der Novellierung des KWK-Gesetzes **nicht zu erwarten**. Ebenso sei die Wirtschaftlichkeit bei Gas-für-Kohle Ersatzbauten aus heutiger Sicht nicht gegeben. Andere Konsultationsteilnehmer hingegen geben an, dass ein stärkerer Ausbau von KWK entsprechend der wegfallenden Kohleleistung vorzusehen sei.

Ein weiterer Konsultationsteilnehmer kritisiert, dass die angenommene **Verdopplung der Leistung von KWK-fähigen Kleinanlagen unter 10 MW** Größe fraglich ist, da die Wirtschaftlichkeit solcher Anlagen durch die aktuellen Regeln im EEG 2014 zum Eigenstromverbrauch beeinträchtigt werde. Außerdem sei zu hinterfragen, warum im Szenario C 2030 mit einer höheren Elektrifizierung bei der Deckung des Wärmebedarf genauso viel gasgefeuerte KWK-Leistung angenommen werde wie in den Szenarien A 2030 und B 2030.

Die verbrauchsnahe kleine Kraft-Wärme-Kopplung sei ein wesentlicher Bestandteil der Energiewende, merkt ein Konsultationsteilnehmer an. Da die Abwärme der konventionellen Stromerzeugung den Raumwärmebedarf in Deutschland decken könne, sei die verbrauchsferne Energieerzeugung sinnlos. Obendrein lasse sich der **Strom- und Wärmemarkt** in Zukunft **nicht mehr getrennt voneinander betrachten**.

Der vollständig stromgeführte und somit **flexibilisierte Einsatz von KWK-Anlagen** wird von einem Konsultationsteilnehmer bezweifelt, da er sich allenfalls durch erheblichen Zubau von Wärmespeichern erreichen ließe. Weiterhin fehle eine Aussage zur Dimensionierung dieser Speicher. Besonders bei kleinen KWK-Anlagen würde der rein strommarktbasierter Einsatz die Effizienzgewinne von KWK-Anlagen sowohl betriebswirtschaftlich als auch ökologisch in Frage stellen.

Ein Konsultationsteilnehmer gibt an, dass der Bedarf an KWK-basierten **Must-Run Kapazitäten** durch den Einsatz von Wärmespeichern und Wärmenetzen im KWK-Bereich **reduziert** werden müsste.

Ein Konsultationsteilnehmer merkt an, dass die **steigenden Kapazitäten der Gaskraftwerke** zur Abdeckung der Spitzenlast und Erhöhung der Versorgungssicherheit **genutzt werden sollten**. Im Szenariorahmen sollte außerdem eine Differenzierung von Gaskraftwerken in Anlagen mit und ohne KWK erfolgen, da nur so die unterschiedlichen Betriebsweisen im anschließenden Netzentwicklungsplan dargestellt und modelliert werden könnten.

Eine weitere Forderung eines Konsultationsteilnehmers ist die **stärkere Förderung von KWK-fähigen Gaskraftwerken in Siedlungen und Industriegebieten**, die sich in einer höheren Leistung KWK-fähiger Gaskraftwerke in allen Szenarien niederschlagen würde.

Ein weiterer Konsultationsteilnehmer gibt zu bedenken, es sei noch offen, wie sich die in der Novellierung beschlossene Reduzierung der Förderung industrieller KWK auf den Anlagenbestand und zukünftige Investitionsvorhaben auswirkt. Generell sei im Bereich der **Industrie-KWK eher mit Zurückhaltung zu rechnen**.

Neue Wärmelastprofile für KWK-fähige Gaskraftwerke werden von einem Konsultationsteilnehmer befürwortet. Diese sollten jedoch gemeinsam mit den Verteilnetzbetreibern erarbeitet werden. Auf der Grundlage der im Szenariorahmen enthaltenen blockscharfen Auswertung der angenommen

Kraftwerkskapazitäten sollten die gesonderten Rahmenbedingungen einzelner Kraftwerksprojekte in den Szenarien individuell berücksichtigt werden.

2.4 Regenerative Erzeugung

2.4.1 Allgemeines

Mehrere Konsultationsteilnehmer bevorzugen **den Ansatz einer linearen Interpolation zur Ermittlung der Bandbreite des Anteils von Erneuerbaren Energien am Bruttostromverbrauch**, da dieser am ehesten die Einhaltung des EEG gewährleisten würde.

Mehreren Konsultationsteilnehmern erscheint **der Ansatz einer pauschalen Bandbreite** des Anteils Erneuerbarer Energien am Bruttostromverbrauch von 45-60 % als sinnvoll, da er der Variabilität der Geschwindigkeit des Transformationsprozesses am ehesten Rechnung trüge. Einige dieser Konsultationsteilnehmer fordern zudem, dass der untere Rand auf 50 % erhöht werden muss, da 45 % zu konservativ ist.

Einige Konsultationsteilnehmer halten den von den Übertragungsnetzbetreibern vorgeschlagenen **Anteil an Erneuerbaren Energien am Bruttostromverbrauch für angemessen**.

Zahlreiche Konsultationsteilnehmer bemängeln die Annahme zum Anteil der Erneuerbaren Energien am **Bruttostromverbrauch in Szenario B 2035** (63 %), da er über den gesetzlichen Vorgaben (55-60 %) liegt und fordern eine Korrektur nach unten.

Um die Ziele des Pariser Klimaschutzübereinkommens zu erreichen, seien die Anteile Erneuerbarer Energien am Bruttostromverbrauch mit **45-60 % im Jahr 2030 zu niedrig** angesetzt und müssten nach Meinung mehrerer Konsultationsteilnehmer erhöht werden. Diese Konsultationsteilnehmer halten die Bandbreite des Erneuerbaren Energien Anteils am Bruttostromverbrauch im Jahr 2030 (51-56,5 %) für zu gering. Um die zukünftigen Unwägbarkeiten besser abdecken zu können, sollte nach ihrer Ansicht der obere Rand auf 60-65 % erhöht werden. Ein Konsultationsteilnehmer begrüßt es grundsätzlich, dass in Szenario B 2035 der Anteil an Erneuerbaren Energien am Bruttostromverbrauch über dem gesetzlichen Ausbaupfad liegt.

Ein Konsultationsteilnehmer ist der Ansicht, eine **Begrenzung des Ausbaus der Erneuerbaren Energien auf 40-45 % im Jahr 2025 ist kontraproduktiv**, um die Langfristziele im Jahr 2050 zu erreichen. Um die Ziele im Jahr 2050 zu erreichen, sollte der heutige Anteil von 33 % bis 2050 jährlich um 2 % erhöht werden.

Einige Konsultationsteilnehmer schätzen **die Ausbautzahlen für Windenergie an Land und Photovoltaik als zu konservativ** ein und bemängeln, dass bei der Photovoltaik der 52 GW Deckel berücksichtigt worden sei, obwohl er nach dem aktuellen Stand der EEG 2016-Eckpunktepläne des Bundeswirtschaftsministeriums künftig nicht mehr zum Zuge kommt.

Viele Konsultationsteilnehmer fordern in allen Szenarien **ein jährliches Ausbauvolumen von 2,5 GW netto für Wind Onshore**. In diesem Zusammenhang wird auch bemängelt, dass bei den Ausbaukorridoren für Windkraft und Photovoltaik der § 3 EEG 2014 nicht vollständig zugrunde gelegt wurde.

Mehrere Konsultationsteilnehmer fordern, den Szenariorahmen zwingend an die jüngsten Überlegungen zur **Novellierung des EEG 2016** anzupassen. Zumindest die Eckpunkte des EEG 2016 hätten Betrachtungsgegenstand der Konsultation sein müssen.

Ein Konsultationsteilnehmer bemängelt **die fehlende Transparenz bei der Ermittlung der nicht einsetzbaren Leistung der Erneuerbaren Energien** und stellt darüber hinaus auch die von den Übertragungsnetzbetreibern ermittelten Ergebnisse in Frage. Des Weiteren betrachtet er es als realistisch, dass in den nächsten Jahren bei der **Biomasse Volllaststunden von 7.500 bis 8.000** erreicht würden, was wiederum einen Abschlag von 10-15 % bedeuten würde. Ein anderer Konsultationsteilnehmer kann nicht nachvollziehen, dass die Volllaststunden von neuen Biomasseanlagen sinken, obwohl andere Studien von 5.500 bis 6.500 Volllaststunden ausgingen. Ein weiterer Konsultationsteilnehmer bemängelt die **angenommenen Volllaststunden für Neuanlagen im Bereich Wind Onshore in Höhe von 2.000 h**, da die Volllaststunden in einem Bereich von 2.500 bis 3.250 h liegen sollten.

Ein Konsultationsteilnehmer empfiehlt statt einer bundeslandscharfen Darstellung der **Regionalisierung der Windenergie an Land eine Unterteilung in Nord, Mitte und Süd**.

Ein Konsultationsteilnehmer kritisiert, dass der überwiegende Teil des **Zubaus im Bereich Wind On- und Offshore und Photovoltaik auf Nord und Ostdeutschland** entfällt und fordert im Zuge der laufenden EEG Reform 2016 die Einführung eines **regionalen Steuerungsmechanismus**, der gewährleistet, dass mindestens 30 % des Zubaus an Erneuerbaren Energien in Süddeutschland stattfinden.

Nach Meinung eines Konsultationsteilnehmers würde der **Leistungsbedarf** durch eine Überbewertung der künftigen Rolle von Offshore Windanlagen, der Wahl des „durchschnittlichsten“ Wetterjahres und der Unterstellung von Verlusten beim Repowering **künstlich aufgebläht**.

2.4.2 Wind Onshore

Ein Konsultationsteilnehmer bemängelt, dass die **Ausbaukorridore für Windkraft** nicht vollständig auf § 3 des aktuell gültigen EEG 2014 beruhen.

Aus der Sicht eines weiteren Konsultationsteilnehmers würden sich auf der Grundlage der anstehenden Modifizierung der Förderung von Windenergieanlagen die Prognosen, wo diese Anlagen errichtet werden, **deutlich erschweren**.

Laut einiger Konsultationsteilnehmer muss die installierte Leistung im Bereich Wind Onshore angepasst werden, da in der Vergangenheit der Ausbaubedarf unterschätzt worden sei.

Ein Konsultationsteilnehmer kritisiert, dass die prognostizierten Werte für die installierten **Windenergieleistungen in Nordrhein-Westfalen** im Jahr 2030 deutlich hinter denen aus dem Netzentwicklungsplan 2025 zurückbleiben und somit nicht die von der Landesregierung Nordrhein-Westfalens gesetzten Ausbauziele berücksichtigt werden.

Ein weiterer Konsultationsteilnehmer ist der Auffassung, dass die erwarteten 10,5 GW für **Schleswig-Holstein** für das Jahr 2035 auch unter widrigen Umständen deutlich früher erreicht werden.

Ein Konsultationsteilnehmer fordert, dass in die Bestandsanalyse der Onshore-Windenergieanlagen für Thüringen die Daten der oberen Landesplanungsbehörde Eingang finden müssten und bei der installierten Leistung Wind Onshore für **Thüringen** der Wert für 2014 von 1,3 GW auf 1,1 GW zu korrigieren ist.

Gemäß einem Konsultationsteilnehmer sind die **Annahmen für den Ausbau** der Windenergie an Land in den Szenarien B 2030, B 2035 und C 2030 **nicht konstant genug**, da der Zubau zu moderat sei. Er halte folgende korrigierte Annahmen für sinnvoll: Installierte Leistung Wind Onshore für das Szenario B 2030 73,8 GW, für das Szenario B 2035 77,7 GW, für das Szenario C 2030 85 GW.

Ein Konsultationsteilnehmer schlägt vor, die **Spitzenlast** der Windkraftanlagen über die bisher angewendeten 3 % der Jahresenergiemenge pro Windkraftanlage **zu kappen**.

Ein Konsultationsteilnehmer hält die Annahme, dass die Anzahl von Windenergieanlagen im Rahmen des **Repowering** abnehme, für nicht plausibel, da die Gründe hierfür nicht näher erläutert wurden.

Ein Konsultationsteilnehmer ist der Auffassung, dass die Annahmen zum **Ausbau** der Windenergie **im Norden rein spekulativ** und viel zu hoch sind. Somit sei die Notwendigkeit einer Gleichstromtrasse zum Nord-Süd Transport und zur gesicherten Stromversorgung in Bayern nicht gegeben.

Laut der Meinung eines Konsultationsteilnehmers wird zu Unrecht angenommen, dass die Erneuerbare Energien Anlagen immer weiter laufen. Nehme man allerdings für Windkraftanlagen eine Lebensdauer von 25 Jahren an, so fiel im Jahr 2030 eine Windkraftleistung von 18,4 GW und eine elektrische Arbeit von 27,2 TWh weg und der angegebene Anteil von Erneuerbaren Energien am Bruttostromverbrauch in Szenario C 2030 fiel damit von 56,6 % auf 47 %.

2.4.3 Wind Offshore

Ein Konsultationsteilnehmer fordert im Rahmen der aktuellen EEG-Novelle 2016 eine **Anhebung der Ausbauziele bei Wind Offshore**. Die Prognose der Offshore Windenergie scheine jedenfalls zu eng gefasst. Die politischen Ausbauziele dürften sich mit den neuen Rahmenbedingungen in den kommenden Jahren deutlich nach oben verändern. Gerade auf dem Meer bedinge der Netzausbau stark den Erneuerbare Energien Zubau.

Ein Konsultationsteilnehmer begrüßt die Vorgehensweise der Übertragungsnetzbetreiber bei der Prognose von Wind Offshore, da die im EEG 2014 genannten Ausbauziele eingehalten würden und eine **Überschreitung der Ausbauziele unbedingt zu vermeiden** sei.

Die zurzeit bekannten Eckpunkte eines EEG 2016 lassen nach Ansicht eines Konsultationsteilnehmers für die wesentliche Frage der in 2030 anschließbaren installierten Gesamtleistung derzeit **keine Änderung dieser Zielsetzung** erwarten. Von einer erfolgreichen Realisierung dieser Leistung könne, wie die jüngere Vergangenheit zeige, ausgegangen werden, da ein abnehmender Realisierungswille nicht erkennbar sei. Es bestünde sogar der Wille und es wäre auch möglich, deutlich mehr zu erreichen.

Nach der Meinung eines weiteren Konsultationsteilnehmers müsste der **Ausbau von Offshore-Windkraftanlagen verlangsamt** werden. Er habe generell nichts gegen Offshore-Windkraftanlagen, aber wenn man jetzt sehe, wie die großen Stromkonzerne einen Windpark nach dem nächsten aus dem Meer zögen, frage man sich schon, warum jetzt plötzlich diese Eile geboten sei. Schnell werde klar, dass nach langjährigen, letztlich aber erfolglosen Versuchen, die Energiewende zu boykottieren, jetzt wieder Boden gut

gemacht werden solle. Das könnten nur Großprojekte sein, für die es mit 19,4 Cent pro kWh viele Jahre gutes Geld gebe. Damit könne die Erhöhung der Strompreise wieder auf die Erneuerbaren Energien geschoben werden. Zusätzlich werde Einfluss auf die Politik genommen, um über die EEG Anpassungen 2016 die Wind Onshore Gewinnung auszubremsen. Die Auswirkungen seien bereits sichtbar. Bei durchschnittlich 9 Cent pro kWh wäre der zügige und dezentrale Ausbau der Wind Onshore Erzeugung wesentlich sinnvoller.

Ein Konsultationsteilnehmer weist darauf hin, dass der niedrige Betrag von maximal 3,9 Cent pro kWh Grundvergütung **kein Anreiz** sein werde, die deutschen Offshore-Windparks lange über die Zeit der erhöhten Anfangsvergütung **hinaus laufen zu lassen**. Dies sei auch dem Umstand geschuldet, dass in den späten Betriebsjahren die Reparatur- und Wartungskosten deutlich steigen und damit höher seien als in den ersten Betriebsjahren. Diese Wirtschaftlichkeitsbetrachtungen sollten im Rahmen des Szenariorahmens beachtet werden. Denn genau hier läge das Problem. Die Vergütung von 3,9 Cent pro Kilowattstunde werde – wenn überhaupt – nur genügen, um die Betriebskosten zu decken. Besonders **Wartung, Reparatur und Versicherungskosten fielen bei einem Windpark Offshore deutlich stärker ins Gewicht als bei einem Windpark Onshore**. Dies könnte dazu führen, dass ein erheblicher Teil der **Offshore-Windparks bereits nach 12 oder 14 Betriebsjahren eingestellt** werde. Soweit das EEG 2014 dann attraktiv genug sei und es zum Neubau/Repowering an gleicher Stelle komme, wirke sich dies auf das Elektrizitätsnetz allerdings nur zeitweise aus.

2.4.4 Photovoltaik

Ein Konsultationsteilnehmer schlägt vor, die **Solareinspeisung als negative Last** zu simulieren bzw. die tatsächlich auftretenden kritischen Lastprofile durch probabilistische Sensitivitätsszenarien abzubilden.

Ein Konsultationsteilnehmer kritisiert, dass die installierten **Kapazitäten der PV-Anlagen** in den jeweiligen Szenarien weder im Smart-Metering noch im Strommarkt-Design 2.0 **als in Echtzeit gemessene Einspeisequellen** berücksichtigt würden.

Aus der Sicht eines weiteren Konsultationsteilnehmers werden sich auf der Grundlage der anstehenden Modifizierung der Förderung von großen Photovoltaikanlagen die **Prognosen, wo diese Anlagen errichtet werden, deutlich erschweren**.

Ein Konsultationsteilnehmer weist auf das **Auslaufen der Einspeisevergütung von PV-Kleinanlagen** mit der Konsequenz hin, dass diese dann in der Marktmodellierung nicht mehr einspeisen dürften.

Ein Konsultationsteilnehmer kritisiert, dass sich der Anteil des **Zubaus von PV-Freiflächenanlagen am Gesamtzubau** aus dem Entwurf des Szenariorahmens nicht ableiten lässt. Des Weiteren kritisiert er den Ansatz, den PV-Zubau am Ertragsindex zu orientieren und gibt zu bedenken, dass die Verfügbarkeit von kostengünstigen Flächen ein ebenso wichtiger Faktor ist.

Ein Konsultationsteilnehmer hält die PV-Ausbauzahlen für deutlich zu gering. Die Zielmenge der Landesregierung **Nordrhein-Westfalens** von 9 GW in 2025 würde damit verfehlt.

Ein weiterer Konsultationsteilnehmer weist daraufhin, dass die vom Land übermittelten Ausbauzahlen für **Niedersachsen** in keinem Szenario auch nur annähernd berücksichtigt worden sind. Die Ausbauwerte lägen vielmehr weit darunter und stellten nur eine Fortschreibung der aktuellen Rahmenbedingungen dar. Niedersachsen strebe für 2050 eine Vollversorgung aus Erneuerbaren Energien an. Hierfür sei eine Anhebung

der jährlichen Zubaumenge notwendig. Es wird gefordert, zumindest in Szenario C 2030 die ausgewiesenen Werte des Landes Niedersachsen besser zu berücksichtigen.

2.4.5 Biomasse

Laut eines Konsultationsteilnehmers sind die für **Sachsen-Anhalt** angenommenen Prognosen zur installierten Leistung Biomasse deckungsgleich mit der Bandbreite der Studie „Wissenschaftliche Begleitung der Koordinierung des Ausbaus der Erneuerbaren Energien in Sachsen-Anhalt“.

Ein Konsultationsteilnehmer sieht den Anteil der Biomasse in **Niedersachsen** für das Zieljahr 2030 als geringfügig zu hoch an. Es sei davon auszugehen, dass der Anteil allenfalls auf dem heutigen Niveau stagniert und die Verstromung zukünftig durch höherwertige Anwendungen substituiert wird.

Ein anderer Konsultationsteilnehmer befürchtet einen weiteren Rückgang der Biomasse in **Bayern** aufgrund der aktuellen Vergütungssituation.

2.4.6 Wasser

Ein Konsultationsteilnehmer äußert sich positiv zur Übernahme der prognostizierten **Kapazitäten für Laufwasseranlagen** in dem Szenariorahmen.

2.4.7 Andere Erneuerbare Energien

Ein Konsultationsteilnehmer hält den **Anteil der Geothermie** und die Nutzung von **Grubengasen** für zu gering.

2.5 Klimaschutz/Energiepolitische Ziele der Bundesregierung/CO₂ Reduktion

Ein Konsultationsteilnehmer gibt an, dass die für den Szenariorahmen gewählten **Reduktionen der CO₂ Emissionen zu niedrig** sind. Es solle auf eine weitergehende Senkung der CO₂ Emissionen um 95-100 % bis zum Jahr 2040 abgezielt werden. Daraus ergebe sich eine jährliche Reduktion von 3 % pro Jahr und somit insgesamt eine Reduktion um 70 % im Jahr 2030 und 85 % im Jahr 2035. Dies verringere die CO₂ Emissionen im Stromsektor auf 120 Mio. t. im Jahr 2030 und 65 Mio. t. im Jahr 2035. Außerdem sei sicherzustellen, dass der Ersatz für den geringeren Kohlestromeinsatz in Deutschland nur durch Verbrauchssenkung und den Ausbau Erneuerbarer Energien in Deutschland und nicht durch Import von Kohlestrom erfolgen darf.

Mehrere Konsultationsteilnehmer merken an, dass das kürzlich unterzeichnete **Pariser Klimaabkommen Berücksichtigung finden muss**. Daher sei es notwendig, die Treibhausgasemissionen bis zum Jahr 2050 um mindestens 95 % zu reduzieren. Die von der Bundesregierung mehrfach bestätigten Dekaden-Ziele des Energiekonzepts 2010/11 sollten als Mindestreduktionsziele gelten. Da der Energiesektor zuerst dekarbonisiert werden sollte, müssten die Emissionsobergrenzen um wenigstens 40 Mio. t. CO₂ nach unten korrigiert werden. Dies sei insbesondere deshalb entscheidend, da Treibhausgasemissionen in einigen Sektoren prozessbedingt unvermeidbar sind und somit der Stromsektor eine nahezu 100%ige Deckung durch Erneuerbare Energien benötigt.

Ein Beitrag gibt zu bedenken, dass die Potenziale zur **Senkung von Treibhausgasemissionen mit der Zeit teurer** würden. So sei es relativ leicht, die ersten 100 Mio. t. CO₂ einzusparen, jedoch wesentlich schwerer, die letzten 100 Mio. t. CO₂ einzusparen. Deshalb sei es notwendig, die Absenkung nicht linear, sondern in einer hyperbelähnlichen Grafik zu betrachten.

Nach Ansicht eines Konsultationsteilnehmers seien die **Energiesektoren** aufgrund eines Treibhausgassockels in Industrie und Landwirtschaft bereits **deutlich vor 2050 zu dekarbonisieren**, um die Ziele des COP 21 Vertrags einzuhalten. Somit sei auch der Szenariorahmen an diesen Zielen auszurichten, da der bisherige Ausbaupfad selbst in Szenario C 2030 erst zu einer CO₂-freien Stromerzeugung im Jahr 2060 führt. Außerdem sei der notwendige Einsatz von CO₂-freiem Strom im Wärme- und Verkehrssektor nicht ausreichend abgebildet, um die Klimaneutralität vor 2050 zu erreichen. Aus diesem Grund müsse ein signifikant höherer Stromverbrauch für Sektorenkopplung angenommen werden, besonders die **Power-to-Gas und Power-to-Heat Optionen** in der Industrie seien bisher **nicht ausreichend berücksichtigt** worden.

Nach Ansicht einiger Konsultationsteilnehmer erledigt sich die Frage nach der Modellierung der nationalen CO₂ Klimaschutzziele durch die Novellierung des Energiewirtschaftsgesetzes. Dadurch sei zu erwarten, dass die **Herausnahme von emissionsintensiven Kraftwerken** zu einer CO₂ Reduktion von 12,5 Mio. t. führen wird. Ein anderer Konsultationsteilnehmer gibt zu bedenken, dass die Braun- und Steinkohleerzeugung durch Stilllegungen und Effizienzgewinne bis zum Jahre 2030 bereits 55-63 % weniger CO₂ ausstoßen wird (im Vergleich zum Referenzjahr 1990). Daher sei es nicht nötig, weitere Minderungen im Bereich der Braunkohle vorzunehmen.

Viele Konsultationsteilnehmer merken an, dass es nachvollziehbar ist, dass die Übertragungsnetzbetreiber **keine weiteren Maßnahmen zu CO₂ Einsparungen in der Braunkohlewirtschaft** berücksichtigt haben. Zum einen würde das Strommarktgesetz erst im Frühjahr 2016 verabschiedet. Zum anderen gehe die Bundesregierung in ihrer Gesetzesvorlage davon aus, dass die stillgelegten Blöcke der Kraftwerke Buschhaus, Frimmersdorf, Niederaußem, Neurath und Jänschwalde ausreichen, um die nationalen Zielvorgaben hinsichtlich der CO₂-Einsparung einzuhalten. Es sei schwer abschätzbar, wie hoch das in 2020 festgestellte Delta sei, wenn sich diese Prognose nicht bestätigt.

Mehrere Konsultationsteilnehmer sind der Meinung, dass eine **Orientierung an den nationalen CO₂ Reduktionszielen der Bundesregierung** in allen Szenarien nicht befürwortet werden kann. Die vorgeschlagenen Maßnahmen zur Minderung des CO₂ Ausstoßes liefen auf einen Kraftwerksstilllegungsplan hinaus, der mit Braunkohlekraftwerken beginnen würde. Dies wiederum widerspricht der Vereinbarung zum Ausbau einer Sicherheitsbereitschaft aus Braunkohlekapazitäten und den im Rahmen des nationalen Aktionsprogramms Klimaschutz 2020 gewählten Abgrenzungen der CO₂-Emissionen im Energiebereich.

Ein weiterer Konsultationsteilnehmer ist der Meinung, dass die Berücksichtigung nationaler Klimaschutzziele mindestens in einem Szenario verfehlt werden müsste, da der **europäische Emissionshandel** das **zentrale Klimaschutzinstrument** darstellt. Auch in Bezug auf den Erhalt der Wettbewerbsfähigkeit der deutschen Wirtschaft, dem Wirtschaftswachstum und der Eurostabilität sollte es ein Szenario ohne Einhalten der CO₂ Ziele geben.

Viele Konsultationsteilnehmer befürworteten hingegen die **Einhaltung der CO₂ Ziele in allen Szenarien**. Gerade nach der Pariser Klimakonferenz sei ein Verfehlen der Klimaschutzziele nicht realistisch. Es sei zu begrüßen, dass kein Zubau neuer Kraftwerkskapazitäten im Braunkohlesegment angenommen wird. Ebenfalls zu befürworten sei die **2,7 GW Braunkohleleistung als „Klimareserve“**. Die Annahme, dass Kraftwerke am Markt bleiben bis ihre technisch-wirtschaftliche Lebensdauer erreicht ist, müsse darüber hinaus ständig anhand der energiewirtschaftlichen Rahmenbedingungen überprüft werden. Diese Prämisse sei hinfällig, sobald sich die Politik auf einen Ausstiegspfad aus der Braunkohle einigt.

Nur durch das Einhalten der Klimaschutzziele könne sichergestellt werden, dass der Netzausbau passend zu den Klimaschutzziele dimensioniert wird. Sonst bestünde das Risiko eines Trade-Off zwischen Netzausbau und Klimaschutzziele.

Viele Konsultationsteilnehmer äußern sich zur Wahl des **Modellierungsansatzes zur Einhaltung der nationalen CO₂ Ziele**. Hier stellen die Übertragungsnetzbetreiber drei Ansätze zur Diskussion:

- Methode 1: Anpassung des Kraftwerksparks durch Herausnahme von emissionsintensiven Kraftwerken.
- Methode 2: Vorgabe einer CO₂-Obergrenze oder Erhöhung der CO₂-Preise für alle deutschen Kraftwerke.
- Methode 3: Modellierung von Nachrüstungen, Umbau und Modernisierung von Kraftwerken.

Einige wenige Konsultationsbeiträge begrüßen die Methode 2 zur Einhaltung der Emissionsgrenzen, während die meisten Konsultationsteilnehmer sich dahingehend äußern, dass Methode 3 zur Erreichung der CO₂ Zielwerte am unrealistischsten ist.

Die Kombination der Methoden 1 und 2 wird von mehreren Konsultationsteilnehmern favorisiert. Dabei sei realistisch gesehen nur von einer moderaten Erhöhung der CO₂-Preise bis 2030 auszugehen.

Die dritte Option wird von vielen Konsultationsteilnehmern abgelehnt. Insbesondere die Carbon Dioxide Capture and Storage Technologie sei zu verwerfen, da sie gegenwärtig weder technologisch noch wirtschaftlich machbar sein, geschweige denn gesellschaftlich akzeptiert wird.

Viele Konsultationsteilnehmer favorisieren Methode 1. Ergänzend könnten effektive Modernisierungsmaßnahmen berücksichtigt werden. Mit der Klimareserve hat die Politik den Weg eingeschlagen, emissionsintensive Kraftwerke sukzessive außer Betrieb zu nehmen, so die Argumentation. Es sei davon auszugehen, dass dieses Instrument auch künftig eine wichtige Rolle beim Erreichen der Emissionsziele im Energiesektor spielen wird.

Mehrere Konsultationsteilnehmer merken an, dass Ansatz 2 problematisch ist, da dieser eine zukünftige Welt unterstellt, in der sich ausschließlich Deutschland um die Einhaltung der nationalen Klimaschutzziele bemüht. Da keine Rückkopplungseffekte durch die Im- und Exportsituation betrachtet würden, könne nicht mehr von konsistenten europäischen Szenarien ausgegangen werden. Außerdem widerspreche diese **nationale Abgrenzung dem Grundgedanken des europäischen Emissionshandelssystems**.

Ferner sei es unwahrscheinlich, dass Deutschland seine CO₂ Ziele erreicht, wenn sich das europäische Ausland so wenig ambitioniert verhält. Darüber hinaus würde durch die Modellierung eines nationalen CO₂ Preises die Position hocheffizienter Erdgaskraftwerke in der europäischen Merit-Order verändert, so dass diese aus dem Markt gedrängt würden. Unter der Prämisse eines europäischen Klimaschutzbeitrags sei es schwieriger, sinnvolle Angaben zum erforderlichen Stromnetzausbau zu machen. Daher wäre es nötig, bei der Wahl des zweiten Ansatzes komplementäre Maßnahmen zur Erreichung der nationalen Klimaschutzziele in anderen europäischen Ländern zu berücksichtigen.

Ein weiterer Beitrag kritisiert, dass die beiden anderen **möglichen Ansätze (1 und 3) nicht detailliert genug ausgestaltet** sind, so dass innerhalb der kurzen Konsultationsfrist keine tiefergehende Auseinandersetzung möglich war. Darüber hinaus fehle völlig der Bezug auf den Europäischen Emissionshandel als zentrales Instrument für die Emissionsminderung in Europa. Die angenommenen rein nationalen Vorgaben für die

Emissionen des deutschen Kraftwerksparks würden den Strombinnenmarkt verzerren und nicht zu einer Emissionsminderung führen, da die in Deutschland vermiedene Nachfrage nach Emissionszertifikaten andernorts in Europa höhere Emissionen bedinge (sog. „Carbon Leakage“). Außerdem verändere dieser vermehrte Einsatz von Kraftwerken außerhalb Deutschlands den Transportbedarf mit den Nachbarländern.

Ebenso sei es volkswirtschaftlich fragwürdig, durch nationale Maßnahmen Kapazitäten aus dem Markt zu drängen, um sie dann durch neue gasbasierte Kapazitäten zu ersetzen. Es sei zu erwarten, dass diesen Kraftwerken nach wenigen Jahren nicht genug CO₂ Zertifikate für den Betrieb zur Verfügung stehen und obendrein alle Neukapazitäten alimentiert werden müssten. Außerdem wird angemerkt, dass jedes zusätzliche, rein nationale Instrument zu einer Erhöhung des Strompreises führen und so die Wettbewerbsfähigkeit der deutschen Wirtschaft verschlechtert wird.

Ein Konsultationsteilnehmer gibt zu bedenken, dass der Strom, der nach Änderung der CO₂-Preise gegebenenfalls importiert werden muss, vollständig in die nationale CO₂-Bilanz eingehen sollte.

Nach Einschätzung mehrerer Teilnehmer ist es sinnvoll, durch die **Verlagerung des Energieverbrauchs in den Stromsektor** (Sektorenkopplung) die **verwendete CO₂ Obergrenze zu erhöhen**. Andere Konsultationsteilnehmer gehen davon aus, den Stromverbrauch neuer Anwendungen durch Sektorenkopplung CO₂-neutral zu decken. Eine dritte Meinung gibt zu bedenken, dass es sinnvoll wäre, die nationalen Klimaschutzziele nicht in gleichem Verhältnis auf den Strombereich umzulegen, da die CO₂ Minderungskosten in anderen Sektoren geringer seien.

Ein Konsultationsteilnehmer spricht sich dafür aus, dass die Bundes- und Landesregierungen mit den Betreibern der **Kohlekraftwerke Abbaupfade** aushandeln sollten. Auf diese Weise könne der notwendige Strukturwandel zum Einhalten der Klimaschutzziele wirtschaftlich und sozialpolitisch verträglich ausgestaltet werden. Die Modellierung könnte dann dieser Maßgabe folgen. Ein weiterer Beitrag erklärt dazu, dass der Koalitionsvertrag von SPD und Bündnis90/Die Grünen in Nordrhein-Westfalen die Einführung von Mindestwirkungsgraden vorsieht und die so herausgenommenen Kraftwerke als Reserve dienen könnten.

2.6 Verbrauch und Jahreshöchstlast

2.6.1 Regionalisierung des Verbrauchs

Ein Konsultationsteilnehmer fordert, dass das systemdienliche Verhalten von EEG-Anlagen auch im Lastgang am Netzverknüpfungspunkt abzubilden ist.

Andere Konsultationsteilnehmer äußern sich kritisch zur **Methodik zur Ermittlung des Stromverbrauchs und seiner Höhe**. Das **Referenzjahr 2012** sei für die Ermittlung des zeitlichen Verlaufs des Strombezugs nur bedingt nachvollziehbar. Dieses Jahr weist laut einem Konsultationsteilnehmer einen **durchschnittlichen Wetterverlauf** auf. Vor dem Hintergrund der Netz- und Systemstabilität sowie hinsichtlich der Vermeidung von Speicher- und Redispatchkosten, sollte jedoch besser ein windreiches Jahr zugrunde gelegt werden. Auch die Wahl des **Referenzjahres 2013 für die sektorspezifischen Stromprofile** sei nur bedingt nachvollziehbar, da dieses Jahr einen unterdurchschnittlichen Stromverbrauch aufweist. Ein Konsultationsteilnehmer regt an, die Szenarien nicht nur auf zwei unterschiedliche Referenzjahre, sondern auf verschiedene Jahre mit stärkerem Verbrauch und extremerem Wetter zu beziehen.

Mehrere Konsultationsteilnehmer sprechen sich für die im Entwurf des Szenariorahmens verwendete **regionale und sektorspezifische Methodik zur Ermittlung des Stromverbrauchs** aus. Ein Konsultationsteilnehmer fordert für die Erzeugung einer länderscharfen bzw. kreisscharfen Veröffentlichung von Daten.

Ein Konsultationsteilnehmer begrüßt die Hinweise auf eine regionale Verteilung von Kapazitäten und Aufteilung von Verbrauchswerten nach Landkreisen. Es sei jedoch nicht nachvollziehbar, wie diese Methodik konkret umgesetzt werden solle. Es wird daher gefordert, die „zellularen Ansätze“ aus der Studie des VDE umzusetzen, um für den Netzentwicklungsplan die Simulation regionaler Strommodelle zu ermöglichen.

Mehrere Konsultationsteilnehmer merken an, dass durch den Zustrom von Flüchtlingen eine **Neubewertung der Bevölkerungszahlen** notwendig ist. Die Verwendung des Migrationsberichts 2011 sei in Anbetracht der aktuellen politischen Entwicklungen nicht nachvollziehbar.

Die **räumliche, zeitliche und nach Treibern differenzierte Entwicklung des Stromverbrauchs** im Szenariorahmen wurde von einem Konsultationsteilnehmer begrüßt. Eine grafische Darstellung, aus der ersichtlich werde, wo in Deutschland der Netzausbau durch die Stromproduktion oder die Stromnachfrage getrieben sei, fehle allerdings.

Ein Konsultationsteilnehmer äußert sich zur **Prognose des Stromverbrauchs in Hamburg**: Im Gegensatz zu den Städten München und Berlin, die einen Lastanstieg von über 25 % verzeichnen, würde für Hamburg lediglich ein Anstieg von 5-15 % prognostiziert. Im Südteil der Stadt sei aufgrund der dortigen Grundstoffindustrie – nach Angaben des Szenariorahmens (Rückgang der Chemie- und Grundstoffindustrie) – mit einem starken Lastrückgang zu rechnen. Nördlich der Elbe müsse hingegen mit einem starken Lastanstieg größer 25 % gerechnet werden. Der Bezug der Daten auf die Ebene der Gemeinden sei im ländlichen Bereich hinreichend, jedoch nicht für städtische Gebiete mit regional verteilter und heterogener Versorgungsstruktur. Eine Pauschalisierung der Last über die gesamte Stadt führe zu falschen Lastflussabbildungen im Übertragungsnetz.

Ein weiterer Konsultationsteilnehmer merkt an, dass die **Methodik zur Ermittlung des Stromverbrauchs** aus dem Szenariorahmen nicht abgeleitet und daher auch **nicht bewertet werden kann**. Hierfür müsse das zugrunde liegende Gutachten des Fraunhofer-Instituts für System- und Innovationsforschung veröffentlicht werden. Weiterhin sei nicht nachvollziehbar, warum die urbanen Regionen Berlin und München-Augsburg einen starken Lastanstieg verzeichneten, ebenfalls urbane Regionen wie beispielsweise die Großräume Rhein-Main-Neckar und Karlsruhe dagegen nicht auftauchen. Es sei auch nicht nachvollziehbar, inwieweit der regional unterschiedliche Strombedarf von Industrie und Gewerbe in die regionalen Strukturparameter eingegangen sei.

2.6.2 Höhe des Verbrauchs und der Jahreshöchstlast

Der **Rückgang des Stromverbrauchs** in den Szenarien A 2030 und B 2030 ist nach Ansicht eines Konsultationsteilnehmers **zu optimistisch**. Allerdings sei eine große Steigerung der Energieeffizienz im Gebäudesektor gegeben. Andere Konsultationsteilnehmer äußern sich kritisch zum **angenommenen steigenden Stromverbrauch in Szenario C 2030**. Ein Szenario, das von einem hohen Transformationstempo und revolutionären Innovationen ausgeht sollte auch beinhalten, dass es Innovationen und Tempo

hinsichtlich der Stromeffizienz gebe. Es wird daher vorgeschlagen, im Szenario C 2030 von einer größeren Dynamik bei der Minderung des Stromverbrauchs auszugehen.

Einige Konsultationsteilnehmer führen an, dass der von den Übertragungsnetzbetreibern prognostizierte Rückgang des Stromverbrauchs in den Szenarien A 2030 und B 2030 unterschätzt wird. Es sei vielmehr anzunehmen, dass die von der Bundesregierung initiierten Effizienzmaßnahmen greifen und daher von einem stärkeren Rückgang des Stromverbrauchs in allen Szenarien auszugehen ist.

Einige Konsultationsteilnehmer äußern sich kritisch zum **Stromverbrauch der Industrieproduktion**. Es sei davon auszugehen, dass sich die Industrieleistung nicht so stark verringert wie von den Übertragungsnetzbetreibern angenommen. Trotz weiterer Effizienzsteigerungen sollte daher bei einer entsprechenden Wettbewerbsfähigkeit von einem höheren oder zumindest gleichbleibenden Strombedarf der Industrie ausgegangen werden. Weiterhin wird gefordert, den möglichen Einfluss auf den Stromverbrauch durch mehrere alternative Szenarien zu berücksichtigen. Die **Ausführungen zum Wirtschaftswachstum** seien **zu knapp** und eine Begründung für die Zugrundelegung fehle im Entwurf des Szenariorahmens völlig.

Ein Konsultationsteilnehmer ergänzt, dass langfristig **trotz umfassender Energieeffizienzanstrengungen** von einem **signifikanten Anstieg des Stromverbrauchs** auszugehen ist. Da die Sektorenkopplung den Energieverbrauch in den Bereichen Verkehr und Wärme auf den Stromsektor umlegen würde, sei die Stromnachfrage im Jahr 2050 deutlich höher als heute. Die betrachteten Zieljahre 2030 und 2035 seien jedoch von einem deutlichen Rückgang des Nettostromverbrauchs ausgegangen, da weitere Stromanwendungen wohl erst danach zu einem deutlichen Anstieg führen würden.

Der Beitrag der **Elektromobilität** zum Stromverbrauch wird von einem Konsultationsteilnehmer als zu niedrig bezeichnet. Die von den Übertragungsnetzbetreibern angenommenen Zahlen entsprächen nicht den klima- und energiepolitisch notwendigen Größenordnungen einer umfassenden Elektrifizierung des Verkehrssektors bis 2050. Nur der Wert von 23 TWh in Szenario C 2030 sei vertretbar. Andere Beiträge haben eine gegenteilige Meinung zur Elektromobilität und halten die angenommenen Werte für zu hoch. Da der Zeitpunkt der Marktreife weiterer Stromanwendungen unklar sei, unterstützt ein Beitrag den Vorschlag der Übertragungsnetzbetreiber, eine vertiefte Szenarienanalyse der nationalen Stromnachfrage, der regionalen Entwicklung von Verbrauchsstrukturen und des Einflusses auf den zeitlichen Verlauf der Stromnachfrage durchzuführen.

Einige Konsultationsteilnehmer sehen ein hohes **Effizienzpotenzial**, das wegen fehlender Anreize und Förderung aber nicht ausreichend erschlossen wird. In Anbetracht dessen und der zu erwartenden Sektorenkopplung sei daher in keinem Szenario von einem sinkenden sondern mindestens von einem gleichbleibenden Stromverbrauch auszugehen. In Szenario C 2030 sollte sogar über einen steigenden Verbrauch nachgedacht werden.

Andere Konsultationsteilnehmer halten die prognostizierten **Effizienzmaßnahmen** für vollkommen **überschätzt** und sehen den daraus resultierenden Stromverbrauch in den Zieljahren als zu gering an. Einige Konsultationsteilnehmer halten auch höhere Effizienzeinsparungen für möglich, gehen jedoch wegen einer umfangreichen Sektorenkopplung des Wärme- und des Verkehrssektors mit dem Stromsektor davon aus, dass diese Effizienzeinsparungen kompensiert bzw. überkompensiert werden. Ohne eine umfassende Sektorenkopplung könne eine umfassende Dekarbonisierung nicht funktionieren. Besonders Wärmepumpen,

Power-to-X Anwendungen und E-Mobilität würden die Stromnachfrage der Zukunft drastisch erhöhen. Daraus resultiere ein zumindest gleichbleibender, wenn nicht steigender Stromverbrauch.

In einem Beitrag wird darauf hingewiesen, dass es sowohl in den Szenarien des Bundesumweltministeriums als auch in Untersuchungen des Fraunhofer-Institut für System- und Innovationsforschung zu einer durch Sektorenkopplung bedingten Steigerung der Stromnachfrage vor 2030 kommen wird.

Für das Land Bayern geht ein Konsultationsteilnehmer aufgrund **ambitionierter Effizienzmaßnahmen** bei einer positiven wirtschaftlichen Entwicklung von einem gleichbleibenden Stromverbrauch aus, so dass der rückläufige Stromverbrauch der Szenarien A 2030 und B 2030 unrealistisch ist.

Einige Konsultationsteilnehmer wünschen eine zumindest **landkreisscharf regionalisierte Darstellung des Stromverbrauchs und der Jahreshöchstlast**.

Laut eines Konsultationsteilnehmers ist die fast als **konstant angenommene Jahreshöchstlast zu hoch** angesetzt. Aufgrund des zu erwartenden Umbaus des Kraftwerksparks und den damit einhergehenden starken Schwankungen der Strompreise an der Börse sei davon auszugehen, dass auch das Angebot an flexiblen Stromtarifen und der Einsatz von Lastmanagementmaßnahmen zunehmen. Diese Flexibilität würde sich reduzierend auf die Jahreshöchstlast auswirken.

Einige Konsultationsteilnehmer fragen nach der Begründung für die von den Übertragungsnetzbetreibern angenommene **Verdreifachung der Netzverluste** der Höchstspannungs- und Hochspannungsebene bis 2030.

Ein Konsultationsteilnehmer bezeichnet es als sachgerecht, dass in keinem der von den Übertragungsnetzbetreibern vorgestellten Szenarien die von der **Bundesregierung geforderte Senkung des Stromverbrauchs um 10 %** berücksichtigt wird.

In einem Konsultationsbeitrag wird die Frage aufgeworfen, warum für die Verbrauchsprognose auf die historischen Daten für 2013 Bezug genommen wird, während in der zugehörigen Grafik Zahlen für 2012 ausgewiesen werden.

Ein Konsultationsteilnehmer kritisiert, dass der Entwurf der Übertragungsnetzbetreiber nicht ausreichend den **Einsatz von CO₂-freiem Strom im Wärme- und Verkehrssektor** abbildet, der notwendig sei, um die Klimaneutralität des gesamten Energiesektor vor 2050 zu erreichen. Nach Studien des Fraunhofer-Instituts für Windenergie und Energiesystemtechnik sei im Jahre 2050 ein zusätzlicher Stromverbrauch aufgrund der Sektorenkopplung und Speicherverluste von etwa 200 TWh zu erwarten. Linear umgerechnet ergebe sich so ein zusätzlicher Stromverbrauch von 85 TWh in 2030. Dabei gehe die Studie lediglich von einer Treibhausgasminderung von 83 % für 2050 aus. Bei einer Minderung um 95 % sei der zu erwartende Mehrstromverbrauch noch größer.

Ein Konsultationsteilnehmer widerspricht den Übertragungsnetzbetreibern in Bezug auf den **Einfluss von Elektromobilität und Wärmeanwendungen auf die Jahreshöchstlast**. Durch Lastmanagementmaßnahmen und auch durch das normale Ladeverhalten sei der Einfluss auf die Jahreshöchstlast kleiner als von den Übertragungsnetzbetreibern angenommen. Ebenfalls sei nicht erkennbar, ob im Bereich der Wärmepumpen Pufferspeicher eingesetzt würden.

Ein Konsultationsteilnehmer behauptet, der hochsubventionierte Ausbau Erneuerbarer Energien sei für die verbrauchsintensive Industrie zu teuer, was zu einer **Abwanderung dieser Industrie** führe, wodurch der Stromverbrauch **deutlich zurückginge**.

Ein Konsultationsteilnehmer gibt an, dass aufgrund der Knappheit der fossilen Brennstoffe der Bedarf im Bereich **Mobilität und Heizung zunehmend durch Elektrizität** gedeckt würde. Daher sei der Stromverbrauch in den Szenarien als höher anzusehen. Die Tendenz zeige sich bereits im Jahr 2015, wo der Bruttostromverbrauch bei 610 TWh gelegen habe.

Dass **die demographische Entwicklung** und deren Auswirkungen auf den Stromverbrauch nicht berücksichtigt wurden, wird von einem Konsultationsteilnehmer kritisiert.

Ein Konsultationsteilnehmer ist der Meinung, dass es bisher nicht genau abschätzbar ist, wie sich die **Sektorenkopplung** weiter **entwickelt**. Daher sei es sinnvoll, bis zum Jahr 2020 eine Analyse der Situation vorzunehmen und dabei unter Berücksichtigung des Klimaschutzplans 2050 und erster Erfahrungen mit der Sektorenkopplung den Strombedarf in allen drei Bereichen Strom, Wärme und Mobilität fundiert abzuschätzen. Diese Erkenntnisse sollten bei der Weiterentwicklung der Netzentwicklungspläne berücksichtigt werden.

Ein Konsultationsteilnehmer befürwortet die Betrachtung des **europäischen Binnenmarktes** auch in Fragen der Leistungsbilanzen zum **Höchstlastzeitpunkt**. Bezüglich der Jahreshöchstlast gibt er zu bedenken, dass die Wahrscheinlichkeit des Auftretens nahezu zeitgleicher Jahreshöchstlasten, die nahezu zeitgleiche Nichtverfügbarkeit der Einspeisung aus Erneuerbaren Energien in der Region und die Szenarien zur Entwicklung der Leistungsbilanzen in den Nachbarländern zu beachten sind.

In zahlreichen Beiträgen wird darauf hingewiesen, dass die Ermittlung des Stromverbrauchs und dessen Verlauf nur qualitativ beschrieben werden. **Die Quellen, auf denen die Methodik der Ermittlung und der anschließenden Regionalisierung** basiert, würden **nicht benannt**. Die Benennung sei jedoch essenziell, um den Vorschlag und das Vorgehen der Übertragungsnetzbetreiber zu bewerten. Daher sollten die Quellen transparent im Detail offengelegt werden. Auch sollten die verwendeten Lastprofile stundenscharf in geeigneter Form veröffentlicht werden, da moderne Lastprofile eine Grundlage für wissenschaftliche Arbeiten im Kontext darstellten und für die Glaubwürdigkeit des Szenariorahmens von großer Bedeutung seien.

Ein Konsultationsteilnehmer vermisst eine **Begründung zur Berücksichtigung dezentraler Speicher** bei der Ermittlung des Stromverbrauchs und der Lastprofile.

Eine Aussage über die Auswirkungen der digitalen Revolution unter dem Stichwort „Industrie 4.0“ fehlt im Szenariorahmen, gibt ein Beitrag zu bedenken. Hierbei sei zu erwarten, dass sich der Stromverbrauch in Deutschland langfristig reduzieren werde.

2.7 Regionalisierung der Erneuerbaren Energien

2.7.1 Regionale Zuordnung von Wind Offshore in Nord- und Ostsee

Nach Ansicht eines Konsultationsteilnehmers sind Nord- und Ostsee durch **unterschiedliche technische Bedingungen** gekennzeichnet. Auch die unterschiedlichen **Anschlusskonzepte** der Übertragungsnetzbetreiber mit stark abweichenden Realisierungszeiten sprechen grundsätzlich für eine

Regionalisierung. Bei der Umsetzung der geplanten gesetzlichen Neuregelungen sei in Abhängigkeit von deren Ausgestaltung zu beachten, dass in der deutschen ausschließlichen Wirtschaftszone der Nordsee überproportional mehr Offshore Windparks einen bereits fortgeschrittenen Planungsstand aufweisen. Ob sich aus der Fortschreibung des Landesraumentwicklungsprogramms Mecklenburg-Vorpommern tatsächlich neue Vorrang- und Vorbehaltsflächen für Offshore Wind ergeben, auf denen dann auch genehmigungsfähige Projekte gestartet werden können, sei derzeit völlig offen.

Ein anderer Konsultationsteilnehmer hält die **Regionalisierung für Wind Offshore** hinsichtlich Nord- und Ostsee für **plausibel**. Die räumlichen Gegebenheiten rechtfertigten auch die Größenordnung der Aufteilung. Als eine Alternative könnten die Übertragungsnetzbetreiber eine Aufteilung zwischen Küstenmeer und ausschließlicher Wirtschaftszone der Nordsee und entsprechend der Ostsee prüfen. Allerdings dürfte der Mehrwert für den Netzentwicklungsplan eher gering sein.

Einige Konsultationsteilnehmer halten die **Aufteilung der prognostizierten Leistung zwischen Nord- und Ostsee** für sinnvoll und sind der Ansicht, dass auch in Zukunft Offshore-Windparks von professionellen Akteuren errichtet werden und daher mit einer hohen Realisierungswahrscheinlichkeit und der Einhaltung der Zielkorridore zu rechnen ist.

Aus Sicht eines weiteren Konsultationsteilnehmers sind etwaige **Ausbaumaßnahmen** aufgrund der Bedeutung der Ostsee für den Vogelzug und als Winterrasthabitat für Vögel **aus Naturschutzgründen kritisch zu sehen**. Ferner müsse die bestehende Gefährdung der beiden Schweinswalpopulationen der Ostsee – insbesondere auch vor dem Hintergrund der besonderen geografischen Situation der Ostsee (kanalartige Verengung) – in Hinblick auf schallintensive Aktivitäten berücksichtigt werden. Zudem sei zu beachten, dass gegebenenfalls erhöhte Schallwerte – aufgrund schwieriger Baugrundverhältnisse und gegenüber der Nordsee veränderte Annahmen zur Schallausbreitung – zusätzliche Probleme in der Ostsee mit sich bringen. Daher sei eine Konzentration des Ausbaus der Offshore-Windkraft vorrangig in der ausschließlichen Wirtschaftszone der Nordsee geboten.

Die vorliegende Regionalisierung sei sinnvoll und geboten, da verschiedene Übertragungsnetzbetreiber verantwortlich seien. Darüber hinaus würden technologisch unterschiedliche Anbindungssysteme verfolgt, die ein kurzfristiges Umschwenken nicht gestatteten. Die räumlichen Gegebenheiten rechtfertigten auch **die Größenordnung der Aufteilung**. Aufgrund der von den Übertragungsnetzbetreibern zutreffend identifizierten Unsicherheiten sei es jedoch nicht möglich, das eine oder das andere 2030er-Szenario zu präferieren. Es sei derzeit ungewiss, wann welche vorentwickelte Fläche in einem zentralen Modell ausgeschrieben wird, ob die nähere Ausgestaltung der Ausschreibung möglicherweise „Anteile“ für die Förderung in Nord- und Ostsee vorsehen oder wie zukünftig das Verhältnis zwischen Netzausbauplanung, Flächenauswahl und bezuschlagten Geboten aussieht. Ebenfalls noch nicht abschließend entschieden sei, wie genau die marinen Vorrang- und Vorbehaltsgebiete im Küstenmeer Mecklenburg-Vorpommerns letztlich zugeschnitten sein werden und welche Leistung dort installiert werden kann. Aus den aktuellen Planungen in Mecklenburg-Vorpommern ergebe sich aber jedenfalls ein Zuwachs an Erzeugungspotenzial gegenüber dem Szenariorahmen 2025, der berücksichtigt werden müsse. Die Übertragungsnetzbetreiber hätten dies im vorliegenden Entwurf mit der **Prognose einer deutlichen Leistungssteigerung in dieser Region zutreffend** einbezogen. Der Konsultationsteilnehmer hält es daher für erforderlich, auf der Ebene des Szenariorahmens jeweils den höheren Wert anzusetzen, auch wenn dadurch die mit § 17d Abs. 3 EnWG gedeckelte Kapazität in der Theorie um 500 MW überschritten wird. In Nord- und Ostsee müsse die Möglichkeit, dass der höhere

Wert realisiert werde, zurzeit im Blick sein: Keine dieser Möglichkeiten sei unrealistisch oder verlange „revolutionäre Entwicklungen“. Ein Zurückführen auf einen Pfad, der mit den derzeitigen gesetzlichen Vorgaben konvergiere, sei zu einem späteren Zeitpunkt möglich, beispielsweise im Rahmen der Ausschreibung oder bei der maßnahmenscharf konkretisierten Netzplanung.

Einige Konsultationsteilnehmer halten die Regionalisierung auf Nord- und Ostsee – zumindest in planerischer Hinsicht – für schwierig. Hier müsste mit einem **breiteren Korridor** gearbeitet werden.

2.7.2 Regionale Zuordnung der übrigen Erneuerbaren Energien

Ein Konsultationsteilnehmer trägt vor, dass durch eine **zweckmäßige Allokation des Ausbaus der Erneuerbaren Energien** (Ausbau von Windkraft im Süden und Photovoltaik im Norden) ein Beitrag zur Systemsicherheit erbracht werden kann. Auch wenn dann durch die geringere Wertschöpfung der Energieformen an den ungünstigeren Standorten Mehrkosten entstehen, biete dieses Vorgehen wichtige Vorteile. Das Stromsystem werde auf regionaler Ebene stabilisiert und die Akzeptanz für erneuerbare Energieanlagen könne erhöht werden, nicht zuletzt deshalb, weil in einigen Regionen Nord- und Ostdeutschlands die Anzahl der Windkraftanlagen an exponierten Standorten aus Sicht der Bürgerinnen und Bürger bereits eine kritische Grenze erreicht hätte.

Nach Ansicht mehrerer Konsultationsteilnehmer wird der **Ansatz der Regionalisierung** nicht deutlich genug mit der **dezentralen Versorgung** kombiniert. Dadurch könne wiederum der Netzausbau – zumindest im Übertragungsnetz – reduziert werden. Umgekehrt verhalte es sich mit dem Verteilernetz, das aber aufgrund der niedrigeren Spannungsebene komplett erdverkabelt sei.

Die ausgewiesenen **Windvorrang-, Windeignungs- und Windvorbehaltsgebiete** sollten gemäß einem weiteren Konsultationsteilnehmer **für jedes Bundesland separat bewertet werden**. Es zeige sich, dass der Ausbaugrad der ausgewiesenen Flächen und die Ausbaugeschwindigkeit regional sehr unterschiedlich sind. Das könne verschiedene Ursachen haben. Eine einheitliche, bundesweite Vorgehensweise der Forschungsstelle für Energiewirtschaft bei der Potenzialanalyse führt nach den Erkenntnissen des Konsultationsteilnehmers nicht zu sachgerechten Ergebnissen.

Ein Konsultationsteilnehmer ist der Meinung, dass die zugrunde gelegte **Regionalisierung deutlich verbessert** wurde. Dennoch weichen die Ergebnisse bereits im Referenzjahr von der tatsächlich installierten Leistung auf dem Netzgebiet der „Mitnetz Strom“ ab. Hier bestehe Anpassungsbedarf. Durch die weitere Entwicklung der Regionalisierung werde es eine stetige Anpassung der Szenarien und der damit einhergehenden Prognosen geben. In diesem Prozess sei es deshalb außerordentlich wichtig, die **Verteilnetzbetreiber zu integrieren**, ihre Methoden und Erfahrungen sowie die Einflussfaktoren aus den Regionen zu nutzen und den eingeschlagenen Weg weiter zu vertiefen.

Nach der Meinung eines weiteren Konsultationsteilnehmers sind in die Potenzialanalyse der für Wind Onshore „verfügbaren Flächen“ **weitere, großflächige Ausschlussflächen** aufzunehmen: Verkehrs- und Sonderlandeplätze samt ihrer Platzrunden; Naturparks und Biosphärenreservate, in denen die Errichtung von Windenergieanlagen verboten ist; und Wälder, in denen eine Waldumwandlung verboten ist. Ferner sollte bei der Regionalisierung der Windenergienutzung in denjenigen Bundesländern, in denen Eignungsgebiete oder Vorranggebiete mit der Wirkung von Eignungsgebieten ausgewiesen werden, als Mindestertrag der Wert

angesetzt werden, unterhalb dessen es nach dem EEG 2014 keinen Ausgleich mehr für den Standortnachteil gibt.

Ein Konsultationsteilnehmer moniert, dass es nicht genau ersichtlich ist, **welche Ausschlussflächen** bislang in die Potenzialanalyse **einbezogen** worden sind. Nicht nur Flughäfen, sondern auch Verkehrs- und Sonderlandeplätze inklusive ihrer Platzrunden stellten Ausschlussflächen für die Windenergienutzung dar. In der Planungsregion Mittelthüringen beispielsweise gebe es neben dem Flughafen Erfurt acht Verkehrs- und Sonderlandesplätze. Ihre nicht nutzbaren Platzrunden seien größer als so manches Schutzgebiet und befänden sich zu einem großen Teil in der im Szenariorahmen so bezeichneten „uneingeschränkt geeigneten Fläche“. Die Nichtberücksichtigung dieses Kriteriums führe damit zu falschen Ergebnissen. Darüber hinaus sei in **Thüringen** in allen Naturparks mit Ausnahme des Naturparks Thüringer Wald die Windenergienutzung ausdrücklich verboten. Das Gleiche gelte für die Biosphärenreservate (in allen Zonen). Damit stellten diese Gebiete keine „eingeschränkt nutzbaren Flächen“, sondern eindeutig Ausschlussflächen dar. Im Thüringer Naturschutzgesetz sei für alle existierenden Landschaftsschutzgebiete pauschal ein Waldumwandlungsverbot (= Verbot der Änderung der Nutzungsart) festgesetzt. Damit seien sehr große Waldflächen, die im Szenariorahmen als „eingeschränkt nutzbare Flächen“ dargestellt sind, nicht für Windenergieanlagen nutzbar (beispielsweise der Thüringer Wald).

Ein Konsultationsteilnehmer kritisiert das der Regionalisierung zugrunde liegende „**Konzept und Daten zur Regionalisierung von Erneuerbaren Energien**“ der **Forschungsstelle für Energiewirtschaft**. Hinsichtlich der von den Übertragungsnetzbetreibern angewandten Methodik differierten die Ausschlussflächen und Abstände für die Ermittlung von „uneingeschränkt nutzbaren Flächen“ erheblich mit den harten und weichen Tabukriterien im **Thüringer Windenergieerlass**.

Nach Ansicht eines Konsultationsteilnehmers führen die angewendeten Modellannahmen der Erneuerbare Energien Regionalisierung zu einer **systematischen Unterschätzung des Zubaus für Baden-Württemberg**. So spiegelt beispielsweise das Heranziehen des kumulierten historischen Zubaus der letzten drei Jahre den nach Änderung des Landesplanungsgesetzes erst in 2015 einsetzenden **Ausbau der Windenergie** in Baden-Württemberg nicht wider. Der Ausbau werde in den nächsten Jahren eher zunehmen. In 2015 seien 53 Windenergieanlagen mit rund 150 MW errichtet worden, 100 Anlagen befänden sich derzeit im Bau und 260 Anlagen befänden sich derzeit im Genehmigungsverfahren. Ferner seien rund 80 % der 2015 in Betrieb genommenen baden-württembergischen Windenergieanlagen auf Waldflächen errichtet worden, die bei der Potenzialanalyse der Übertragungsnetzbetreiber nur stark eingeschränkt berücksichtigt worden seien.

Gemäß einem Konsultationsteilnehmer stimmen die regionalisierten Zubauszenarien im Bereich PV in Bayern recht gut mit den aktuellen Planungen überein. Der Konsultationsteilnehmer rechnet in 2030 mit ca. 16 GW PV in Bayern, während der Szenariorahmen 14,3-17 GW PV in **Bayern** ausweist. Für Wind Onshore prognostiziert der Szenariorahmen einen Zubau in den nächsten 15 Jahren bis 2030 von nur 1-1,2 GW in Bayern auf dann insgesamt ca. 2,5-2,7 GW. Das seien lediglich 70-80 MW pro Jahr für ganz Bayern. Gemessen an den aktuellen (durchaus niedrigen) Zubauraten erscheinen diese Werte zu konservativ. Der Konsultationsteilnehmer sieht perspektivisch mehr Potenzial bzw. Bedarf für Windstrom in Bayern, und zwar in der Größenordnung von über 4 GW bis 2030.

Ein weiterer Konsultationsteilnehmer trägt vor, dass bei der Regionalisierung des Ausbaus der Erneuerbaren Energien der Ausbau der einzelnen Technologien für den Freistaat **Sachsen** im Rahmen der vorgesehenen regionalplanerischen Ansätze nachvollziehbar ist.

Ein Konsultationsteilnehmer teilt mit, dass **in Schleswig-Holstein** die bisherigen Prognosen insbesondere auf die durchgeführten Potenzialstudien und auf die in den Regionalplänen ausgewiesenen Windvorrangflächen gestützt wurden. Mit dem Gerichtsurteil über die Unwirksamkeit der Regionalpläne für Windvorrangflächen in Schleswig-Holstein seien die bisherigen Planungen jedoch zu überarbeiten. Eine Aktualisierung der Prognosen sei derzeit in Arbeit. Die bislang ermittelten konservativen Ausbauprognosen von Erneuerbare Energien Anlagen für 2020 entsprächen in etwa bereits den Annahmen im Szenario A 2030. Würden alle heute bereits vorliegenden Anfragen realisiert, würde die Ausbauprognose in 2030 für Schleswig-Holstein in 2020 sicher erreicht.

Hinsichtlich der Bundeslandregionalisierung weist ein Konsultationsteilnehmer darauf hin, dass die Energiestrategie 2030 des Landes **Brandenburg** bei Windenergieanlagen Onshore von einer Kapazität von 10.500 MW im Jahr 2030 ausgeht. Dieser landespolitische Zielwert sollte bei der Regionalisierung der Erneuerbaren Energien berücksichtigt werden. In den Szenarien A 2030 und B 2030 gingen die Übertragungsnetzbetreiber nur von einer installierten Leistung von 9,2 bzw. 9,6 GW aus. Hier sei der Wert von 10,5 GW anzusetzen. Bei der installierten Leistung Photovoltaik werde zutreffend für 2030 von einem Wert von 3,5 GW ausgegangen.

Ein Konsultationsteilnehmer sieht die Potenzialanalyse des regionalen Zubaus von **Windenergie Onshore** kritisch. Der Szenariorahmen stütze sich hier nur auf die Informationen der Planungsbehörden zu ausgewiesenen Windeignungsgebieten. Weitere Potenziale aus Fortschreibungen der Regionalpläne – in Brandenburg und Mecklenburg-Vorpommern betreffe das zur Zeit sieben Planungsregionen – fänden im Szenariorahmen keine Anwendung. Zur Ermittlung weiterer Potenziale werde auf eine Datenbasis zurückgegriffen, die deutlich weniger Restriktionen für mögliche Windeignungsflächen beinhalten würde. Somit erfahre die Regionalisierung nicht die erreichbare Qualität und erzeuge Ergebnisse, die sich von den Annahmen des Konsultationsteilnehmers deutlich unterscheiden würden. Entgegen dem Ansatz im Repoweringmodell stünden in **Brandenburg und Mecklenburg-Vorpommern** im Zeitraum bis 2018 nach vorliegenden Informationen ca. 11.000 ha (rund 20 % der heutigen Flächen) nicht mehr zur Verfügung. In Brandenburg würden die Übertragungsnetzbetreiber und der Konsultationsteilnehmer eine ähnliche Entwicklung voraussehen. Für Mecklenburg-Vorpommern würden unterschiedliche Entwicklungen erwartet. Im Moment seien dort nur etwa 13.000 ha ausgewiesen, weitere 7.200 ha seien in Planung. Das bedeute, dass das Potenzial in diesen Flächen deutlich geringer sei als die Prognosewerte der Übertragungsnetzbetreiber. In den Prognosewerten des Szenariorahmens 2030 seien vermutlich „verfügbare“ Flächen eingeflossen, die zur Zeit nicht im Ausweisungsprozess seien und aufgrund der bei der Regionalplanung angesetzten Kriterien zur Ausweisung von Windeignungsgebieten auch zukünftig nicht in dem berechneten Umfang zur Verfügung stünden. Für PV wurde in Mecklenburg-Vorpommern vom Konsultationsteilnehmer ein deutlich höherer Zubau gesehen. Diese Erwartung basiere auch auf den Ergebnissen der PV-Freiflächenausschreibung. Der Konsultationsteilnehmer rechnet in 2030 für Mecklenburg-Vorpommern mit 1,9 GW, während der Entwurf des Szenariorahmens in den Szenarien 1,4 GW ausweise. Für Brandenburg würden die Übertragungsnetzbetreiber (2,6-2,8 GW je nach Szenario) und der Konsultationsteilnehmer (2,7 GW) eine ähnliche Entwicklung sehen.

Aus Sicht eines Konsultationsteilnehmers ist kritisch anzumerken, dass die absoluten Zahlen, die bei der Regionalisierung verwendet werden, nicht mit den Ausbauzielen Nordrhein-Westfalens übereinstimmen. Für Nordrhein-Westfalen müsse festgestellt werden, dass die erneute Reduktion der Ausbauziele/ Ausbaupfade für Erneuerbare Energien und damit die Annahme der Nichterreichung der Ausbauziele Nordrhein-

Westfalens für die Erneuerbaren Energien eine nicht hinnehmbare Vorgabe der Übertragungsnetzbetreiber sei. Damit stelle sich der Szenariorahmen gegen die in Nordrhein-Westfalen vorgenommene Sicherung von 54.000 Hektar im neuen Landesentwicklungsplan und damit gegen einen möglichst breiten Windenergieausbau. So werde das gemeldete Ausbauziel der Landesregierung für 2025 auch zehn Jahre später noch nicht erreicht, obwohl die Landesregierung Nordrhein-Westfalens mit ihrer Potenzialstudie die grundsätzliche Flächenverfügbarkeit belegt habe und über die Aufstellung eines neuen Landesentwicklungsplans die Flächenausweisung durch die Planungsregionen verfolge. Ausschlaggebend müsse die Nabenhöhe moderner Windenergieanlagen sein, die nicht bei 80 m sondern durchschnittlich bei 122 m läge. Angesichts der Verfügbarkeit differenzierter Daten der unterschiedlichen Nabenhöhen in den Ländern sollte hier auch eine landesscharfe Betrachtung erfolgen. Da die Landesregierung Nordrhein-Westfalens über den neuen Landesentwicklungsplan die Flächenbereitstellung durch die Regionalplanung verfolge, geht der Konsultationsteilnehmer auch davon aus, dass die ausgewiesenen Flächen in Anspruch genommen werden. In diesem Zusammenhang weist der Konsultationsteilnehmer auf die Windpotenzialberechnung des Landesamts für Natur, Umwelt und Verbraucherschutz Nordrhein-Westfalen hin.

Mehrere Konsultationsteilnehmer beanstanden, dass im Szenariorahmen für die Verteilung auf die Bundesländer eine **Karte für Windverhältnisse in 80 m Höhe** zugrunde gelegt wird, obwohl von einer durchschnittlich tatsächlichen Nabenhöhe von 120 bis 130 m auszugehen ist. Diese Höhe sei nicht korrekt und sollte an die Nabenhöhe einer neu zu errichtenden durchschnittlichen Windkraftanlage in Deutschland angepasst werden, um ein genaueres Abbild über die Verteilung zu erhalten. Auf eine Differenzierung von Windhöhen je nach Region sollte dabei verzichtet werden, da das Verfahren ohnehin sehr komplex sei. Gemäß einer anderen Meinung ist es notwendig, dass die Übertragungsnetzbetreiber auf Grundlage der vorhandenen Daten die Nabenhöhen in den einzelnen Ländern und Regionen nach einer länderspezifische Einzelbetrachtung vornehmen.

Gemäß einem weiteren Konsultationsteilnehmer ist es bei der Methodik der Regionalisierung des Ausbaus der Erneuerbaren Energien zu begrüßen, dass die Übertragungsnetzbetreiber die **Verteilernetzbetreiber** bei der Erstellung des Szenariorahmens **miteinbezogen** haben, da ein wesentlicher Teil des erforderlichen Netzausbaus auf der Verteilernetzebene stattfindet. So sei der weitaus größte Anteil der dezentralen Erzeugungsanlagen zukünftig in den regionalen Verteilernetzen zu integrieren.

Da die **Verteilernetzbetreiber in Ostdeutschland** besonders vom Zubau der Erneuerbaren Energien betroffen sind, hätten diese 2013 erstmalig einen gemeinsamen Hochspannungs-Netzausbauplan erstellt, der im Jahr 2015 überarbeitet wurde. Es wird angeregt, diesen Plan bei der Methodik der Regionalisierung zu berücksichtigen.

Beim Ansatz zur Ermittlung des **Repowering** werde im vorliegenden Entwurf des Szenariorahmens die Annahme getroffen, dass Windenergieanlagen nach Ende ihrer technischen Lebensdauer durch leistungsstärkere Anlagen ersetzt werden. Das Repoweringmodell gehe davon aus, dass die Windeignungsflächen auch weiterhin in vollem Umfang zur Verfügung stehen. Diese Annahme ist nach Meinung eines Konsultationsteilnehmers nicht überall zutreffend, da beispielsweise durch die Aufstellung neuer (Teil-)Regionalpläne nach neuen – oft deutlich restriktiveren – Kriterien heute gültige Flächen zukünftig nicht mehr für Repowering zur Verfügung stehen.

Im Entwurf des Szenariorahmens wird die Aussage getroffen, dass die Übertragungsnetzbetreiber einen regelmäßigen **Dialog mit den Planungsbehörden zur permanenten Aktualisierung der ausgewiesenen Flächen** anstreben. Dieser sollte auch für die Planung von weiteren, neuen Flächen genutzt werden.

2.8 Spitzenkappung

Ein Großteil der Konsultationsteilnehmer begrüßt die Berücksichtigung der Spitzenkappung im Szenariorahmen. Die Spitzenkappung sei insbesondere für die 110kV-Netze **ein sinnvolles Planungsinstrument**, aber auch in den Mittel- und Niederspannungsebenen zeige sich Einsparpotenzial. Allerdings seien kurz- oder mittelfristige Ausbaumaßnahmen in den nächsten fünf Jahren wahrscheinlich auch mit Spitzenkappung notwendig. Eine weitere Analyse des Konzepts sei also für eine effiziente Systemintegration von Erneuerbare Energien Anlagen notwendig.

Ein Konsultationsteilnehmer gibt zu bedenken, dass eine **dynamische Abregelung** wesentlich höhere Potenziale zum Anschluss von Erneuerbare Energien Anlagen zuließe als die von den Übertragungsnetzbetreibern angenommene statische Abregelung. Allgemein erscheine die Abregelung als eine der effektivsten Methoden, um möglichst hohe Leistungen an das vorhandene Netz anzuschließen.

Ein Konsultationsteilnehmer meint, dass die Spitzenkappung ein interessanter Ansatz für die Netzplanung ist, bisher aber in der eigenen Planung noch nicht berücksichtigt wurde und deswegen auch nicht abschließend bewertet werden kann. Wenn solch eine Bewertung mit zukünftigen Erfahrungen möglich sei, müsse die Methodik der Berücksichtigung der Spitzenkappung im Szenariorahmen noch einmal überprüft werden.

Dem zustimmend äußert sich ein Konsultationsteilnehmer dahingehend, dass die **Berücksichtigung der Spitzenkappung** im Szenariorahmen **nach erfolgter Rückmeldung der Verteilnetzbetreiber neu vorgenommen** werden muss. Da im Ergebnis noch nicht geklärt sei, ob eine Spitzenkappung zum Einsatz kommt, die alle Erneuerbare Energien Anlagen umfasst, müsse dieser Punkt im Rahmen einer Sensitivitätsberechnung differenziert untersucht werden. Es sei nicht davon auszugehen, dass gerade bei kleinen PV-Anlagen alle vorhandenen Anlagen wirtschaftlich sinnvoll und effizient in ein Spitzenkappungsmodell einbezogen werden können.

Nach Einschätzung eines Konsultationsteilnehmers kann die konsequente Anwendung der Spitzenkappung über alle Spannungsebenen hinweg einen erheblichen Einfluss auf überregionale Transportbedarfe ausüben.

Die Berücksichtigung einer **Spitzenkappung** von **bis zu drei Prozent** bei der Netzplanung wird von einem Konsultationsteilnehmer unterstützt. Allerdings sollte Erneuerbaren Energien im Zuge der notwendigen System- und Marktintegration vermehrt Systemverantwortung zukommen und ihre Förderung minimiert werden.

Mehrere Konsultationsteilnehmer sind der Meinung, dass die Spitzenkappung der Windkraftanlagen weiter zu erhöhen ist.

2.9 Flexibilitätsoptionen

2.9.1 Speicher (ohne Pumpspeicherkraftwerke)

Zahlreiche Konsultationsteilnehmer kritisieren die **unzureichende** und zu geringe **Berücksichtigung von Speichern** im Entwurf des Szenariorahmens. Es kommt insgesamt zu einer systemischen Fehleinschätzung

der Rolle von Speichern im Entwurf des Szenariorahmens. Die Möglichkeit der Speicherung werde zukünftig mit der starken Zunahme an Erneuerbaren Energien und der damit fluktuierenden Leistung im Markt eine große Bedeutung erhalten. Der weitere Ausbau der Erneuerbaren Energien erhöhe in Zusammenhang mit der Mindesterzeugung konventioneller Kraftwerke zukünftig den Flexibilitätsbedarf. Speicherlösungen könnten eine Alternative zu Investitionen in zusätzliche Leitungen darstellen. Darüber hinaus würden Speicher bereits heute einen Beitrag zur Netzstabilität und Versorgungssicherheit leisten.

Einige Konsultationsteilnehmer bemängeln, dass die vorhandenen Ausführungen zu Speichern zu kurz, zu wenig differenziert und mit zu **wenig Quellen und Zahlen** belegt wurden. Ferner sei nur teilweise erkennbar, wie die Flexibilitätsoptionen aktiviert und Energiespeicher, vor allem Stromspeicher, gesteuert würden. Es wird kritisiert, dass im Entwurf des Szenariorahmens die Angabe fehle, welche Netzabschnitte zur Vermeidung von weiterem Netzausbau durch bedarfsgerechte Speicher gezielt **entlastet** werden könnten.

Einige Konsultationsteilnehmer äußern sich zu der **Modellierung der Speicher**. Ein Konsultationsteilnehmer merkt an, dass bei der Modellierung von flexiblen Lasten und Speichertechnologien die langfristige Entwicklung nur schwer prognostizierbar ist. Es wird ferner die Berücksichtigung eines marktorientierten und systemdienlichen Einsatzes von Stromspeichern gefordert. Einige Konsultationsteilnehmer äußern den Wunsch nach einer regionalen Differenzierung der Abbildung der Speicher, da städtische Regionen im Gegensatz zu ländlichen Regionen erhebliche Unterschiede aufgrund unterschiedlicher Anforderungen aufwiesen. Ein Konsultationsteilnehmer bringt vor, dass viele Modellanalysen grundsätzlich dazu tendieren, den Systemnutzen von Stromspeichern zu unterschätzen, wenn nicht alle relevanten Wertbeiträge zum Gesamtsystem berücksichtigt werden.

Einige Konsultationsbeiträge enthalten gezielte Aussagen zum **Einsatz von zentralen Speichern**. So wird von zahlreichen Konsultationsteilnehmern gefordert, auch Groß- und Langzeitspeicher in den Berechnungen zu berücksichtigen. Mehrere Konsultationsteilnehmer kritisieren zudem, dass keine zentralen Batteriespeicher in den Berechnungen enthalten sind. Einige Konsultationsteilnehmer halten eine Fokussierung auf Batteriespeicher zur PV-Eigenverbrauchsoptimierung für nicht ausreichend. Die netzentlastende Wirkung von Batteriespeicherkraftwerken bei netzdienlicher Betriebsweise solle im Entwurf stärker berücksichtigt werden. Batteriespeicherkraftwerke hätten das Potenzial, durch Erbringung von **Systemdienstleistungen** den konventionellen Erzeugungspark zu verdrängen. Ein weiterer Konsultationsteilnehmer fordert, dass die Möglichkeit des Einsatzes von Großbatterien als „Betriebsmittel der Netzbetreiber“ im Entwurf des Szenariorahmens in Erwägung gezogen werden soll, da diese als Systemdienstleistungen wirtschaftlich interessante Investitionsprojekte seien. Studien gingen davon aus, dass sich aus der Kostendegression von Batteriespeichern ein selbst laufender Ausbau ergebe. Mehrere Konsultationsteilnehmer schätzen ein, dass durch die ambitionierten Klimaziele und insbesondere neue Stromanwendungen wie E-Mobilität die Kosten von Batteriespeichern deutlich früher als erwartet sinken. Ein Konsultationsteilnehmer ist der Meinung, dass sich die dezentralen Speichertechnologien so in den nächsten Jahren als „Game Changer“ erweisen.

Ein Konsultationsteilnehmer äußert sich dagegen kritisch zum weiteren Ausbau von **Haushaltsspeichern**. Diese würden die Energiewende weiter entsolidarisieren, da es zurzeit kein Geschäftsmodell gebe das ohne indirekte Förderung/Befreiung von Umlagen wirtschaftlich sei.

Einige Konsultationsteilnehmer gehen auf die im Begleitdokument der Bundesnetzagentur veröffentlichten **Prognosen zu PV-Batteriespeichern** ein. Mehrere Konsultationsteilnehmer halten die im Entwurf des Szenariorahmens angenommene Betrachtung der PV-Batteriespeicher der Höhe und dem Grunde nach für

angemessen. Ein Konsultationsteilnehmer schätzt dagegen die angenommene installierte Leistung für die Jahre 2025 und 2030 als zu gering ein, er gab für das Jahr 2025 eine Spanne von 1,7-1,9 GW und für das Jahr 2030 eine Spanne von 3,4-6,0 GW an. Ein Konsultationsteilnehmer berechnet, dass das angegebene Ausbauziel realistisch ist, wenn bis 2020 durchschnittlich 10.000-12.000 Anlagen pro Jahr zugebaut werden. Er merkt zudem an, dass die angenommenen Zubauzahlen eine weitere Reduktion der Anlagenpreise voraussetzen würden. Nach der Meinung dieses Konsultationsteilnehmers kann dies durch Produktionssteigerungen im Bereich Batteriezellen, verbesserte Batterietechnologie oder die Nutzung von Altbatterien aus Elektrofahrzeugen erreicht werden. Nach der Ansicht eines weiteren Konsultationsteilnehmers könnte sich der zukünftige jährliche Ausbau durchaus auf 20 GW belaufen, z. B. durch den Aufbau auf Bürogebäuden, Kühlhäusern, Krankenhäusern und Quartiersspeichern. Ein anderer Konsultationsteilnehmer dagegen warnt vor einer Überschätzung des Potenzials von Akkuspeichern und Eigenverbrauch. Die Zahlen sollten mit Vorsicht angesetzt werden.

Ein Konsultationsteilnehmer äußert die Erwartung, dass **Redox-Flow-Batterien** deutlich vor Ende dieses Jahrzehnts bereits eine großindustrielle Anwendung finden. Diese würden innerhalb der nächsten Jahre als leistungsfähige Alternative zum flächendeckenden Einsatz kleiner Lithium-Ionen-Batterien zur Verfügung stehen.

Ein weiterer Konsultationsteilnehmer merkt an, dass die Spitzenlast von Windkraftanlagen zukunftsorientiert in Speichersysteme einspeisen sollte.

Ferner fordern einige Konsultationsteilnehmer eine Aufnahme der Betrachtung von langfristigen **Wasserstoffspeichern** (sog. „Liquid Organic Hydrogen Carrier“) in den Entwurf des Szenariorahmens. Diese Technologie biete Potenziale im Rahmen der Langzeitspeicherung von Wasserstoff aus Power-to-Gas Anlagen. Mehrere Projekte würden sich bereits mit dem Thema befassen. Dies könnte zukünftig eine Alternative zu einem großräumigen Ausbau der Übertragungsnetze darstellen.

2.9.2 E-Mobilität

Viele Konsultationsteilnehmer begrüßen die Berücksichtigung der Elektromobilität im Szenariorahmen. Zahlreiche Konsultationsteilnehmer nehmen jedoch an, dass die **angenommene Anzahl** der zukünftig zugelassenen **Elektrofahrzeuge zu hoch** ist. Ein Konsultationsteilnehmer zweifelt zum Beispiel daran, dass 2020 eine Million Elektroautos zugelassen sein werden, ein anderer hält die Prognose von 8,1 Millionen Elektroautos im Jahr 2030 für überhöht. Ein weiterer Konsultationsteilnehmer gibt an, dass die Prognosen zu optimistisch sind, solange es keine entscheidenden Innovationen auf dem Batteriesektor gebe. Einige Konsultationsteilnehmer hinterfragen dagegen, warum die unterstellte Bestandsentwicklung von Elektrofahrzeugen von den aktuell seitens der Bundesregierung kommunizierten Zielen (1 Million im Jahr 2020 und 6 Millionen im Jahr 2030) abweicht. Dabei schlägt ein Konsultationsteilnehmer vor, die unterstellte Anzahl der Elektrofahrzeuge für das Szenario B 2030 nach oben zu korrigieren, um eine **Synchronisation mit den Zielen der Bundesregierung** zu erreichen. Ein weiterer Konsultationsteilnehmer bringt vor, dass die Potenziale nicht zu hoch bewertet werden dürften, da unter anderem durch die Vorbehalte gegenüber der E-Mobilität von einer Fortsetzung der schleppenden Entwicklung auszugehen sei.

Einige Konsultationsteilnehmer tragen vor, dass die Bestandsentwicklung von Elektrofahrzeugen hinterfragt werden müsse. Auch die **Kalkulationen hinsichtlich Ladeleistungen und Lastmanagement** seien **nicht nachvollziehbar**. Des Weiteren merken verschiedene Konsultationsteilnehmer an, dass keine verlässliche

Prognose hinsichtlich der Technologiedurchdringung im Bereich der E-Mobilität abgegeben werden kann. Ebenso fehle bei der Argumentation eine detaillierte Quellenangabe der Zahlen.

Ein Konsultationsteilnehmer glaubt, dass sich die Entwicklung der Elektromobilität in den kommenden Jahren vor allem auf Ballungszentren und wirtschaftlich gut entwickelte Standorte in Deutschland konzentriert. Im ländlichen Raum werde die Durchdringung langsamer erfolgen. Der flexiblen **Nutzung von Speichern in Elektrofahrzeugen** stünden derzeit **mehrere Hemmnisse** im Wege, wie eine unzureichend ausgebaute und intelligente Ladeinfrastruktur, ein ausgesprochen beschränktes Angebot von Fahrzeugen, die in beide Richtungen Strom entnehmen/geben könnten, und das unterschiedliche und schwer vorhersehbare Nutzungsprofil der Fahrer. Ein weiterer Konsultationsteilnehmer hält das im Szenariorahmen angenommene **Potenzial der verlagerbaren Leistung** aus E-Mobilität für **zu hoch**, da die Wirkung der Verschiebung selbst für die optimistischste Variante zu groß angenommen sei. Analog gibt es aus Sicht eines anderen Konsultationsteilnehmers heute noch keine verlässlichen Prognosen hinsichtlich der Technologiedurchdringung. Es sei unklar, ob es in 2030 überwiegend reine batterieelektrische Fahrzeuge mit entsprechend großem Energiespeicher oder vermehrt Plug-in Hybride mit deutlich kleinerem Energiespeicher geben wird.

2.9.3 Power-to-Heat

Mehrere Konsultationsteilnehmer äußern den Wunsch nach einer **stärkeren Berücksichtigung** von Power-to-Heat Technologien.

Nach Meinung eines Konsultationsteilnehmers werden die Potenziale von neuen Stromanwendungen, unter anderem Power-to-Heat über Wärmepumpen an Wärmenetze oder Wärmespeicher, unterschätzt.

Ein weiterer Konsultationsteilnehmer äußert analog dazu die Meinung, dass es ein sehr großes Potenzial biete, die Fernwärmenetze per „Tauchsieder“ als einzelne Häuser durch Wasserspeicher, die mit Stromheizungen an Stelle von Gas- oder Ölbrennern ausgestattet sind, zu decken. Allerdings sei damit ein massiver Ausbau der Verteilungsnetze verbunden.

Ein anderer Konsultationsteilnehmer hält die im Begleitdokument der Bundesnetzagentur angenommene **Höhe der installierten Leistung** von Power-to-X Anlagen für zu gering. Er geht davon aus, dass bei einem Erneuerbare Energien Anteil von ca. 80 % unter der Annahme eines starken nationalen und internationalen Stromnetzausbaus und der Nutzung weiterer Flexibilitätsoptionen eine ungefähre Größenordnung von 6-16 GW installierter Leistung an Power-to-Heat zu Kostensenkungen führt. Er empfiehlt, für das Jahr 2030 2-4 GW und für das Jahr 2035 4-8 GW Power-to-Heat anzunehmen.

Ein anderer Konsultationsteilnehmer regt an, die Power-to-Heat Anlagen nicht als Stromspeicher, sondern als **Energiespeicher im Lastmanagement** zu modellieren und diese flächendeckend an entsprechenden Ballungszentren bzw. Fernwärmenetzen und KWK-Standorten anzusiedeln.

Ein weiterer Konsultationsteilnehmer bringt ein, dass es sich bereits heute abzeichnet, dass neben der Sektorenkopplung Power-to-Gas auch die **Sektorenkopplung Power-to-Heat von großer Relevanz** ist, z.B. Großwärmepumpen an Wärmenetzen und Wärmespeichern. Diese müssten in allen Szenarien adäquat abgebildet werden.

2.9.4 Power-to-Gas

Mehrere Konsultationsteilnehmer kritisieren, dass die Option Power-to-Gas im Szenariorahmen **nicht ausreichend berücksichtigt** wird. Nach Meinung eines Konsultationsteilnehmers werden vor allem Stromanwendungen in der Sektorenkopplung wie Power-to-Gas für sogenannte Stromkraftstoffe unterschätzt. Die Auswirkungen der Power-to-Gas Technologie sollten stärker untersucht werden.

Ein Konsultationsteilnehmer prognostiziert, dass es zwei unterschiedliche Phasen geben wird: In der ersten Phase werde es im **Kraftstoffmarkt** eine große Nachfrage für den nachhaltig erzeugten Wasserstoff geben und in der zweiten Phase werde der Wasserstoff vermehrt zur Versorgung der **Brennstoffzellenfahrzeuge** nachgefragt.

Ein weiterer Konsultationsteilnehmer betont, dass Power-to-Gas insbesondere für die **Versorgungssicherheit** bei einem wachsenden Anteil der Stromerzeugung aus Wind und Sonne für Perioden der sog. „Dunkelflaute“ erforderlich sein wird. Derzeit sei die Technologie eine alternativlose Option für eine erforderliche **Langzeitspeicherung** in der Größenordnung 100-200 TWh Gas bzw. einer Rückverstromungsmöglichkeit im Bereich 60 GW und 30-40 TWh.

Auch nach Meinung eines anderen Konsultationsteilnehmers ist ein **Speicher in der Größe des bestehenden Erdgasnetzes** unabdingbar, um für wochenlange Flauten gewappnet zu sein. Ein Konsultationsteilnehmer hebt hervor, dass das **Potenzial** besonders **in den östlichen Bundesländern** wegen der Überlastung der Stromnetze sehr groß ist. Ferner wird vorgebracht, dass sich bei Nutzung der Technologie der Vorteil einer gesicherten Leistung an **erneuerbarer Gaskraft** ergibt, auch wenn damit ein Großteil der Windenergie im Norden ungenutzt bleibt. Power-to-Gas habe mehr Wert als volatile Windenergie, was jedoch heute nicht am Energy-Only-Market honoriert werde.

Ein weiterer Konsultationsteilnehmer fordert, das Thema Power-to-Gas ernsthaft in die **Erzeugungslandschaft der großen Windparks** mit einzubeziehen.

Mehrere Konsultationsteilnehmer äußern sich zur **Modellierung der Power-to-Gas Anlagen**. Ein Konsultationsteilnehmer regt an, zu konkretisieren, ob und auf welche Art und Weise Power-to-Gas in den definierten Szenarien Berücksichtigung findet. Im Szenariorahmen werde leider nicht näher auf die Einbindung von Power-to-Gas in der Modellierung eingegangen. Analog fordert ein anderer Konsultationsteilnehmer klare Antworten zu Speichertechnologien und insbesondere zum Thema Power-to-Gas.

Nach Meinung eines anderen Konsultationsteilnehmers ist eine **nach Regionen differenzierte Abbildung** von Power-to-Gas sinnvoll. Nach Ermessen eines weiteren Konsultationsteilnehmers sollte bei der Regionalisierung berücksichtigt werden, dass die Technologie nur dort zum Einsatz kommen, wo „Stromüberschüsse“ dauerhaft und in großem Umfang anfallen und eine Infrastruktur für die Nutzung des produzierten Wasserstoffs vorhanden ist. Es gebe derzeit keine ökonomische Grundlage für eine direkte Nutzung des gewonnenen Wasserstoffs.

Einige Konsultationsteilnehmer halten das im Begleitdokument der Bundesnetzagentur angenommene **Potenzial von Power-to-Gas** mit 1-2 GW installierter Leistung angesichts der Umwandlungsverluste **für sehr hoch**. Dies würde nur erhebliche (indirekte) neue Förderkosten verursachen. Nach Meinung eines weiteren Konsultationsteilnehmers erscheinen die Betrachtungen sehr unrealistisch, da die meisten Studien davon

ausgingen, dass Power-to-Gas erst bei mindestens 60-80 % Anteil Erneuerbarer Energien an Bedeutung gewinnt. Power-to-Gas Anlagen würden sich derzeit im unwirtschaftlichen Bereich bewegen, da die Gesteungskosten noch viel zu hoch seien. Ferner seien Power-to-Gas Anlagen mehr als „politische Parameter“ und weniger als echte Einflussfaktoren für den Ausbaubedarf im Übertragungsnetz zu verstehen.

Zahlreiche andere Konsultationsteilnehmer halten dagegen den im Begleitdokument der Bundesnetzagentur angegebenen **Anteil an installierter Leistung** von Power-to-Gas Anlagen für zu gering bzw. viel **zu gering**.

Ein Konsultationsteilnehmer geht davon aus, dass bei einem Erneuerbare Energien Anteil von ca. 80 % unter Annahme eines starken nationalen und internationalen Stromnetzausbaus und der Nutzung weiterer Flexibilitätsoptionen eine ungefähre Größenordnung von 6-16 GW installierter Leistung an Power-to-Gas zu **Kostensenkungen** führt. Falls der Stromausbau nicht so progressiv wie heute angenommen verlaufe, würden die Zahlen für Power-to-Gas noch deutlich höher ausfallen.

Ein anderer Konsultationsteilnehmer äußert die Meinung, dass aus den ersten Pilot- und Demonstrationsprojekten absehbar ist, dass sich die Power-to-Gas Technik, insbesondere mit Methanisierung, **bis zum Jahr 2030/2035 deutlich weiterentwickelt**. So wird empfohlen, für das Jahr 2030 2-4 GW und für das Jahr 2035 4-8 GW installierte Leistung Power-to-Gas anzunehmen. Analog schätzt ein anderer Konsultationsteilnehmer den Bedarf in 2020 bereits auf 1,5 GW bzw. 4,5 GW.

Mehrere Konsultationsteilnehmer stufen die von der Bundesnetzagentur im Begleitdokument getroffene **Einschätzung** als **nachvollziehbar und angemessen** ein.

Ein weiterer Konsultationsteilnehmer merkt an, dass es nicht die Frage ist, was unter „realistischem Potenzial“ verstanden wird, sondern **welche Kapazitäten bei einem forcierten Klimaschutzszenario erforderlich** sein werden. So sei im Jahr 2030 eine Stromerzeugung aus Power-to-Gas von ca. 10-20 TWh erforderlich. Ein weiterer Konsultationsteilnehmer äußert die Hoffnung, dass eine verbrauchsnahe Energieumwandlung Power-to-Gas wirtschaftlich machen würde.

Ein Konsultationsteilnehmer hebt hervor, dass in den letzten Jahren trotz EEG-Umlage auf dem Strombezug jährlich 6-8 MW **Power-to-Gas Anlagen neu installiert** und in Betrieb genommen wurden, sodass derzeit etwa 30 Anlagen mit einer Leistung von 24 MW in Deutschland installiert sind.

Ein anderer Konsultationsteilnehmer äußert dagegen, dass ca. 20 MW Power-to-Gas Anlagen in Betrieb sind, die alle **mit hohen Betriebsverlusten** arbeiteten.

Ein Konsultationsteilnehmer hält den im Begleitdokument angegebenen **Gesamtwirkungsgrad** des Prozesses „Strom -> Gas -> Strom“ von 30-40 % für **sehr ambitioniert**. Ein anderer Konsultationsteilnehmer weist dagegen darauf hin, dass die 460.000 km an **vorhandenen Gasleitungen** für einen Energietransport von Nord nach Süd mit einem Gesamtwirkungsgrad (Strom und Wärme) von bis zu 50 % genutzt werden könnten.

Nach Meinung eines weiteren Konsultationsteilnehmers wird die Technologie Power-to-Gas gegenüber der Technologie Elektromobilität **im Begleitdokument benachteiligt**. Es sei nicht nachvollziehbar, warum der Wirkungsgrad bzw. die Wirtschaftlichkeit bei Power-to-Gas hinterfragt wird und bei der Elektromobilität nicht. Wenn überschüssiger Strom aus Erzeugungsspitzen der Erneuerbaren Energien für die Power-to-Gas Technologie verwendet würde, sei der Wirkungsgrad irrelevant.

2.9.5 Demand Side Management

Sehr viele Konsultationsteilnehmer begrüßen ausdrücklich die Berücksichtigung der Lastmanagementpotenziale im Szenariorahmen. Mit Zunahme des Flexibilitätsbedarfs steige auch der Anreiz für Demand Side Management.

Nach der Meinung eines Konsultationsteilnehmers gibt es im Jahr 2030 im Markt **ausreichend Anreize zur Nutzung von Lastmanagement**, da Demonstrationsprojekte und die Lastabschaltverordnung bereits heute das Voranschreiten des Aufbaus von Lastmanagementoptionen zeigen. Ein anderer Konsultationsteilnehmer äußert aber Zweifel daran, ob strompreisabhängige Flexibilisierungsanreize im Ergebnis ausreichen, entsprechende **steuerungsfähige Haushaltsgeräte** anzuschaffen bzw. die damit verbundenen Einschränkungen in der privaten Haushaltsorganisation zu akzeptieren. Ein nennenswerter Beitrag privater Haushalte sei eher über ein **Wachstum dezentraler Speicherung** als über unmittelbare Lastmanagementverhalten zu erwarten. Gemäß einem weiteren Konsultationsteilnehmer spielt das **Lastmanagement in Industrie und Gewerbe eine zentrale Rolle**. Ein anderer Konsultationsteilnehmer fordert eine stärkere Berücksichtigung des **Spitzenlastmanagements**.

Einige Konsultationsteilnehmer äußern sich zur angegebenen Höhe der Flexibilitätsoptionen. Ein Konsultationsteilnehmer merkt an, dass die im Bereich der Industrie angegebene verlagerbare Leistung von 1,5 GW und abschaltbare Leistung von 3 GW nicht mit dem in der Studie der Deutschen Energie-Agentur ermitteltem Potenzial von 6 GW übereinstimmt. Ein weiterer Konsultationsteilnehmer schätzt die angegebene verlagerbare Leistung von 35 GW im **Sektor Haushalte/Gewerbe, Handel, Dienstleistungen** als **deutlich zu hoch** ein. Ein Konsultationsteilnehmer meint, dass Lastmanagement bei E-Mobilität und Wärmepumpen zu einer Verlagerung von 10,4-21,9 GW führen kann. Nach Meinung eines weiteren Konsultationsteilnehmers kann man 2-6 GW weitere Abschläge bei den Spitzenlasten für Lastmanagement ansetzen, da die Bundesregierung nicht nur Kapazitäten, sondern auch Energieeffizienz und Nachfragesteuerungsmaßnahmen ausschreiben könnte.

Mehrere Konsultationsteilnehmer halten die **Kalkulationen** hinsichtlich **Ladeleistungen und Lademanagement** für **nicht nachvollziehbar**. Ein Konsultationsteilnehmer bringt zum Ausdruck, dass unklar ist, inwieweit verschiedene Untersuchungen und neue Methoden aus der jüngsten Vergangenheit in die verwendeten Annahmen und Daten im Bereich „Lastmanagement neuer Stromanwendungen“ eingeflossen sind. Mehrere Konsultationsteilnehmer fordern, dass nicht nur beim Lastmanagement neuer Stromanwendungen, sondern auch beim Potenzial des klassischen Lastmanagement im Szenariorahmen die jeweils **verlagerbare Kapazität und Energie ausgewiesen** werden soll. Ein Konsultationsteilnehmer merkt an, dass der genaue Umfang der Berücksichtigung des **Lastmanagementpotenzials in klassischen Stromanwendungen** in der Darstellung des Szenariorahmens unklar bleibt, da nur auf weitere Analysen verwiesen wird. Die Annahmen bezüglich des Lastmanagements bei neuen Stromanwendungen seien dagegen sowohl im Bereich Wärmepumpen als auch im Bereich Elektrofahrzeuge nachvollziehbarer. Ein Konsultationsteilnehmer kritisiert, dass nicht erkennbar ist, ob bei der Berechnung auch der **Einsatz von Wärmepumpen mit Pufferspeicher** einbezogen wurde, da diese die Höchstlast reduzieren könnten.

Ein weiterer Konsultationsteilnehmer merkt an, dass **die wirtschaftlichen Potenziale** bzw. hinterlegten Kosten der verlagerbaren Leistung **im Sektor Haushalte/ Gewerbe, Handel, Dienstleistungen** aus dem Szenariorahmen **nicht hervorgehen**. Ein weiterer Konsultationsteilnehmer hält eine Angabe der **Zahl des Elektrofahrzeugbestands in den Zieljahren** für sinnvoll, um die Annahme zur verlagerbaren Leistung

nachvollziehen zu können. Ein Konsultationsteilnehmer meint, dass es unter der Voraussetzung des Vorhandenseins entsprechender Ladestationen (z.B. am Arbeitsplatz) auch **ohne lastmanagementfähige E-Mobilität** möglich ist, die Batterien am Tag aufzuladen.

Einige Konsultationsteilnehmer äußern sich zur **Modellierung der Flexibilitätsoption Demand Side Management**. Ein Konsultationsteilnehmer merkt an, dass die Gefahr der Pauschalisierung besteht, wenn die Flexibilität neuer Stromanwendungen ausschließlich im Lastverhalten abgebildet wird. Die **kostenminimierende Modellierung der Lastabschaltung und -verlagerung** in der Marktsimulation sei ein sinnvoller Weg für den Einsatz dieser Flexibilitätsoption. Ein weiterer Konsultationsteilnehmer weist darauf hin, dass der marktgetriebene Einsatz von Lastflexibilitäten dazu führen könnte, das Verteilnetz über die bisherigen Auslegungskriterien (Gleichzeitigkeitsfaktoren) hinaus zu belasten. Es wird gefordert, bei der expliziten Modellierung über den Stromverbrauch dementsprechend realistische **Gleichzeitigkeitsfaktoren** für das Lastmanagement zu berücksichtigen.

Mehrere Konsultationsteilnehmer sprechen sich dafür aus, die **Flexibilitätspotenziale je nach Region** unterschiedlich abzubilden. Ein weiterer Konsultationsteilnehmer fordert, dass die Analyse **abendlicher Starklastsituationen**, die aus dem Lastmanagement neuer Stromanwendungen entsteht, nachgeholt werden sollte.

2.10 Marktdesign/Marktmodell

2.10.1 Brennstoff- und CO₂-Preise

Ein Konsultationsteilnehmer weist darauf hin, dass die im Szenariorahmen angenommenen Preisprognosen aus dem World Energy Outlook 2014 stammen, in dem der markante **Rückgang der Öl- und Erdgaspreise nicht berücksichtigt** wurde. Daher müsse man die Preisprognosen aus dem World Energy Outlook 2015 zugrunde legen.

In einer Stellungnahme wird geäußert, dass der **Europäische Emissionszertifikatehandel nicht die nötige Lenkungswirkung** zur Emissionsminderung entfalten wird. Daher sei es nötig, zusätzliche klimapolitische Instrumente auf deutscher Ebene einzuführen.

Eine weitere Stellungnahme sieht die Vorgabe einer **CO₂ Obergrenze und Erhöhung der CO₂ Preise** als sinnvolle Möglichkeit für die Modellrechnung, wenn die Stilllegung konventioneller Kraftwerkskapazität rein marktbasierend erfolgen würde. Sobald die Kraftwerkseinsatzdauern politisch mit festen Zeitpunkten belegt würden, sei das Herausnehmen der emissionsintensivsten Kraftwerke bis zur vorgegebenen Emissionsobergrenze vorzuziehen. In jedem Fall müsste das Modell bis zum nächsten Szenariorahmen an die dann geltenden politischen Maßnahmen zur Einhaltung der Klimaschutzziele angepasst werden.

2.10.2 Sonstiges

Nach der Ansicht mehrerer Konsultationsteilnehmer gibt es eine Diskrepanz zwischen **Szenariorahmen** und **Netzentwicklungsplan**: Der Szenariorahmen gebe nur die **Kapazitäten** (elektrische Leistungen in MW) vor, aber die **Bestimmung der Strommengen** (elektrische Energie) erfolge **erst** nachfolgend **in der Marktmodellierung des Netzentwicklungsplans**. Um daher im Rahmen der bisher angewandten Marktmodellierung einen Ausgleich der geminderten Kohlestrommengen durch erneuerbare Energieträger zu ermöglichen, seien zum einen im Szenariorahmen ausreichende Kapazitäten für Erneuerbare Energien

anzusetzen. Zum anderen seien im Rahmen der NEP-Modellierung auch andere Marktmechanismen, wie insbesondere regional orientierte Stromvermarktungen, das Grünstrom-Marktmodell oder Regelungen nach § 95 Abs. 6 EEG 2014 zu berücksichtigen.

Ein Konsultationsteilnehmer gibt im Hinblick auf die **Versorgungssicherheit** zu bedenken, dass die **benachbarten Stromsysteme** in die Marktmodellierung **einbezogen** werden müssten, da man sich im Punkt der Versorgungssicherheit auf ausländische Kraftwerke verlassen würde. Unter diesem Aspekt erscheine auch die Annahme bedenkenswert, 8 GW nicht näher spezifizierte konventionelle Kraftwerksleistung aus rein wirtschaftlichen Überlegungen früher vom Netz zu nehmen.

Ein weiterer Konsultationsteilnehmer regt an, dass die **Erzeugung von Energie dezentraler** erfolgen soll und auch moderne Gaskraftwerke im Süden Deutschlands angenommen werden müssten.

Nach Meinung eines Beitrags ist die **Merit-Order** Betrug am Verbraucher. Als Merit-Order bezeichnet man die Einsatzreihenfolge der Kraftwerke, die wiederum durch die Grenzkosten der Stromerzeugung bestimmt wird. Eine solche Betrachtung preist aber nicht die Folgekosten von Kohle- sowie Atomkraftwerken ein.

Zu den **Eingangsdaten der Marktmodellierung** äußert sich ein Konsultationsteilnehmer. Eine stärkere Differenzierung der Eingangsdaten zwischen den verschiedenen Szenarien sei im Sinne einer höheren Konsistenz zwischen Preisannahmen und Kraftwerkspark zu begrüßen.

Darüber hinaus sollten **virtuelle Kraftwerke im Marktmodell** abgebildet werden. Virtuelle Kraftwerke würden Regelenergie und Systemdienstleistungen günstig, dezentral und voraussichtlich auch exakter bereitstellen als konventionelle Kraftwerke. Dazu sollten virtuelle Kraftwerke im Marktmodell „blockscharf“ mit eigenem Kraftwerksmodell abgebildet werden. Die Abbildung eines virtuellen Kraftwerks sei ausreichend, da sich konkurrierende Akteure ähnlich verhalten. Gegebenenfalls sei ein virtuelles Kraftwerk pro Regelzone vorzusehen, das auch in die nationale Kraftwerksliste aufgenommen werden sollte.

Ein Konsultationsteilnehmer merkt an, dass die **deutsche Energiepolitik** dem **Energy-only-Markt** durch das Weißbuch des Bundeswirtschaftsministeriums Vertrauen entgegengebracht und eine Reihe von Maßnahmen für eine freie Preisbildung vorgeschlagen hat. Daraus ergäbe sich die logische Schlussfolgerung, dass Szenarien innerhalb des Marktmodellgebiets „adäquat“ sein müssten, d.h. stillgelegte Kapazitäten langfristig durch neue und wirtschaftliche Kraftwerke ersetzt werden könnten. Dabei greife **eine singuläre Betrachtung der Wirtschaftlichkeit von Kraftwerken auf Basis der Strompreise** eines Marktmodells **zu kurz**, da tatsächlich auftretende Preisspitzen unzureichend abgebildet würden. Eine modellmäßige Beschränkung des Zubaus konventioneller Kraftwerke in Deutschland bei gleichzeitiger Annahme des Ausbaus konventioneller Kraftwerke im Ausland erhöhe den Transportbedarf über die Grenzen hinweg. Daher sei es auch **sachgerecht, einen Neubau von konventionellen Kraftwerken anzusetzen**. Allerdings müsse deren Platzierung innerhalb des Marktmodellgebiets nach wirtschaftlichen, aber auch nach energiepolitischen Kriterien erfolgen.

Einige Konsultationsteilnehmer sind der Meinung, dass es eine künstliche und willkürliche Verschiebung der Grenzkosten zu Gunsten der **Braunkohle** gibt und die tatsächlichen **Kosten viel höher** liegen müssen.

Ein Konsultationsteilnehmer fordert, dass die Höhe des in der Marktmodellierung angenommenen **Stromexports** deutlich zu **verringern** ist.

2.11 Verteilernetze

Mehrere Konsultationsteilnehmer begrüßen die **Einbindung der Verteilnetzbetreiber** bei der Erstellung des Szenariorahmens. Sie wünschen sich, diese jedoch früher in den Prozess einzubinden. Ein anderer Konsultationsteilnehmer kritisiert, dass der Einbezug der Verteilnetzbetreiber im Rahmen einer Umfrage zu den Einspeisedaten der Onshore-Windenergienutzung in weiten Teilen Deutschlands, insbesondere auch im Landkreis Cloppenburg, nicht funktioniert hat. Er hält die aus den schwachen Ausgangsdaten resultierenden Prognosedaten für äußerst angreifbar. Weiter wird gefordert, die Verteilnetzbetreiber auch stärker im **Bereich der Netzstabilität** mit einzubeziehen. Netzbetreiber mit unterschiedlichen Netzgrößen könnten in der Netzentwicklungsplanung zusammengeschaltet werden oder zusammenarbeiten, so der Vorschlag.

Ein Konsultationsteilnehmer weist darauf hin, dass die zur Optimierung des notwendigen Ausbaubedarfs wesentlichen **Wechselwirkungen zwischen Übertragungs- und Verteilnetzausbau** im Szenariorahmen nicht ausreichend berücksichtigt worden sind. Ein weiterer Konsultationsteilnehmer äußert den Einwand, dass die Verteilnetze im Szenariorahmen nur durch Modellierung der dort auftretenden Spitzeneinspeisungen berücksichtigt würden. Er fordert die Planung des Übertragungsnetzes ausgehend von der Verteilnetzebene.

Ein anderer Konsultationsteilnehmer fordert eine **intelligente Steuerung und Verknüpfung mit der Mittelspannungs- und Verteilnetzebene**, bei dem der netztechnische Abgleich von Erzeugung und Verbrauch nach dem Prinzip der Subsidiarität auf der niedrigsten möglichen Ebene vorgenommen werden solle.

Ein Konsultationsteilnehmer empfiehlt der Bundesnetzagentur, für eine **bundesweit konsistente Erfassung der Einspeise- und Verbrauchsdaten** Sorge zu tragen. Ein weiterer Konsultationsteilnehmer fordert darüber hinaus, dass alle Daten - insbesondere auch die Verbrauchsdaten - **mit einheitlichen Datendefinitionen, abgestimmten Datenformaten und in voller Detailtiefe allen Beteiligten** (Übertragungsnetzbetreiber, Bundesnetzagentur, Verteilnetzbetreiber) **zur Verfügung gestellt werden**. Ein Konsultationsteilnehmer äußert, dass die Übertragungsnetzbetreiber bzw. Behörden alle Daten, die der **Potenzialanalyse zur PV-Erzeugung** zugrunde liegen, an die Verteilnetzbetreiber weitergeben sollten, da diese zur Ermittlung des Potenzials an lokalen Speichern im Verteilnetz notwendig sind. Dazu würden insbesondere die Daten der Statistischen Landesämter zur Gebäudestruktur und Wohnfläche gehören. Ein weiterer Konsultationsteilnehmer fordert, dass den Verteilnetzbetreibern die genaue Modellbildung der Verbraucherseite, insbesondere die Unterscheidung und Definition der Sektoren, bekannt sein solle. Auch sollten Sonderverbraucher - wie die Landstromversorgung von Schiffen - abbildbar sein.

2.12 Europäischer Rahmen

2.12.1 Zuordnung zu den europäischen Szenarien

Laut einem Konsultationsteilnehmer ist unklar, welche **Rolle der „Scenario Report“** in Bezug auf die nationale Netzentwicklung/nationalen Szenarien spielt. Ein nicht unerheblicher Teil an Netzausbaubedarf sei auf die zentrale Lage Deutschlands und den damit verbundenen europäischen Stromtransit zurück zu führen. Diesbezüglich sei es wünschenswert, zukünftig eine bessere Transparenz herzustellen. Des Weiteren wurden von einem Konsultationsteilnehmer statt eines einfachen Verweises auf den „Ten Year Network Development Plan“ konkretere Zahlen zur Marktmodellierung gefordert. Dies würde eine bessere Abschätzung erlauben, welcher „Spielraum“ der nationalen Netzentwicklung im europäischen Binnenmarkt überhaupt bleibt. Die

Europäischen Visionen würden noch aus Zeiten der „Desertec-Idee“ stammen und sollten weiterhin „Visionen“ bleiben, da sie für eine Europäische Energiewende kontraproduktiv seien.

Einige Konsultationsteilnehmer erachten die **Zuordnung zwischen nationalen und europäischen Szenarien** grundsätzlich als sinnvoll. Dies würde jedoch der Berechnung weiterer Szenarien und Sensitivitäten nicht entgegenstehen. Auch die Mittelwertbildung der Visionen wurde überwiegend als vertretbar angesehen. Eine weitere Verkürzung europäischer Szenarien auf einen Mittelwert solle jedoch nicht durchgeführt werden.

Da auf europäischer Ebene nicht von einer einheitlichen Entwicklung ausgegangen werden könne, sollten auch für die europäische Ebene verschiedene Dynamiken abgebildet werden. Es wird von mehreren Konsultationsteilnehmern begrüßt, dass der **zeitliche Horizont** der nationalen Szenarien **mit denen des „Ten Year Network Development Plan“ synchronisiert** wurde.

Ein Konsultationsteilnehmer begrüßt ebenfalls die **Mittelwertbildung zu einem nationalen Szenario** und begründet dies zusätzlich mit einer Restunschärfe und dynamischen Entwicklung, die sich bei einer Prognose für die Zieljahre kaum vermeiden lasse. Die Mittelwertbildung von Visionen und der synchronisierte Zeithorizont würden ausreichend dazu beitragen, die deutsche Netzentwicklung in die europäische Architektur einzubinden.

Nach Ansicht eines Konsultationsteilnehmers zeichnet sich ein konsistentes Szenario insbesondere dadurch aus, dass jeder Input Parameter im Sinne der angestrebten Zielwelt angewandt wird und dies in der Regel nicht durch eine Mittelwertbildung erreicht wird. Es wird angemerkt, dass gerade eine **Mittelwertbildung aus Visionen** bei Szenario B **problematisch** sein kann, da Szenario B das deutsche Leitszenario mit dem wahrscheinlichsten Entwicklungspfad darstellt und bis in den Langfristhorizont fortgeschrieben wird. Es wird weiterhin bemängelt, dass ein europäischer Entwicklungspfad bis 2030, der dann bei einer langfristigen Weiterentwicklung bis 2035 wieder aufgegeben wird, nicht plausibel ist. Man müsste sich entscheiden, ob das **Szenario B 2030 einem europäischen oder nationalen Entwicklungspfad** folgen soll. Aufgrund der hohen Relevanz der Annahmen über das europäische Ausland sollte das Szenario B 2030 nochmals überdacht werden.

Laut einem Konsultationsteilnehmer sind die heute bestehenden **Verbindungen** zu unseren **Nachbarländern** weitestgehend **ausreichend**. Es sei nur ein geringer Optimierungsbedarf vorhanden. Bereits im Jahr 2015 wurden 17 % der deutschen Stromerzeugung exportiert. Dies lasse sich nicht weiter steigern, ohne die Erzeugungskapazitäten in den Anrainerstaaten zu zerstören.

2.12.2 Net Transfer Capacity (NTC)

Ein Konsultationsteilnehmer verlangt auch in Fragen der Leistungsbilanzen zum Höchstlastzeitpunkt die Betrachtung des europäischen Binnenmarktes. Es sollte jedoch auch die Wahrscheinlichkeit von zeitgleichem Auftreten der Jahreshöchstlast und die Möglichkeit des zeitgleichen Auftretens von Nichtverfügbarkeiten aus Erneuerbaren Energien in der Region betrachtet werden. Selbstverständlich sei auch zu beachten, dass die Kuppelkapazität gemäß „Flow Based Market Coupling“ von den physikalischen Übertragungskapazitäten abweichen kann.

Ein anderer Konsultationsteilnehmer äußert sich zu der **Übertragungskapazität zwischen Deutschland und Norwegen**. Die angesetzten 1.400 MW berücksichtigten ausschließlich die in Bau befindliche Gleichstromtrasse NordLink, die ebenfalls in Planung befindliche Verbindung NorGer sollte auch

berücksichtigt werden. Dies sei notwendig, um die norwegischen Speicherpotenziale nutzen zu können. Weiterhin fordert der Konsultationsteilnehmer Gleichstromtrassen im Sinne eines „SuperSmartGrid“. Ein derartiges Netz sollte über Gleichstromtrassen verfügen, die von Skandinavien direkt bis nach Süddeutschland reichen. Es sei ebenfalls denkbar, Nordrussland zu integrieren, um die dortigen Klimazonen mit einzubeziehen.

Ein Konsultationsteilnehmer befürwortet die angegebenen Übertragungskapazitäten der Anrainerstaaten mit Deutschland, insbesondere die Erhöhung der **Transportkapazität nach Belgien**. Weiterhin wird die Klarstellung begrüßt, dass der angesetzte Wert von 7,5 GW Übertragungskapazität nach Österreich keine Befürwortung einer Preiszonenteilung bedeutet. Deutschland, Österreich und Luxemburg bilden ein gemeinsames Marktgebiet. Daher sei kein kommerzieller Handel zwischen den genannten Marktgebieten möglich. Die Besonderheit zwischen **Deutschland und Österreich** (derzeit keine unterschiedlichen Preiszonen) gelte genauso für **Luxemburg**. Die im Szenariorahmen angegebenen Handelskapazitäten an der deutsch-luxemburgischen Grenze für die Zeithorizonte 2030 und 2035 seien nicht explizit anzugeben (analog zu den deutsch-österreichischen Handelskapazitäten). Die Handelskapazität nach Luxemburg solle lediglich im Text in Höhe von 3.300 MW (beide Richtungen) berücksichtigt werden.

Darüber hinaus wird darauf hingewiesen, dass die Grenzanschlusskapazität des **Pumpspeicherkraftwerks Vianden** aus den Betrachtungen zur Grenzkapazität herausgenommen werden müsste. Diese Kapazität (1.300 MW) stünde ausschließlich dem Anschluss des Pumpspeicherkraftwerks Vianden zur Verfügung und biete darüber hinaus keine Kapazität zwischen den Marktgebieten. Die verbleibende Übertragungskapazität von 1.000 MW entspräche dem heutigen Stand und sei bereits 2025 überschritten. Der Konsultationsteilnehmer bittet daher um eine **Überprüfung** der angegebenen **Übertragungskapazitäten zwischen Deutschland und Luxemburg**.

Weiterhin seien die Entwicklung des Strommarktes und insbesondere das Schaffen von Übertragungskapazitäten zwischen **Luxemburg und Belgien** nicht ausreichend berücksichtigt. Diese zusätzlichen Kapazitäten sollten der Handelskapazität zwischen Deutschland und Belgien zugerechnet werden. Der luxemburgische Netzbetreiber Creos plane weiterhin eine Kabelverbindung zwischen Belgien und Luxemburg zur Steigerung der Handelskapazität zwischen den Marktgebieten Deutschland/Österreich/Luxemburg und Belgien in Höhe von 700 MW. Laut einiger Konsultationsteilnehmer sollte diese gesteigerte Handelskapazität in der Marktsimulation zum Netzentwicklungsplan 2030 berücksichtigt werden. Die bisherigen Angaben zur Handelskapazität mit Belgien seien nur mit 2.000 MW angegeben. Dieser Wert beziehe sich jedoch nur auf den Interkonnektor Alegro und den zweiten geplanten Interkonnektor zwischen Deutschland und Belgien.

Zur **Sicherung der Versorgung Luxemburgs** wird auch gefordert, die maximale Netzlast Luxemburgs über Importkapazitäten aus Deutschland abzudecken. So sollten Engpässe vermieden und die bestehende gemeinsame Preiszone aufrechterhalten werden. Da Deutschland und Österreich eine gemeinsame Preiszone bilden, werde die Kapazität an dieser Grenze nicht gesondert aufgeführt. Einige Konsultationsteilnehmer fordern daher die **Berücksichtigung der Handelskapazitäten zwischen Österreich und dessen Nachbarländern** (Italien, Slowenien, Schweiz und Tschechien). Andere Konsultationsteilnehmer argumentieren, dass eine Übertragungskapazität an der Grenze zu Österreich von nur 4,5 GW ausreichend ist, um auch bei Dunkelflauten die Spitzenresiduallast in Süddeutschland abzudecken zu können.

Ein Konsultationsteilnehmer weist auf die laufenden Diskussionen zur **Teilung der deutsch-österreichischen Preiszone** bzw. zur **Teilung Deutschlands in unterschiedliche Preiszonen** hin. Diese Szenarien sollten ebenfalls im Rahmen der Netzplanung untersucht werden, da diese erhebliche Auswirkungen auf den Netzausbaubedarf haben dürften.

Ein anderer Konsultationsteilnehmer spricht sich **gegen die Auftrennung der gemeinsamen Preiszone zwischen Deutschland und Österreich** aus, da dies dem Ziel eines stärker integrierten EU-Energiebinnenmarktes widerspricht, die Versorgungssicherheit in Deutschland und Österreich beeinträchtigt und Wohlfahrtsverluste mit sich bringt. Die deutsch-österreichische Grenze sei nach Fertigstellung der geplanten grenznahen Ausbauprojekte engpassfrei.

Einige Konsultationsteilnehmer merken an, dass **lediglich die geplanten Transportkapazitäten ausgewiesen** werden. Es wird gefordert, die aktuellen Kapazitäten ebenfalls auszuweisen.

Nach Meinung einiger Konsultationsteilnehmer ist eine bessere **Berücksichtigung von Erzeugungsanlagen im Ausland** unabdingbar. Als Beispiel wird das Pumpspeicherkraftwerk Vianden genannt. Dieses sei ausschließlich an das deutsche Übertragungsnetz angebunden und daher abhängig vom Ausbau des deutschen Übertragungsnetzes.

Der **Anpassung der Szenarien an den europäischen Rahmen** wird überwiegend **zugestimmt**. Begrüßt wird auch die transparente Darstellung der handelbaren Kapazitäten im Szenariorahmen. Im Bereich Central Western Europe sei jedoch zu prüfen, ob die Vorgaben der Übertragungskapazitäten ausreichend berücksichtigt worden sind. Es bestehe, so ein Konsultationsteilnehmer, eine Summenrestriktion, dass Polen nicht zeitgleich über die Grenzen Dänemarks, Tschechiens und der Slowakei mehr als 2.000 bzw. 3.000 MW importieren bzw. exportieren kann. Aus dem Szenariorahmen ginge nicht hervor, inwiefern diese Zusatzbedingung berücksichtigt worden sei. Darüber hinaus sollten Projekte, die nach aktuellen Planungen des „Ten Year Network Development Plan“ im Jahr 2030 in Betrieb gingen, erst zur Bestimmung der Übertragungskapazität berücksichtigt werden, wenn diese konkreter seien. Eine kritischere Beurteilung der Umsetzbarkeit von Projekten mit Einfluss auf die grenzüberschreitende Übertragungskapazität sei geboten. Daher sollte die Übertragungskapazität nach Belgien im Jahr 2030 auf 1.000 MW begrenzt werden und eine weitere Steigerung auf 2.000 MW sollte frühestens im Jahr 2035 berücksichtigt werden.

Ein Konsultationsteilnehmer gibt zu bedenken, dass der Erneuerbare Energien Ausbau in Schleswig-Holstein bedeutsam für die **Handelskapazität zwischen Deutschland und Dänemark ist**. Dänemark würde faktisch nur noch eine Kapazität von 0,2 GW eingeräumt, weil der Erneuerbare Energien Ausbau in Schleswig-Holstein in der Vergangenheit systematisch unterschätzt wurde .

2.12.3 Sonstiges

Viele Konsultationsteilnehmer fordern, den **europäischen Stromhandel zu verringern**, um den daraus resultierenden Netzausbau zu reduzieren. Es wird außerdem angeregt, den Szenariorahmen durch eine weitere Analyse zu ergänzen. So sollte geprüft werden, welche Auswirkungen ein geringerer Stromhandel auf den Ausbaubedarf in Deutschland hätte. Weiterhin wird darauf hingewiesen, dass eindeutige Aussagen fehlen, welche Leitungskapazitäten auf die Durchleitung von Strom (Transite) entfallen. Es sollte ein tragbares Verhältnis zwischen dem europäischen Binnenmarkt und den Beeinträchtigungen für den deutschen Bürger durch weitere Trassen gefunden werden. Laut eines Konsultationsteilnehmers sei der Szenariorahmen

unberechtigterweise weniger auf die Stromversorgung von Deutschland, sondern vielmehr auf den europäischen Stromhandel ausgerichtet.

Einige Konsultationsteilnehmer bemängeln **fehlende Details zu Kosten und Nutzen des europäischen Energiebinnenmarktes**. Mögliche Einsparungen gegenüber dezentralen Anlagen sollten ebenso ausgewiesen werden wie der Mehraufwand durch zusätzliche Übertragungsleitungen.

Andere Konsultationsteilnehmer fordern eine **stärkere europäische Ausrichtung der Szenarien**. Die Übertragungsnetzbetreiber würden das Thema Europa nicht ausreichend adressieren.

Einige Konsultationsteilnehmer meinen, dass der Ausbau des europäischen Binnenmarktes nicht dem eigentlichen Auftrag des Szenariorahmens/Netzentwicklungsplans entspricht. Vielmehr sei die Stromstabilität durch die Grundversorgung im Rahmen der Daseinsfürsorge sicherzustellen. Der **grenzüberschreitende Handel** führe einzig zu **höheren Kosten für die Verbraucher**. Des Weiteren fänden die europäischen Ziele für Klima- und Umweltschutz, Entwicklung der Regionen sowie die Bürgerbeteiligung und Bürgerverantwortung nur unzureichend Berücksichtigung. Allgemein fehle ein abgestimmtes Gesamtkonzept.

Ein Konsultationsteilnehmer fordert die Prüfung, inwieweit der **grenzüberschreitende Handel über das Verteilnetz** bewerkstelligt werden könne. Ein dezentraler und zellulärer Ansatz sei nachhaltiger. Hierfür könnte die Anzahl der Kuppelstellen erhöht werden, um den Stromaustausch über das Wechselstromnetz zu ermöglichen.

Einige Konsultationsteilnehmer fordern **die Energieunion nur bei gemeinsamer Zielausrichtung zur Systemumstellung auf Erneuerbare Energien zu unterstützen**. Außerdem sollten Forschungsprojekte zu Speichertechnologien durch die EU besser gefördert werden. Investitionsanreize in Erneuerbare Energien sollten in allen EU Ländern geschaffen werden, ebenso wie ein Systemumbau in energieintensiven Industriebetrieben. Alle Staaten sollten verpflichtet werden, Umweltvorschriften und Sicherheitsauflagen verbindlich einzuhalten. Der europäische Energiebinnenmarkt dürfte die Umstellung auf Erneuerbare Energien nicht konterkarieren und europäische Regulierungsbehörden dürften die deutsche Energiewende nicht verzögern. Weiterhin wird gefordert, keinen weiteren Netzausbau zu betreiben, der Deutschland zu einem Transitland für Kohle- und Atomstrom degradiert. Einige Konsultationsteilnehmer merken an, dass der Atomausstieg Deutschlands durch den verstärkten Import von Atomstrom aus dem Ausland konterkariert wird.

2.13 Importabhängigkeit von ausländischen Erzeugungsanlagen

In einigen Beiträgen wird das von den Übertragungsnetzbetreibern dargestellte Ungleichgewicht der Systembilanz von -8,6 bis -18,1 GW als problematisch beschrieben, da die **Versorgungssicherheit in Deutschland** in keinem der Szenarien durch konventionelle Kraftwerke gesichert werden könne. Damit werde die Gewährleistung des Sicherheitsniveaus in Deutschland zukünftig **von noch ungesicherten Lastmanagementpotenzialen und vom Stromimport aus dem Ausland abhängig** sein. Der Stromimport aus dem Ausland könne jedoch langfristig keine physikalische und volkswirtschaftlich tragfähige Lösung darstellen. Eine grundsätzlich hohe Abhängigkeit Deutschlands von Erzeugungsanlagen im Ausland sei fragwürdig.

Es stelle sich die Frage, warum im **Ausland konventionelle Kapazitäten** über die Anforderungen zur dortigen Lastdeckung hinaus erhalten oder entstehen sollten, die exklusiv deutsche Bedarfslücken in Bezug auf die erzeugte Leistung bei unzureichender Erneuerbare Energien Einspeisung decken. Dieser Effekt sei besonders absurd, da der Import oft aus ausländischen Kohle- oder Atomkraftwerken gewonnen werde. Im Inland würden Altanlagen geschlossen und effiziente, umweltfreundliche Kraftwerksprojekte nicht realisiert, da der deutsche Bedarf an sicherer konventioneller Kapazität durch das Ausland befriedigt werde. Dies würde lediglich zu einem Export der CO₂ Emissionen ins Ausland führen. Wahrscheinlicher und sinnvoller erscheint eine entsprechende **Aufstockung der Kapazitätsreserve in Deutschland** mit den entsprechenden finanziellen Folgen für den Strompreis.

Es wird gefordert, dass die Übertragungsnetzbetreiber die **Leistungsbilanzen der Nachbarländer einbeziehen müssten**. Dafür sollten die Annahmen zum inländischen und ausländischen Kraftwerkspark synchronisiert werden und die Planungen von ausländischen Kraftwerken wirtschaftlich und realistisch beurteilt werden. Eine solche länderübergreifende Prognosebetrachtung sei nicht durchgeführt worden. Es wird weiterhin bezweifelt, ob das europäische Stromnetz bis 2030 für den prognostizierten Importbedarf ausreichend ausgebaut und vernetzt werden kann.

Einige Konsultationsteilnehmer kritisieren die Annahme der Übertragungsnetzbetreiber, Deutschland sei zur Aufrechterhaltung der Versorgungssicherheit in den Zieljahren auf Stromimporte angewiesen. Würden dagegen ausreichend **Flexibilitätsoptionen** wie Speicher, Lastmanagement, KWK und Power-to-Gas angenommen, sei eine Importabhängigkeit trotz volatiler Erneuerbare Energien Einspeisung nicht mehr gegeben.

In einem Beitrag wird ein **erhöhter Importbedarf** als **unproblematisch** angesehen, wenn sichergestellt würde, dass diese Importe aus vorzugsweise erneuerbaren Quellen gewonnen würden. Es spreche nichts gegen einen Import von Strom aus österreichischen Wasserkraftwerken, der gegebenenfalls den deutschen Nord-Süd Engpass entschärfe.

Vereinzelt wird kritisiert, dass der **Anteil der Erneuerbaren Energien** bei der **gesicherten Leistung unterschätzt** wird. Besonders Wasserkraft- und Biomasseanlagen würden einen wesentlichen Beitrag zur sicheren Lastdeckung beitragen. Eine Beurteilung des von den Übertragungsnetzbetreibern ausgewiesenen Anteils der nicht einsetzbaren Leistung sei oft gar nicht möglich, da nicht offengelegt worden sei, wie diese Werte berechnet würden. Während für einen wolkenverhangenen Tag oder für eine Nacht bei Photovoltaik ein Abschlag von 100 % nachvollzogen werden könne, sei die Systematik bei den Technologien Biomasse, Laufwasser und Pumpspeicher noch schlüssiger darzustellen. Insbesondere bei Biomasse müsse davon ausgegangen werden, dass unter Berücksichtigung weiterer technischer Verbesserungen in den nächsten Jahren eine Jahresleistung von 7.500 bis 8.000 Stunden realistisch sei. Dies bedeutete lediglich einen Abschlag von 10-15 %.

Der Ansatz, **Pumpspeicherkraftwerke** bei der Bewertung der Versorgungssicherheit **nur eingeschränkt als gesicherte Leistung** zu berücksichtigen, wird in einem Beitrag als sachgerecht erachtet, da diese lediglich innerhalb eng begrenzter Zeiträume (abhängig von Leistung der Turbinen und Kapazität des Oberbeckens) zur Verfügung stehen. Die vorgenommene Reduzierung von 20 % erscheine jedoch als zu gering.

In einigen Stellungnahmen wird angeregt, dass der **Beitrag der volatilen erneuerbaren Energieträger zur Versorgungssicherheit probabilistisch** und nicht, wie von den Übertragungsnetzbetreibern vorgeschlagen,

stochastisch **abgebildet** werden sollte. Dies gelte besonders für die Windenergie, deren Einspeisung am schwierigsten vorzusagen sei.

In einem Beitrag wird die von den Übertragungsnetzbetreibern diagnostizierte **negative Systembilanz in den Zieljahren** aufgegriffen und dargestellt, dass es in 2030 eine Stromlücke von etwa 300 TWh geben wird, die auch 2035 noch deutlich über 200 TWh liegt. Zur Schließung dieser Lücke böte sich unter den derzeitigen ökonomischen und politischen Bedingungen ein Energiemix aus Stein-, Braunkohle- und Gaskraftwerken an. Dazu habe sich die Bundesregierung jüngst wieder bekannt. Es sei absehbar, dass jederzeit verfügbare und flexible Kraftwerkskapazitäten tendenziell knapper werden. Maßnahmen wie die Sicherheitsbereitschaft Braunkohle oder die Vorsorgemaßnahmen der Übertragungsnetzbetreiber seien ein starkes Indiz für eine erwartete Knappheit der Stromerzeugung.

Ein Verteilnetzbetreiber erkennt in seinen eigenen Netzen - aufgrund der hohen volatilen Einspeisung aus Erneuerbaren Energien - die **Notwendigkeit, Lastmanagementmaßnahmen einzuführen**, um eine optimale Nutzung dieser Energie zu erreichen. Auch bei theoretischen Versorgungsengpässen sei es wichtig, über ausreichend Demand Side Management Potenziale zu verfügen.

In einer Stellungnahme wird auf die Wichtigkeit einer **sicheren** und stabilen **Stromversorgung für die deutsche Industrie** hingewiesen. Neben der rein bilanziellen Sichtweise, wie sie die Übertragungsnetzbetreiber darstellten, seien schon kürzeste Unterbrechungen für viele Industrieprozesse und für den Technologiestandort Deutschland schädlich. Zwar erfasse die Bundesnetzagentur mit dem sog. „SAIDI-Wert“ alle Stromunterbrechungen von länger als drei Minuten. Jedoch habe dieser Wert nur eine bedingte Aussagekraft für Industriezweige, in denen schon kleinste Unterbrechungen oder Spannungsabfälle ins Gewicht fallen.

In einigen Beiträgen wird darauf hingewiesen, dass ein engeres Zusammenwachsen des **europäischen Binnenmarktes zu einem höheren Maß an Versorgungssicherheit** führt, da Lastspitzen in Europa nicht zeitgleich auftreten. Außerdem erfolge die Erneuerbare Energien Einspeisung auf europäischer Perspektive zu unterschiedlichen Zeiten. Daraus ergäbe sich ein Einsparpotenzial bei der Vorhaltung konventioneller Kapazitäten in ganz Europa, weil flächendeckend weniger Leistung abzusichern sei. Flexibilitätsoptionen sollten dabei im gesamten Netzverbund genutzt werden, sofern diese wirtschaftlich seien und nicht zusätzliche fossile Verstärkung anreizen.

Viele Konsultationsteilnehmer fordern aus Gründen der nationalen Sicherheit, dass die Versorgungssicherheit auch innerhalb Deutschlands in einem vernünftigen Maße durch eigene Erzeugungsanlagen erbracht werden müsse.

In einem anderen Beitrag wird angeführt, die **Versorgungssicherheit** sei heute bereits **auf einem hohen Niveau** und einem gut funktionierenden Verteilnetz geschuldet. In Deutschland bestehe derzeit ein technisches Lastmanagementpotenzial von etwa 6 GW in der Industrie, was in großen Teilen noch nicht genutzt werde. Die **befürchteten Blackout-Szenarien** hätten sich **als unbegründet erwiesen**, als z. B. die Netzstabilität auch während der Sonnenfinsternis im März 2015 gewährleistet worden sei. Es sei daher fraglich, ob sich die Situation in den Zieljahren 2030 und 2035 so einstelle, wie es die Übertragungsnetzbetreiber beschreiben.

Einige Konsultationsteilnehmer kritisieren, dass die **Versorgungssicherheit** von den Übertragungsnetzbetreibern **rein bilanziell abgebildet** wird. Es reiche nicht, eine Summe über das Jahr zu bilden oder Mittelwerte zu betrachten. Die Versorgungssicherheit sei in einer **Worst-Case Situation** zu betrachten, wenn z.B. die Spitzenlast in der Nacht oder im Winter bei schneebedeckten PV Anlagen auftritt. Würde so eine Situation noch von einer Windflaute flankiert, sei es nicht sicher, ob das Ausland ausreichend Energie zur Verfügung stellen könnte, insbesondere, wenn eine solche Situation gleichzeitig auch im Ausland eintrete. Es reiche daher nicht das von den Übertragungsnetzbetreibern identifizierte Defizit im Zieljahr mit einem Verweis auf einen sicheren Import abzutun.

Wenn auf das **europäische Ausland als sichere Versorgungsquelle** gesetzt werden soll, sei eine Analyse der Leistungsbilanz in Deutschlands Nachbarländern durchzuführen. Weiterhin sei eine Kooperation mit den Nachbarländern beim Thema Versorgungssicherheit unumgänglich, damit die Leistungsbilanz in der Region Deutschland und Nachbarländern ausgeglichen bliebe. Hierbei seien die Netzengpässe zu berücksichtigen. Dies laufe auf einen regionalen Kapazitätsmarkt hinaus. Um die Importabhängigkeit Deutschlands auch nach 2030 nicht ansteigen zu lassen, werde es notwendig sein, **alle verfügbaren Erzeugungskapazitäten im gemeinsamen Marktgebiet Deutschland/Österreich vollumfänglich zu nutzen**. Bei Aufrechterhaltung der gemeinsamen Preiszone sei der Einsatz sowohl von grundlast- wie auch spitzenlastfähigen Erzeugungseinheiten ein effizientes Mittel, um volkswirtschaftlich hohe Kosten für Kapazitätsmechanismen so gering wie möglich zu halten.

Die von den Übertragungsnetzbetreibern vorgeschlagene Absicherung der nationalen Versorgungssicherheit durch das Ausland würde einen **Import von Kohle- und Atomstrom** aus dem Ausland bedeuten, was nicht im Sinne des Klimaschutzes sei. Zwar seien die Klimaschutzziele der Bundesregierung in Teilen als nationale Ziele formuliert, jedoch mache es wenig Sinn, eine national „saubere“ Bilanz zu verfolgen, indem die „unsaubere“ Verstromung ins Ausland verlagert würde.

In einem Beitrag wird das Argument angeführt, dass sich der in den Szenarien unterstellte Importbedarf rechnerisch zu einem relevanten Teil durch den angenommenen **Wegfall konventioneller Kraftwerkskapazitäten** ergibt. Nur aufgrund dieser u. a. **praxisfremden Annahmen** entstünde in den Szenarien eine erhebliche Unterdeckung der nationalen Kraftwerkskapazitäten von bis zu 18,1 GW.

2.14 Sensitivitäten

Ein Konsultationsteilnehmer regt an, die **Spitzenkappung** im Rahmen einer Sensitivitätsberechnung differenziert zu untersuchen, da noch nicht endgültig geklärt sei, ob ein alle Erneuerbare Energien Anlagen umfassender Einsatz der Spitzenkappung realistisch ist. Hierbei sei das **Kosten-Nutzen-Verhältnis bei Kleinanlagen** ein entscheidendes Kriterium. Es wird angemerkt, dass gerade bei den kleinen PV-Anlagen nicht alle vorhandenen Anlagen wirtschaftlich sinnvoll und effizient in ein Spitzenkappungsmodell einbezogen werden können. Abhängig vom gewählten Betreibermodell könnte es durch Speicher sowohl zu einer Netzentlastung als auch -belastung kommen. Es wird gefordert, diese gegensätzlichen Szenarien parallel zu den entsprechenden Zubauraten von Speichern im Rahmen einer Sensitivitätsuntersuchung zu beachten.

Ein anderer Konsultationsteilnehmer schlägt im Hinblick auf die Pariser Klimaziele vor, ein **Szenario** zu entwickeln, das **keine fossilen Brennstoffe** mehr vorsieht.

Weiterhin werden folgende Themen für eine Sensitivitätsberechnung vorgeschlagen: Der Einfluss von **Batteriespeichern im Haushaltsbereich** sowie als **zentrale Großspeicher**, die Orientierung des Ausbaupfades für Elektromobilität am **nationalen Entwicklungsplan Elektromobilität** (5 Millionen Elektrofahrzeuge im Jahr 2030), ein „**Szenario 2050**“ als Ergebnis des Transformationsprozesses „Energiewende“ und die **Anpassung des Kraftwerksparks** durch Herausnahme von emissionsintensiven Kraftwerken.

Weitere Sensitivitätsvorschläge umfassen die **Marktreglementierung** und eine **räumliche Abschalthierarchie konventioneller Kraftwerke**. Im Rahmen der Marktreglementierung sei konkret zu betrachten, welche Auswirkungen die Wälzung der durch Stromhandel entstehenden Kosten auf die jeweiligen Verursacher (Verbraucher, Kraftwerksbetreiber) hätte (sog. „Nodal Pricing“). Bezüglich der Abschalthierarchie wird vorgetragen, dass Kohlekraftwerke in Küstennähe Strom billiger produzieren als Kohlekraftwerke weiter südlich, da für diese Kraftwerke höhere Transportkosten entstehen. Nach gegenwärtigen Rahmenbedingungen sei ein Kohlekraftwerk umso unrentabler, je weiter es im Süden stehe. Die unterschiedliche Lastenverteilung innerhalb Deutschlands werde durch den freien Handel in Zukunft verschärft und erfordere einen überdimensionierten Netzausbau.

Nach Einschätzung weiterer Konsultationsteilnehmer wäre es interessant zu untersuchen, was beispielsweise bei einer **Verzögerung bzw. einem Vorziehen des Ausbaus von Grenzkuppelstellen** hinsichtlich des Netzausbaubedarfs passieren würde. Ebenso könne analysiert werden, welche Auswirkungen bei einer **Verzögerung der Speicherentwicklung** zu erwarten sind.

Nach Ansicht eines anderen Konsultationsteilnehmers werde der europäische Binnenmarkt für Strom das Stromversorgungssystem zukünftig immer stärker prägen. Es sei daher begrüßenswert, wenn **nicht nur der Mittelwert der so bezeichneten europäischen Visionen** einbezogen werde, sondern mithilfe von Sensitivitätsanalysen alle Ausprägungen dieses Eingangsparameters modelliert würden.

Des Weiteren wird eine **Umrüstung auf bedarfsgerechte Biomassestromerzeugung** vorgeschlagen. Diese könnte, ohne den Anteil der Biomasse an der Stromerzeugung zu erhöhen, erheblich mehr zur Systemstabilisierung in Spitzenlastzeiten beitragen. Dafür seien vermehrt Erzeugungsanlagen für Biomassestrom zu errichten, die zusammen mit derselben Strommenge wie heute mit begrenzten Volllaststunden gezielt im Bereich der Dunkelflaute eingesetzt würden.

Im Zusammenhang mit der Umsetzung der Klimaschutzziele wird vorgeschlagen, die **Auswirkungen unterschiedlicher CO₂-Preise** in einer Sensitivitätsstudie zu untersuchen. Zur Schätzung der Klimafolgeschäden wird die Verwendung von 70 €/t CO₂ als Schätzwert empfohlen. Weiterhin wird die Durchführung von Sensitivitätsrechnungen mit den Werten 20 €/t CO₂ und 280 €/t CO₂ vorgeschlagen. Eine Sensitivitätsuntersuchung mit 70 € und 280 €/t CO₂ sei insbesondere deshalb interessant, weil sie eine Situation abbildet, bei der mit Hilfe von CO₂ Zertifikaten die externen Kosten des Klimawandels internalisiert würden.

Weiterhin wird eine Sensitivitätsuntersuchung zum **Thema Power-to-X** unter spezieller Berücksichtigung der Technologien, die das Stromnetz entlasten, als interessant erachtet. Hierbei seien im Besonderen zum Beispiel mit Wasserstoff betriebene Brennstoffzellenautos zu berücksichtigen. Durch eine solche Technologie sei es möglich, Windstrom nicht über Stromleitungen sondern in Form von Wasserstoff an die Zapfsäule zu bringen.

Ferner sei eine Sensitivitätsuntersuchung durchzuführen, die den Netzausbau für die Integration der Erneuerbaren Energien daraufhin untersuche, ob sich der Ausbaubedarf bei möglichst **guter Integration ins europäische Stromnetz** oder aber bei **Abschottung** des deutschen Stromnetzes vergrößere.

Für sinnvoll erachtet werden auch die nachfolgenden **Sensitivitätsberechnungen: ungünstige Wetterjahre**, Bedeutung und Regionalisierung **kleiner dezentraler KWK-Anlagen** mit Leistung bis zu zehn MW, **Betriebsdauer konventioneller Kraftwerke, Ausbaukorridor-Bandbreiten**, Unterschiede **lastferner und lastnaher Regionalisierung** Erneuerbarer Energien, kontinuierliche industrielle Eigenstromerzeugung und abendliche Starklastsituationen beim Ausbau der Elektromobilität.

Ein Konsultationsteilnehmer fordert die kumulative Wirkung mehrerer Sensitivitäten in einem **Worst-Case Szenario** zu untersuchen.

Von einem anderen Konsultationsteilnehmer wird die Wichtigkeit einer Sensitivitätsberechnung hinsichtlich eines besseren **Ableichs von Übertragungs- und Verteilnetzausbau** und der damit verbundenen Wechselwirkungen hervorgehoben. Diese könne den Netzausbaubedarf auf der Höchstspannungsebene beeinflussen.

Darüber hinaus werden **Stromspeicher** in verschiedenen Stellungnahmen thematisiert. Abhängig vom gewählten Betreibermodell könne es durch zentrale und dezentrale Speicher sowohl zu einer Netzentlastung (Stichwort „netzdienliche Speicher“) als auch zu einer zusätzlichen Netzbelastung kommen. Letzteres entstände durch Einspeisung von Leistung während Zeiten mit hoher Sonneneinstrahlung und minimaler Windstärke, was zu einer zusätzlichen Belastung PV-geprägter Verteilnetze in Süddeutschland führe (Stichwort „SOL-Markt“). Diese gegensätzlichen Szenarien seien parallel zu den entsprechenden Zubauraten von Speichern im Rahmen einer Sensitivitätsuntersuchung zu beachten.

Letztendlich wird vorgetragen, von den Übertragungsnetzbetreibern im Rahmen des Netzentwicklungsplans 2030 Aussagen darüber zu verlangen, wie die **Variation einzelner Inputparameter das Gesamtergebnis**, d. h. den **Netzausbaubedarf qualitativ beeinflusst**. Das könne im Rahmen von Sensitivitätsberechnungen erfolgen. Ein weiterer Vorschlag sieht vor, anstelle zu stark ausdifferenzierter Eingangsparameter, verstärkt mit verschiedenen Sensitivitätsanalysen zu arbeiten, die gegebenenfalls wiederum miteinander verknüpft werden sollten.

2.15 Konsultationsprozess (Verfahrensturnus, Transparenz, Akzeptanz)

Es wird ausdrücklich begrüßt, dass die Bundesnetzagentur zum Entwurf der Übertragungsnetzbetreiber ein gesondertes **Begleitdokument zur Konsultation** des Szenariorahmens 2030 veröffentlicht. Dies erleichtere den Überblick über die wesentlichen Grundaussagen des Szenariorahmens und ermögliche so einen besseren Zugang zur Thematik. Hervorzuheben sei dabei auch, dass auf Veränderungen im Vorgehen bzw. der Darstellungsweise im Vergleich zum Szenariorahmen für die Netzentwicklungspläne Strom 2025 explizit hingewiesen wird. Allerdings wird auch angemerkt, dass es hilfreich wäre, wenn das Begleitdokument auf die Seitenzahlen im Entwurf der Übertragungsnetzbetreiber verweisen würde, auf die es Bezug nimmt.

Ein Konsultationsteilnehmer spricht den Übertragungsnetzbetreibern Lob für die Vorlage einer Dokumentation aus, in der eine enorme Datenfülle mit einem großen Feinheitsgrad stecke. Gleichzeitig aber wird angemerkt, dass der einzelne Bürger angesichts der **Komplexität und Fülle von Informationen**

überfordert ist und an seine Grenzen stößt. Nur große Verbände, Banken oder Forschungsinstitute seien in der Lage, an einer Diskussion auf einer solch hohen wissenschaftlichen Ebene teilzunehmen, was für eine öffentliche Konsultation wenig zielführend sei. Ein Indiz hierfür sei die sehr geringe Beteiligung von nur zwei Bürgerinitiativen beim Workshop der Bundesnetzagentur am 11.2.2016 in Berlin.

Ferner wird die **Transparenz** des Szenariorahmens **gelobt**. Dies zeige sich in einer umfassenden Berücksichtigung der eingegangenen Stellungnahmen aus den vorangegangenen Konsultationsprozessen. Während sich die Informationsweitergabe im ersten Szenariorahmen noch auf ein achtseitiges Dokument beschränkt habe, seien die vermittelten Informationen nun auf ca. 120 Seiten wesentlich ausführlicher und klarer dargestellt.

Von einigen Konsultationsteilnehmern wird das **Fehlen eines Dialogs zwischen Bundesnetzagentur und der Öffentlichkeit** bemängelt. Dies resultiere aus einer Nichtbeantwortung von Stellungnahmen und der Tatsache, dass diverse Einwände, die im Rahmen der Konsultation geäußert wurden, nicht in den Szenariorahmen aufgenommen worden seien. Des Weiteren wird vorgeschlagen, über die beiden Workshops der Bundesnetzagentur hinausgehende Fachgespräche zu den einzelnen Themenblöcken zu führen.

Mehrere Konsultationsnehmer merken an, dass die Möglichkeit der Öffentlichkeit, sich effektiv an der Konsultation zu beteiligen und Stellungnahmen abzugeben, durch eine als **zu kurz empfundene Frist von fünf Wochen** sehr begrenzt ist. Dieser Zeitraum genüge nicht, um sich intensiv mit denen im Entwurf der Übertragungsnetzbetreiber geschilderten Details zu beschäftigen. Außerdem wird moniert, dass sich im Literaturanhang des Szenariorahmens keine kritischen Fachgutachten oder Literaturmeinungen befinden.

Viele Konsultationsteilnehmer begrüßen die Tatsache, dass gem. Artikel 2 des Energieverbrauchskennzeichnungsgesetzes die Erarbeitung des **Netzentwicklungsplans** ab 2016 auf einen **zweijährlichen Turnus** umgestellt wird. Die jährliche Taktrate der Netzentwicklungsplanerstellung habe bereits bei den bisherigen Netzentwicklungsplänen zu starkem Zeitdruck bei allen Prozessbeteiligten geführt. Unter anderem sei es zu zeitlichen Überschneidungen von verschiedenen Netzentwicklungsplänen in verschiedenen Stadien gekommen. Dadurch entstünde die Gefahr, dass in der breiten Öffentlichkeit ein verwirrendes Bild erscheint, was wiederum die Akzeptanz für den Netzausbau im Allgemeinen und die Transparenz bei der Erarbeitung der Netzentwicklungspläne im Besonderen beeinträchtigt.

Darüber hinaus wird vorgeschlagen, **berechtigt erscheinende Vorschläge** aus dem Konsultationsprozess, die nicht unmittelbar in die vorgeschlagenen Modelle integriert werden konnten, **als Forschungsfragen für wissenschaftliche Begleitarbeiten** an geeignete Stellen, z. B. an das Bundeswirtschafts- oder das Bundesforschungsministerium weiterzugeben.

Ein anderer Vorschlag besteht darin, dass der **Netzausbau** vorwiegend **auf offenen und nachvollziehbaren Daten („open data“) und Modellen („open source“)** beruhen soll, um eine möglichst hohe Transparenz der Daten und der verwendeten Modelle zu erreichen. Nur auf diese Art sei eine wissenschaftliche Auseinandersetzung mit den getroffenen Annahmen, dem Vorgehen und den Ergebnissen möglich. Es sei daher sehr positiv zu bewerten, dass nahezu alle Eingangsparameter verfügbar sind und kritisch hinterfragt werden. Im Sinne einer intensiven Auseinandersetzung mit diesen Daten wird es jedoch für notwendig erachtet, auch **die jeweilige Datenquelle** und die zugrundeliegenden Annahmen **transparent** darzustellen und nutzbar zu machen. Als Grundlage für eine öffentliche Konsultation würden, neben weiteren Details zu den getroffenen Annahmen, mehr Informationen über das verwendete Marktsimulationsmodell und über die

Durchführung der Lastflussberechnungen benötigt. Auch wenn es sich bei den Modellen um proprietäre Codes der beauftragten Institute handele, sei eine **offenere Kommunikation** der detaillierten Vorgehensweise ein großer Gewinn für die öffentliche Diskussion. Eine rudimentäre, nichtwissenschaftliche Dokumentation (z.B. des Modells BID3) in Form einer Präsentation erfülle diesen Zweck nicht.

Laut einer weiteren Stellungnahme sollten **Änderungen aus der abgeschlossenen Konsultation vor Genehmigung des Szenariorahmens bekanntgegeben** werden, um sicherzustellen, dass zu bestimmten Punkten im Szenariorahmen noch Stellung genommen werden kann. Hinsichtlich der Transparenz sei es wünschenswert, den Anhang um regional disaggregierte Daten der ermittelten Nachfragen zu ergänzen. Besonders der Einfluss von (lastmanagementfähigen) Elektrofahrzeugen ließe sich so besser einschätzen.

Nach Ansicht eines Konsultationsteilnehmers sollte es eine **Aufwandsentschädigung für die Bürger geben, die sich an der Konsultation beteiligen und Workshops besuchen**. Da die Gedanken der Bürger im besten Falle zu Verbesserungen und Lösungen führten, wären eine Erstattung von Fahrtkosten, Übernachtungskosten und eine Pauschale pro Einwendung sinnvoll und angemessen.

2.16 Themen des Netzentwicklungsplans

Sehr viele Konsultationsteilnehmer sprechen sich im Rahmen der Konsultation des Szenariorahmens **gegen** die aktuell geplante **SuedLink-Stromtrasse** aus, da deren Bedarf noch immer nicht im Rahmen eines schlüssigen Gesamtkonzepts nachgewiesen worden sei. Ebenso wenden sich sehr viele Konsultationsteilnehmer **gegen** die geplante **Gleichstrompassage Süd-Ost (Korridor D)**. Die Trasse sei überwiegend für die Einspeisung und den Transport von Kohlestrom aus den ostdeutschen Kohlekraftwerken nötig und konterkariere in erheblicher Weise die Bemühungen um die Energiewende und den Klimaschutz.

Viele Konsultationsteilnehmer lehnen im Hinblick auf die Szenarien für den Stromaustausch auch weiterhin die **Festlegung des Bereichs Grafenrheinfeld als Einspeiseschwerpunkt** ab. Da sich der Netzausbau vorrangig am Versorgungsbedarf der jeweiligen Zielregion zu orientieren habe, sei es völlig unverhältnismäßig, die Region Grafenrheinfeld zur Drehscheibe für den nationalen oder gar europäischen Stromaustausch zu machen

Mehrere Konsultationsteilnehmer vertreten die Ansicht, dass die aus den Szenariorahmen im Ergebnis resultierenden Stromtrassen und Folgeprojekte (insbesondere die Gleichstromtrasse Südlink, die Konverter für Gleichstromtrassen sowie die sog. Maßnahmen im Netzentwicklungsplan 2025 namens P 43 und P 44) in hohem Maße den Wert der Eigenheime der Bewohner mindern. Durch den Bau neuer Trassen und einer Konverterhalle seien wiederum gesundheitliche und landschaftliche Belastungen vorhanden, die nicht hingenommen werden könnten.

Mehrere Konsultationsteilnehmer aus Bayern sind der Auffassung, dass die bayerischen Gemeinden dem Netzentwicklungsplan einzeln zustimmen müssten, da nach Art. 83 der bayerischen Verfassung die Gemeinden für die Stromversorgung zuständig sind.

Einige Konsultationsteilnehmer sprechen sich **gegen** die Möglichkeit der **Erdverkabelung** von Stromleitungen aus, da die Auswirkungen auf Gesundheit, Natur und Landwirtschaft noch nicht abschließend erforscht und deshalb abzulehnen seien. Andere Konsultationsteilnehmer sind sich bewusst, dass die nun erfolgte Festschreibung des Erdkabelvorrangs bei Höchstspannungs-Gleichstrom-Übertragungsleitungen im

Energieleitungsausbaugesetz große Auswirkungen auf die Kosten der jeweiligen Vorhaben haben. Sofern Akzeptanz für den Stromnetzausbau jedoch ganz überwiegend nur durch die Verlegung von Erdkabeln erreicht werden könne, seien diese Kosten zu akzeptieren. Denn essenziell sei es, dass die Versorgungssicherheit in Deutschland erhalten bleibt. Der Industriestandort Deutschland dürfe nicht ansatzweise gefährdet und damit mittel- und langfristig insgesamt in Frage gestellt werden.

Viele Konsultationsteilnehmer sind der Ansicht, dass der **Netzentwicklungsplan gegen § 1 EnWG verstöße**, da die Stromleitungen nicht preisgünstig, nicht verbraucherfreundlich, ineffizient und überhaupt nicht umweltverträglich seien. Ferner liege ein **Verstoß gegen die UN Aarhus Konvention** (Convention on Access to Information, Public Participation in Decision-Making and Access to Justice in Environmental Matters) vor, da der Netzausbau die rechtlichen Vorgaben von nationalem, europäischem und internationalem Recht zum Schutze der betroffenen Bevölkerung und der Umwelt ignoriere.

Gemäß einem weiteren Konsultationsteilnehmer würden **Gleichstromtrassen** nur gebraucht, um auch an Starkwindtagen im Norden weiterhin die Braunkohlekraftwerke nicht zurückfahren zu müssen. Begründet werde das dann mit dem europäischen Stromhandel, der allerdings erkennbar nicht wesentlich ausgebaut werden könne. Die Leitungen würden überwiegend Kohlestrom in die Nachbarländer und auch Kernenergie aus dem Ausland transportieren. Besonders deutlich werde das z. B. im aktuellen Szenariorahmen bei dem Stromhandel von Polen nach Deutschland (3000 MW). Das geplante „Project of Common Interest“ (PCI) müsste es eigentlich „Projects of Atomic Power Lobby's Interest“ (PAI) heißen.

Einige Konsultationsteilnehmer sind der Meinung, dass die **Umbeseilung mit leistungsfähigeren Leiterseilen** der „alten Stromtrassen“ im Szenario mit eingerechnet werden muss. Die Netzausbaukosten müssten zudem auf die Netzbetreiber umgeleitet werden, da diese ja auch ihren Gewinn hieraus erzielten. Somit würden längere Übertragungswege automatisch die Standortvorteile durch steigende Netzkosten kompensieren.

Gemäß einem Konsultationsteilnehmer weisen die Übertragungsnetzbetreiber in vielen ihrer Veröffentlichungen auf die hohen **Redispatchkosten** hin. Diese Redispatchkosten seien dem schlechten Ausbau des deutschen Höchstspannungsnetzes geschuldet. Nach Ansicht des Konsultationsteilnehmers sollte in geeigneter Form dargestellt werden, wie sich die Redispatchkosten im Zeitraum bis 2030 entwickeln würden, wenn keine Gleichstromtrassen zur Verfügung stehen. Hintergrund dieser Überlegung sei es, festzustellen, ob die Redispatchkosten nicht als Bestandteil der deutschen Energiepolitik akzeptiert werden müssten, anstatt finanziell sehr hohe Investitionen in Gleichstromtrassen zu leisten.

Ein weiterer Konsultationsteilnehmer fordert, dass im Rahmen der Netzentwicklungsplanung absichernde Bausteine eingeführt werden, die verhindern, dass sich über die Jahre ein Umsetzungsdefizit aufbaut, auf das keine Gegenreaktion erfolgt, weil es sich unterhalb des verlängerten Zeithorizonts bewegt. **Baufortschritte sollten im Netzentwicklungsplan explizit aufgeführt** werden (im Sinne eines sog. „NEP-Monitorings“).

Ein Konsultationsteilnehmer moniert, dass in den Betrachtungen der Energienetze stets von Ausfallsicherheit gesprochen wird. Ausfallsicherheit beinhalte jedoch auch die Robustheit gegenüber Angreifbarkeit bzw. Störsicherheit. Eine über 450 km lange „point-to-point“ Gleichstromtrasse sei in jedem Fall eine leicht angreifbare bzw. verletzliche Infrastruktur. Somit würden **Gleichstromtrassen nicht zur Ausfallsicherheit der Stromübertragung beitragen**.

2.17 Sonstiges

Ein Konsultationsteilnehmer fordert, dass die unterschiedlichen **Szenarien in enger Abstimmung mit den Anrainerstaaten Deutschlands** erarbeitet werden. Dadurch würden geringstmögliche Umwelteingriffe und -belastungen sichergestellt und nationale und internationale Über- oder Unterkapazitäten bei Stromerzeugung und Stromtransport vermieden.

Mit Blick auf die hier nur von den Übertragungsnetzbetreibern unterstellten energetischen Annahmen ist es nach Meinung eines Konsultationsteilnehmers unausweichlich, auch auf regulatorische **Wechselwirkungen im Verteilungsnetz** zu schauen. Seit Jahren analysierten, bewerteten und planten die Verteilungsnetzbetreiber die Auswirkungen durch die Energiewende im Verteilungsnetz und optimierten - sowohl technisch als auch regulatorisch - die notwendigen **Ersatz- und Erweiterungsinvestitionen** zur Sicherung der Ziele aus dem § 1 EnWG. Die Notwendigkeit für regulatorische Anpassungen, beispielsweise durch die Aufhebung des Zeitverzugs für Erweiterungs- und Ersatzinvestitionen, das Implementieren von intelligenten Anreizen oder die Berücksichtigung von unterschiedlichen Herausforderungen im Effizienzbenchmark, sei unbestritten und umso wichtiger, um die bereits heute energiewendebedingten Investitionsentscheidungen nicht zu stoppen, sondern zu fördern und abzusichern.

Ein Konsultationsteilnehmer beanstandet, dass die Möglichkeit der **Stromgewinnung aus Atomenergie nicht ausreichend berücksichtigt** wurde. Bei der derzeitigen Verzögerung des Stromnetzausbaus sei es absehbar, dass über eine Laufzeitverlängerung der Atomkraftwerke nachgedacht werden muss.

Ein Konsultationsteilnehmer mahnt an, dass bei der **Errichtung der Strommasten** für Drehstromtrassen die **Abstandsregelungen eingehalten** werden. Das gelte insbesondere für Bestandstrassen, die dann nicht mehr in unmittelbarer Nähe zu oder über Wohnhäuser geführt werden dürften. Wie immer deutlicher werde, sei das gesundheitliche Risiko für die Bevölkerung viel zu groß. Damit seien nicht nur die im Vergleich zu anderen europäischen Ländern viel zu hohen Grenzwerte bei der Strahlenbelastung gemeint. Nach wie vor gebe es keinerlei Untersuchungen über die Auswirkungen der Partikel-Ionisierung bei diesen hohen Spannungen.

Durch einen Terroranschlag auf Strommasten seien in der Ukraine letztes Jahr 2 Millionen Menschen ohne Strom gewesen. Sollte die Bundesregierung auf das zentralistische System von Gleichstromtrassen setzen, möchten mehrere Konsultationsteilnehmer wissen, wie die Versorgungssicherheit **gegenüber Terroranschlägen** sichergestellt werden soll. Die Konsultationsteilnehmer stellten sich die Frage, welche Maßnahmen vorgesehen und wie hoch die dafür geplanten Kosten sind.

Nach der Meinung eines Konsultationsteilnehmers machen die sehr differenzierten Anmerkungen zu den einzeln dargestellten Szenarien nur dann Sinn, wenn im betrachteten Zeitraum **in Europa stabile politische und wirtschaftliche Verhältnisse** sowie katastrophenfremde Zeiten vorlägen. Wie sich jedoch in der jüngeren Vergangenheit gezeigt habe, sei die Wahrscheinlichkeit für solche Voraussetzungen mit nicht unerheblichen Unsicherheiten behaftet. Es sei daher wahrscheinlich, dass sich die von den Übertragungsnetzbetreibern heute ausgearbeiteten Szenarien in 15 Jahren durch die periodischen Überarbeitungen signifikant ändern würden. Dies betreffe insbesondere die Annahmen zur Betriebsdauer konventioneller Kraftwerke, zum Anstieg des Anteils Erneuerbarer Energien sowie zum Stromverbrauch. Wirklich sichere Aussagen zur Entwicklung der Energielandschaft könnten daher gar nicht getroffen werden.

Mehrere Konsultationsteilnehmer fordern eine **Gesetzesänderung** dahingehend, dass der Entwurf zum **Szenariorahmen zukünftig** nicht mehr durch die Übertragungsnetzbetreiber, sondern **durch die Bundesnetzagentur** selbst **erarbeitet** wird. Die Einschätzung müsse beim Staat liegen, der wiederum auf unabhängige Quellen zurückzugreifen habe. Daran anknüpfend wird die **Rolle der Übertragungsnetzbetreiber** im Rahmen der Erstellung des Szenariorahmens **kritisiert**, deren Unabhängigkeit nicht gewährleistet sei, da sie am Bau und Betrieb der Übertragungsnetze selbst verdienen und kein Interesse daran hätten, den Netzausbaubedarf auf Übertragungsnetzebene auf das unbedingt erforderliche Maß zu beschränken. Des Weiteren könne eine Bewertung des Netzausbaubedarfs nur von unabhängiger und neutraler Stelle erfolgen, die keine eigenen wirtschaftlichen Interessen verfolgt.

C Anhörung der Übertragungsnetzbetreiber

Mit E-Mail vom 23.06.2016 gab die Bundesnetzagentur den Übertragungsnetzbetreibern zur beabsichtigten Genehmigung des Szenariorahmens 2017-2030 mit Frist bis zum 28.06.2016 Gelegenheit zur Stellungnahme. Die Übertragungsnetzbetreiber nahmen die Gelegenheit in einer gemeinsamen Stellungnahme vom 28.06.2016 wahr.

Die Übertragungsnetzbetreiber stellen zunächst fest, dass in ihrem Szenariorahmenentwurf aus Zeitgründen die Entscheidungen zum KWK-Gesetz, die Entscheidung der Bundesnetzagentur zum Netzentwicklungsplan Gas vom 11.12.2015 und der Referentenentwurf zur EEG Reform 2016 bzw. der entsprechende Kabinettsbeschluss vom 08.06.2016 nicht berücksichtigt werden konnten. Insbesondere mit der Novellierung des EEG 2016 seien erst aktuell fixierte Randbedingungen in die Genehmigung eingeflossen. Die Konsequenzen dieser Änderungen und ihre Auswirkungen auf den Szenariorahmen konnten aufgrund der Kürze der Zeit nicht mit den Stakeholdern diskutiert werden.

Ferner beanstanden die Übertragungsnetzbetreiber, dass ohne den ausführlichen Text der Genehmigung die Zahlen nicht vollständig einzuordnen seien. So sei beispielsweise die Prüfung der Konsistenz der Zahlen zum Verbrauch nur eingeschränkt möglich. Aus Sicht der Übertragungsnetzbetreiber stellen die Zahlen im Tenor der Bundesnetzagentur den Versuch dar, zwischen einer energiewirtschaftlich sowie wissenschaftlich adäquaten und damit komplexen Modellierung auf der einen und einer einfacheren Festlegung nach politischen Zielvorgaben auf der anderen Seite zu vermitteln. Dieses Spannungsfeld sei auch in der Konsultation abgefragt worden.

Insgesamt seien für die Übertragungsnetzbetreiber wesentliche Annahmen zur Einordnung des Zahlenwerks aus dem Tenor nicht ersichtlich. Zudem sei die gewährte Anhörungsfrist mit drei Arbeitstagen deutlich zu kurz.

Im Rahmen der Einschätzung des konventionellen Kraftwerksparks haben die Übertragungsnetzbetreiber in ihrem Entwurf des Szenariorahmens die installierte Leistung von Gaskraftwerken als deutlich geringer angesetzt, da die Bundesnetzagentur diesbezüglich in den Szenarien B 2030, B 2035 und C 2030 von zusätzlich ca. 10 GW installierter Leistung an Gaskraftwerken ausgehe. Die impliziten getroffenen Annahmen der Bundesnetzagentur zur Wirtschaftlichkeit von Gaskraftwerken im künftigen Energiemarkt seien dabei zu hinterfragen. Offensichtlich werde von weiteren Maßnahmen oder Entwicklungen ausgegangen, die den wirtschaftlichen Betrieb von Gaskraftwerken im Strommarkt im betrachteten Zeithorizont ermöglichen. Eine Gesamtbewertung – auch vor dem Hintergrund der nun im Tenor gesenkten EE-Mantelzahlen – könne durch die Übertragungsnetzbetreiber so kurzfristig nicht vorgenommen werden. Außerdem konnte bei einer Überprüfung der Kraftwerkliste nicht nachvollzogen werden, inwieweit die berücksichtigten Gaskraftwerke konsistent zu der Liste zukünftiger Kraftwerke im Netzentwicklungsplan Gas seien. Es ergebe sich eine Abweichung, die von den Übertragungsnetzbetreibern nicht plausibilisiert werden könne. Offensichtlich sei in der Kraftwerkliste der Bundesnetzagentur das Kriterium nach KraftNAV zur Berücksichtigung von geplanten Gaskraftwerken nicht mehr enthalten. Der Wegfall führe aber dazu, dass auf der einen Seite geplante Gaskraftwerke nicht berücksichtigt werden könnten, aber auf der anderen Seite ein höherer Zubau an Gaskraftwerken vorgesehen sei. Es habe hier offensichtlich ein Methodenwechsel stattgefunden, den die Übertragungsnetzbetreiber ohne weitere Erläuterung nicht nachvollziehen könnten. Die Methodik zur

Berücksichtigung von Gaskraftwerken müsste mit den Stakeholdern gemeinsam im Vorfeld abgestimmt werden.

Die KWK-Ziele seien vor dem Hintergrund der Flexibilisierungsannahmen der Übertragungsnetzbetreiber in den Szenarien B 2030/2035 und C 2030 nicht oder nur eingeschränkt ausweisbar. So könnte zwar die Nettostromerzeugung der KWK Anlagen überprüft, jedoch die Anteile nicht genau spezifiziert werden (vgl. Szenariorahmenentwurf der Übertragungsnetzbetreiber).

Darüber hinaus sind der Bundesnetzagentur im Rahmen der Anhörung in einer separaten Kraftwerksliste detaillierte Hinweise zu einzelnen konventionellen Kraftwerken, mit der Bitte um Berücksichtigung, übergeben worden.

Im Hinblick auf die Annahmen zur regenerativen Erzeugung sind die Mantelzahlen der Erneuerbaren Energien für die Übertragungsnetzbetreiber auch unter Einbezug der aktuellen EEG-Novelle 2016 teilweise nur schwer nachvollziehbar.

Eine Darstellung der Annahmen zum Rückbau (insbesondere Wind Onshore) bzw. eine Darstellung, wie die Mantelzahlen der Genehmigung entstanden seien, wäre hilfreich, um diese Vorgaben zu verstehen. Die Übertragungsnetzbetreiber vermuten, dass der Rückbau von Windkraftanlagen mit dem Auslaufen der Förderdauer nach 20 Betriebsjahren gleichgesetzt wurde. Dies ist nach Meinung der Übertragungsnetzbetreiber nicht sachgerecht. Vielmehr sollten Aspekte wie der Weiterbetrieb von wirtschaftlich abgeschrieben Bestandsanlagen (u.a. auf Grund eines Wegfalls des Repoweringbonus) berücksichtigt werden. Nach Erkenntnissen der Übertragungsnetzbetreiber erscheint ein längerer Weiterbetrieb der Anlagen aus technisch wirtschaftlicher Sicht sehr wahrscheinlich. Die Annahmen einer längeren Lebensdauer würden zu deutlich höheren Mantelzahlen Wind onshore führen.

Die Berechnungsannahmen für die Zielanteile des erneuerbar erzeugten Stroms am Bruttostromverbrauch sind für die Übertragungsnetzbetreiber nicht ersichtlich. Nach einer ersten Einschätzung der Übertragungsnetzbetreiber seien die Zielgrößen nur mit sehr ambitionierten Annahmen zu den Volllaststunden – insbesondere für den Energieträger Wind – abbildbar. Aus Sicht der Übertragungsnetzbetreiber ist es fraglich, ob mit diesen Mantelzahlen in Kombination mit den Annahmen zur Stromnachfrage, die Zielanteile der Erneuerbaren Energien am Bruttostromverbrauch erreichbar seien. Vor dem Hintergrund des weiterhin gültigen Förderdeckels von 52 GW für PV-Anlagen mit installierter Leistung von bis zu 750 kW seien die Zubauzahlen für diesen Energieträger sehr ambitioniert.

Ohne Kenntnis der Begründung des Szenariorahmens fällt es den Übertragungsnetzbetreibern schwer zu überprüfen, inwieweit die angegebenen Werte zur Stromnachfrage und Spitzenlast mit den veränderten Annahmen zur ökonomischen Entwicklung (Bevölkerungsentwicklung, BIP, etc.) und zu neuen Nachfrage-Technologien konsistent sind. Insbesondere sei eine konstante Spitzenlast vor dem Hintergrund einer Steigerung der Elektroautos um das 6-fache bzw. der Wärmepumpen um das 4-fache (von Szenario A 2030 zu Szenario C 2030) zu hinterfragen. Die gegenläufige Entwicklung von Stromnachfrage zu Spitzenlast resultiere unter Umständen in stark variierenden jährlichen Lastverläufen, die möglicherweise in sich nicht mehr plausibel seien.

Die ÜNB weisen ebenfalls auf die Auswirkungen der Einführung neuer Demand-Side Technologien hin. Dies seien insbesondere Speichertechnologien für PV-Systeme, Power-to-Gas-Anlagen und Demand-Side-

Management-Potentiale in der Industrie. Bei einer Berücksichtigung dieser Technologien bestünden viele Freiheitsgrade, die deren Verhalten im System beeinflussen. Aus Sicht der Übertragungsnetzbetreiber dienten diese vornehmlich der kostenminimalen Integration erneuerbarer Energien in das Stromsystem. Aus diesem Grund sollte ein Einsatz derart erfolgen, dass (die nun flexibilisierte) Last und Erzeugung möglichst deckungsgleich sind. Dies führe tendenziell zu verringerten Kosten des Systems und verbessere die Versorgungssicherheit. Es wird aber darauf hingewiesen, dass dies zu einer erhöhten Auslastung des Stromnetzes führen könne. Weitere Details zu diesen neuen Technologien sollten gemeinsam mit den Stakeholdern abgestimmt werden.

Außerdem weisen die Übertragungsnetzbetreiber darauf hin, dass eine Erreichung der im Szenariorahmen vorgegebenen Spitzenlast nicht im Vorhinein sichergestellt werden kann. Die sich einstellende Spitzenlast sei ein Resultat der Optimierung und hänge, wie oben beschrieben, stark vom Einsatz der Lastflexibilitäten ab.

Die Übertragungsnetzbetreiber nehmen zur Kenntnis, dass die im Entwurf des Szenariorahmens vorgeschlagenen Handelskapazitäten mit den europäischen Nachbarländern weitestgehend im finalen Szenariorahmen berücksichtigt worden seien. Dies stelle eine Konsistenz des Netzentwicklungsplans mit dem internationalen Netzplanungsprozess im TYNDP 2016 her, der am 22. Juni 2016 veröffentlicht worden sei. An der Grenze zur Schweiz sei allerdings, abweichend vom TYNDP 2016, eine geringere Kapazität festgestellt worden, als final vorgeschlagen. Die Übertragungsnetzbetreiber weisen darauf hin, dass der berücksichtigte Wert von 3.300 MW Import- und 4.700 MW Export-Kapazität nicht dem aktuellen Planungsstand im europäischen Netzentwicklungsprozess entspreche. Ebenfalls sei die geringere Handelskapazität nicht mehr konsistent zur Genehmigung des letzten Szenariorahmens, in dem bereits für das Jahr 2025 eine Handelskapazität von 4.400 MW Export bzw. 4.200 MW Import angesetzt worden sei. Auch an der Grenze zu Schweden sei aus Sicht der Übertragungsnetzbetreiber eine Nachbesserung wünschenswert. 50Hertz gehe von einer vollständigen Realisierung der Ausbaustufen der HansaPowerBridge bis 2030 aus, so dass diese Prognose über die Austauschkapazität mit Schweden – wie im TYNDP 2016 dargestellt – schon in der Genehmigung des Szenariorahmens zu berücksichtigen sei.

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 alle zwei Jahre 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 und höchstens 15 Jahre (dazu 2) die Bandbreite wahrscheinlicher Entwicklungen (dazu 3) im Rahmen der mittel- und langfristigen energiepolitischen Ziele der Bundesregierung (dazu 5) abdecken. Eines der Szenarien muss die wahrscheinliche Entwicklung für die nächsten 15 und höchstens zwanzig Jahre darstellen (dazu 2). Für den Szenariorahmen legen die Übertragungsnetzbetreiber angemessene Annahmen für die jeweiligen Szenarien zu Erzeugung, Versorgung, Verbrauch von Strom (dazu 4) 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 2017-2030 und des Offshore-Netzentwicklungsplans 2017-2030 gem. § 12b Abs. 1 Satz 1 EnWG der

Bundesnetzagentur vorzulegen ist, stellen drei Entwicklungspfade das Zieljahr 2030 – Szenarien A 2030, B 2030, C 2030 – und ein weiterer Entwicklungspfad das Zieljahr 2035 – Szenario B 2035 – dar. Die Bundesnetzagentur genehmigt damit in Abweichung zum Szenariorahmen 2025 nicht mehr sechs Szenarien, sondern nur noch die gesetzlich vorgeschriebene Mindestanzahl von vier Szenarien. Die Bundesnetzagentur schwenkt damit wieder in den bisher bekannten Netzentwicklungsprozess ein, da sie die Erstellung von mehr als vier Szenarien eher als Ausnahme ansieht.

Die Bundesnetzagentur hat in den Szenarien erstmalig zusätzlich verschiedene Werte für Treiber der Sektorenkopplung, Flexibilitätsoptionen sowie dezentrale Speicher vorgegeben, die von den Übertragungsnetzbetreibern für die Erstellung der Netzentwicklungspläne 2017-2030 berücksichtigt werden müssen.

Darüber hinaus übernimmt die Bundesnetzagentur die neue Szenariengestaltung der Übertragungsnetzbetreiber, nach der alle Szenarien die Energiewende mit unterschiedlicher technischer Ausprägung und Umsetzungsgeschwindigkeit beschreiben.

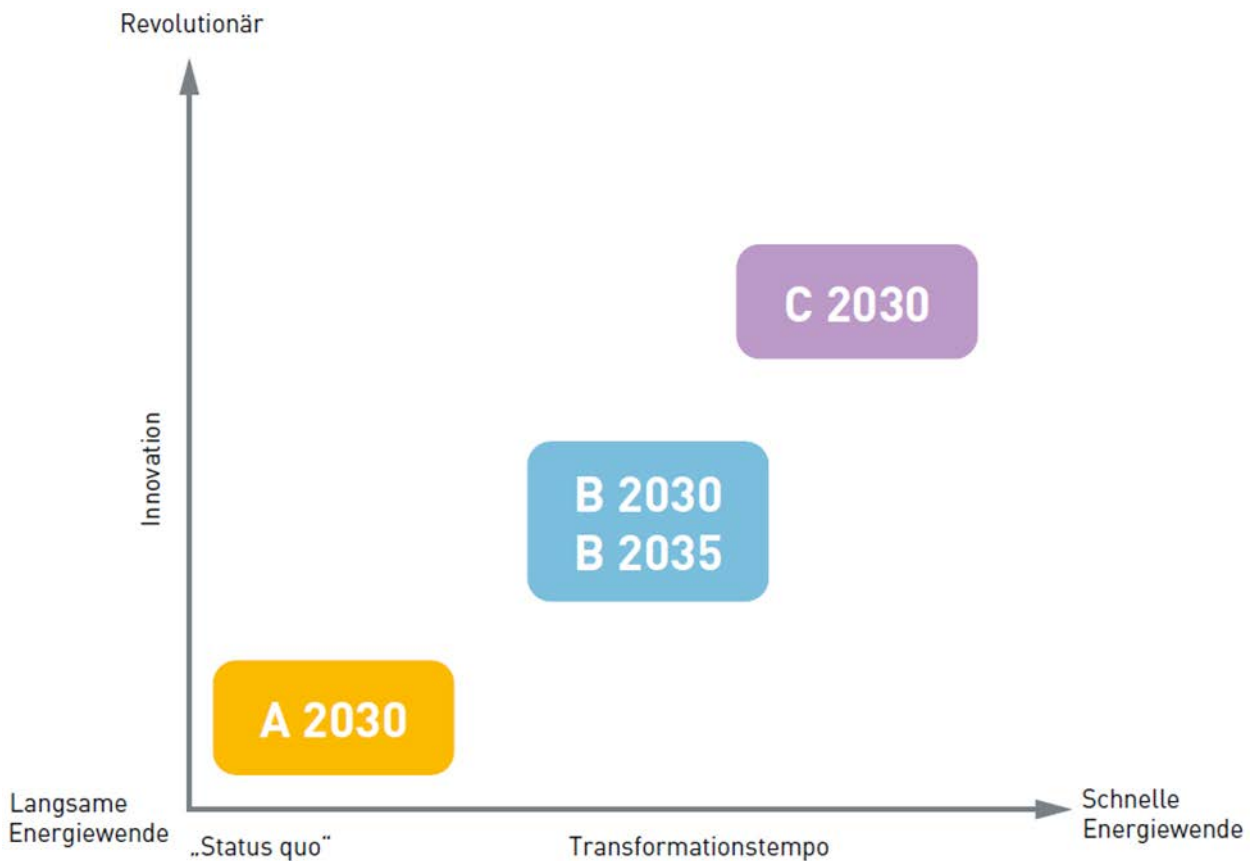


Abbildung 1: Darstellung der von der Bundesnetzagentur genehmigten Szenarien für den Szenariorahmen 2017-2030

Innovation bezeichnet in diesem Zusammenhang den Einsatz neuer Technologien im Stromsektor zur Steigerung der Flexibilität und der Energie- sowie Emissionseffizienz. Das Transformationstempo beschreibt die Umsetzungsgeschwindigkeit der Energiewende. Das konservative Szenario A 2030 ist durch eine mäßige Geschwindigkeit bei der Umsetzung der Energiewende gekennzeichnet, in der die Einführung neuer

Technologien und der Innovationsgrad eher gering sind. Die Transformationsszenarien B 2030/2035 zeichnen sich gegenüber dem Szenario A 2030 dadurch aus, dass durch eine Vielzahl unterschiedlicher Maßnahmen und Technologien die Umsetzungsgeschwindigkeit der Energiewende erhöht wird. Im Innovationsszenario C 2030 ist sowohl der Innovationsgrad als auch das Transformationstempo am höchsten. Dies wird durch eine intensive Nutzung neuer Technologien sowie die Vernetzung der Sektoren Strom, Wärme und Verkehr erreicht.

Die zunehmende Anzahl und Variation bestimmter Inputparameter durch die Übertragungsnetzbetreiber ermöglicht bei ausreichend genauer Prognose eine Erhöhung der Konsistenz der einzelnen Szenarien. Dies erlaubt eine exaktere Beschreibung der zukünftig denkbaren Entwicklungen, was zu einer Optimierung des von den Szenarien abgedeckten Wahrscheinlichkeitsraums führt. Hingegen führt eine Zunahme und stärkere Variation der Inputparameter immer seltener dazu, dass für alle Szenarien die gleichen Annahmen (z. B. bzgl. Stromverbrauch oder Jahreshöchstlast) getroffen werden. Dadurch sind Auswirkungen bei der Veränderung einzelner Parameter auf den Gesamtprozess immer schwerer zu erkennen.

Der Ausbaupfad der Erneuerbaren Energien des konservativen Szenarios A 2030 befindet sich an der unteren Grenze des vorgegebenen Korridors des § 1 Abs. 2 EEG-E 2016. Die Prognose zur konventionellen installierten Erzeugerleistung basiert nahezu auf denselben Annahmen zur technisch-wirtschaftlichen Betriebsdauer der Kraftwerke wie im letzten Szenariorahmen 2025. Der Nettostromverbrauch in Szenario A 2030 liegt bezogen auf das Referenzjahr 2015 auf einem niedrigeren Niveau. Der zu ermittelnde Wert der Jahreshöchstlast ist mit 84 GW in Szenario A 2030 leicht höher als der Referenzwert des Jahres 2015 von 83,7 GW. Dabei sind 1,1 Millionen Wärmepumpen und 1 Million Elektroautos sowie 1 GW Power-to-Gas, 3 GW PV-Batteriespeicher und 2 GW Demand-Side-Management (Industrie und GHD) zu berücksichtigten. Das Ziel der Bundesregierung, die Treibhausgasemissionen zu reduzieren, wird in Szenario A 2030 voraussichtlich nicht vollständig erreicht.

Szenario B 2030 geht von einem Ausbau der Erneuerbaren Energien im mittleren Bereich des § 1 Abs. 2 EEG-E 2016 aus. Die technisch-wirtschaftliche Betriebsdauer der konventionellen Kraftwerke wird im Vergleich zum Szenario A 2030 um fünf Jahre reduziert. Der Nettostromverbrauch in Szenario B 2030 liegt bezogen auf das Referenzjahr 2015 auf einem höheren Niveau. Der zu ermittelnde Wert der Jahreshöchstlast ist mit 84 GW in Szenario B 2030 leicht höher als der Referenzwert des Jahres 2015 von 83,7 GW. Dabei sind 2,6 Millionen Wärmepumpen und 3 Millionen Elektroautos sowie 1,5 GW Power-to-Gas, 4,5 GW PV-Batteriespeicher und 4 GW Demand-Side-Management (Industrie und GHD) zu berücksichtigten. Das Ziel der Bundesregierung, die Treibhausgasemissionen zu reduzieren, wird in Szenario B 2030 vollständig erreicht.

Im Szenario B 2035 werden die Annahmen für das Szenario B 2030 im Wesentlichen um fünf Jahre fortgeschrieben. Eine Ausnahme gilt für die Ausbauprognose von Wind Onshore, die ab 2030 von jährlich 2,9 GW auf 3,7 GW brutto angehoben wird, um angesichts der zunehmenden altersbedingten Stilllegungen von Wind Onshore-Anlagen das primäre Ziel des Ausbaukorridors gemäß § 1 Abs. 2 Nr. 2 EEG-E 2016 für das Jahr 2035 im mittleren Bereichs zu erreichen.. Der konventionelle Zubaupfad mit einer zum Szenario A 2030 fünf Jahre verkürzten Betriebsdauer des Kraftwerksparks wird um weitere fünf Jahre fortgeschrieben. Das Verbrauchsniveau und die Jahreshöchstlast basieren auf den in Szenario B 2030 getroffenen Annahmen. Es sind 2,9 Millionen Wärmepumpen und 4,5 Millionen Elektroautos sowie 2 GW Power-to-Gas, 5 GW PV-Batteriespeicher und 5 GW Demand-Side-Management (Industrie und GHD) zu berücksichtigten. Die von der

Bundesregierung angestrebte Reduktion der Treibhausgasemissionen wird im Szenario B 2035 vollständig umgesetzt.

Im Szenario C 2030 wird ebenfalls ein Erreichen der Ziele der Bundesregierung zur Reduktion der Treibhausgasemissionen vorgegeben. Der Ausbaupfad der Erneuerbaren Energien orientiert sich an der oberen Grenze des § 1 Abs. 2 EEG-E 2016 Korridors. Die technisch-wirtschaftliche Betriebsdauer der konventionellen Kraftwerke wird - mit Ausnahme der Gaskraftwerke - im Vergleich zum Szenario A 2030 um zehn Jahre reduziert. Der Nettostromverbrauch in Szenario C 2030 liegt bezogen auf das Referenzjahr 2015 auf einem höheren Niveau. Der zu ermittelnde Wert der Jahreshöchstlast ist mit 84 GW in Szenario C 2030 leicht höher als der Referenzwert des Jahres 2015 von 83,7 GW. Dabei sind 4,1 Millionen Wärmepumpen und 6 Millionen Elektroautos sowie 2 GW Power-to-Gas, 6 GW PV-Batteriespeicher und 6 GW Demand-Side-Management (Industrie und GHD) zu berücksichtigen. Das Ziel der Bundesregierung, die Treibhausgasemissionen zu reduzieren, wird in Szenario C 2030 vollständig erreicht.

In allen Szenarien des Szenariorahmens 2030 wird erneut eine Spitzenkappung bei Wind Onshore- und Photovoltaik-Anlagen berücksichtigt.

Die von den Übertragungsnetzbetreibern vorgeschlagenen Regionalisierungen der Prognosen des Zubaus der Erneuerbaren Energien und des nationalen Strombedarfs werden im Grundsatz als geeignet bestätigt.

3. Bandbreite wahrscheinlicher Entwicklungen

Die genehmigten Szenarien müssen die Bandbreite wahrscheinlicher Entwicklungen abdecken.

3.1 Grundcharakteristik

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 grundsätzlich von den aktuellen rechtlichen und regulatorischen Rahmenbedingungen auszugehen, da die Entwicklung der gesetzlichen Grundlagen bis 2030 bzw. 2035 ebenso wenig vorhersehbar ist wie die Entwicklung der Marktpreise oder die Verbreitung neuer Technologien. Über die aktuell geltenden rechtlichen und politischen Rahmenbedingungen hinaus können nur dann Entwicklungen oder Veränderungen berücksichtigt werden, wenn diese sich hinreichend konkret abzeichnen und bspw. der Konsens in Politik, Fachwelt und Gesellschaft so groß ist, dass mit einer baldigen rechtlichen Verankerung gerechnet werden muss.

Ergänzend dazu soll der Szenariorahmen 2017-2030 nach § 12a EnWG zugleich die Bandbreite wahrscheinlicher Entwicklungen in Bezug auf die mittel- und langfristigen energiepolitischen Ziele der Bundesregierung abdecken. Die vorgegebene Ausgestaltung der Szenarien wird diesen Anforderung gerecht.

Die gegenwärtige energiepolitische Situation ist geprägt von einem nach wie vor starken Wachstum der Erneuerbaren Energien, von beabsichtigten Stilllegungen konventioneller Kraftwerke auf Grund nicht ausreichender Wirtschaftlichkeit, von einer Zurückhaltung bei Investitionen in neue konventionelle Kraftwerke und dem Ziel der Bundesregierung, die gesteckten Klimaschutzziele, insbesondere die Reduktion des CO₂-Ausstoßes um 55% bis 2030 und 70 % bis 2040 gegenüber 1990, zu erreichen.

Es ist weiterhin davon auszugehen, dass die Bundesregierung auch zukünftig den Klimaschutzziele eine hohe Bedeutung beimessen und zum Erreichen dieser Ziele entsprechende Anstrengungen unternehmen wird. Aus Sicht der Bundesnetzagentur gebietet dieses Bekenntnis zum Klimaschutz, erneut Szenarien im Szenariorahmen 2017-2030 vorzugeben, die die Klimaschutzziele der Bundesregierung zwingend erfüllen. Dieser politische Wille zum Klimaschutz spiegelt sich auch in der Konsultation wider, in der es zahlreiche Forderungen gab, eine erfolgreiche Umsetzung der Klimaschutzziele zumindest für eine Teilmenge der Szenarien anzunehmen. Das Erreichen der Klimaschutzziele wird daher für alle Szenarien mit der Ausnahme des Szenarios A 2030 angenommen.

Da trotz aller Bemühungen derzeit nicht ausgeschlossen werden kann, dass die Klimaschutzziele nicht in vollem Umfang erreicht werden, ist auch ein Szenario vorzugeben, in dem ein nicht vollständiges Erreichen der Klimaschutzziele möglich ist. Die Steigerung der CO₂-Emissionen des Stromsektors in den letzten Jahren verdeutlicht, dass eine solche Entwicklung nicht ausgeschlossen werden kann. Das nicht vollständige Erreichen der Klimaschutzziele wird daher im Szenarien A 2030 möglicherweise abgebildet. Mit der grundlegenden Aufteilung der Szenarien in zwei mögliche Entwicklungspfade deckt der Szenariorahmen ein hohes Maß an Prognoseunsicherheit ab, da er sowohl das Erreichen, als auch das möglicherweise nicht vollständige Erreichen der Klimaschutzziele berücksichtigt.

Der Ausbau der Erneuerbaren Energien orientiert sich im Szenariorahmen 2017-2030 eng am jüngst geäußerten Willen des Bundesgesetzgebers in Form des Kabinettschlusses der Bundesregierung vom 08.06.2016 (nachfolgend EEG-E 2016). Die Szenarien berücksichtigen zum einen die konkreten Ausbaupfade des § 4 EEG-E 2016 und orientieren sich zum anderen an den prozentualen Ausbauzielen des § 1 Abs. 2 EEG-E 2016. Aufgrund der gesetzlichen Verankerung der Erneuerbaren Energien-Ausbauziele sowie der Steuerung des Zubaus durch Ausschreibungen und Anpassung der Vergütungshöhe (atmender Deckel und einmalige Kürzungen) ist mit einer hinreichenden Wahrscheinlichkeit von der Einhaltung des gesetzlichen Zubaupfades auszugehen. Allerdings müssen die Szenarien B 2035 und C 2030 die Ausbaupfade des § 4 EEG-E 2016 leicht überschreiten, um die prozentualen Ausbauziele des § 1 Abs. 2 EEG-E 2016 einhalten zu können (siehe ausführlich dazu Kapitel II B 4.3.6 und II B 4.3.7). Die Einbettung der Szenarien in den gesetzlich vorgeschriebenen EEG-Rahmen wurde auch in vielen Konsultationsbeiträgen gefordert.

Im Hinblick auf die Klimaschutzziele der Bundesregierung wurden in Szenario A 2030 und B 2030/2035 sowie C 2030 ergänzend Effizienzsteigerungen in Höhe von 27,5 TWh und 32,5/42,3 TWh sowie 55 TWh angenommen, die sich in einer signifikanten Reduktion (allerdings ohne Berücksichtigung der Sektorenkopplung) im Vergleich zum Verbrauchsniveau des Jahres 2015 niederschlägt. Dass Effizienzmaßnahmen in Zukunft eine größere Rolle spielen werden, geht deutlich aus dem Aktionsprogramm Klimaschutz 2020 und dem beabsichtigten nationalen Klimaschutzplan 2050 der Bundesregierung hervor.

3.2 Methodik zur Einhaltung der CO₂-Reduktion

In den Szenarien B 2030, B 2035 und C 2030 wird ein Erreichen der Klimaschutzziele unterstellt. Dies bezieht sich konkret auf die CO₂-Reduktionsziele der Bundesregierung. Für die genannten Szenarien wird für die Marktmodellierung ein Maximalwert für den jährlichen CO₂-Ausstoß vorgegeben. Konkret werden die Werte ausgehend vom Energiekonzept der Bundesregierung ermittelt, in dem ein Reduktionspfad der Treibhausgasemissionen angenommen wird. Das Energiekonzept der Bundesregierung sieht einen sektorübergreifenden Entwicklungspfad bei der Minderung der Treibhausgasemissionen um 40 % bis 2020, um 55 % bis 2030, um 70 % bis 2040 und um 80 % bis 95 % bis 2050 vor. Für 2035 ist im Energiekonzept der Bundesregierung kein konkreter Wert ausgewiesen. Durch lineare Interpolation lässt sich jedoch eine Reduktion der Treibhausgasemissionen um 62,5 % ermitteln. Es wird davon ausgegangen, dass der emissionsintensive Stromsektor die oben genannten Ziele anteilig zu erfüllen hat. Für den Stromsektor ermittelte das Umweltbundesamt in einem aktualisierten Bericht aus dem Jahr 2015 („Climate Change“) für das Referenzjahr 1990 aktualisierte CO₂-Emissionen in Höhe von 366 Millionen Tonnen. Aus diesem Wert ergibt sich nun ein Maximalwert für den CO₂-Ausstoß zur Marktmodellierung im Stromsektor von 165 Millionen Tonnen im Jahr 2030 und 137 Millionen Tonnen im Jahr 2035.

In Szenario A 2030 werden dagegen keine verbindlichen CO₂-Restriktionen festgelegt, was zur Folge hat, dass der Einsatz des konventionellen Kraftwerksparks und die damit verbundene Menge an Treibhausgasemissionen alleine durch den Markt bestimmt wird. Folglich könnte es durchaus sein, dass in Szenario A 2030 das energiepolitische Ziel der Bundesregierung im Hinblick auf die Reduktion der Treibhausgase nicht vollständig erfüllt wird.

Neben der bereits im Szenariorahmen 2025 und dem darauf basierenden Netzentwicklungsplan 2025 verwendeten Methodik der Vorgabe von festen CO₂-Emissionen in der Marktmodellierung, werden im Entwurf des Szenariorahmen 2017-2030 von den Übertragungsnetzbetreibern weitere Möglichkeiten zur Berücksichtigung der Klimaschutzziele durch Einhaltung der CO₂-Emissionsobergrenzen durch die

Übertragungsnetzbetreiber genannt. Auch die Konsultationsteilnehmer schlagen unterschiedliche methodische Ansätze zur Einhaltung der CO₂-Emissionsziele der Bundesregierung vor. Insgesamt ergibt sich bei den Konsultationsteilnehmern die Tendenz, einzelne besonders emissionsintensive konventionelle Kraftwerke gezielt aus der Kraftwerksliste herauszunehmen. Ohne eine entsprechende gesetzliche Grundlage sieht sich die Bundesnetzagentur aber nicht in der Lage, einen solch intensiven Eingriff in die Marktchancen von einzelnen Kraftwerken vorzunehmen, da solche von der Bundesnetzagentur herausgehobenen Kraftwerke erhebliche Refinanzierungsschwierigkeiten bekommen dürften. Die Bundesnetzagentur behält daher im Szenariorahmen 2017-2030 die bisherige Methodik des Szenariorahmen 2025 bei. In der Marktmodellierung müssen die Übertragungsnetzbetreiber somit gewährleisten, dass die oben genannten CO₂-Restriktionen in den Szenarien B 2030, B 2035 und C 2030 eingehalten werden. Zu diesem Zweck ist eine Nebenbedingung in der Marktmodellierung anzunehmen, die sicherstellt, dass der gesamte konventionelle Kraftwerkspark im Jahr 2030 nicht mehr als 165 Millionen Tonnen und im Jahr 2035 nicht mehr als 137 Millionen Tonnen CO₂ ausstößt.

Es sei an dieser Stelle darauf hingewiesen, dass sich die CO₂-Obergrenzen als Nebenbedingung in der Marktsimulation nicht auf die installierten Erzeugerleistungen im Szenariorahmen 2017-2030 auswirken. Die Nebenbedingung wird aber Auswirkungen auf die Simulation des Betriebs des gesamten konventionellen Kraftwerksparks haben.

Die im Zuge der UN-Klimakonferenz in Paris 2015 (COP 21) im sogenannten „Übereinkommen von Paris“ ausgehandelte Begrenzung des Temperaturanstiegs findet in diesem Szenariorahmen noch keine Berücksichtigung. Das Pariser Abkommen sieht vor, den Anstieg der globalen Durchschnittstemperatur deutlich unter 2° C und wenn möglich unter 1,5° C über dem vorindustriellen Niveau zu halten. Um dies zu erreichen, müssen die globalen Treibhausgasemissionen drastisch reduziert werden. In diesem Zusammenhang fordern auch viele Konsultationsteilnehmer, die nationalen Klimaschutzmaßnahmen zu intensivieren. Dies würde für die vorliegenden Szenariorahmen 2017-2030 bedeuten, dass Annahmen zum Klimaschutz getroffen werden müssten, die über die aktuell geltenden Klimaschutzziele der Bundesregierung hinausgingen.

Der in Paris ausgehandelte Vertrag wurde aber noch nicht in nationales Recht überführt. Es ist derzeit nicht seriös abschätzbar, welche zusätzlichen nationalen Maßnahmen für die Erreichung der Ziele von COP 21 erforderlich sind. Darüber hinaus tritt das Abkommen erst verbindlich in Kraft, wenn bis zum Jahr 2020 mindestens 55 Staaten mit Verantwortung für mindestens 55% der globalen CO₂-Emissionen das Abkommen ratifiziert haben. Folglich geht der von mehreren Konsultationsteilnehmern geäußerte Vorwurf, dass der Szenariorahmen 2017-2030 aufgrund von COP 21 bei einer Beibehaltung der gegenwärtigen nationalen Klimaschutzziele völkerrechtswidrig sei, ins Leere.

3.3 Methodik zur Spitzenkappung

Die Annahme einer Kappung von Einspeisespitzen von Onshore Windenergie- und Photovoltaikanlagen (im Folgenden Spitzenkappung genannt) bei der Bestimmung des Netzausbaubedarfes ist sinnvoll und geboten.

Angesichts der Tatsache, dass 98 % der Onshore Windkraftanlagen und 100 % der Photovoltaikanlagen an die Verteilnetze angeschlossen sind und der weitere Zubau an Anlagen voraussichtlich ebenfalls dort stattfinden wird, geht die Bundesnetzagentur davon aus, dass die Möglichkeit zur Berücksichtigung der Spitzenkappung vor allem den Netzausbaubedarf in den Verteilnetzen reduzieren wird. Die Spitzenkappung würde sich demnach unmittelbar und voraussichtlich auch am effektivsten auf der Ebene der Verteilnetze und nur mittelbar auf der Ebene der Übertragungsnetze auswirken.

Gegenwärtig lässt sich aus §§ 8, 11 und 12 EEG 2014 noch ableiten, dass die Verteilnetz- und Übertragungsnetzbetreiber (Netzbetreiber) verpflichtet sind, ihre Netze so zu dimensionieren und auszubauen, dass die Netze jederzeit den gesamten Strom aus regenerativer Erzeugung aufnehmen und transportieren können. Auch die Planungsgrundsätze der Netzentwicklungspläne der Übertragungsnetzbetreiber orientieren sich im Grundsatz an dieser Verpflichtung.

Bereits im Szenariorahmen 2025 wurde von der damals geltenden Gesetzeslage dahingehend abgewichen, dass die Übertragungsnetzbetreiber in der Netzentwicklungsplanung 2025 eine Spitzenkappung in allen Szenarien verbindlich zu berücksichtigen hatten. Dies geschah vor dem Hintergrund der zum Zeitpunkt der Genehmigung klar und eindeutig erkennbaren Absicht der Bundesregierung (Koalitionsvertrag, Grünbuch des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie), die Spitzenkappung zukünftig gesetzlich zu verankern (siehe dazu Szenariorahmen 2025, Entscheidung vom 19.12.2014, S. 59 ff.).

Zum Zeitpunkt der Genehmigung des Szenariorahmens 2017-2030 ist nun fest davon auszugehen, dass die entsprechenden Änderungen des EnWG, wie sie im Gesetzesentwurf zum sog. Strommarktgesetz festgehalten sind, bis 2017 zur aktuellen Rechtslage werden.

Gemäß des Gesetzesentwurfs zum sog. Strommarktgesetz enthält § 11 Abs. 2 S. 1 EnWG n. F. zur Möglichkeit zur Berücksichtigung der Spitzenkappung folgende Regelung:

“Für einen bedarfsgerechten, wirtschaftlich zumutbaren Ausbau der Elektrizitätsversorgungsnetze nach Absatz 1 Satz 1 können Betreiber von Elektrizitätsversorgungsnetzen den Berechnungen für ihre Netzplanung die Annahme zu Grunde legen, dass die prognostizierte jährliche Stromerzeugung je unmittelbar an ihr Netz angeschlossener Anlage zur Erzeugung von elektrischer Energie aus Windenergie an Land oder solarer Strahlungsenergie um bis zu drei Prozent reduziert werden darf (Spitzenkappung).“

Gemäß des Gesetzesentwurfs zum sog. Strommarktgesetz enthält § 12a Abs. 1 S. 4 EnWG n. F. zur Möglichkeit zur Berücksichtigung der Spitzenkappung folgende Regelung:

“Für den Szenariorahmen legen die Betreiber von Übertragungsnetzen angemessene Annahmen für die jeweiligen Szenarien zu Erzeugung, Versorgung, Verbrauch von Strom sowie dessen Austausch mit anderen Ländern sowie zur Spitzenkappung nach § 11 Absatz 2 zu Grunde und berücksichtigen geplante Investitionsvorhaben der europäischen Netzinfrastruktur.“

Gemäß des Gesetzesentwurfs zum sog. Strommarktgesetz enthält § 12b Abs. 1 S. 2 EnWG n. F. zur Möglichkeit zur Berücksichtigung der Spitzenkappung folgende Regelung:

„Die Betreiber von Übertragungsnetzen müssen im Rahmen der Erstellung des Netzentwicklungsplans die Regelungen zur Spitzenkappung nach § 11 Absatz 2 bei der Netzplanung anwenden.“

Mit der Änderung in § 12a Abs. 1 S. 4 EnWG n. F. wird also gesetzlich festgelegt, dass die Übertragungsnetzbetreiber bei der Erstellung des gemeinsamen Szenariorahmens die Möglichkeit der Spitzenkappung nach § 11 Abs. 2 EnWG n. F. verbindlich zu berücksichtigen haben. Um den Netzausbaubedarf auf ein wirtschaftlich sinnvolles Maß zu verringern, sind die Übertragungsnetzbetreiber verpflichtet, auf Grundlage der installierten Erzeugungsleistung für die Ermittlung des Transportbedarfs in allen Szenarien eine reduzierte Einspeisung von Windenergieanlagen an Land und Photovoltaikanlagen zu Grunde zu legen. Da der durch die Bundesnetzagentur genehmigte Szenariorahmen Grundlage für den Netzentwicklungsplan ist, wird auch bei dessen Erstellung und Bestätigung die Möglichkeit zur Spitzenkappung berücksichtigt, § 12b Abs. 1 S. 2 EnWG n. F. Für die Übertragungsnetzbetreiber ist die Möglichkeit zur Berücksichtigung der Spitzenkappung im Rahmen der Netzplanung obligatorisch und nicht wie bei Verteilnetzbetreibern eine Option. Die obligatorische Anwendung der Regelungen zur Möglichkeit zur Berücksichtigung der Spitzenkappung beinhaltet damit für die Übertragungsnetzbetreiber auch die Pflicht, die Verteilnetzbetreiber in geeigneter Weise in ihre Netzplanung miteinzubeziehen.

Durch die zukünftige gesetzlich verankerte Möglichkeit der Spitzenkappung erhält der Verteilnetzbetreiber mehr Flexibilität bei der Planung seines Netzes. Denn nach aktuell geltender Rechtslage muss ein Netzbetreiber sein Netz (noch) vollständig ausbauen, verstärken und optimieren, z. B. auch durch den Einsatz intelligenter Netztechnik (z. B. regelbare Ortsnetztransformatoren), um den Bedarfen aller Netznutzer gerecht zu werden. Bestehende und nach den Bedarfsprognosen zu erwartende Netzengpässe sind zu vermeiden, um insbesondere die gesamte Energie der Stromerzeugungsanlagen aufzunehmen und weiterleiten zu können. Durch die Möglichkeit der Spitzenkappung erhält der Verteilnetzbetreiber die Option, in einem begrenzten Umfang die Spitzenkappung von Erneuerbare-Energien-Anlagen als Alternative bei der Netzplanung zu berücksichtigen. Damit wird dem Verteilnetzbetreiber die Möglichkeit eröffnet, sein Netz nicht mehr auf die Aufnahme der letzten Kilowattstunde ausulegen, sondern es auf ein zur Gewährleistung des energiewirtschaftlichen Zwecks nach § 1 Abs. 1 EnWG in Verbindung mit § 1 Abs. 1 EEG-E 2016 volkswirtschaftlich sinnvolles Maß zu dimensionieren.

Unberührt hiervon bleibt der Grundsatz der planerischen Gestaltungsfreiheit des Verteilnetzbetreibers. Die Netzplanung bleibt seine alleinige Aufgabe und er bleibt dafür verantwortlich, seinen Netzausbau auf der Grundlage von sachgerechten Prognosen und Annahmen bedarfsgerecht zu dimensionieren. Durch die Möglichkeit zur Berücksichtigung der Spitzenkappung erhält der Verteilnetzbetreiber eine zusätzliche Option. Inwiefern er diese Option nutzt, steht in seinem Verantwortungsbereich. Die Übertragungsnetzbetreiber sind hingegen im Rahmen der Erstellung des Netzentwicklungsplans verpflichtet, die Regelungen der Spitzenkappung nach § 11 Absatz 2 EnWG n. F. bei der Netzplanung anzuwenden.

Hierdurch wird das Ziel, selten auftretende Einspeisespitzen abzuregeln, umgesetzt. Darüber hinaus sollen nicht nur Neuanlagen, sondern auch bestehende Wind- und Photovoltaikanlagen bei der Möglichkeit der Spitzenkappung berücksichtigt werden. Ohne die Einbeziehung von Bestandsanlagen im Rahmen der Netzplanung könnten die bestehenden Effizienzpotenziale nicht gehoben werden.

Selten auftretende Einspeisespitzen entstehen vor allem bei der Einspeisung von wetterabhängigen fluktuierenden Erneuerbaren Energien. Die Einspeisung von Strom aus konventionellen Anlagen, KWK-Anlagen, Biomasseanlagen, Offshore-Windkraftanlagen oder Wasserkraftanlagen ist hingegen in der Regel konstanter. Daher beschränkt sich die Möglichkeit zur Berücksichtigung der Spitzenkappung im Rahmen der Netzplanung auf die für die Annahme von seltenen Erzeugungsspitzen relevanten Onshore-Windkraft- und Photovoltaikanlagen.

Der Wert von drei Prozent der Jahresarbeit je Onshore-Windkraft- und Photovoltaikanlage ergibt sich aus der Verteilnetzstudie, die im Auftrag des BMWi den Netzausbaubedarf auf Verteilnetzebene untersucht und Möglichkeiten zur Reduzierung des Netzausbaubedarfs analysiert hat (siehe dazu Szenariorahmen 2025, Entscheidung vom 19.12.2014, S. 60 f.).

Hiernach liegt das volkswirtschaftliche Optimum für die Spitzenkappung bei einem anlagenscharfen Wert von maximal drei Prozent der Jahresenergie pro Onshore Windkraft- und Photovoltaikanlage. Die Studie empfiehlt daher für alle Spannungsebenen des Verteilnetzes maximal drei Prozent, da dieser Wert den Netzbetreibern einen ausreichenden Spielraum in der Netzplanung ermöglicht und die volkswirtschaftlichen Folgekosten in einem angemessenen Verhältnis zu den ersparten Netzausbaukosten halten soll. Bei einem höheren Wert würden die abgeregelten Strommengen und damit auch die Kosten der Abregelung sprunghaft ansteigen, so dass diese die Einsparungen beim Netzausbau übersteigen würden. Darüber hinaus könnten bei zu hohen Kappungsansätzen die neben dem Ziel der Kosteneffizienz weiterhin zu gewährleistenden wichtigen Ziele der Versorgungssicherheit und der Umweltverträglichkeit durch zu gering dimensionierte Netze gefährdet werden.

Im Rahmen seiner Netzberechnungen zur Netzplanung kann in einem ersten Schritt der Betreiber eines Verteilnetzes bzw. muss der Betreiber des Übertragungsnetzes eine Kappung von maximal drei Prozent der eingespeisten Jahresenergiemenge von jeder einzelnen geplanten oder bereits errichteten Anlage, die unmittelbar an sein Netz angeschlossen ist oder angeschlossen werden soll, berücksichtigen. Soweit für die Berücksichtigung von drei Prozent der eingespeisten Jahresenergiemenge in der Netzplanung die Energiemenge in Leistung umgerechnet werden muss, sollte dafür auf Verbandsebene ein standardisiertes Verfahren gefunden werden. Des Weiteren muss ein Verteilnetzbetreiber, der bei seiner Netzplanung die Möglichkeit der Spitzenkappung berücksichtigt hat, diese Information veröffentlichen und der Bundesnetzagentur, der zuständigen Landesregulierungsbehörde, dem vorgelagerten Netzbetreiber sowie dem Übertragungsnetzbetreiber nach § 11 Abs. 2 S. 2 Nr. 2 EnWG n. F. unverzüglich mitteilen. Diese Informationen sind erforderlich, damit sie im Rahmen der Netzausbauplanung und der Systemverantwortung die Wechselwirkungen infolge der Spitzenkappung auf nachgelagerten Netzebenen einbezogen werden können. Darüber hinaus bleiben die Netzbetreiber nach den bestehenden Informations- und Kooperationspflichten dazu verpflichtet, die für die Wahrnehmung der Netzausbau- und Netzbetriebspflichten erforderlichen Informationen auszutauschen.

Wichtig ist in diesem Zusammenhang zu erwähnen, dass der operative Netzbetrieb von der Möglichkeit zur Berücksichtigung der Spitzenkappung nicht unmittelbar betroffen ist. Die Leitfäden zur Abschaltreihenfolge der Anlagen beim Netzbetrieb bleiben unverändert bestehen. Die Netzbetreiber sollen auch weiterhin unter Einhaltung des Vorrangs der Erneuerbaren Energien und des Stroms aus Kraft-Wärme-Kopplung diejenigen Erzeugungsanlagen abregeln, die den größten Einfluss auf den Netzengpass haben. Damit wird sichergestellt, dass die abgeregelten Energiemengen so gering wie möglich bleiben. Ob ein Netzengpass voraussichtlich

durch eine anstehende Netzausbaumaßnahme beseitigt oder infolge einer Spitzenkappung im Rahmen der Netzausbauplanung voraussichtlich für einen längeren Zeitraum oder dauerhaft bestehen bleiben wird, ändert zudem an der Anwendbarkeit der Regelungen zum Einspeisemanagement nach nichts.

Für eine realistische Modellierung empfiehlt es sich folglich, dass die Übertragungsnetzbetreiber unter Berücksichtigung der soeben aufgeführten Vorgaben des Gesetzgebers im Grundsatz an den im Netzentwicklungsplan 2025 getroffenen modellhaften Annahmen zur Spitzenkappung festhalten. Das bedeutet insbesondere, dass ein über alle Verteilnetze gebildetes Optimum von maximal 3 % Spitzenkappung netzknotenscharf, d. h. entsprechend dem unterschiedlichen Nutzen in den unterlagerten Verteilnetzen, abzubilden ist. Zudem muss bei Windenergieanlagen, die direkt an das Übertragungsnetz angeschlossen sind, eine Spitzenkappung von maximal 3 % der Jahresenergie berücksichtigt werden.

3.4 Methodik zur Bestimmung der installierten Erzeugungsleistung

3.4.1 Regenerative Erzeugung

Die Grundlage der Genehmigung des Szenariorahmens 2017-2030 bildet die aktuelle Novellierung des EEG 2016 auf der Grundlage des Kabinettsbeschlusses der Bundesregierung vom 08.06.2016. Auf Basis dessen wird der Ausbau der Erneuerbaren Energien prognostiziert. Konkrete Ausbauziele für Erneuerbare Energien lassen sich aus § 1 Abs. 2 EEG-E 2016 entnehmen. Hierdurch verfolgt der Gesetzgeber ausdrücklich das Ziel, den Ausbau der Erneuerbaren Energien besser steuern zu können und planbarer werden zu lassen, weshalb bei der Genehmigung des Szenariorahmens 2017-2030 angenommen wird, dass diese konkreten Ausbauziele in allen Szenarien erreicht werden.

Die Ausbauziele beziffern sich gemäß § 1 EEG-E 2016 wie folgt:

„(1) Zweck dieses Gesetzes ist es, insbesondere im Interesse des Klima- und Umweltschutzes eine nachhaltige Entwicklung der Energieversorgung zu ermöglichen, die volkswirtschaftlichen Kosten der Energieversorgung auch durch die Einbeziehung langfristiger externer Effekte zu verringern, fossile Energieressourcen zu schonen und die Weiterentwicklung von Technologien zur Erzeugung von Strom aus erneuerbaren Energien zu fördern.

(2) Ziel dieses Gesetzes ist es, den Anteil des aus erneuerbaren Energien erzeugten Stroms am Bruttostromverbrauch zu steigern auf

- 1. 40 bis 45 Prozent bis zum Jahr 2025,*
- 2. 55 bis 60 Prozent bis zum Jahr 2035 und*
- 3. mindestens 80 Prozent bis zum Jahr 2050.*

Dieser Ausbau soll stetig, kosteneffizient und netzverträglich erfolgen.

(3) Das Ziel nach Absatz 2 Satz 1 dient auch dazu, den Anteil erneuerbarer Energien am gesamten Bruttoendenergieverbrauch bis zum Jahr 2020 auf mindestens 18 Prozent zu erhöhen.

Zudem werden in § 4 EEG-E 2016 für die maßgeblichen Erneuerbaren Energien konkrete jährliche Ausbaupfade definiert:

Die Ziele nach § 1 Absatz 2 Satz 1 sollen erreicht werden durch

- 1. einen jährlichen Brutto-Zubau von Windenergieanlagen an Land mit einer installierten Leistung von*
 - a) 2 800 Megawatt in den Jahren 2017 bis 2019 und*
 - b) 2 900 Megawatt ab dem Jahr 2020,*
- 2. eine Steigerung der installierten Leistung von Windenergieanlagen auf See auf*
 - a) 6 500 Megawatt im Jahr 2020 und*

b) 15 000 Megawatt im Jahr 2030,

3. einen jährlichen Brutto-Zubau von Solaranlagen mit einer installierten Leistung von 2 500 Megawatt und

4. einen jährlichen Brutto-Zubau von Biomasseanlagen mit einer installierten Leistung von

a) 150 Megawatt in den Jahren 2017 bis 2019 und

b) 200 Megawatt in den Jahren 2020 bis 2022.

Der Ausbaukorridor gibt für das Jahr 2035 mit einem Wert von 55 % bis 60 % des Anteils Erneuerbarer Energien am Bruttostromverbrauch einen klaren Korridor vor, welcher nach Meinung der Bundesnetzagentur für die Prognosen zwingend einzuhalten ist. Weiterhin ist ein Wert von 40 % bis 45 % des Anteils Erneuerbarer Energien am Bruttostromverbrauch für das Jahr 2025 verbindlich vorgegeben. Für das Jahr 2030 ist im Gesetz kein konkreter Wert angegeben. Daher ist festzulegen, welche Werte für den Ausbaukorridor angesetzt werden sollen. Die Bundesnetzagentur hat sich für eine lineare Fortschreibung des Ausbaukorridors auf Basis der im Gesetz vorgegebenen Werte für 2025 und 2035 entschieden und dafür eine konstante und stetige Ausbauentwicklung der Erneuerbaren Energien über die einzelnen Jahre angenommen. Dabei wird sowohl der Wert für das obere Ende als auch der Wert für das untere Ende des Ausbaukorridors linear zwischen den Jahren 2025 und 2035 interpoliert. Daraus ergibt sich ein Wert von 47,5 % bis 52,5 % für den Ausbaukorridor im Jahr 2030.

Sollte sich ein Zielkonflikt zwischen den EE-Ausbaukorridoren des § 1 Abs. 2 EEG-E 2016 und den jährlichen Ausbaupfaden des § 4 EEG-E ergeben, geht die Bundesnetzagentur davon aus, dass das Ziel des EE-Ausbaukorridors Vorrang hat und sich die Ausbaupfade entsprechend nach oben oder nach unten anpassen müssen. Dies ergibt sich aus der systematischen Auslegung des Verhältnisses des § 1 Abs. 2 EEG-E 2016 in Verbindung mit § 4 EEG-E sowie aus dem Wortlaut der beiden Vorschriften. Demnach ist gemäß § 1 Abs. 2 EEG-E 2016 der einzige Zweck des EE-Ausbaukorridors, die Ziele des EEG gemäß § 1 Abs. 1 EEG-E 2016 zu erreichen. Die jährlichen Ausbaupfade des § 4 EEG-E 2016 wiederum dienen einzig dazu, den EE-Ausbaukorridor gemäß § 1 Abs. 2 EEG-E 2016 zu erreichen. Dieses wechselseitige Stufenverhältnis ergibt sich also aus dem Wortlaut des § 4 EEG-E 2016 sowie seiner systematisch angeordneten Nachrangigkeit gegenüber § 1 Abs. 2 EEG-E 2016. Mit anderen Worten bedeutet dies, dass bei einem anders nicht auflösbaren Konflikt zwischen dem Zielkorridor nach § 1 Abs. 1 EEG und den jährlichen Zubauraten die Regelung des § 4 EEG-E 2016 im Zweifel nachrangig ist.

In der vorliegenden Genehmigung des Szenariorahmens 2017-2030 werden in nahezu allen Szenarien in den einzelnen erneuerbaren Energieträgern die jährlich vorgegebenen Ausbaupfade des § 4 EEG-E unterschritten, um den EE-Ausbaukorridor des § 1 Abs. 2 EEG-E 2016 gemäß der Systematik des Szenariorahmens in der Form von niedrigen, mittleren und hohen Ausbau einhalten zu können. In den Szenarien B 2035 und C 2030 müssen die jährlich vorgegebenen Ausbaupfade des § 4 EEG-E dagegen überschritten werden, um den Anteil der Erneuerbaren Energien am Bruttostromverbrauch von 57,5 % (Szenario B 2035) bzw. 52,5 % (Szenario C 2030) gewährleisten zu können (siehe dazu Kapitel II B 4.3.6.1 und II B 4.3.7.1).

Zwischen Szenario A 2030 und C 2030 wird eine Bandbreite aufgespannt, die von einem langsameren Ausbau der Erneuerbaren Energien in Szenario A 2030 bis zu einem ambitionierten Ausbau in Szenario C 2030 reicht. Diese Annahmen der Zubaumengen der Erneuerbaren Energien sind grundsätzlich gerechtfertigt, da künftig

eine unmittelbare Steuerung der Zubaupfade Windenergie an Land und Photovoltaikanlagen mit einer Leistung > 0,75 MW und Biomasse mit einer Leistung > 0,15 MW über Ausschreibungen erreicht wird. Die relativ genaue Einhaltung des Ausbaukorridors ist damit sichergestellt. Abweichungen können dabei jedoch aufgrund schwankender Realisierungswahrscheinlichkeiten der ausgeschriebenen und bezuschlagten Mengen entstehen. Diese sollen zwar durch Vertragsstrafen (Pönale) möglichst gering gehalten werden, in Szenario A 2030 wird der Zubau jedoch aufgrund einer geringeren Realisierungswahrscheinlichkeit in Höhe von 90 % als begrenzt angenommen. Bei Photovoltaikanlagen mit einer Leistung $\leq 0,75$ MW und Windenergieanlagen an Land mit einer Leistung $\leq 0,75$ MW wird die Einhaltung des Ausbaupfades weiterhin über den „atmenden Deckel“ gesteuert. Das Instrument des „atmenden Deckels“ ermöglicht über die automatische Anpassung der Fördersätze eine mittelbare Zubausteuerung. Demnach werden die Fördersätze bei Unterschreitung des Ausbaukorridors angehoben und bei Überschreitung des Ausbaukorridors abgesenkt. Darüber hinaus werden Photovoltaikanlagen mit einer Leistung $\leq 0,75$ MW bei einer erreichten Gesamtkapazität von 52 GW nicht mehr nach dem EEG gefördert. Bei der Windenergie auf See gibt es einen festen Mengendeckel. Bei den Energieträgern Geothermie und Wasserkraft sollen aufgrund der Marktentwicklung gegenwärtig keine Maßnahmen zur Mengensteuerung ergriffen werden.

Mit dem geplanten EEG 2016 beabsichtigt die Bundesregierung auf Anraten der Europäischen Kommission, Ausschreibungen auf Grundlage grenzüberschreitender Zusammenarbeit teilweise für ausländische Anlagen zu öffnen. Zu diesem Zweck soll eine Verordnung geschaffen werden, die vorsieht, die Förderung für Strom aus Erneuerbaren Energien in einem begrenzten Umfang für Strom aus anderen EU-Mitgliedsstaaten zu öffnen (GEEV – Grenzüberschreitende-Erneuerbare-Energien-Verordnung). Konkret soll dazu ab 2017 bis zu 5 % der jährlich für Ausschreibungen vorgesehenen Leistung in anderen EU-Mitgliedsstaaten ausgeschrieben werden. Diese Ausschreibungen erfolgen nach dem Prinzip der Gegenseitigkeit. Das bedeutet, dass die von Deutschland in einem Kooperationsstaat ausgeschriebene Leistung in gleicher Höhe vom Kooperationsstaat in Deutschland ausgeschrieben werden muss. Auf dieser Grundlage ist anzunehmen, dass sich der Transportbedarf der tatsächlich in Deutschland installierten Leistung nicht ändert. Zwar steht bis zu 5 % der nach EEG 2016 ausgeschriebenen Leistung im Ausland, aber im Umkehrschluss wird dieselbe Leistung nach dem Vergütungs- bzw. Ausschreibungsmodell des Kooperationsstaats in Deutschland errichtet. Da sich diese Mengen ausgleichen, erscheint es sachgerecht, die Frage der konkreten Leistungen, Kooperationspartner und Standorte der Einfachheit halber im weiteren Dokument nicht gesondert zu berücksichtigen.

Erstmalig berücksichtigt die Bundesnetzagentur in der Kraftwerksliste im grenznahen Ausland liegende Speicher- sowie Laufwasserkraftwerke, die in der Regelzone der deutschen Übertragungsnetzbetreiber liegen und überwiegend in das deutsche Stromnetz einspeisen. Diese Kraftwerke sind unmittelbar vom Ausbau der Übertragungsnetze in Deutschland betroffen und können gegenwärtig auch im Fall eines Netzengpasses von den Übertragungsnetzbetreibern für den Redispatch herangezogen werden.

3.4.2 Konventionelle Erzeugung

Die installierte Kraftwerksleistung basiert auf der aktuell veröffentlichten Kraftwerksliste der Bundesnetzagentur (Stand 10.05.2016), sowie geplanten Kraftwerksprojekten, über deren Planung ein Übertragungsnetzbetreiber, beispielsweise auf Grund eines Netzanschlussbegehrens nach KraftNAV, Kenntnis hat oder für deren Zugang zu Gaskapazitäten Anfragen nach §§ 38, 39 GasNZV bei einem Fernleitungsnetzbetreiber gestellt wurden bzw. interne Bestellungen eines nachgelagerten Netzbetreibers vorliegen. Es wird zwischen den Kategorien „in Betrieb“, „in Bau“, „in Planung“ und „vorläufig stillgelegt“ bzw. „endgültig stillgelegt“ unterschieden. Die Annahme einzelner Kraftwerke in den verschiedenen Szenarien

erfolgt bei „in Betrieb“ befindlichen Kraftwerken auf Basis der technisch-wirtschaftlichen Betriebsdauer und bei in Planung befindlichen Kraftwerken auf Basis unterschiedlicher Kriterien (siehe Kapitel II B 4.3.4, 0, II B 4.3.6 und II B 4.3.7). „In Bau“ befindliche Kraftwerke, deren voraussichtliches Inbetriebnahmedatum vor 2030 bzw. 2035 liegt, werden in allen Szenarien als „in Betrieb“ angenommen.

Die Bundesnetzagentur berücksichtigt in der Kraftwerksliste die im grenznahen Ausland liegenden Pumpspeicherkraftwerke, die in der Regelzone der deutschen Übertragungsnetzbetreiber liegen und überwiegend in das deutsche Stromnetz einspeisen. Diese Kraftwerke sind unmittelbar vom Ausbau der Übertragungsnetze in Deutschland betroffen und können gegenwärtig auch im Fall eines Netzengpasses von den Übertragungsnetzbetreibern für den Redispatch herangezogen werden.

3.4.2.1 Betriebsdauer der Kraftwerke im Allgemeinen

Mit der Annahme einer pauschalen, zwischen den Szenarien unterschiedlichen, technisch-wirtschaftlichen Betriebsdauer der Kraftwerke wird die im Szenariorahmen 2025 gewählte Vorgehensweise zur Modellierung des Kraftwerksrückbaus erneut angewandt. Somit werden weiterhin energieträgerspezifisch technisch-wirtschaftliche Betriebsdauern von konventionellen Kraftwerken unterstellt.

Dazu ist anzumerken, dass die Bundesnetzagentur die Auffassung einiger Konsultationsteilnehmer dahingehend teilt, dass die Bestimmung der Betriebsdauer von Kraftwerken nicht einfach ist. Nicht in jedem Fall werden Kraftwerke nach dem Ende der ursprünglich geplanten technischen Betriebsdauer stillgelegt. Die technische Betriebsdauer der Kraftwerke kann auf der einen Seite durch Retrofit verlängert werden. Auf der anderen Seite können erschwerte wirtschaftliche Bedingungen zur frühzeitigen Stilllegung von Kraftwerken führen.

Allerdings lassen sich die exakten Auswirkungen der sich ändernden Marktgegebenheiten auf die wirtschaftliche Situation einzelner Kraftwerke nicht ausreichend konkret abschätzen. Eine individualisierte Wirtschaftlichkeitsbetrachtung einzelner Kraftwerksblöcke erscheint der Bundesnetzagentur weiterhin als nicht sachgerecht. Der tatsächliche zukünftige Kraftwerksbetrieb ist von zahlreichen Faktoren, wie z. B. strategischen Unternehmensentscheidungen, abhängig. Derartige betriebswirtschaftliche Faktoren können in der eher abstrakten Marktsimulation nicht ausreichend abgebildet werden, sodass aus den Marktsimulationen heraus keine belastbaren kraftwerksscharfen Stilllegungsentscheidungen abgeleitet werden können. Zur Vermeidung einer vermeintlichen Scheingenaugkeit erachtet die Bundesnetzagentur den gewählten pauschalen Ansatz zur Bestimmung des Kraftwerksrückbaus als sachgerechter. Eine Variation der technisch-wirtschaftlichen Betriebsdauer in den verschiedenen Szenarien bildet die Unsicherheit über die Auswirkungen zukünftiger Marktgegebenheiten auf die konventionellen Kraftwerke näherungsweise ab. Zudem variieren die technisch-wirtschaftlichen Betriebsdauern zwischen den Energieträgern. Die Investitionskosten eines Kohlekraftwerks sind zum Beispiel im Vergleich zu den Investitionskosten eines Gaskraftwerks verhältnismäßig hoch. Retrofitmaßnahmen zur Verlängerung der Betriebsdauer eines Kohlekraftwerks liegen daher näher als bei Gaskraftwerken.

Eine Ausnahme von pauschalen technisch-wirtschaftlichen Laufzeiten bildet in diesem Zusammenhang die Betrachtung bestimmter Gaskraftwerke in allen Szenarien (siehe Kapitel II B 3.4.2.3).

3.4.2.2 Betriebsdauer von Braunkohlekraftwerken

In allen Szenarien wird der Vorschlag der Übertragungsnetzbetreiber übernommen und eine technisch-wirtschaftliche Betriebsdauer für Braunkohlekraftwerke von 50 Jahren in Szenario A 2030 und 45 Jahren in Szenario B 2030/2035 sowie 40 Jahren in Szenario C 2030 angenommen.

Nach der Meinung mehrerer Konsultationsteilnehmer muss die Betriebsdauer von Braunkohlekraftwerken an die Dauer der Genehmigungen der dazu gehörenden Tagebaue gekoppelt werden. Um die größtmögliche Bandbreite möglicher Entwicklungen darzustellen sei es sinnvoll, auch ein Szenario zu betrachten, in dem die Erzeugung von Energie durch Braunkohlekraftwerke weiterhin einen großen Beitrag leistet. Zwar sei die Wirtschaftlichkeit von Braunkohlekraftwerken in Zukunft weiterhin unklar. Durch die jüngsten politischen und wirtschaftlichen Entwicklungen, wie beispielsweise den Verkauf der Braunkohlekraftwerke in der Lausitz an den Konzern EPH, sei jedoch zu erwarten, dass die Betreiber von Braunkohlekraftwerken, die nicht in die Sicherheitsbereitschaft fallen, so lange wie möglich an dem Betrieb der Kraftwerke festhalten werden. Ebenfalls sehen die Planungen der Landesregierungen der Länder, in denen Braunkohle gefördert wird, ein Ausstiegsdatum erst nach 2030 vor.

Die Bundesnetzagentur hält demgegenüber an der Verkürzung der Laufzeiten der Braunkohlekraftwerke in den Szenarien B 2030/2035 und C 2030 fest. Nach Ansicht der Bundesnetzagentur kann allein aus der genehmigten Betriebsdauer eines Tagebaus nicht auf die Restlaufzeit eines Braunkohlekraftwerks geschlossen werden. So weist nicht jeder Tagebau zwingend eine Betriebsgenehmigung für den gesamten Tagebau auf, sondern auch Teilgenehmigungen sind durchaus üblich. In diesem Fall ist eine eindeutige Zuordnung eines Braunkohlekraftwerks zu einem Tagebau nicht möglich. Zudem ist die Wirtschaftlichkeit von Braunkohlekraftwerken im gegenwärtigen Marktdesign zumindest zu hinterfragen. Zwar befinden sich Braunkohlekraftwerke aufgrund verhältnismäßig geringer Grenzkosten in der Merit-Order innerhalb der konventionellen Kraftwerke (ausgenommen der Kernkraftwerke) „links“ und weisen somit derzeit hohe Volllaststunden auf. Für die Beurteilung der Wirtschaftlichkeit ist allerdings der Deckungsbeitrag eines Kraftwerks, d. h. die Differenz zwischen Grenzkosten und Marktpreis, von Bedeutung. Aufgrund zunehmender Einspeisung aus Erneuerbaren Energien ist der Marktpreis und somit der Deckungsbeitrag in den letzten Jahren gesunken. Gerade Braunkohlekraftwerke müssen verhältnismäßig hohe Deckungsbeiträge erzielen, um die hohen Fixkosten zu kompensieren. Dies erscheint im gegenwärtigen Marktdesign und insbesondere bei fortschreitendem Ausbau der Erneuerbaren Energien zunehmend erschwert. Darüber hinaus deuten gegenwärtige politische Entwicklungen daraufhin, dass sich die Wirtschaftlichkeit von Braunkohlekraftwerken in der Zukunft nicht verbessern wird. Mit dem Festhalten an den Klimazielen hat die Bundesregierung ein klares Zeichen zur Absenkung der Einspeisung aus CO₂-intensiven Technologien gegeben. Angesichts des verhältnismäßig großen Beitrags der Braunkohlekraftwerke am CO₂-Ausstoß des gesamten Kraftwerksparks, ist zu erwarten, dass Braunkohlekraftwerke einen erheblichen Beitrag zur Erreichung der zusätzlichen CO₂-Einsparung leisten werden müssen. Die genannten Gründe sprechen gegen eine Verlängerung der technisch-wirtschaftlichen Betriebsdauer von Braunkohlekraftwerken gegenüber dem der letztmaligen Genehmigung des Szenariorahmens 2025 bzw. dem aktuellen Vorschlag der Übertragungsnetzbetreiber. Mit der Ablehnung der Kopplung der Genehmigungen der Tagebaue an die Betriebsdauer der dazugehörigen Braunkohlekraftwerke kommt die Bundesnetzagentur vielen Konsultationsbeiträgen nach, die eine derartige Kopplung ablehnen.

3.4.2.3 Betriebsdauer von Gaskraftwerken

Für den Großteil der Gaskraftwerke gelten, wie für alle anderen Kraftwerksarten, technisch wirtschaftliche Betriebsdauern, die in den Kapiteln zu den jeweiligen Szenarien genauer dargestellt werden. Allerdings gibt es bei Gaskraftwerken zwei Ausnahmen, die hier genauer erläutert werden.

Eine Ausnahme bilden Gaskraftwerke, die nach den Voraussetzungen des Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz (KWK) betrieben werden. Für diese Kraftwerke wird erneut eine „unendliche“ technisch-wirtschaftliche Betriebsdauer angenommen. Alle heute in Betrieb befindlichen KWK-Gaskraftwerke werden demnach auch in allen Szenarien nach Ablauf ihrer technisch-wirtschaftlichen Betriebsdauer mit gleicher Leistung an denselben Standorten angenommen. Hinter dieser Vorgehensweise steht die Annahme, dass die durch Gas-KWK-Anlagen erzeugte Wärme im Vordergrund steht und der Wärmebedarf auch in Zukunft weiter bestehen wird. Anders als bei den KWK-Stein/Braunkohlekraftwerken sieht die Bundesnetzagentur keinen Anlass eine Marktverdrängung von KWK-Gaskraftwerke zugunsten elektrischer Heizeinrichtungen (Sektorenkopplung durch Wärmeerzeugung) anzunehmen. Auch wenn im Zuge der Einführung der Netzausbauregionen einzelne Fälle von Power-to-Heat Anwendungen in Norddeutschland diskutiert werden (sog. „Nutzen statt Abregeln“), dürften die ökonomischen und ökologischen Rahmenbedingungen solcher Subventionstatbestände die ohnehin auf geringere Laufzeiten und relativ niedrigere CO₂-Emissionen ausgelegten Gas-KWK-Anlagen eher weniger betreffen.

Eine weitere Ausnahme wird erstmalig für Kuppelgaskraftwerke eingeführt. Als Kuppelgase bezeichnet man alle Prozessgase, die bei der Stahl- oder Kokserzeugung entstehen. Die Bundesnetzagentur geht hier auf die Bedenken einiger Konsultationsteilnehmer ein, die angeben, dass die Kuppelgaskraftwerke der Stahlindustrie aufgrund eines Entsorgungsauftrages bestehen, da Kuppelgase aufgrund immissionsrechtlicher Gründe nicht abgefackelt werden dürfen. Daher bestehe die Verwertungsaufgabe für diese Kuppelgase unabhängig von der Wirtschaftlichkeit der Kraftwerke. Solange es eine deutsche Stahlindustrie gebe, würden also auch diese Kuppelgaskraftwerke weiter betrieben. Die Bundesnetzagentur schließt sich dieser Argumentation an und sieht daher eine „unendliche“ technisch-wirtschaftliche Betriebsdauer für Kuppelgaskraftwerke vor.

3.4.2.4 Kraftwerke in Planung

Die Annahme einzelner in Planung befindlicher Kraftwerke basiert auf konkreten Kraftwerksmeldungen und erfolgt auf Basis unterschiedlicher Kriterien, die in den Kapiteln II B 4.3.4.2, II B 4.3.5.2, II B 4.3.6.2 und II B 4.3.7.2 ausführlich erläutert werden.

3.4.2.5 Stilllegung von Kraftwerken

Neben den Stilllegungen aufgrund der angenommenen technisch-wirtschaftlichen Betriebsdauer ist die Bundesnetzagentur 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. Erstmals wird in der Kraftwerksliste der Bundesnetzagentur zwischen endgültiger Stilllegung mit und der endgültigen Stilllegung ohne Stilllegungsanzeige unterschieden. Dabei werden für die Annahmen der Stilllegungen in den Szenarien nur solche Kraftwerke mit Stilllegungsanzeige berücksichtigt. Die Bundesnetzagentur ist darüber hinaus den Anzeigen auf Konservierung nachgegangen. Bei der Konservierung handelt es sich um vorläufige Stilllegungen, bei denen die Kraftwerke bei Bedarf wieder für die Stromproduktion betriebsbereit gemacht werden können. Daher finden Kraftwerke mit Anzeigen auf Konservierung grundsätzlich Eingang in die Szenarien.

Einige Konsultationsteilnehmer fordern gezielt die Stilllegung von Braunkohlekraftwerken beispielsweise auf Grundlage des Impulspapiers „Elf Punkte für ein Kohlekonsenskonzept zur schrittweisen Dekarbonisierung des Stromsektors“ der Agora Energiewende. Dieser Forderung kommt die Bundesnetzagentur jedoch nicht nach, da sie weiterhin eine pauschale technisch-wirtschaftliche Betriebsdauer als die am besten geeignete Methode für die Prognosen im Szenariorahmen ansieht. Die Bundesnetzagentur sieht keine Handhabe zur gezielten Stilllegung von Braunkohlekraftwerken, da die gegenwärtige Rechtslage den Betrieb von Braunkohlekraftwerken weiterhin erlaubt. Damit steht sie im Einklang mit mehreren Konsultationsteilnehmern, die fordern, keine zusätzlichen Stilllegungen von Braunkohlekraftwerken anzunehmen.

3.4.2.6 Reservekapazitäten

Zur Sicherung der Stromversorgung in kritischen Extremsituationen gibt es verschiedene gesetzliche Regelungen, die Kraftwerksleistung für solche Fälle vorhalten. Zu nennen sind in diesem Zusammenhang die Sicherheitsbereitschaft, die Netzreserve und die Kapazitätsreserve. In welcher Art diese Mechanismen in der Genehmigung des Szenariorahmens berücksichtigt werden, wird in diesem Kapitel erläutert.

Die Sicherheitsbereitschaft, in welcher ausschließlich Braunkohlekraftwerke geführt werden, ist vor dem Jahr 2030 bereits vollständig ausgelaufen und erübrigt somit einer Prognoseentscheidung. Die in der Sicherheitsbereitschaft geführten Braunkohlekraftwerke werden in allen Szenarien als endgültig stillgelegt betrachtet.

Die Kraftwerke der Netzreserve werden im Szenariorahmen 2017-2030 nicht berücksichtigt. Die Szenarien dienen als Grundlage des Netzentwicklungsplans 2017-2030, mit welchem ein Netzausbaubedarf definiert wird, der sicherstellt, dass die Stromnetze den Transportbedarf der Energiemengen jederzeit befriedigen können. Eine Netzreserve versichert aber gegen den Fall, in dem das Netz diesen Transportbedarf (z.B. im Falle von unzureichender oder verlangsamter Netzertüchtigung) nicht gewährleisten kann. Kraftwerke der Netzreserve sichern demnach die Fähigkeit der Übertragungsnetzbetreiber ab, Redispatch-Maßnahmen zur Entlastung des Stromnetzes vornehmen zu können. Da es die Aufgabe des Netzentwicklungsplans ist, im Grundsatz ein Netz zu planen, das ohne teure Redispatch-Maßnahmen sicher funktionieren soll, macht eine Einbeziehung der Redispatch-Absicherung in Form von Netzreservekraftwerken keinen Sinn. Die Annahme einer konkreten Netzreserve würde somit die Aufgabe des Netzentwicklungsplans konterkarieren und wird im Szenariorahmen 2017-2030 folgerichtig nicht berücksichtigt.

Die Kraftwerke der Kapazitätsreserve werden demgegenüber im Szenariorahmen 2017-2030 berücksichtigt. Die Kapazitätsreserve wird für den Fall vorgehalten, in welchem sowohl der Energiemarkt als auch die zur Verfügung stehende Regelleistung nicht ausreichen, um die nachgefragte Energiemenge bereitzustellen. Die Kraftwerke der Kapazitätsreserve dürfen selber nicht am Energiemarkt teilnehmen. Die Kapazitätsreserve soll nach dem am 22.06.2016 gefassten Beschluss des Bundestages gemäß § 13e Abs. 2 EnWG-E aus Bestandsanlagen in der als Regelfall festgelegten Höhe von 2 GW bestehen, welche in einem Ausschreibungsverfahren einen Zuschlag für die Kapazitätsreserve erhalten.

Die Übertragungsnetzbetreiber müssen für die Notwendigkeit der Kapazitätsreserve im Rahmen der Marktmodellierung zunächst ein entsprechendes Marktversagen feststellen. Nur in einem solchen Fall müssen die Übertragungsnetzbetreiber die Auswahl der in der Kapazitätsreserve geführten

Bestandskraftwerke nach bestimmten Kriterien durchführen. Diese Kriterien werden von der Bundesnetzagentur für den Szenariorahmen 2017-2030 wie folgt festgelegt:

- Installierte Leistung: ≥ 50 MW
- Lastfolgeverhalten: Änderung von ≥ 30 % der Nennleistung in 15 min
- Kraftwerkstyp: Erdgas, Steinkohle, Mineralöl oder „sonstige“ Kraftwerke

Den Übertragungsnetzbetreibern wird aufgegeben, solche gegebenenfalls im Rahmen der Marktmodellierung identifizierten Kraftwerke, die die obengenannten Kriterien erfüllen und nach den Vorgaben der Bundesnetzagentur zur technisch-wirtschaftlichen Betriebsdauer des Szenario A 2030 als letztes aus dem Markt ausscheiden, als Kapazitätsreserve im NEP 2017-2030 auszuweisen. Zur Vereinheitlichung der als Kapazitätsreserve ausgezeichneten Kraftwerke über alle Szenarien wird nämlich die technisch-wirtschaftliche Betriebsdauer aus Szenario A 2030 von der Bundesnetzagentur als maßgebende Größe festgelegt. Durch diese Festlegung wird sichergestellt, dass diejenigen Kraftwerke, die gegebenenfalls für die Kapazitätsreserve gekennzeichnet werden, in allen Szenarien gleich sind.

3.4.3 Flexibilitätsoptionen und Speicher

Der Szenariorahmen 2017-2030 enthält erstmalig zusätzliche verschiedene Flexibilitätsoptionen. Hierzu zählen im Wesentlichen dezentrale und zentrale Speicher, das Lastmanagement klassischer und neuer Stromanwendungen sowie die (zeitliche) Entkopplung der Strom- und Wärmeerzeugung aus KWK-Anlagen. Die jeweiligen qualitativen Ausprägungen dieser Flexibilitätsoptionen sind im Szenario A 2030 gering, in den Szenarien B 2030/2035 mittel und im Szenario C 2030 hoch.

Die Bundesnetzagentur begrüßt grundsätzlich die Aufnahme zusätzlicher Flexibilitätsoptionen in den Szenariorahmen, da eine steigende Tendenz des Bedarfs an Flexibilisierungsoptionen zu beobachten ist. So scheint eine angemessene Berücksichtigung von Flexibilisierungsoptionen, insbesondere neuer Flexibilisierungsoptionen wie dezentrale Speicher und Elektromobilität, im Szenariorahmen sinnvoll. Viele der im Rahmen der Konsultation und der „Workshops“ vom 02.02.2016 und vom 11.02.2016 geäußerten Stellungnahmen teilen diese Auffassung.

Kritisiert wird von vielen Konsultationsteilnehmern, dass die Annahmen und die Methodik der Modellierung der Speicher und Flexibilitätsoptionen nicht ausreichend transparent und ausführlich dargestellt werden. So sei nur teilweise erkennbar, wie die Flexibilitätsoptionen aktiviert und Energiespeicher, vor allem Stromspeicher, gesteuert würden. Die Bundesnetzagentur teilt diese Auffassung in gewissem Umfang und hat den Übertragungsnetzbetreibern deshalb am 29.02.2016 einen umfangreichen Fragenkatalog zugesandt, den die Übertragungsnetzbetreiber am 21.03.2016 beantwortet haben. Die Antworten bezüglich der Modellierung der Flexibilisierungsoptionen werden in den folgenden Ausführungen berücksichtigt.

In allen Szenarien werden dezentrale und zentrale Speicher berücksichtigt. Bei den dezentralen Speichern liegt der Fokus auf PV-Batteriespeichern zur Maximierung der Eigenversorgung privater Haushalte. Die Bundesnetzagentur ist der Ansicht, dass im Hausspeicherbereich die Lithium-Ionen-Technologie als zukünftige Speichertechnologie eine nicht unbedeutende Rolle spielen wird und begrüßt deshalb die Berücksichtigung dieser Technologie in allen Szenarien.

Die Abbildung der PV-Batteriespeicher in der Modellierung erfolgt über eine Anpassung der regionalen Last abhängig von der PV-Einspeisung. In der Modellierung wird unterstellt, dass die PV-Batteriespeicher ausschließlich als Eigenbedarfsoptimierung betrieben werden. Somit ist das Optimierungsziel eine Minimierung des Strombezugs aus dem öffentlichen Netz. Auf Grundlage einer Wirtschaftlichkeitsberechnung wird angenommen, dass PV-Batteriespeichersysteme bis zum Jahr 2035 nur für Ein- und Zweifamilienhäuser wirtschaftlich werden und deshalb nur in diesen Gebäudetypen installiert werden. Die Verbreitung der PV-Batteriespeicher wird in allen Szenarien an die der PV-Aufdachanlagen gekoppelt. Als Datengrundlage dienen Zahlen zum Gebäudebestand auf Landkreisebene des Statistischen Bundesamts.

Die Höhe der installierten Leistung der PV-Batteriespeicher wird von den Übertragungsnetzbetreibern nicht näher spezifiziert. Die Bundesnetzagentur hält eine Bandbreite an installierter Speicherleistung von 0,5-0,7 GW im Jahr 2020 über 1,2-1,8 GW im Jahr 2025 bis hin zu 3,4-6,0 GW im Jahr 2035 für realistisch. Viele Konsultationsteilnehmer bewerten diese Annahmen dem Grund und der Höhe nach als angemessen. Die Bundesnetzagentur fordert die Übertragungsnetzbetreiber deshalb auf, die installierte Leistung von PV-Batteriespeichern in den Szenarien wie folgt anzunehmen:

	Szenario A 2030	Szenario B 2030	Szenario B 2035	Szenario C 2030
PV-Batteriespeicher	3,0 GW	4,5 GW	5,0 GW	6,0 GW

Tabelle 1: Installierte Kapazität der PV-Batteriespeicher in den Szenarien

Mehrere Konsultationsteilnehmer fordern, neben den Pumpspeicherkraftwerken auch weitere Groß- und Langzeitspeicher sowie zentrale Batteriespeicher zu berücksichtigen, da diese in den nächsten Jahren starke Kostendegressionen erfahren werden. Batteriespeicherkraftwerke hätten das Potenzial, durch Erbringung von Systemdienstleistungen den konventionellen Erzeugungspark teilweise zu ersetzen. Sie könnten demnach als „Betriebsmittel der Netzbetreiber“ in Erwägung gezogen werden, da diese als Systemdienstleistungen wirtschaftlich interessante Investitionsprojekte seien. So könne sich die Speichertechnologie in den nächsten Jahren als „Game Changer“ erweisen.

Die Bundesnetzagentur hat die mögliche Berücksichtigung zentraler Batteriespeicher im Szenariorahmen ausführlich geprüft. Nach gegenwärtigem Kenntnisstand ist jedoch eine Marktreife von zentralen Stromspeichern, die die Annahme eines Zubaus der Technologie in relevantem Umfang im Rahmen der jetzigen Netzentwicklungsplanung begründet, weiterhin nicht wahrscheinlich. Diese Einschätzung war bereits zentrales Ergebnis der im Jahr 2012 von der Bundesnetzagentur durchgeführten Veranstaltung „Technik-Dialog“ mit dem Schwerpunkt „Speichertechnologien“. Demnach hätten zwar innovative Speichertechnologien grundsätzlich ein Potenzial, den erforderlichen Netzentwicklungsbedarf zu beeinflussen. Viele Speichertechnologien seien jedoch im gegenwärtigen Marktdesign in den nächsten 15 Jahren noch nicht marktfähig. Nach dem Kenntnisstand der Bundesnetzagentur hat diese Einschätzung weiter Gültigkeit. Daher erscheint gegenwärtig die Notwendigkeit, neben Pumpspeicherkraftwerken weitere zentrale Speicher ins System zu integrieren, eher nach 2035 geboten. Die Bundesnetzagentur wird die Entwicklung jedoch weiter beobachten.

Ferner berücksichtigt der aktuelle Szenariorahmen zum NEP 2017-2030 erstmalig Lastmanagement als weitere Flexibilitätsoption (auch: Demand Side Management). Es werden dabei die zwei Arten der Lastabschaltung und der Lastverlagerung unterschieden. Unter Lastabschaltung versteht man eine temporäre „Kappung“ dafür geeigneter Lasten, die nicht nachgeholt wird. Diese führt im Ergebnis zu einer Reduzierung des Stromverbrauchs. Bei der Lastverlagerung wird eine geeignete Last verschoben und zu einem anderen Zeitpunkt nachgeholt, sodass die Höhe des Jahresstromverbrauchs konstant bleibt.

Für das Lastmanagement sind generell klassische und neue Stromanwendungen geeignet.

Als klassische Stromanwendungen kommen für die Lastabschaltung hauptsächlich Industrieprozesse in Frage, die eine hohe kontinuierliche Auslastung haben. Dagegen werden für die Lastverlagerung klassischer Stromanwendungen sowohl Industrieprozesse als auch Anwendungen des GHD-Sektors betrachtet. Abweichend vom Entwurf der Übertragungsnetzbetreiber soll der Sektor Haushalte für die Lastverlagerung nicht berücksichtigt werden. Das im Entwurf des Szenariorahmens angegebene heutige Lastverlagerungspotenzial in Haushalten von 35 GW wird seitens der Bundesnetzagentur als deutlich zu hoch bewertet. Zwar kann auch die Bundesnetzagentur den Anteil des künftigen Lastverlagerungspotenzials nicht quantifizieren. Angesichts der bei den Haushalten sehr geringen ökonomischen Renditen stuft die Bundesnetzagentur das Potenzial auf einem Niveau ein, das nicht relevant im Rahmen der Netzentwicklungsplanung ist. Einige Konsultationsbeiträge bezweifeln analog, ob strompreisabhängige Flexibilisierungsanreize im Ergebnis ausreichen würden, entsprechende steuerfähige Haushaltsgeräte anzuschaffen bzw. die damit verbundenen

Einschränkungen in der privaten Haushaltsführung zu akzeptieren. Aus diesen Gründen erscheint es derzeit nicht sinnvoll, die Lastverlagerung in Haushalten in die Betrachtungen mit einzubeziehen.

Der Einsatz des Lastmanagements bei klassischen Stromanwendungen wird wie bei der Bestimmung des Kraftwerkseinsatzes über eine kostenminimierende Modellierung in der Marktsimulation abgebildet. Wichtige Größen für die Berechnung der Lastmanagementpotenziale klassischer Stromanwendungen sind dabei die zur Abschaltung verfügbare Leistung, die Kosten und die maximal abrufbare Energiemenge sowie, bei der Berechnung des Lastverschiebungspotenzials, die maximal mögliche Verschiebedauer.

Für die Marktmodellierung sind die folgenden gesicherten Leistungen zu verwenden, die die zukünftig vertraglich abgesicherten Abrufleistungen der Lastverschiebung klassischer Stromanwendungen im Industrie- und GHD-Sektor darstellen:

	Szenario A 2030	Szenario B 2030	Szenario B 2035	Szenario C 2030
Lastmanagement in Industrie und GHD	2,0 GW	4,0 GW	5,0 GW	6,0 GW

Tabelle 2: Gesicherte Leistung des Lastmanagements klassischer Stromanwendungen in den Szenarien

Bei der Berücksichtigung des Lastmanagements neuer Stromanwendungen liegt der Fokus primär auf Elektrofahrzeugen und Wärmepumpen. Elektromobilität kann im Rahmen des Lastmanagements berücksichtigt werden, da sich das Laden der Elektrofahrzeuge als zusätzliche Last darstellt. Entgegen dem Vorschlag der Übertragungsnetzbetreiber soll angenommen werden, dass die Verbreitung zunächst im urbanen Raum stattfindet. Es wird unterstellt, dass in städtischen Gebieten eine höhere Akzeptanz neuer Mobilitätskonzepte, zum Beispiel Car-Sharing, vorhanden ist. So geht die Bundesnetzagentur davon aus, dass zunächst insbesondere junge Großstadtbewohner die Entwicklung der Elektromobilität vorantreiben werden. Zudem ist laut Fortschrittsbericht 2014 der Plattform Nationale Elektromobilität der größte Ausbau von Ladeinfrastruktur bisher in Ballungszentren zu verzeichnen. Mittel- bis langfristig wird es jedoch durch die hohe Dichte an privaten Ladepunkten auch zu einer stärkeren Verbreitung der Elektromobilität im ländlichen Raum kommen. Das größte Potenzial zur Nutzung der Elektromobilität bietet in diesen Regionen die Gruppe der vollzeitbeschäftigten Pendler mit eigener Garage. Wärmepumpen können ebenfalls als Last klassifiziert werden, da diese Energie benötigen, um Raumwärme bereitzustellen (Power-to-Heat). Als Anwendung für die Lastverschiebung sind sie jedoch erst in Kombination mit einem Wärmespeicher geeignet. Die Verteilung der Wärmepumpen stützt sich auf eine Analyse des Gebäudebestands auf Landkreisebene, die nach Gebäudetypen (z.B. Einfamilienhaus) differenziert ist.

Entgegen dem Vorgehen bei klassischen Stromanwendungen wird das Lastmanagement neuer Stromanwendungen nicht in der Marktsimulation modelliert, sondern in einem eigenständigen Lastmodell. Aus diesem können die Auswirkungen auf das Lastprofil und die Jahreshöchstlast abgeschätzt werden. Zur Bestimmung des Lastverlagerungspotenzials erfolgt zunächst die Simulation der stündlichen Stromnachfrage der Technologien, die sich unkontrolliert ohne eine Steuerung durch Preise ergibt. Hierzu wird ein für Deutschland repräsentatives Standardlastprofil verwendet, das für verschiedene Tagesmitteltemperaturen die normierten Lastniveaus und Profilverläufe enthält. Anschließend werden die Lastverläufe unter den Annahmen optimiert, dass die Wärmepumpe den Strom für die Wärmebereitstellung oder das Elektrofahrzeug kostenoptimal bezieht bzw. geladen wird. Die Zielfunktion der Modellierung ist eine Minimierung der täglichen Strombezugskosten, indem die Stromnachfrage aus dem öffentlichen Stromnetz

in die Stunden mit den niedrigsten Strompreisen verlagert wird. Das Ergebnis zeigt das Lastmanagement-Potenzial für Elektromobilität und Wärmepumpen für den gesamten Jahresverlauf. Aus der Gegenüberstellung des ursprünglichen, ungesteuerten Lastverlaufs mit dem optimierten Lastverlauf können die Lastverlagerungspotenziale abgeleitet werden.

Der gegenwärtige Bestand der Wärmepumpen beläuft sich auf eine Anzahl von etwa 0,6 Millionen. Für Szenario A 2030 wird ein Zuwachs von 0,5 Million Wärmepumpen, für das Szenario B 2030 von 2 Millionen, für das Szenario C 2030 von 3,5 Millionen und für das Szenario B 2035 von 2,3 Millionen angenommen. Zur Abschätzung des maximalen Lastmanagementpotenzials der Wärmepumpen wird davon ausgegangen, dass die Wärmepumpen des gegenwärtigen Bestands nicht lastmanagementfähig sind, sondern ausschließlich neue Wärmepumpen. Ferner wird angenommen, dass eine Wärmepumpe im Jahr durchschnittlich 10.000 kWh verbraucht. Damit sind, teilweise abweichend vom Entwurf der Übertragungsnetzbetreiber, die folgenden Werte für das Lastmanagement bei Wärmepumpen zu verwenden:

Wärmepumpen	Szenario A 2030		Szenario B 2030		Szenario B 2035		Szenario C 2030	
	Entwurf	Genehmigung	Entwurf	Genehmigung	Entwurf	Genehmigung	Entwurf	Genehmigung
Anzahl	-	1,1 Mio.	-	2,6 Mio.	-	2,9 Mio.	-	4,1 Mio.
Jahresverbrauch	19 TWh	11 TWh	20 TWh	26 TWh	24 TWh	29 TWh	22 TWh	41 TWh
Anteil Lastmanagementfähiger Wärmepumpen	12%	46% ¹⁾	29%	77% ¹⁾	75%	79% ¹⁾	64%	86% ¹⁾

1) Entspricht dem maximal möglichen Anteil lastmanagementfähiger Wärmepumpen.

Tabelle 3: Potenzial des Lastmanagements bei Wärmepumpen in den Szenarien

Gegenwärtig sind etwa 25.000 Elektrofahrzeuge im Bestand. Bezogen auf die zukünftige Entwicklung halten zahlreiche Konsultationsteilnehmer die im Entwurf des Szenariorahmens angenommene Anzahl an Elektrofahrzeugen für zu hoch. Gleichzeitig kritisieren viele Konsultationsteilnehmer, dass die angenommene Anzahl der zukünftig zugelassenen Elektrofahrzeuge nicht mit den im Regierungsprogramm Elektromobilität und dem „Nationalen Entwicklungsplan Elektromobilität“ von der Bundesregierung festgelegten Zielen von mindestens 1 Millionen Elektrofahrzeuge im Jahr 2020 und mindestens 6 Millionen Elektrofahrzeugen im Jahr 2030 übereinstimmt. Die Bundesnetzagentur teilt diese Auffassung und hat die Stellungnahmen in der Genehmigung berücksichtigt. So werden für die Genehmigung in allen Szenarien geringere Werte als im Entwurf der Übertragungsnetzbetreiber angenommen. Im Innovationsszenario C 2030 wird eine Anzahl von 6 Millionen zugelassener Fahrzeuge auf Grundlage der Ziele der Bundesregierung für das Jahr 2030 angenommen. Zur Abschätzung des Jahresverbrauchs der Elektrofahrzeuge wird eine durchschnittliche jährliche Fahrleistung von 10.000 km je PKW bei einem durchschnittlichen Verbrauch von 25 kWh pro 100 km zu Grunde gelegt. Unter diesen Annahmen stellt sich die Anzahl der Elektrofahrzeuge in den Szenarien im Vergleich zum Entwurf der Übertragungsnetzbetreiber wie folgt dar:

Elektromobilität	Szenario A 2030		Szenario B 2030		Szenario B 2035		Szenario C 2030	
	Entwurf	Genehmigung	Entwurf	Genehmigung	Entwurf	Genehmigung	Entwurf	Genehmigung
Anzahl	1,5 Mio.	1,0 Mio.	4,8 Mio.	3,0 Mio.	8,1 Mio.	4,5 Mio.	7,0 Mio.	6,0 Mio.
Jahresverbrauch	-	2,5 TWh	-	7,5 TWh	-	11,3 TWh	-	15,0 TWh

Tabelle 4: Potenzial des Lastmanagements für Elektromobilität in den Szenarien

Die Bundesnetzagentur ist ferner der Ansicht, dass die Technologie Power-to-Gas als Flexibilisierungsoption zur Anwendung kommen wird, indem „Stromüberschüsse“ in Wasserstoff umgewandelt werden. Der gegenwärtige Trend zeigt, dass der gewonnene Wasserstoff direkt genutzt wird, z. B. als Kraftstoff in der E-Mobilität oder auch als Grundstoff in der chemischen Industrie. Er wird nicht in das vorhandene Erdgasnetz eingespeist, um dieses als Speicher zu nutzen. Dies mag aus technischer Sicht sinnvoll sein, allerdings liegt der Gesamtwirkungsgrad des Prozesses „Strom → Gas (Wasserstoff bzw. Methan) → Strom“ bei nur ca. 20 - 40 % und hat daher als Speichertechnologie für elektrische Energie, die in großem Umfang genutzt werden könnte, ökonomische Nachteile.

Die Übertragungsnetzbetreiber haben die Höhe der installierten Leistung an Power-to-Gas Anlagen und die Methode der Modellierung dieser Technologie nicht näher konkretisiert. Die Bundesnetzagentur hält für das Jahr 2030 ein für den Szenariorahmen berücksichtigungswürdiges Potenzial von 1-2 GW für realistisch, das für das Jahr 2035 linear fortgeschrieben wird. Viele Konsultationsteilnehmer stufen die von der Bundesnetzagentur im Begleitdokument zum Konsultationsprozess getroffene Einschätzung als nachvollziehbar und angemessen ein. Die Bundesnetzagentur fordert die Übertragungsnetzbetreiber deshalb auf, Power-to-Gas Anlagen mit Hilfe einer adäquaten Methodik in den Berechnungen mit folgenden Leistungen zu berücksichtigen:

	Szenario A 2030	Szenario B 2030	Szenario B 2035	Szenario C 2030
Power-to-Gas	1,0 GW	1,5 GW	2,0 GW	2,0 GW

Tabelle 5: Installierte Leistung Power-to-Gas in den Szenarien

3.4.4 Kraft-Wärme-Kopplung

Der Begriff Kraft-Wärme-Kopplung (KWK) beschreibt die Nutzung eines Brennstoffs zur kombinierten Erzeugung von Strom und Nutzwärme.

Die KWK hat für die reine Stromerzeugung zunächst einen schlechteren Wirkungsgrad und auch einen anteilmäßig höheren CO₂-Ausstoß pro Kilowattstunde zur Folge. In Kombination mit der nun nutzbar gemachten Wärme ist die Bilanz der Brennstoffnutzung allerdings deutlich besser, als bei getrennter Erzeugung. In Verbindung mit dem verhältnismäßig CO₂-armen Brennstoff Erdgas kann KWK einen wichtigen Beitrag zum Erreichen der Klimaschutzziele der Bundesregierung leisten, weil die CO₂ Bilanz der reinen Stromerzeugung zwar schlechter ist, sektorenübergreifend bei Strom und Wärme jedoch CO₂ eingespart werden kann. Daher findet die Technologie entsprechend Eingang in die Szenarien des Szenariorahmens, obwohl sie die Erreichung der proportional abgeleiteten CO₂ Minderungsziele im Stromsektor erschwert.

Wie in der Genehmigung des Szenariorahmens 2025 werden KWK-fähige Gaskraftwerke in allen Szenarien nach Ablauf ihrer technisch-wirtschaftlichen Betriebsdauer mit gleicher Leistung an denselben Standorten angenommen. Dies begründet sich dadurch, dass diese vergleichsweise emissionsarmen Gaskraftwerke in der Regel hauptsächlich der Wärmeversorgung dienen und dieser Bedarf vor Ort weiterhin bestehen wird. Dies gilt nicht für andere KWK-fähige Erzeugungsanlagen, die zum Beispiel mit Stein- oder Braunkohle betrieben werden. Die Bundesnetzagentur geht davon aus, dass der lokale Wärmebedarf dieser Erzeugungsanlagen nach Ablauf derer technisch-wirtschaftlichen Betriebsdauer über die in den Szenarien angenommene Sektorenkopplung von Wärme- und Stromsektor (Power-to-Heat) übernommen wird. Diese Einschätzung ist angemessen, da die in den Szenarien nach Ablauf der technisch-wirtschaftlichen Betriebsdauer rückgebaute installierte Leistung der KWK-Erzeugungsanlagen mit dem Fortschritt der Sektorenkopplung in den Szenarien korrespondiert. Das heißt, dass in Szenario A 2030 auf Grund der längsten unterstellten technisch-wirtschaftlichen Betriebsdauer vergleichsweise wenig KWK-fähige Erzeugungsanlagen rückgebaut werden und daher nur ein vergleichsweise kleiner Wärmebedarf über die Sektorenkopplung kompensiert werden muss. Dazu passt die in Szenario A 2030 angenommene vergleichsweise geringste angenommene Sektorenkopplung zwischen Wärme- und Stromsektor. In Szenario C 2030 hingegen wird die meiste installierte KWK-fähige Erzeugerleistung aufgrund der am kürzesten unterstellten technisch wirtschaftlichen Betriebsdauer zurückgebaut, wodurch ein entsprechend hoher Wärmebedarf entsteht. Dieser wird über die in Szenario C 2030 angenommene ausgeprägte Sektorenkopplung zwischen Wärme- und Stromsektor (Power-to-Heat) kompensiert.

Bei ihren Überlegungen hat die Bundesnetzagentur auch die von 50Hertz im Rahmen der Anhörung vorgebrachte Klimaschutzvereinbarung des Landes Berlin mit der Vattenfall Europe AG geprüft. In dieser Vereinbarung wird für das Jahr 2020 ein Energiekonzept für Berlin vorgestellt, in welchem die gekoppelte Strom- und Wärmeversorgung zwischen Berlin und Vattenfall abgestimmt wird. In dieser Vereinbarung wird unter anderem geplant, KWK-fähige Öl- und Steinkohlekraftwerke durch moderne KWK-fähige Gaskraftwerke zu ersetzen. Die Annahmen in dieser Vereinbarung stehen teilweise nicht im Einklang mit den Annahmen des Szenariorahmens zu KWK-fähigen Öl- und Steinkohlekraftwerken.

Die Bundesnetzagentur akzeptiert diese Abweichungen, da von den pauschalen Annahmen für die Marktmodellierung durch individuelle Vereinbarungen/Konzepte grundsätzlich nicht abgewichen werden soll. Die Bundesnetzagentur befürchtet, dass solche Abweichungen vom Kriterienkatalog zusätzliche

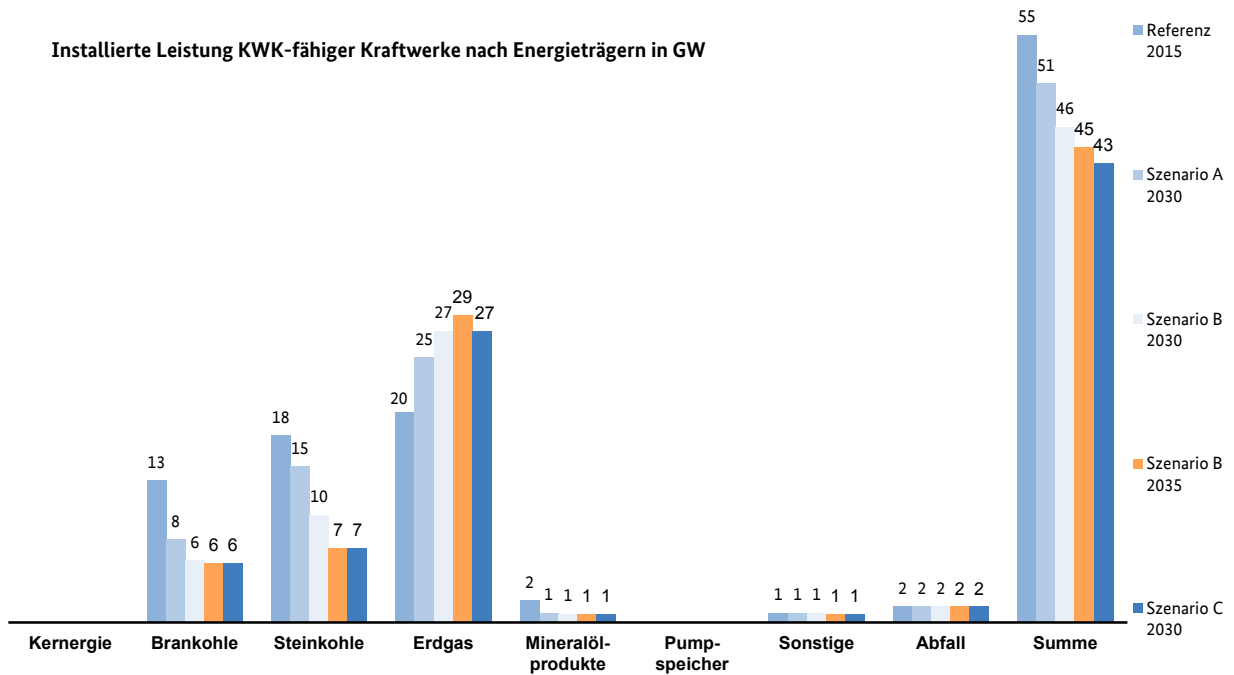
Ausnahmefälle begründen können, die weitere Forderungen nach Einzelfallbewertungen nach sich ziehen. So wird beispielsweise die Leitentscheidung des Bundeslandes Nordrhein-Westfalen mit der Braunkohleindustrie von der Bundesnetzagentur im Szenariorahmen ebenfalls nicht berücksichtigt. Eine solche Leitentscheidung ist, wie die oben genannte Vereinbarung, auch ein Betriebskonzept, das zwischen einem Bundesland und der Braunkohleindustrie vereinbart wurde.

In der angehängten Kraftwerksliste sind blockscharfe Angaben zur grundsätzlichen Fähigkeit der Kraft-Wärme-Auskopplung der Kraftwerke enthalten. Auch KWK-Anlagen mit geringer Leistung (< 10 MW) finden, wie in der Genehmigung des Szenariorahmens 2025, Berücksichtigung und sind in der Kraftwerksliste summarisch enthalten. Insgesamt sind entsprechend der angehängten Kraftwerksliste im Jahr 2015 in Deutschland 54,9 GW KWK-fähige Kraftwerke installiert. Davon handelt es sich bei 51 GW um KWK-fähige Kraftwerke mit einer elektrischen Leistung größer als 10 MW. Zudem sind, ausgehend von einer durchschnittlichen elektrischen Leistung der Anlagen von 66,8 kW, insgesamt 58.412 KWK-fähige Kleinkraftwerke mit einer Gesamtleistung von 3,9 GW installiert, die eine elektrische Einzelleistung von ≤ 10 MW aufweisen.

In den Genehmigungen der Szenariorahmen der letzten Jahre wurde in allen Szenarien ein Zubau von KWK-fähigen Kleinkraftwerken mit einer installierten Leistung geringer als 10 MW unterstellt. Analog zur Bestätigung des Szenariorahmens 2025 wird dieser Zuwachs mit etwa 300 MW pro Jahr beziffert, was für die Szenarien in 2030 einen Zuwachs von etwa 4,5 GW und für das Zieljahr 2035 von etwa 6 GW in Bezug auf das Referenzjahr 2015 bedeutet. Dieser Zuwachs wurde von der Bundesnetzagentur aus den Zuwachsraten der neu installierten, nach KWK-G förderfähigen Kleinanlagen (Liste nach BAFA) der letzten 4 Jahre bestimmt.

Aufgrund des hohen Anteils bereits gegenwärtig installierter KWK-fähiger Kraftwerke sowie der oben erläuterten Annahmen zur Berücksichtigung von in Planung befindlicher KWK-fähiger Kraftwerke kommt der KWK-Erzeugung in den Szenarien eine große Bedeutung zu.

In Abbildung 2 sind die installierten Leistungen KWK-fähiger Kraftwerke je Energieträger in den einzelnen Szenarien abgebildet. Insgesamt sind im Szenario A 2030 51 GW KWK-fähige Kraftwerke angenommen. In Szenario B 2030 beträgt die installierte Leistung KWK-fähiger Kraftwerke 46,4 GW und im Langfristszenario B 2035 44,5 GW. Für das Szenario C 2030 werden 43,0 GW ermittelt.

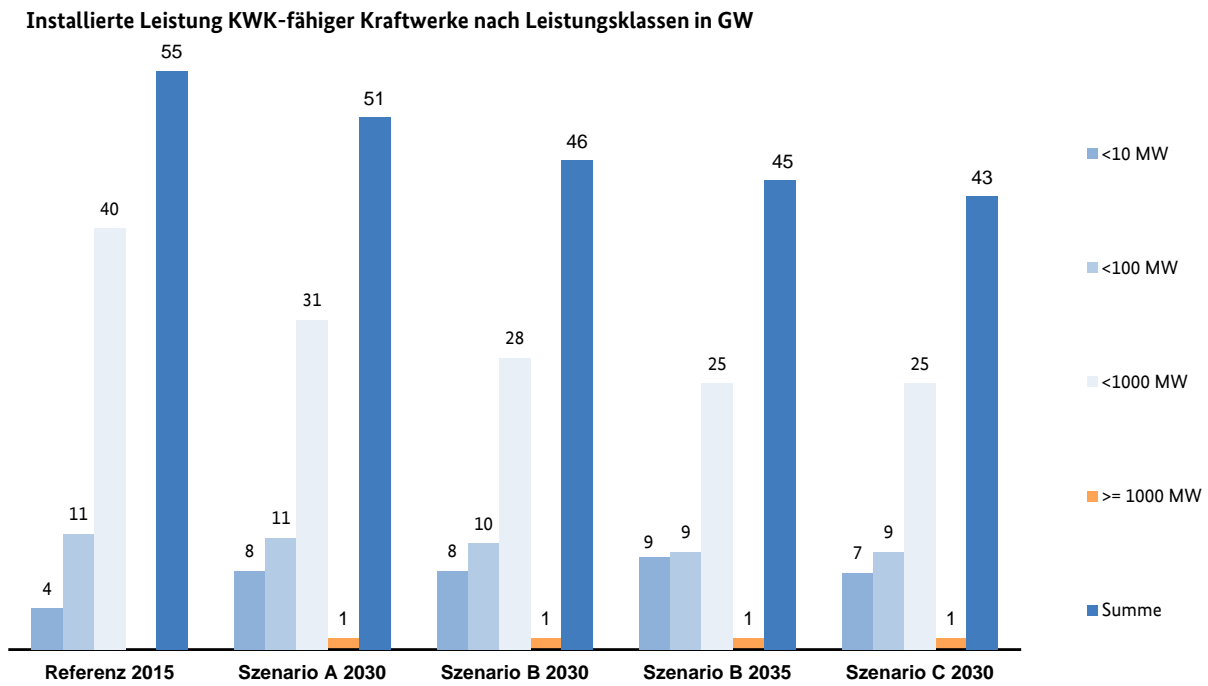


Quelle: BNetzA

Abbildung 2: Installierte Leistung KWK-fähiger Kraftwerke nach Energieträgern

Die angenommene KWK-Leistung verteilt sich in den Szenarien unterschiedlich auf die Leistungsklassen der Kraftwerke.

Abbildung 3 veranschaulicht die Beiträge der verschiedenen Leistungsklassen zur KWK-Erzeugung in den einzelnen Szenarien.



Quelle: BNetzA

Abbildung 3: Installierte Leistung KWK-fähiger Kraftwerke nach Leistungsklassen

Den größten Anteil der KWK-fähigen Kraftwerke machen Kraftwerke mit einer Leistung zwischen 100 MW und 1000 MW aus. Kleinkraftwerke mit einer Leistung kleiner als 10 MW werden in Szenario A 2030, B 2030 und C 2030 zwischen 7,3 und 7,5 GW Leistung angenommen. In den Szenarien B 2035 beträgt die installierte Leistung der KWK-Erzeugungsanlagen kleiner 10 MW insgesamt 8,8 GW.

3.4.5 Verbrauchsnahe Erzeugung

Sehr viele Konsultationsteilnehmer fordern, nur Szenarien zu untersuchen bei denen der Netzausbaubedarf minimiert werde. Strategieänderungen hin zur dezentralen Erzeugung sind für sie nicht ersichtlich. In diesem Zusammenhang wird insbesondere gefordert, den sog. „zellulären Ansatz des VDE“ zu berücksichtigen bzw. diesen umzusetzen, da dies nachhaltiger sei.

In der Sache ist dies nichts anderes als die erneute Forderung, gezielt in die Regionalisierung der Erneuerbaren Erzeugung einzugreifen. Denn dezentral ist nahezu jede Form der regenerativen Erzeugung (mit Ausnahme von Wind Offshore), da sie aus vielen in der Regel kleinen Einheiten besteht, die alle dezentral an den Verteilnetzen angeschlossen werden. Gemeint ist also weniger die Dezentralität als vielmehr die lastnahe dezentrale Erzeugung. Diese steht aber zum einen in einem natürlichen und damit auch ökonomischen Konflikt zur Ertragskraft der Standorte. Zum anderen ist es mehr als zweifelhaft, ob eine Beschränkung auf verbrauchsnahe oder auch nur stärkere Anreizung verbrauchsnäherer erneuerbarer Erzeugung mit den Zielen einer sicheren, zuverlässigen und preiswerten Versorgung vereinbar wäre.

Vor dem Hintergrund der hohen Volatilität der Einspeisung aus Windenergie und Photovoltaik sowie bislang fehlender Speichertechnologien, die geeignet sind, erzeugte Strommengen am selben Standort zwischen zu speichern, ist die Versorgungssicherheit in den einzelnen Regionen selbst bei einer verbrauchsnahe Erzeugung aus Erneuerbaren Energien ohne Netzausbau nicht vollständig gewährleistet.

Die Bundesnetzagentur ist weiterhin der Ansicht, dass das volkswirtschaftliche Optimum in einem deutschlandweiten bzw. europaweiten Energiemarkt liegt. Die Netze dienen auch dazu, diesen Markt zu ermöglichen.

Die Bundesnetzagentur hat bereits in der letztmaligen Genehmigung des Szenariorahmens die in mehreren Studien angeblich propagierte Aussage des Vorzugs der ausschließlichen dezentralen Energieerzeugung widerlegt (siehe Szenariorahmen 2025, Entscheidung vom 19.12.2014, S. 74 f.). Die Studie „Impacts of restricted transmission grid expansion in a 2030 perspective in Germany“ von ECOFYS untersuchte lediglich eine Regionalisierung des Ausbaus von EE-Anlagen vor dem Hintergrund eines verzögerten Netzausbaus bzw. keines Netzausbaus. Zentraler Untersuchungsgegenstand der Studie „Kostenoptimaler Ausbau der Erneuerbaren Energien in Deutschland“ von den Gutachtern consentec sowie Fraunhofer IWES war die Frage, an welchen Standorten in Zukunft Erneuerbare Energien ausgebaut werden sollten, um die Gesamtkosten der Stromversorgung zu minimieren. Demnach hätte eine verbrauchsnahe Erzeugung einen nennenswerten Effekt auf den Netzausbaubedarf nur dann, wenn auch konventionelle Kraftwerke verbrauchsnahe verortet wären oder auf Netzstabilität sichernde Maßnahmen verzichtet würde. Ferner erfordere eine verbrauchsnahe Erzeugung eine gezielte politische Steuerung der Standortentscheidung von Kraftwerkbetreibern, die dem gegenwärtig auf Marktsignalen basierten Ansatz diametral entgegensteht.

Aufgrund der von sehr vielen Konsultationsteilnehmern angeführten Studie des zellulären Ansatzes des VDE wird auf diese nun gesondert eingegangen. Bei „Der Zelluläre Ansatz – Grundlage einer erfolgreichen, regionenübergreifenden Energiewende“ handelt es sich um eine im Juni 2015 von der Energietechnischen Gesellschaft im VDE (ETG) publizierte Fachstudie.

Das Ziel dieser Studie war es nach eigenen Worten nicht, das bestehende Energiesystem durch Aus- und Zubau für die zukünftigen Aufgaben zu ertüchtigen, sondern vielmehr, einen absehbaren Energiebedarf mit

einem neuen Energiesystem zu decken. In der Einleitung wird zudem betont, dass die Studie mögliche Energieversorgungskonzepte ohne die Berücksichtigung bisheriger Strukturen am Beispiel Deutschlands entwickelt und vergleicht.

Untersucht wird somit ein sogenannter „Grüne-Wiese-Ansatz“, bei dem das bereits in Deutschland bestehende Energiesystem ignoriert wird. Dies ist in einer wissenschaftlichen Studie zwar durchaus zulässig, jedoch für die Prognose der wahrscheinlich eintretenden Entwicklungen, wie sie im Szenariorahmen vorgenommen werden, nur von bedingter Aussagekraft. Auch fachfremden Lesern sollte bereits die Zielstellung verdeutlichen, dass mit der Studie keine konkreten Lösungsvorschläge erarbeitet werden, sondern allenfalls Freiräume für neue Konzepte in der Energieversorgung entstehen sollen.

In der Studie selbst werden zunächst Potenziale von Technologien zur Energiewandlung und -speicherung diskutiert. Eine Schlussfolgerung dieser Diskussion lautet:

„Ein Teil der aufgeführten Wandler und Speicher haben ihre Einsatzpotenziale bisher nur im Labor bzw. in Pilotanlagen gezeigt. Durch weitere Forschungs- und Entwicklungsarbeiten müssen sichere, robuste, einfach handhabbare und preiswerte Produkte entwickelt werden, um die Marktreife zu erreichen.“

Dem stimmt die Bundesnetzagentur ausdrücklich zu. Die Ausgestaltung und Begleitung der deutschen Energieforschung ist jedoch nicht ausschließlicher Orientierungspunkt des Szenariorahmens. Zukünftig erkennbare Durchbrüche bei einzelnen Technologien werden gleichwohl, wie bisher auch, in einem realistischen Maß im Szenariorahmen Eingang finden.

Die Studie verzichtet bei der Parametrierung des Szenarios bewusst auf eine Festlegung auf Jahreszahlen. Vielmehr soll ein System untersucht werden, in dem möglichst viel Endenergie (Strom, Wärme, Kälte, Mobilität, usw.) aus regenerativen Quellen bereitgestellt wird. Erwartet wird eine Effizienzsteigerung bei elektrischen Anwendungen, jedoch auch eine Verlagerung der Energiebereitstellung anderer Sektoren in den Stromsektor (z. B. durch Wärmepumpen), so dass eine massive Reduktion des Endenergiebedarfs (von 2400 TWh auf 1335 TWh) in Verbindung mit einem massiven Anstieg des Strombedarfs (bis zu 800 TWh) unterstellt wird.

Die erforderliche installierte Leistung an Erneuerbaren Energien zur Deckung wird mit 276 bis 516 GW (!) beziffert. Diese auf den ersten Blick extrem wirkenden Werte erscheinen nur dann plausibel, wenn von einer 100% Erzeugung Erneuerbarer Energien ausgegangen wird. Dabei würde die EEG-Umlage nach konservativen Schätzungen der Bundesnetzagentur bei einer installierten Kapazität von 276 GW auf 14ct/kWh bzw. von 516 GW auf 26ct/kWh steigen.

In der Studie wird unter anderem festgehalten:

„Der Zubau an erneuerbaren Energiequellen führt dazu, dass diese Leistung insgesamt etwa das Vierfache der heutigen Höchstlast beträgt. Dabei folgt die räumliche Verteilung den natürlichen Gegebenheiten (Sonne im Süden, Wind im Norden und offshore) und weniger der geographischen Verteilung des Bedarfs.“

„Außerdem sind Übertragungskapazitäten für den regionalen und überregionalen Ausgleich zwischen Gebieten mit Überschuss bzw. Mangel an Erzeugungsleistung erforderlich.“

„Fragen der Betriebsführung künftiger Netzstrukturen zur Elektrizitätsversorgung im Normalbetrieb wie im Störfall (...) bedürfen der Klärung.“

Im Anschluss werden die verschiedenen denkbaren „Energiezellen“ anhand ihrer individuellen Bedarfe klassifiziert (Haushalt, Gewerbe) und untersucht, inwieweit sie dazu geeignet wären, Erzeugung und Verbrauch von Energie auf der niedrigsten möglichen Ebene auszubalancieren.

Als Fazit wird festgehalten:

„Die in dieser Studie durchgeführten Untersuchungen zeigen, dass eine autarke Versorgung von Energiezellen nur bei Haushalten und ausgewählten Energiezellen im Bereich Dienstleistungen möglich ist.“

Im Gesamtsystem besteht aber immer noch ein entsprechender Übertragungsbedarf, welcher im darauffolgenden Kapitel thematisiert wird. Betrachtet werden die zwei Ansätze der Bereitstellung von Energie durch massiven zentralen Offshore-Ausbau (50 GW) und der möglichst verbrauchsnahe Erzeugung (10 GW Offshore). Im zweiten Fall wird eine Erzeugung von 176 TWh PV-Strom unterstellt, was bei den angenommenen 1000 Volllaststunden einer installierter Leistung von 176 GW entspricht und mehr als das Vierfache des heutigen Wertes darstellt.

An dieser Stelle sei darauf hingewiesen, dass die Studie ebenfalls richtigerweise festhält, dass ein wesentlicher Faktor für „das Erreichen eines möglichst hohen Anteils an regenerativen Energiequellen“ „die gesellschaftliche Bereitschaft dafür zu zahlen“ ist. In beiden von der Studie betrachteten Ansätzen ist nach wie vor ein Energieüberschuss im Norden und Osten, sowie ein Defizit im Süden und Westen vorhanden.

Als Schlussfolgerung der Überlegungen zum Energieausgleich wird festgehalten:

„Die Tatsache, dass in beiden Ansätzen ein Energieausgleich benötigt wird, zeigt weiterhin, dass die Energiewende nicht allein in regionalem Maßstab, heute orientiert an den Bundesländern, umgesetzt werden kann. Es bedarf zwingend einer überregionalen Betrachtungsweise bzgl. Energiebereitstellung und Energieübertragung.“

Festzuhalten ist letztlich, dass die Studie aus Sicht der Bundesnetzagentur zwar wissenschaftlich interessant und in großen Teilen fachlich nachvollziehbar ist. Ziel der Studie ist es aber nach dem Verständnis der Bundesnetzagentur, Denkanstöße zu setzen und lediglich ein „was wäre wenn“ zu postulieren (deswegen auch der beschriebene „Grüne-Wiese Ansatz“). Ein direkter Einfluss der Studie auf die kurz- bis mittelfristige Entwicklungen der Energiewirtschaft in Deutschland ist nicht erkennbar, weswegen sie für die Erstellung des Szenariorahmens 2017-2030 und des Netzentwicklungsplans 2017-2030 keine Bedeutung hat.

Bedeutsam bleibt weiterhin 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. Angesichts der aktuellen Entwicklungen in den einzelnen Bundesländern, die den Wind Onshore Ausbau verlangsamen (z. B. restriktive Abstandregelungen zu Siedlungen, Ausbaumoratorien, durch Gerichtsurteile aufgehobene Regionalpläne) sieht die Bundesnetzagentur zum gegenwärtigen Zeitpunkt keine Akzeptanz dafür. In einem zweiten Schritt müsste zudem die Frage nach der politischen Steuerung des Zubaus der Erzeugungseinheiten geklärt werden. In

einem dritten Schritt wäre zu erklären, wie man sich die Finanzierung von 276-516 GW installierter Kapazitäten Erneuerbarer Energien vorstellen soll. Dabei würden die Kosten nach konservativen Schätzungen der Bundesnetzagentur bei einer installierten Kapazität von 276 GW jährlich 55 Milliarden Euro bzw. von 516 GW jährlich 103 Milliarden Euro betragen. Die Bundesnetzagentur kann sich ein solches Vorgehen derzeit nicht vorstellen.

Im Ergebnis kann dies alles dahinstehen, denn die Frage ist durch den Gesetzgeber im aktuellen Entwurf des EEG 2016 entschieden worden. Diesem war die politische Diskussion um eine verbrauchsnahe dezentrale Erzeugung wohl bekannt. Der Gesetzgeber hat sich diesen Ansatz trotzdem nicht zu Eigen gemacht. Er hat bisher auf jegliche Förderung verbrauchsnahe erneuerbarer Erzeugung verzichtet. Im neuen EEG 2016 wurde lediglich eine Steuerung durch die Einführung einer Netzausbauregion aufgegriffen. Allokationssignale zur Ansiedlung erneuerbarer Erzeugung an Orten hohen Verbrauchs finden sich im EEG 2016 nicht. Dies hat die Bundesnetzagentur zu respektieren. Eigene Erwägungen, wo die Neuerrichtung von erneuerbarer Erzeugung wünschenswert wäre und wo nicht, stehen ihr nicht zu. Sie hat nicht die Aufgabe, den Gesetzgeber zu korrigieren. Ihr obliegt es, die wahrscheinlichen Entwicklungen unter Geltung des bestehenden oder absehbaren Rechtsrahmens zu analysieren und der Entscheidung zu Grunde zu legen. So lange es keine Anzeichen für eine gezielte verbrauchsnahe Ansiedlung von EE-Anlagen gibt, sondern wie die 10 H Regelung in Bayern zeigt, eher das Gegenteil der Fall ist, wird sich die Bundesnetzagentur auf die bisherigen, intensiv diskutierten Erwägungen im Rahmen der Regionalisierung des Zubaus erneuerbarer Erzeugung beschränken.

4. Versorgung, Stromverbrauch, Erzeugung

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

4.1 Nettostromverbrauch

Die Bundesnetzagentur versteht unter dem Nettostromverbrauch die von den Verbrauchern in Deutschland genutzte elektrische Arbeit inklusive der durch den Transport bedingten Netzverluste im Verteilnetz.

Nicht hinzugerechnet wird der Kraftwerkseigenverbrauch. Denn Kraftwerke zählen nicht zu den eigentlichen Nachfragern von Energie. Vielmehr wird in den Kraftwerken Energie eingesetzt, um elektrische Anlagen zu betreiben, was es erst ermöglicht, die eigentliche Nachfrage an Energie zu bedienen. Weiterhin ist die Höhe des Kraftwerkseigenverbrauchs abhängig von der Höhe der Volllaststunden der Kraftwerke. Diese ergeben sich jedoch erst im Rahmen der Marktsimulation.

Ähnlich verhält es sich mit den Pumpspeicherkraftwerken, deren Betrieb ebenfalls nicht zum Nettostromverbrauch hinzugerechnet wird. Pumpspeicherkraftwerke agieren auf dem Markt sowohl als Verbraucher (Pumpbetrieb) als auch als Erzeuger (Turbinenbetrieb). Auch der Einsatz der Pumpspeicherkraftwerke ergibt sich jedoch erst im Rahmen der Marktsimulation.

Die durch den Transport bedingten Netzverluste im Übertragungsnetz werden bei der Berechnung des Nettostromverbrauchs ebenfalls nicht berücksichtigt, da sie – anders als die Verluste im Verteilnetz – eine Folge des Energietransports über das Übertragungsnetz sind. Anders ausgedrückt ergeben sich die Verluste im Übertragungsnetz erst aus den im Anschluss an die Marktmodellierung folgenden Netzberechnungen auf Übertragungsnetzebene. Sie sind somit keine im Szenariorahmen genehmigte Eingangsgröße, sondern ein Ergebnis der Netzberechnungen auf Übertragungsnetzebene. Die Netzverluste im Übertragungsnetz bleiben bei der Bestimmung des Nettostromverbrauchs im Szenariorahmen außen vor und hängen vom Lastfluss der Netzberechnung in den einzelnen Szenarien ab.

Analog zum Vorgängerprozess des Szenariorahmens 2025 ermittelt die Bundesnetzagentur den Referenzwert des Nettostromverbrauchs für das Jahr 2015 auf Basis des Monitoringberichts der Bundesnetzagentur. Derzeit liegt als aktuelle Datengrundlage der Monitoringbericht 2015 (Stand vom 10.11.2015) vor, in dem das Verbrauchsniveau des Jahres 2014 dargestellt wird. Der Monitoringbericht 2016, der das Referenzjahr 2015 betrachtet, wird voraussichtlich erst gegen Ende des Jahres 2016 veröffentlicht. Um die Verbrauchssituation des Jahres 2015 angemessen zu erfassen, werden die vorliegenden Daten des Monitoringberichts 2015 mit aktuellen Erkenntnissen, die derzeit im Rahmen des Monitorings 2016 erhoben werden, ergänzt.

In dem Monitoringbericht 2015 wird für das Jahr 2014 ein Letztverbrauch von 487,5 TWh ausgewiesen. Diese Arbeitsentnahmemenge umfasst die Entnahmemenge aller privaten und industriellen Verbraucher, die aus Netzen der Allgemeinen Versorgung bedient werden. Hinzuzurechnen ist die Energiemenge von 27,1 TWh, die in Netze eingespeist wird, die nicht der allgemeinen Versorgung dienen. Zusätzlich werden durch den Transport bedingte Verluste im Verteilnetz von 17,5 TWh addiert. Für das Jahr 2014 ergibt sich somit eine Gesamtsumme für den Nettostromverbrauch in Höhe von 532,1 TWh ($532,1 \text{ TWh} = 487,5 \text{ TWh} + 27,1 \text{ TWh} + 17,5 \text{ TWh}$).

Abbildung 4 zeigt schematisch die Darstellung von Aufkommen und Verbrauch der elektrischen Energiemenge des Jahres 2014 (Monitoringbericht der Bundesnetzagentur 2015, S. 30). Die dort auf der Verwendungsseite dargestellte Entnahmemenge von Pumpspeicherkraftwerken von 10,3 TWh und die Übertragungsnetzverluste von 6,4 TWh sind nicht zu berücksichtigen. Da es sich beim Nettostromverbrauch um einen nationalen Wert handelt, bleiben auch die in der Abbildung dargestellten Exporte von 59,2 TWh unberücksichtigt.

**Aufkommen und Verwendung
in den deutschen Versorgungsnetzen 2014**
in TWh

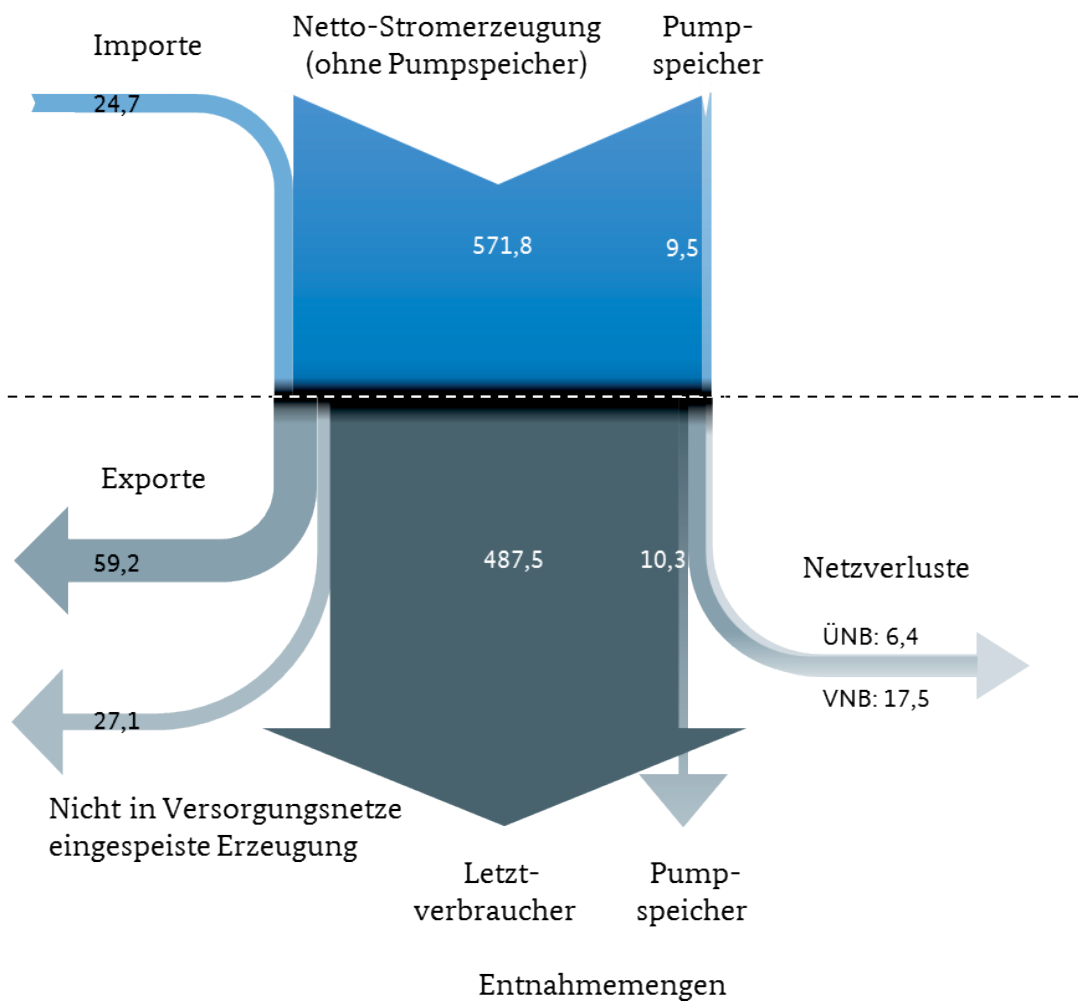


Abbildung 4: Aufkommen und Verwendung in den deutschen Versorgungsnetzen 2014 (Monitoringbericht der Bundesnetzagentur 2015, S. 30)

Ausgehend vom Wert für das Jahr 2014 ist der Wert für das Jahr 2015 abzuschätzen. Dies ist erforderlich, um eine Stringenz zu den Referenzwerten der anderen Inputparametern des Szenariorahmens 2017-2030 herzustellen, die sich alle auf das Ende des Jahres 2015 beziehen. Die Bundesnetzagentur geht basierend auf der derzeit stattfindenden Datenerhebung für den Monitoringbericht 2016 von einem nahezu konstanten

Stromverbrauchsniveau aus, weshalb die Werte für 2014 für jene Werte des Jahres 2015 fortgeschrieben werden.

Für den Szenariorahmen 2017-2030 werden drei Entwicklungspfade des Nettostromverbrauchs angenommen. Diese unterscheiden sich im Grundsatz in der Prognose zur Steigerung der Energieeffizienz auf dem Stromsektor und in einer unterschiedlich starken Kopplung des Stromsektors mit dem Verkehrs- und dem Wärmesektor (sog. Sektorenkopplung). Die Steigerung der Energieeffizienz soll in erster Linie durch Fortschritte bei der Energieeinsparung sowie einer Erhöhung der Wirkungsgrade bekannter Stromanwendungen erzielt werden. Im Aktionsprogramm Klimaschutz 2020 hat die Bundesregierung Maßnahmen vorgestellt, mit denen die Energieeffizienz verbessert werden soll (z.B. energieeffiziente Wohngebäudesanierung, Umstellung von Beleuchtungsanlagen auf LED-Technologie, etc.). Es ist davon auszugehen, dass diese und noch folgende Maßnahmen zu einer Reduktion des Stromverbrauchs führen werden. In den einzelnen Szenarien wird von einer unterschiedlich starken Durchdringung des Marktes mit energieeffizienter Technologie und einer unterschiedlich erfolgreichen Umstellung auf verbrauchsarme Anwendungen ausgegangen.

Das Szenario A 2030 beschreibt mit seiner konservativen Ausprägung eine eher zurückhaltende Entwicklung basierend auf einer eher zähen Durchdringung des Energiemarktes mit meist bekannten Technologien, in dem Effizienzeinsparungen von 27,5 TWh erfolgen. In Szenario B 2030 erfolgt eine technologische Weiterentwicklung, die den Energiemarkt wesentlich stärker als in Szenario A 2030 durchdringt, wodurch sich Effizienzeinsparungen von 32,5 TWh einstellen. In Szenario C 2030 wird ein Technologieboom unterstellt, der von einer noch höheren Durchdringung des Energiemarktes begleitet wird, weshalb Effizienzeinsparungen von 55 TWh realisiert werden können. Im Langfristszenario B 2035 wird die Entwicklung des Szenarios B 2030 fortgeschrieben und daher eine um 9,8 TWh höhere Effizienzeinsparung von insgesamt 42,3 TWh angenommen.

Den Effizienzeinsparungen stehen mit der Sektorenkopplung von Strom- Verkehrs- und Wärmesektor verbrauchsteigernde Effekte gegenüber. Zukünftig sollen bisher auf fossilen Brennstoffen basierende Anwendungen elektrifiziert werden, womit sich die genutzte Energie in Form von Strom erhöhen wird. Insbesondere die Elektromobilität hat für die Bundesregierung einen hohen Stellenwert (vgl. Kapitel II B 3.4.3). Die Bundesregierung hat auf dem Autogipfel vom 26.04.2016 das Ziel von einer halben Million E-Autos bis 2020 auf deutschen Straßen ausgegeben und dazu eine finanzielle Förderung der E-Mobilität angekündigt. Des Weiteren spielen elektrisch betriebene Wärmepumpen vor allem bei Neubauten eine immer größere Rolle bei der Wärmeversorgung (vgl. Kapitel II B 3.4.3). Weiterhin ist davon auszugehen, dass bei einem großen Dargebot Erneuerbarer Energie günstiger Strom zukünftig vermehrt mit Power-to-Heat-Verfahren zur Wärmeengewinnung sowohl im privaten als auch im industriellen Sektor genutzt werden wird. Auch Power-to-Gas-Technologien werden in Zukunft auf dem Energiemarkt zu finden sein (vgl. Kapitel II B 3.4.3). Der Erfolg der oben genannten und anderer neuen Technologien ist von zahlreichen Faktoren abhängig, weshalb es die Bundesnetzagentur für angemessen hält, verschiedene Entwicklungspfade anzunehmen, die zu einer unterschiedlich starken Sektorenkopplung und einer damit einhergehenden unterschiedlich starken Steigerung des Stromverbrauchs führen. Um ein hohes Maß an Konsistenz in den Szenarien zu gewährleisten, korrespondieren die Annahmen zum Maß der Sektorenkopplung in den Szenarien mit den Prognosen zur Effizienzeinsparung.

In Szenario A 2030 wird daher eine nur schwach ausgeprägte Sektorenkopplung angenommen, die zu einem Mehrverbrauch von 12,5 TWh führt. Von diesem zusätzlichen Bedarf entfallen auf den Verkehrssektor 2,5 TWh, die zum Betrieb von 1 Million Elektroautos benötigt werden, die in Szenario A in 2030 auf deutschen Straßen fahren. (Es wird eine durchschnittliche jährliche Fahrleistung je E-Auto von 10.000 km und ein durchschnittlicher Verbrauch von 25 kWh pro 100 km unterstellt.) Auf den Wärmesektor entfallen 10 TWh, die für den Einsatz von 0,5 Million zusätzlicher Wärmepumpen mit einem Stromverbrauch von 5 TWh zzgl. industrieller Wärmeprozesse in ungefähr der gleichen Höhe benötigt werden. (Es wird ein durchschnittlicher jährlicher Verbrauch je Wärmepumpe von 10.000 kWh unterstellt.)

In Szenario B 2030 kommt es zu einer stärkeren Sektorenkopplung, als in Szenario A 2030. Von den insgesamt 47,5 TWh entfallen unter der Annahme von 3 Millionen E-Autos 7,5 TWh auf den Verkehrssektor. Durch den Einsatz von 2 Millionen zusätzlicher Wärmepumpen mit einem Stromverbrauch von 20 TWh zzgl. industrieller Wärmeprozesse in ungefähr der gleichen Höhe entfallen 40 TWh auf den Wärmesektor.

Im Langfristszenario B 2035 wird die Entwicklung des Szenario B 2030 fortgeschrieben und dementsprechend eine Erhöhung der Anzahl von Wärmepumpen und Elektrofahrzeugen unterstellt. Von den insgesamt 57,3 TWh entfallen unter der Annahme von 4,5 Millionen E-Autos 11,3 TWh auf den Verkehrssektor. Durch den Einsatz von 2,3 Millionen zusätzlicher Wärmepumpen mit einem Stromverbrauch von 23 TWh zzgl. industrieller Wärmeprozesse in ungefähr der gleichen Höhe entfallen 46 TWh auf den Wärmesektor.

Das Szenario C 2030 prognostiziert mit einem zusätzlichen Strombedarf von 100 TWh die stärkste Sektorenkopplung. Davon werden 15 TWh für die Nutzung von 6 Millionen E-Autos benötigt, die für Szenario C 2030 angenommen werden. Im Wärmesektor werden 3,5 Millionen zusätzlicher Wärmepumpen mit einem Stromverbrauch von 35 TWh zzgl. industrieller Wärmeprozesse in ungefähr der gleichen Höhe sowie sonstiger Wärmeanwendungen von 15 TWh angenommen.

Der Nettostromverbrauch für die Szenarien ergibt sich wie folgt: Vom Referenzwert des Nettostromverbrauchs des Jahres 2015 sind die für das jeweilige Szenario angenommenen Effizienzeinsparungen abzuziehen und der durch die Sektorenkopplung zusätzliche Stromverbrauch zu addieren. Für Szenario A 2030 ergibt sich ein Nettostromverbrauch von 517,1 TWh, für Szenario B 2030 und B 2035 ein Nettostromverbrauch von 547,1 TWh und in Szenario C 2030 ein Nettostromverbrauch von 577,1 TWh. Die Zusammensetzung dieser Werte kann in Tabelle 6 nachvollzogen werden.

Szenario	Szenario A 2030	Szenario B 2030	Szenario B 2035	Szenario C 2030
Entnahmemenge	487,5 TWh	487,5 TWh	487,5 TWh	487,5 TWh
+ Verluste im Verteilnetz	17,5 TWh	17,5 TWh	17,5 TWh	17,5 TWh
+ Nicht in Netze der Allgemeinen Versorgung eingespeiste Netto-Erzeugungsmenge 2014	27,1 TWh	27,1 TWh	27,1 TWh	27,1 TWh
= Nettostromverbrauch 2014/2015	532,1 TWh	532,1 TWh	532,1 TWh	532,1 TWh
- Effizienzeinsparungen	27,5 TWh	32,5 TWh	42,3 TWh	55,0 TWh
+ Kopplung Wärmesektor	10,0 TWh	40,0 TWh	46,0 TWh	85,0 TWh
+ Kopplung Verkehrssektor	2,5 TWh	7,5 TWh	11,3 TWh	15,0 TWh
= Nettostromverbrauch 2030/2035	517,1 TWh	547,1 TWh	547,1 TWh	577,1 TWh

Tabelle 6: Nettostromverbrauch in den Szenarien

4.2 Jahreshöchstlast

In den Szenarien müssen gemäß § 12a Abs. 1 S. 4 EnWG Annahmen zur Versorgung abgebildet werden. Die Versorgung ist gemäß der Legaldefinition des § 3 Nr. 36 EnWG die Erzeugung oder Gewinnung von Energie zur Belieferung von Kunden, der Vertrieb von Energie an Kunden und der Betrieb eines Energieversorgungsnetzes. Ausgehend von diesem beschriebenen Verhältnis von Erzeugern, Netzbetreibern und Kunden können Annahmen zur Versorgung durch eine die Netzebene übergreifende Jahreshöchstlast in GW konkretisiert werden. Weil die Jahreshöchstlast der maximalen Leistungsanforderung des Energieversorgungsnetzes entspricht, ist sie eine maßgebliche Größe für die Dimensionierung des Energieversorgungsnetzes. Die 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 durch den Transport entstehenden Verlustleistung im Verteil- und Übertragungsnetz.

4.2.1 Referenzwerte für das Jahr 2015

Zur Ermittlung des Referenzwertes der Jahreshöchstlast des Jahres 2015 kann auf Daten der Übertragungsnetzbetreiber zurückgegriffen werden, die die Jahreshöchstlast in dem Bericht der deutschen Übertragungsnetzbetreiber zur Leistungsbilanz 2015 nach § 12 Abs. 4 und Abs. 5 EnWG mit Stand vom 30.09.2015 (nachfolgend: Leistungsbilanzbericht 2015) dargestellt haben. Der Leistungsbilanzbericht 2015 beinhaltet sowohl eine Statistik der von den Übertragungsnetzbetreibern ausgewerteten Daten des Jahres 2014 als auch eine Prognose für das Jahr 2015. Da die abschließende Statistik der Übertragungsnetzbetreiber für das Jahr 2015 erst im kommenden Leistungsbilanzbericht 2016 zu erwarten ist, bezieht sich die Bundesnetzagentur zur Ermittlung des Referenzwertes 2015 auf den Prognosewert der Übertragungsnetzbetreiber aus dem aktuellen Leistungsbilanzbericht 2015.

Im Leistungsbilanzbericht 2015 erläutern die Übertragungsnetzbetreiber, warum eine genaue Messung der Netzebenen übergreifenden Jahreshöchstlast technisch nicht möglich ist: Bei einer Vielzahl von Verbrauchern erfolgt keine Leistungsmessung der Stromentnahme, die für eine Bestimmung der Jahreshöchstlast erforderlich wäre. Viele Verbraucher aber auch Erzeuger wie z.B. Photovoltaikanlagen verfügen nur über eine Messmöglichkeit der dem Netz entnommenen bzw. der in das Netz eingespeisten elektrischen Arbeit. Weiterhin stünden auch Daten zur Einspeisungen innerhalb von Industrienetzen, geschlossenen Verteilnetzen und dem Netz der Deutschen Bahn nicht zur Verfügung, womit ein nicht zu vernachlässigender Teil der Verbraucher nicht erfasst werde. Die Jahreshöchstlast könne daher nicht über die Verbrauchsseite ermittelt werden. Da jedoch im Stromnetz der Verbrauch und die Erzeugung zu jeder Zeit gleich groß sein muss, werde die Jahreshöchstlast im Leistungsbilanzbericht 2015 indirekt über die Einspeisung auf der Erzeugerseite hergeleitet. Den Übertragungsnetzbetreibern seien sowohl die Einspeisungen in Industrienetze, innerhalb geschlossener Verteilnetze sowie jene in das Netz der Deutschen Bahn bekannt. Dazu erfassten die Übertragungsnetzbetreiber den Leistungsfluss an den Übergabestellen zwischen Übertragungs- und Verteilernetz sowie an die an das Übertragungsnetz angeschlossenen Endverbraucher. Im Gegensatz zu den Vorjahren lägen den Übertragungsnetzbetreibern auch qualitativ hochwertige Daten zur Einspeisung von erneuerbaren und konventionellen Erzeugern in das Verteilernetz vor, die ihnen im Rahmen des Prozesses „Marktregeln für die Durchführung der Bilanzkreisabrechnung Strom“ (MaBiS) zur Verfügung gestellt worden seien. Auf diese Weise könnten Energieausgleichprozesse auf Verteilernetzebene, die bisher aus Perspektive des Übertragungsnetzbetreibers nicht ersichtlich waren, berücksichtigt und die Einspeisung entsprechend bilanziert werden. Die Übertragungsnetzbetreiber gehen davon aus, dass 97% der gesamten Einspeisung (in

das Verteiler- und das Übertragungsnetz) im Rahmen ihrer Erhebungen zum Leistungsbilanzbericht 2015 abgedeckt würden.

Auf Grund der im Vergleich zu den Vorjahren verbesserten Erfassung der Einspeisung von 97% erachtet die Bundesnetzagentur es erstmals für angemessen eine Hochrechnung auf die Grundgesamtheit vorzunehmen. Die Übertragungsnetzbetreiber weisen für die statistisch erhobene Jahreshöchstlast des Jahres 2014 einen Wert von 81,8 GW aus, welcher im Leistungsbilanzbericht 2015 auch als Prognose für das Jahr 2015 angenommen wird. Wird dieser um die fehlende Einspeiseabdeckung von 3% nach oben korrigiert, ergibt sich für die Jahreshöchstlast 84,4 GW.

Nach Angaben der Übertragungsnetzbetreiber umfassen die ausgewiesenen Werte weder den Kraftwerkseigenverbrauch noch die Leistungsaufnahme von Pumpspeicherkraftwerken, was - wie im Kapitel II B 4.1 dargestellt - im Einklang mit den Anforderungen des Nettostromverbrauchs des Szenariorahmen 2017-2030 steht. Jedoch enthält die von den Übertragungsnetzbetreibern ausgewiesene Jahreshöchstlast die Transportverluste des Verteil- und Übertragungsnetzes. Da die Übertragungsnetzverluste jedoch nicht Eingangsparameter sondern Ergebnis der Netzberechnung sind, müssen diese von den ermittelten 84,4 GW abgezogen werden. Zur Ermittlung der Übertragungsnetzverluste greift die Bundesnetzagentur, wie schon im Szenariorahmen 2025, auf die Daten des Monitoringberichts 2015 zurück. In diesem werden für 2014 Übertragungsnetzverluste in Höhe von 6,4 TWh ausgewiesen, die aus den in Kapitel II B 4.1 genannten Gründen auch für das Jahr 2015 angesetzt werden. Unter der vereinfachten Annahme einer gleichverteilten Auslastung des Übertragungsnetzes über alle 8760 Stunden des Jahres ergibt sich ein Anteil der Übertragungsnetzverluste an der Jahreshöchstlast von 0,73 GW ($6,4\text{TWh}/8760\text{h}=0,73\text{GW}$). Werden diese 0,73 GW von den zuvor ermittelten 84,4 GW abgezogen, ergibt sich ein Referenzwert der Jahreshöchstlast für das Jahr 2015 von 83,7 GW.

4.2.2 Prognosewerte für das Jahr 2030/2035

Im Szenariorahmen 2025 wurde noch davon ausgegangen, dass sich die Jahreshöchstlast proportional zur Entwicklung der Jahresstromnachfrage verhält. Als Resultat wurde die Jahreshöchstlast für die Zieljahre 2025 und 2035 entsprechend zur Prognose zum Nettostromverbrauch skaliert (siehe Szenariorahmen 2025, Entscheidung vom 19.12.2014, S. 81 ff.). Diesem Vorgehen lag die Annahme zu Grunde, dass sich zwar die Menge der nachgefragten Jahresenergie verändert, jedoch nicht das zeitliche Nachfrageverhalten und damit der Lastverlauf. Der Bundesnetzagentur war bewusst, dass durch technologischen Fortschritt Änderungen im Lastverlauf möglich sind. Jedoch wurden deren Auswirkung auf das im Fokus liegende Zieljahr 2025 nicht als derart signifikant eingestuft, als dass eine Anpassung des Lastverlaufs hätte vorgenommen werden müssen.

Da der Betrachtungszeitraum des Szenariorahmens nun im Jahr 2030 liegt, müssen fünf weitere Jahre technologische Entwicklung und fortgeschrittene Marktdurchdringung neuer Stromanwendungen berücksichtigt werden. Aus diesem Grund ist die Bundesnetzagentur der Meinung, dass die oben genannte Argumentation des Szenariorahmens 2025 für den Szenariorahmen 2017-2030 nicht mehr passend ist. Eine reine Skalierung der Jahreshöchstlast proportional zur Entwicklung des Stromverbrauchs würde den Einfluss neuer Stromanwendungen und Effizienzeinsparungen auf den Lastverlauf und damit auf die Jahreshöchstlast nicht angemessen abbilden.

Am Beispiel der Elektromobilität kann der Einfluss einer neuen Technologie auf die Jahreshöchstlast anschaulich dargestellt werden. Mit dem Anstieg der Anzahl von Elektroautos steigt auch die zur Nutzung

dieser Fahrzeuge benötigte und vom Stromsektor bereitgestellte Energie. Der Betrieb der Elektrofahrzeuge hat jedoch nicht nur einen Einfluss auf die Summe der jährlich benötigten elektrischen Gesamtenergie, sondern auch auf das zeitliche Bezugsverhalten dieser Energie durch die Nachfrager. Das seit vielen Jahren relativ konstant verlaufende Lastprofil kann sich daher durch die Etablierung der Elektromobilität spürbar verändern. So ist es vorstellbar, dass es in den frühen Abendstunden der Wochentage zu einer starken Erhöhung der Last kommt, wenn zahlreiche Elektroautos nach dem Arbeitsweg im heimischen Car-Port geladen werden. Ebenso könnten Elektroautos jedoch auch zu einer Lastglättung führen, sofern sie als intelligente Speicher eingesetzt werden. So könnten Elektroautos mit Ladebedarf bei Stromüberschuss flexibel als zusätzliche Verbraucher zugeschaltet werden, um einen günstigen Strompreis zu nutzen. Theoretisch könnten Elektroautos je nach Marktsituation auch Energie ins Stromnetz einspeisen, sofern die Verfügbarkeit des Elektroautos als Speicher wirtschaftlich angereizt wird.

Neben der Elektromobilität gibt es viele weitere neue Stromanwendungen, die Einfluss auf den Verlauf der Last und damit der Jahreshöchstlast haben. Bekannte neue Anwendungen sind Wärmepumpen, PV-Kleinspeicher, Power-to-Heat-Anwendungen oder Power-to-Gas-Anlagen sowie das klassische Lastmanagement, bei dem eine Lastreduktion bzw. eine zeitliche Verlagerung der Last mit (in der Regel) Industriekunden vertraglich geregelt wird. Wie auch bei der Elektromobilität ist bei vielen dieser Anwendungen nicht eindeutig vorherzusagen, wann sie zu einer Erhöhung, einer Senkung oder einer Verlagerung der Last beitragen. Die Jahreshöchstlast kann prinzipiell zu vielen Stunden des Jahres auftreten, in denen nicht zwingend vorhersehbar ist, wie die Elektromobilität, Power-to-Heat-Anwendungen, Power-to-Gas oder das Lastmanagement gerade auf die Marktsituation reagieren. Auch wie sich die Energieeinsparungen durch eine Steigerung der Energieeffizienz zeitlich verteilen und wie sich dies auf die Jahreshöchstlast auswirkt, kann nicht pauschal bestimmt werden.

Eine strikte Kopplung der Jahreshöchstlast an den Stromverbrauch, wie im Szenariorahmen 2025, ist auf Grund des situativ nur unzureichend bestimmbareren Verhaltens der neuen Stromanwendungen nicht sachgerecht. Die Übertragungsnetzbetreiber schlagen daher erstmalig vor, die Jahreshöchstlast mit Hilfe des Bottom-Up-Simulationsmodells eLOAD zu ermitteln. Der Einsatz des eLOAD-Modells gestattet die Analyse der Auswirkungen einer veränderten Zusammensetzung der Stromnachfrage durch veränderte wirtschaftliche Entwicklung, Energieeffizienz oder neue Stromanwendungen auf die Entwicklung von stündlichem Lastverlauf und Jahreshöchstlast. eLOAD verwendet die Methode der „partiellen Dekomposition“, um die Auswirkungen struktureller Änderungen in der jährlichen Nachfrage auf die stündliche Last zu berücksichtigen. Bei der „partiellen Dekomposition“ wird die historische Lastkurve in ihre Bestandteile, also in die Lastverläufe der einzelnen Anwendungen zerlegt. Die einzelnen historischen Lastverläufe werden dann entsprechend der Entwicklungsprognose der betrachteten Anwendung angepasst, sofern eine signifikante Veränderung des spezifischen Lastverlaufs zu erkennen ist. Der kumulierte Lastverlauf der Anwendungen, die keine überdurchschnittliche Nachfrageänderung aufweisen, wird als Aggregat skaliert. Ergebnis des eLOAD-Projektionsmoduls ist die stündliche nationale Lastkurve für die Projektionsjahre 2030 und 2035. Diese Lastkurve kann anschließend hinsichtlich der Evolution bestimmter Lastcharakteristika, z.B. der Jahreshöchstlast, ausgewertet werden. Zur Durchführung der partiellen Dekomposition steht den Übertragungsnetzbetreibern eine umfangreiche Datenbank mit über 600 Lastprofilen aus Feldstudien, Gebäudesimulationen und internen Daten aus Industrieprojekten zur Verfügung. Die anwendungsspezifischen Lastprofile liegen entweder nach Typtagen (Werktag, Wochenende, Feiertag), als Zeitreihe über den Verlauf eines gesamten Jahres oder als mathematische Funktion vor.

Insbesondere die funktionsbasierten Profile gestatten die Modellierung des Lastverlaufs einer Anwendung in Abhängigkeit externer Faktoren, wie Außentemperatur, Arbeitszyklen, usw.

Um einschätzen zu können, wie sich die neuen sowie die klassischen Stromanwendungen auf einzelne Sektoren auswirken, nutzen die Übertragungsnetzbetreiber zusätzlich ein technologiebasiertes Modell namens FORECAST. In diesem wird erstmalig die technologische Zusammensetzung der verschiedenen stromnachfragenden Sektoren (Haushalte, Gewerbe-, Handel- und Dienstleistungen, Industrie, Verkehr und Landwirtschaft) abgebildet. Die Modellierung der einzelnen Sektoren variiert dabei in Abhängigkeit ihrer strukturellen Zusammensetzung. So wird beispielsweise die Industrie nach verschiedenen Branchen (z. B. Eisen- und Stahlherstellung) differenziert, die wiederum nach unterschiedlichen Prozessen unterschieden werden. Im Haushaltssektor wird nach verschiedenen Verwendungszwecken (z.B. Beleuchtung, Raumwärme) unterschieden, die wiederum durch unterschiedliche Technologien abgebildet sind. Dabei wird jede einzelne Technologie über sogenannte techno-ökonomische Parameter (z.B. Anschaffungspreis, spezifischer Verbrauch) repräsentiert. Des Weiteren werden je nach Szenario unterschiedliche politische Zielsetzungen (z.B. monetäre Instrumente oder regulatorische Instrumente) mit in die Analyse einbezogen, die dann wiederum zu einer unterschiedlichen Verbreitung der Technologien in den einzelnen Sektoren führen. Ergänzt wird diese technologiebasierte Betrachtung um den Einfluss sozio-ökonomischer Rahmenparameter wie der Entwicklung der Bevölkerung oder des Bruttoinlandsproduktes auf die zukünftige Entwicklung der Stromnachfrage. Die Übertragungsnetzbetreiber haben für alle Szenarien die gleiche Bevölkerungsentwicklung angenommen. Diese basiert auf der 13. koordinierten Bevölkerungsvorausrechnung des statistischen Bundesamtes. Neben den Ergebnissen der koordinierten Bevölkerungsvorausrechnung werden die Ergebnisse des Migrationsberichtes 2011 des Bundesamtes für Migration und Flüchtlinge und des Zensus von 2011 berücksichtigt. Im Rahmen der Bevölkerungsvorausrechnung haben die Übertragungsnetzbetreiber mehrere mögliche Entwicklungen analysiert, die sich durch unterschiedliche Geburtenraten, Lebenserwartungen und Wanderungssalden unterscheiden. In Anbetracht der derzeitigen und zukünftig antizipierten Migrationsentwicklungen wird in den Szenarien die Variante „Kontinuität bei stärkerer Zuwanderung“ unterstellt. Insgesamt wird daher bis zum Jahr 2020 von einem leichten Anstieg der Gesamtbevölkerung und in den daraufhin folgenden Jahrzehnten von einer Reduktion der Bevölkerungszahl ausgegangen. Die Berücksichtigung der genannten Rahmenparameter ist von zentraler Bedeutung, da deren Änderung sich wesentlich auf das Niveau der zukünftigen Entwicklung der Stromnachfrage auswirkt.

Die Funktionsweise zur Bestimmung des Lastverlaufs und damit der Jahreshöchstlast kann an dem Beispiel der Stromnachfrage der Stahlerzeugungsbranche verdeutlicht werden. Bei der Stahlherstellung handelt es sich um einen energieintensiven Prozess, dessen Entwicklungsprognose sinnvoll erscheint. Der Stromverbrauch und Lastverlauf der Stahlindustrie ist von verschiedenen Parametern abhängig, die im Rahmen des FORECAST Modells variiert werden können. Zu nennen ist hier zum Beispiel die Bruttowertschöpfung oder die Produktionskapazität der Branche, die Abhängigkeit von der BIP-Entwicklung und die angenommenen Rohstoffpreise im jeweiligen Szenario. Auch die angenommenen Beschäftigungszahlen sind abhängig von den ökonomischen Rahmenbedingungen und der angenommenen Entwicklung von Bevölkerung und Arbeitsmarkt in der Region. Je nach Wahl der Rahmenparameter ergibt sich ein bestimmter Stromverbrauch und Lastverlauf für die Branche. Neben der Stahlindustrie werden mit eLoad die verschiedenen Lastkurven energieintensiver Branchen zu einer gemeinsamen Lastkurve des Subsektors der energieintensiven Industrien aggregiert. Auch der Subsektor der nicht energieintensiven Industrien wird betrachtet. Dessen Lastkurve wird zusammen mit der Lastkurve der energieintensiven Unternehmen erneut zur Lastkurve des Industriesektors

zusammengefasst. Gemeinsam mit den ebenso aggregierten Lastkurven des Haushalts-, GHD- und Verkehrssektors ergibt sich die prognostizierte Gesamtlastkurve im jeweiligen Szenario, aus dem die Jahreshöchstlast abgelesen werden kann. Tabelle 7 zeigt eine beispielhafte Übersicht der Sektoren und eine Auswahl der Subsektoren sowie die Einflussparameter auf die Stromnachfrage und den Lastverlauf des Sektors.

Sektor	Subsektor	Einflussparameter
Haushaltssektor	Geräte Beleuchtung Elektrische Heizsysteme	Bevölkerungsentwicklung Wohnfläche, Wohnstruktur Anzahl der Haushalte Energieeffizienz von Geräten
GHD-Sektor	Finanzsektor Einzelhandel Öffentliche Verwaltung	Bruttowertschöpfung je Subsektor Beschäftigte je Subsektor Bevölkerungsentwicklung
Industriesektor	Energieintensiver Subsektor (z.B. Stahlindustrie) Nicht-Energieintensiver Subsektor (z.B. Maschinenbau)	Bruttowertschöpfung je Subsektor Beschäftigte je Subsektor Produktionskapazität
Verkehrssektor	Elektromobilität Schienenbahnen	Stromnachfrage der Verkehrsträger Entwicklung der Ladeinfrastruktur Subventionen

Tabelle 7: Einfluss von Sektoren und Subsektoren auf die Jahreshöchstlast

Die Bundesnetzagentur erachtet die von den Übertragungsnetzbetreibern vorgeschlagene neue Methodik zur Ermittlung der Jahreshöchstlast für angemessen. Weiterhin schließt sich die Bundesnetzagentur den Ausführungen aus dem Entwurf der Übertragungsnetzbetreiber an, dass der Einfluss der neuen Stromanwendungen, wie Elektromobilität, Wärmepumpen und Power-to-Gas erstmalig über den Stromverbrauch und die Jahreshöchstlast abgebildet werden muss. Das klassische Lastmanagement mit seinen Fähigkeiten zur Lastreduktion- und Verschiebung fließt ebenfalls in die Netzplanung ein. Allerdings im Rahmen der Marktsimulation als modellendogener Parameter (vgl. Kapitel II B 3.4.3).

Die Bundesnetzagentur legt die Jahreshöchstlast in Höhe von 84 GW fest, die die Übertragungsnetzbetreiber in allen den Szenarien des Netzentwicklungsplans 2017-2030 einzuhalten haben. Darüber hinaus haben die Übertragungsnetzbetreiber im Szenariorahmen 2017-2030 bei der Ermittlung der Jahreshöchstlast die Vorgaben der Bundesnetzagentur zu Elektrofahrzeugen, Wärmepumpen und Power-to-Gas im Kapitel II B 3.4.3 verbindlich zu berücksichtigen und im Netzentwicklungsplan 2017-2030 darzustellen.

Die Festlegung der Jahreshöchstlast und die Befürwortung der Ermittlung des Wertes, mit der von den Übertragungsnetzbetreibern für die Marktmodellierung vorgeschlagenen Methodik durch die Bundesnetzagentur spiegelt auch das Ergebnis der Konsultation wieder. In zahlreichen Beiträgen werden sowohl ein steigender Verlauf der Jahreshöchstlast als auch eine konstante oder sinkende Entwicklung bis in das Zieljahr 2030 gefordert. Dabei werden diese gegensätzlichen Prognosen nicht selten mit dem Effekt der neuen Stromanwendungen auf die Jahreshöchstlast begründet. Zum Beispiel wird unterstellt, dass durch ein starkes Wachstum der Elektromobilität eine höhere Jahreshöchstlast durch ein ähnliches Ladeverhalten der

Nutzer herbeigeführt werde. Ebenso wird ausgeführt, dass durch das starke Wachstum der Elektromobilität dem Strommarkt ein hohes Speicher- und Flexibilitätspotenzial zur Verfügung stehe, welches die Jahreshöchstlast verringere.

Die Übertragungsnetzbetreiber weisen im Rahmen der Anhörung darauf hin, dass eine Erreichung der im Szenarioahmen vorgegebenen Jahreshöchstlast nicht im Vorhinein sichergestellt werden könne. Die sich einstellende Jahreshöchstlast sei ein Resultat der Optimierung auf Basis von eLoad und hänge stark vom Einsatz der von der Bundesnetzagentur vorgegebenen Lastflexibilitäten ab.

4.3 Erzeugung

4.3.1 Referenzwerte für das Jahr 2015

Die Referenzwerte für das Jahr 2015 sind nicht Bestandteil dieser Genehmigung. Sie dienen lediglich als Ausgangswert zur Bestimmung der installierten konventionellen und regenerativen Erzeugungsleistung in den Zieljahren 2030 und 2035. Im Gegensatz zum Entwurf der Übertragungsnetzbetreiber, in dem Werte für das Jahr 2014 (31.12.2014) als Referenz genutzt wurden, werden in der Genehmigung die Werte zum Jahr 2015 (31.12.2015) angegeben.

4.3.1.1 Regenerative Erzeugung

Erzeugungstyp	Entwurf des Szenariorahmen: Werte für 2014 (31.12.2014)	Genehmigung: Werte für 2015 (31.12.2015)
Wind Onshore	38,8 GW	41,2 GW
Wind Offshore	1,2 GW	3,4 GW
Photovoltaik	37,3 GW	39,3 GW
Biomasse	6,8 GW	7,0 GW
Wasserkraft	4,3 GW	5,6 GW
sonstige regenerative Erzeugung	0,6 GW	1,3 GW

Tabelle 8: Referenzwerte regenerativer Kapazitäten im Jahr 2014/2015

Die Referenzwerte für die installierte regenerative Erzeugungsleistung wurden im Vergleich zum Entwurf des Szenariorahmens im Hinblick auf alle Energieträger geändert.

Für die installierte Leistung Wind Onshore beträgt der Referenzwert 41,2 GW. Dieser Wert entspricht dem für den 31.12.2015 ausgewiesenen Wert in der Kraftwerkliste der Bundesnetzagentur (Stand: 10.05.2016).

Zur Prognose des zukünftigen Rückbaus der Windenergieanlagen werden neben dem Referenzwert auch historische Zubauwerte benötigt, da der im EEG 2016 angegebene Bruttozubauwert durch den Rückbau auf einen prognostizierten Nettozubauwert reduziert wird. Dabei wird zur Prognose des Rückbaus eine pauschale Betriebsdauer der Windenergieanlagen von 20 Jahren unterstellt. Alle Anlagen werden somit pauschal behandelt als würden sie nach 20 Jahren außer Betrieb genommen. Dem liegt die Überlegung zu Grunde, dass die nach 20 Jahren auslaufende Förderung der Anlagen die Wirtschaftlichkeit so beeinträchtigt, dass ein weiterer Betrieb als unwahrscheinlich anzusehen ist. Die historischen Zubauwerte werden von 2003-2014 aus dem EEG-Statistikbericht der Bundesnetzagentur („EEG in Zahlen“) entnommen. Von 1990-2003 werden Zubauwerte aus der Veröffentlichung „Zeitreihen zur Entwicklung der erneuerbaren Energien in Deutschland“ der Arbeitsgruppe Erneuerbare Energien-Statistik (AGEE-Stat) entnommen. Diese Arbeitsgruppe erstellt unter der Leitung des Umweltbundesamts umfangreiche Statistiken zu Erneuerbaren Energien.

Nach der in der Anhörung geäußerten Meinung der Übertragungsnetzbetreiber sei eine unterstellte Betriebsdauer von 20 Jahren für Windenergieanlagen nicht sachgerecht. Vielmehr sollten Aspekte wie der Weiterbetrieb von wirtschaftlich abbeschriebenen Bestandsanlagen (u.a. auf Grund eines Wegfalls des

Repoweringbonus) berücksichtigt werden. Nach Erkenntnissen der Übertragungsnetzbetreiber erscheint ein Weiterbetrieb der Anlagen über 20 Jahre hinaus aus technisch wirtschaftlicher Sicht sehr wahrscheinlich.

Die Gesamtnutzungsdauer einer Windenergieanlage errechnet sich aus der Summe der geplanten Nutzungsdauer und der Restnutzungsdauer. Klassischerweise besitzt eine Windenergieanlage aus mehreren Gründen eine geplante Nutzungsdauer von 20 Jahren: Zum einen entsprechen die 20 Jahre der Untergrenze der Entwurfslebensdauer im Bereich der technischen Normen (IEC und DIBt), sodass die Anlage im Regelfall für diese Dauer für den Betrieb zertifiziert ist. Zum anderen sieht der neue Gesetzesentwurf des EEG 2016 weiterhin eine Laufzeit der Vergütung von 20 Jahren ab Inbetriebnahme vor. Nach Ablauf der geplanten Nutzungsdauer wird die Windenergieanlage üblicherweise mit Wegfall der EEG-Förderung aus wirtschaftlichen Gründen stillgelegt und rückgebaut. Als Alternative dazu gibt es für den Betreiber die Möglichkeit des Weiterbetriebs der Anlage innerhalb der Restnutzungsdauer, was gleichbedeutend ist mit einer nachhaltigeren Nutzung als bei Rückbau und Verschrottung der Anlage. Der Weiterbetrieb ist jedoch nur sinnvoll, wenn ein sicherer Betrieb gewährleistet werden kann, was durch ergänzende Nachweise zur Standsicherheit und Gebrauchstauglichkeit verpflichtend nachgewiesen werden muss, und die erzielten Erträge müssen die Kosten für den Betrieb sowie die Instandhaltung überwiegen.

Die Frage der Betriebszeitverlängerung wird im Bereich der Windenergie erst seit kurzer Zeit diskutiert, weil viele Windenergieanlagen sich noch vor Ablauf der geplanten Nutzungsdauer befinden oder vor Ablauf durch modernere Anlagen ersetzt werden. Aus technischer Sicht hält die Bundesnetzagentur es grundsätzlich für möglich, dass Windenergieanlagen über ihre geplante Nutzungsdauer hinaus weiterbetrieben werden können. Es ist jedoch unwahrscheinlich, dass Hersteller mit einer maßgeblich längeren Nutzungsdauer als der Mindestentwurfslebensdauer planen, da sich damit die Herstellereinstellungen und somit die Verkaufspreise erhöhen würden. Weiter bleibt fraglich, ob sich der Weiterbetrieb aus wirtschaftlicher Perspektive lohnt. Auf der Erlösseite endet nach 20 Jahren die EEG-Förderung, kostenseitig müssen neben den üblichen Kosten für Betrieb und Instandhaltung auch die Kosten des Nachweisverfahrens, der ggf. notwendigen Monitoring-Einrichtung zur Überwachung der Anlage sowie der Ertüchtigung bei Mängeln berücksichtigt werden. Ferner hat die Branche wenig Erfahrung mit dem Weiterbetrieb über die geplante Nutzungsdauer hinaus, die Verfahren zur Berechnung der Restnutzungsdauer sind sehr komplex und noch nicht standardisiert. Aus heutiger Sicht hält die Bundesnetzagentur es für unwahrscheinlich, dass die durchschnittliche Nutzungsdauer von 20 Jahren in einem für die Netzplanung relevanten Maße überschritten wird. Aus genannten Gründen wird die Lebensdauer von Windenergieanlagen im Szenariorahmen 2030 deshalb weiterhin mit 20 Jahren angenommen.

Der Referenzwert für die installierte Leistung Wind Offshore beträgt 3,4 GW und stammt aus der Kraftwerksliste der Bundesnetzagentur (Kraftwerksdaten Erneuerbare Energien, Stand: 10.05.2016).

Für die installierte Leistung Photovoltaik beträgt der Referenzwert 39,3 GW. Der Wert stammt ebenfalls aus der Kraftwerksliste der Bundesnetzagentur (Kraftwerksdaten Erneuerbare Energien, Stand: 10.05.2016).

Der Referenzwert für die installierte Leistung Wasserkraft in Höhe von 5,6 GW stammt auch aus der Kraftwerksliste der Bundesnetzagentur (Kraftwerksdaten Erneuerbare Energien, Stand: 10.05.2016). Dieser Wert umfasst die Laufwasser- und Speicherwasserkraftanlagen. Darin sind auch diejenigen Anlagen der Kraftwerksliste in Höhe von 1,5 GW enthalten, die aus dem grenznahen Ausland überwiegend in das deutsche Netz einspeisen und sich in der Regelzone der Übertragungsnetzbetreiber befinden. Pumpspeicherkraftwerke werden in der Rubrik „Pumpspeicher“ unter den konventionellen Energieträgern zusammengefasst.

Für die installierte sonstige regenerative Erzeugungsleistung beträgt der Referenzwert 1,3 GW. Umfasst sind Deponiegas-, Klärgas-, und Geothermiekraftwerke sowie hälftig Abfallkraftwerke. Zwar werden Abfallkraftwerke in der konventionellen Kraftwerksliste geführt. Aufgrund der Annahme, dass 50 % des Abfalls biogenen Ursprungs ist, wird die Hälfte der Leistung von Abfallkraftwerken jedoch bilanziell zu den Erneuerbaren Energien gezählt. Als Quelle liegt auch hier die Kraftwerksliste der Bundesnetzagentur (Kraftwerksdaten Erneuerbare Energien, Stand: 10.05.2016) zugrunde.

4.3.1.2 Konventionelle Erzeugung

Die installierte Kraftwerksleistung im Jahr 2015 ist der Tabelle 9 zu entnehmen.

Erzeugungstyp	Entwurf des Szenariorahmen: Werte für 2014 (31.12.2014)	Genehmigung: Werte für 2015 (31.12.2015)
Kernenergie	12,1 GW	10,8 GW
Braunkohle	21,0 GW	21,1 GW
Steinkohle	26,1 GW	28,6 GW
Erdgas	29,3 GW	30,3 GW
Öl	3,8 GW	4,2 GW
Pumpspeicher	9,1 GW	9,4 GW
sonstige konventionelle Erzeugung	4,3 GW	2,3 GW

Tabelle 9: Referenzwerte konventioneller Erzeugungsleistung im Jahr 2014/2015

Die in der Tabelle 9 abgebildete konventionelle Erzeugungsleistung zum 31.12.2015 ergibt sich aus der aktuell veröffentlichten Kraftwerksliste der Bundesnetzagentur (Stand 10.05.2016). Die Tabelle beinhaltet die Kraftwerksleistung der in Deutschland „in Betrieb“, „gesetzlich an Stilllegung gehinderten“ und „vorläufig stillgelegten“ sowie z.B. in Reparatur befindlichen Kraftwerke. Kraftwerke, die im Jahr 2016 in Betrieb genommen wurden bzw. noch werden, werden der Kategorie „in Bau“ zugeordnet und sind nicht in Tabelle 9 enthalten.

Die Referenzwerte für die installierte konventionelle Erzeugungsleistung wurden im Vergleich zum Entwurf des Szenariorahmens geändert. Die Abweichungen bei allen Energieträgern entstehen aufgrund der Wahl des 31.12.2015 als Stichtag, im Gegensatz zum Entwurf der Übertragungsnetzbetreiber, in welchem der 31.12.2014 als Stichtag gewählt wurde.

Die relativ große Abweichung bei der installierten Leistung von Atomkraftwerken hängt mit der Stilllegung des Kernkraftwerks Grafenrheinfeld im Jahr 2015 zusammen. Kuppelgaskraftwerke werden in der Genehmigung unter der Kategorie „Erdgas“ geführt, während sie bei den Übertragungsnetzbetreibern und im Monitoringbericht der Bundesnetzagentur und des Bundeskartellamts teilweise unter „sonstige konventionelle Erzeugung“ geführt wurden.

Abfallkraftwerke werden weiterhin mit ihrer kompletten Erzeugungsleistung in der konventionellen Kraftwerksliste geführt. Bilanziell wird die Hälfte der Leistung sowie die Hälfte der erzeugten Energiemenge

den Erneuerbaren Energien zugerechnet, da angenommen wird, dass ca. 50 % des Abfalls biogenen Ursprungs ist. Aufgeführt wird die Leistung von Abfallkraftwerken unter „sonstige konventionelle Erzeugung“.

Gegenwärtig nehmen nicht alle in Deutschland befindlichen Kraftwerke am Energy Only Markt teil. Zur transparenteren Darstellung muss bei den Referenzwerten zur konventionellen Erzeugung zwischen am Energy Only Markt befindlichen Kraftwerken und außerhalb des Energy Only Markts agierenden Kraftwerken unterschieden werden. Von der konventionellen Erzeugungsleistung von insgesamt 106,9 GW Ende 2015 nehmen Kraftwerke mit einer Gesamtleistung von 99,1 GW am Energy Only Markt teil. Kraftwerke mit einer Gesamtleistung von 7,8 GW agieren außerhalb des Energy Only Markts. Zu den Kraftwerken, die Ende 2015 außerhalb des Energy Only Markt agierten, gehören gesetzlich an der Stilllegung gehinderte Kraftwerke mit einer Gesamtleistung von 4,6 GW sowie vorläufig stillgelegte Kraftwerke mit einer Gesamtleistung von 3,2 GW.



Szenariorahmen 2017-2030: Konventioneller Kraftwerkspark 2015 in der Bundesrepublik Deutschland

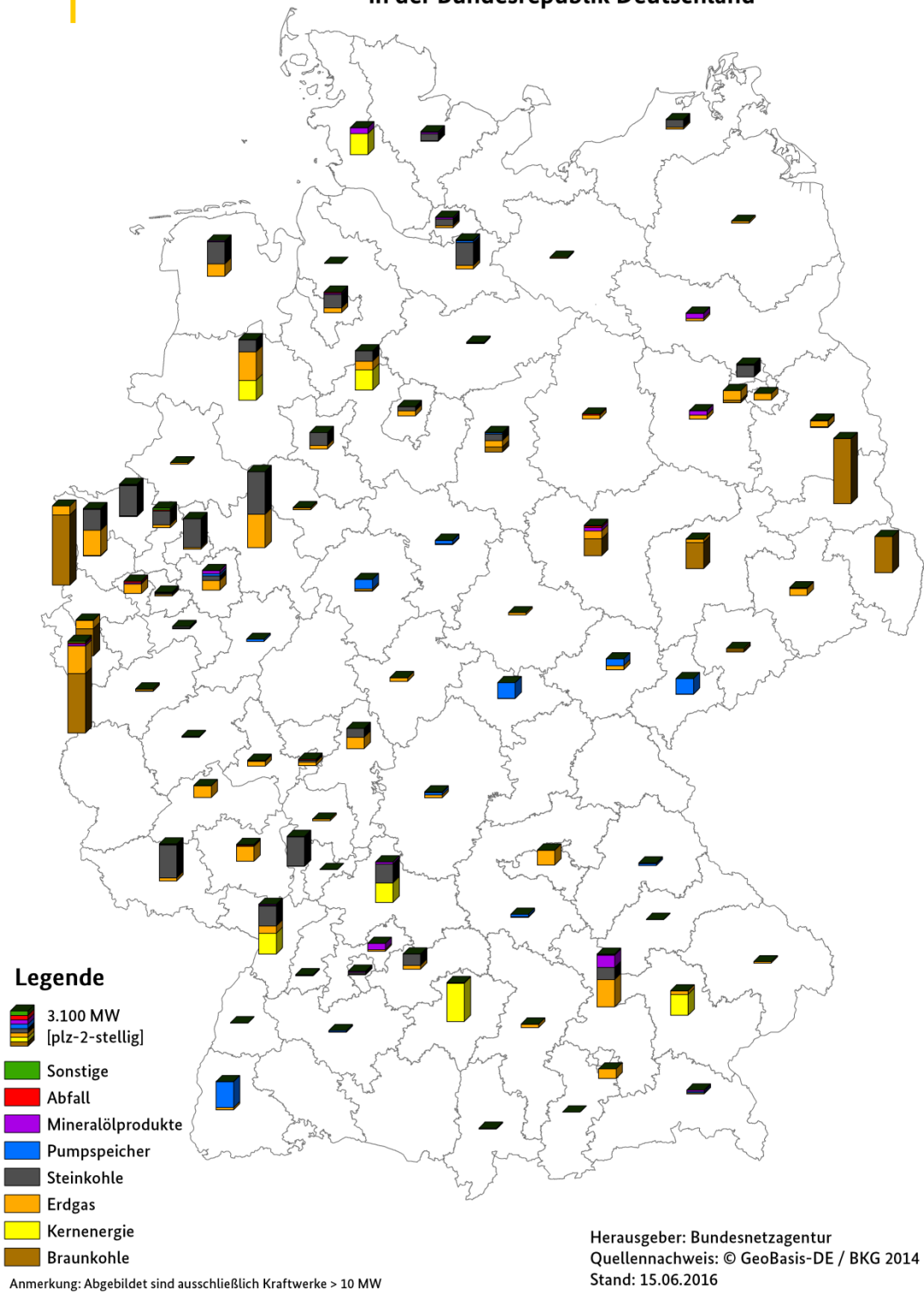


Abbildung 5: Konventioneller Kraftwerkspark 2015

Wichtiger Hinweis: Die Skalierung der Balken weicht zu den einzelnen Szenarien ab (siehe Legende).

4.3.2 Must-Run Bedingungen und Flexibilisierungen der konventionellen Kraftwerke

Neben der Stromerzeugung für die öffentliche Stromversorgung erfüllen viele Kraftwerke zusätzliche Versorgungsaufgaben. Diese umfassen beispielsweise die Bereitstellung von Wärme für den Fern- und Nahwärmebedarf sowie die Bereitstellung von Wärme beziehungsweise Strom für direkt zugeordnete Industrie-, Produktions- und Kraftwerksprozesse. Um diese zusätzlichen Versorgungsaufgaben in der Strommarktmodellierung zu berücksichtigen, haben die Übertragungsnetzbetreiber bestimmte Mindesteinsatzbedingungen (Must-Run) als Eingangsgrößen für die Marktsimulationen definiert. Diese haben unmittelbaren Einfluss auf den simulierten Kraftwerkseinsatz. Dazu haben die Übertragungsnetzbetreiber die zu modellierenden Kraftwerksblöcke zunächst einer bestimmten Kraftwerkskategorie zugeordnet.

In einer vereinfachten Darstellung haben die Übertragungsnetzbetreiber hierbei zwischen drei Kategorien unterschieden:

In der ersten Kategorie „strommarktbasierter Erzeugungsanlagen“ enthalten sind Anlagen, welche in der Marktmodellierung rein strommarktgetrieben eingesetzt werden. Eine Kopplung zum Wärmemarkt oder anderen Prozessen besteht hier nicht oder wird in der Modellierung vernachlässigt.

In der zweiten Kategorie „Kraft-Wärme-Kopplung“ sind Erzeugungsanlagen mit Kraft-Wärme-Kopplung enthalten, welche neben der Stromerzeugung auch zur Deckung der Wärmenachfrage beitragen. Hierbei findet im Modell eine Zuordnung der Anlagen zu Wärmeregionen statt. Jeder Wärmeregion wird dabei eine durch diese Anlagen zu deckende Wärmelastganglinie hinterlegt. Innerhalb dieser Kraftwerkskategorie wird ferner zwischen nicht-wärmegeführten und wärmegeführten Anlagen unterschieden. Wärmegeführte Anlagen erhalten eine fixe, aber zeitvariable und temperaturabhängige Einspeisevorgabe. Eine Über- oder Unterschreitung der Einspeisevorgabe ist im Modell nicht zulässig. Dem gegenüber wird den nicht-wärmegeführten Anlagen zwar auch eine durch die Wärmelast bedingte Mindesteinspeisezeitreihe vorgegeben. Diese Anlagen besitzen jedoch die Flexibilität, marktgetrieben (sowohl Strom- als auch Wärmemarkt) davon abzuweichen. Somit kann die Erzeugung dieser Anlagen bei niedrigen Strompreisen reduziert und die dadurch fehlende Wärmeerzeugung beispielsweise durch Heizkessel erbracht werden. Entsprechend können diese Anlagen bei hohen Strompreisen ihre Erzeugungsleistung erhöhen.

In der dritten Kategorie „Industrie/Sonstige Versorgung“ sind Erzeugungsanlagen enthalten, die an Industriestandorten von den dort ansässigen Unternehmen betrieben werden. Für solche Kraftwerke wird dabei im Modell ein Mindesteinsatz angenommen. Der Einsatz dieser Anlagen ist teilweise zur Aufrechterhaltung der Industrieprozesse notwendig. Weiterhin laufen die Kraftwerke häufig auch, weil es durch Ersparnisse bei den Netzentgelten und der EEG-Umlage im Zuge der Eigenerzeugung für die Unternehmen wirtschaftlich günstiger ist, eigene fossile Kraftwerke zu betreiben, anstatt preiswerteren Strom aus dem öffentlichen Netz zu beziehen. Darüber hinaus können diese Anlagen mit ihrer verbleibenden Leistung analog zu KWK-Anlagen Energie für den Strom- und Wärmemarkt erzeugen. In dieser Kategorie sind auch Braunkohleblöcke enthalten, die lokalen Standortrestriktionen unterliegen. Einige Braunkohlekraftwerke erfüllen neben ihrer Erzeugung für den Strommarkt weitere Versorgungsaufgaben. Dazu können die Versorgung ihrer Tagebaue, die Deckung des Eigenbedarfs und ihr Beitrag zur Fernwärmeversorgung, zur Bahnstromversorgung oder für Produktionsprozesse gehören. Diese Restriktionen werden über eine jahreszeitabhängige, oft standortscharfe, Mindesteinspeisung modelliert.

Die Annahmen zum Mindesteinsatz kommen laut Übertragungsnetzbetreiber in der Marktsimulation dann zum Tragen, wenn bei rein strommarktgetriebenem Einsatz die Erzeugung geringer wäre als der unterstellte Mindesteinsatz. Während beim Kraftwerkseinsatz die technische Mindestleistung aufgrund der jeweiligen Anlageneigenschaften einzuhalten ist, werden über die Mindesteinsatzbedingungen weitere Anforderungen an den Kraftwerkseinsatz abgebildet.

Jede Erzeugungseinheit wird von den Übertragungsnetzbetreibern abhängig von den in einem Szenario unterstellten politischen und wirtschaftlichen Rahmenbedingungen einer der genannten Kategorien zugeordnet.

In Szenario A 2030 wird keine Änderung der gegenwärtigen technischen Konfigurationen der Erzeugungsanlagen angenommen. Die Rahmenbedingungen und Preise haben in Szenario A 2030 noch keine ausreichenden Anreize für eine weiterreichende Flexibilisierung der Erzeugungsanlagen geschaffen. Damit liegt diesem Szenario keine Weiterentwicklung des Kraftwerksparks mit einem Abbau von Einsatzrestriktionen zugrunde. Eine Entkopplung von Strom- und Wärmeerzeugung über das heutige Maß hinaus ist nicht zu beobachten. Die im Stromerzeugungssystem befindliche Must-Run-Erzeugung orientiert sich am heutigen Niveau.

In Szenario B 2030/2035 werden eine teilweise Flexibilisierung des Kraftwerksparks und eine stückweise Entkopplung von Strom und Wärmeerzeugung angenommen. Damit liegt dieses Szenario im Hinblick auf die Flexibilisierung von Erzeugungsanlagen und die verbliebene Must-Run-Erzeugung zwischen den Szenarien A 2030 und C 2030. In Abhängigkeit von der Größe der zu versorgenden Wärmeregionen und der Industriestandorte wird nur noch eine reduzierte Anzahl an Kraftwerksblöcken mit Einsatzrestriktionen (Must-Run) belegt. Die verbliebenen Erzeugungsanlagen werden rein strommarktgetrieben eingesetzt. Die Auswahl erfolgt so, dass im verbleibenden Kraftwerkspark an Industriestandorten zwar mindestens die Hälfte der Blöcke weiterhin Einspeisevorgaben erhalten, darüber hinaus jedoch ein strommarktbasierter Einsatz der (flexibelsten) Anlagen erfolgt. Um eine Entkopplung der Strom- und Wärmeerzeugung von KWK-Anlagen abbilden zu können, wird angenommen, dass pro Wärmeregion eine bestimmte Anzahl an Blöcken – etwa die Hälfte der installierten KWK-Nennleistung – vollständig marktbasierend eingesetzt werden kann. Durch diese Vorgehensweise ist eine Reduzierung der durch KWK-Anlagen zu deckenden Wärmenachfrage modellhaft umgesetzt. Dies folgt aus der angenommenen Entkopplung von Strom- und Wärmeerzeugung (u. a. Einsatz von Wärmespeichern) und bedeutet nicht notwendigerweise eine Reduzierung der tatsächlich zu deckenden Wärmenachfrage durch den Stromsektor.

Dem gegenüber wird in Szenario C 2030 von einer deutlichen Flexibilisierung des Kraftwerkseinsatzes und einer vollständigen Entkopplung von Strom- und Wärmeerzeugung ausgegangen. In Szenario C 2030 werden alle blockscharf modellierten Kraftwerke rein strommarktgetrieben eingesetzt. Lediglich die dezentralen KWK-Anlagen < 10 MW erhalten Einspeisevorgaben. Auch technische Parameter wie Mindestbetriebs- und Stillstandszeiten werden in diesem Szenario flexibler angesetzt. Dies trägt der Annahme Rechnung, dass durch den forcierten Zubau der Erneuerbaren Energien die Signale aus dem Strommarkt einen sehr starken Anreiz für die Kraftwerksbetreiber schaffen, eine technische Flexibilisierung ihrer Anlagen voranzutreiben. Der Einsatz der Anlagen wird dann hauptsächlich nach der jeweiligen Strommarktsituation ausgerichtet. Im Bereich der blockscharf modellierten KWK-Anlagen kann ein flächendeckender Einsatz von Wärmespeichern, Heizkesseln und elektrischen Heizstäben für das Szenario C 2030 angenommen werden,

sodass eine Stromeinspeisung dieser KWK-Anlagen zu Zeiten geringer Strompreise in jedem Fall ausgeschlossen wird.

Die Bundesnetzagentur erachtet die oben vorgestellte Methodik der Übertragungsnetzbetreiber zur Kategorisierung der Erzeugungsanlagen für sachgerecht. Der Vorschlag der Übertragungsnetzbetreiber steht im Einklang mit zahlreichen Stellungnahmen aus der Konsultation, in denen gefordert wird, ein höheres Maß der Flexibilisierung der KWK- und Industrieanlagen anzunehmen. Die unterschiedliche Bewertung der Erzeugungsanlagen in den einzelnen Szenarien erscheint der Bundesnetzagentur angemessen, da so eine große Bandbreite der möglichen zukünftigen Entwicklung ausreichend abgedeckt wird.

Die Bundesnetzagentur erwartet von den Übertragungsnetzbetreibern, die Kategorisierung der Erzeugungsanlagen auf Basis der genehmigten Kraftwerksliste nach oben vorgestellter Methodik für die Marktmodellierung anzuwenden.

4.3.3 Produktionskosten

Die Annahmen zu Brennstoffpreisen und CO₂-Zertifikatskosten sind wichtige Informationen, die für eine transparente, nachvollziehbare und gut begründete Marktmodellierung unerlässlich sind. Die auf Basis des Szenariorahmens erfolgende Marktmodellierung ist ihrerseits Basis des Transportbedarfs, den das Netz bewältigen können muss und auf den hin es geplant wird.

Die Annahmen zu den Brennstoffpreisen und CO₂-Zertifikatskosten beruhen auf Angaben der International Energy Agency. Wie von einem Konsultationsteilnehmer zu Recht angemerkt, müssen für die Genehmigung die Werte des aktuellen World Energy Outlook 2015 verwendet werden. Diese Werte können von den Annahmen der Übertragungsnetzbetreiber, welche auf dem veralteten World Energy Outlook 2014 basieren, teilweise abweichen. Die von den Übertragungsnetzbetreibern beantragte Zuordnung der Szenarien im World Energy Outlook zu den Szenarien in der Genehmigung des Szenariorahmens wird beibehalten. Denn das „Current Policies“ Szenario entspricht am ehesten den grundsätzlichen Annahmen des Szenario A 2030. Szenario B 2030/2035 und C 2030 dagegen entsprechen mit ihren kürzeren konventionellen Kraftwerklaufzeiten und höherem Ausbau der Erneuerbaren Energien eher dem „New Policies“ Szenario. Die Prognosen zu den zukünftigen Braunkohlepreisen werden, wie von den Übertragungsnetzbetreibern vorgeschlagen, aus dem Projektionsbericht 2015 des Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz, Bau und Reaktorsicherheit entnommen. Als Referenzwechsellkurs wurde, in Anlehnung an die Annahmen des World Energy Outlook 2015, der Durchschnittswert für das Jahr 2014 gewählt (siehe World Energy Outlook 2015, S. 674). Für die Marktmodellierung sind somit folgende Werte zu verwenden:

	Referenz 2014	Szenario A 2030	Szenario B 2030 Szenario C 2030	Szenario B 2035
		WEO Szenario "Current Policies"	WEO Szenario "New Policies"	WEO Szenario "New Policies"
CO ₂ -Zertifikatspreise	7 €/t	23 €/t	28 €/t	33 €/t
Rohöl	533 €/t	714 €/t	621 €/t	662 €/t
Erdgas	2,4 Cent/kWh	3,2 Cent/kWh	2,9 Cent/kWh	3,0 Cent/kWh
Steinkohle	59 €/t	86 €/t	77 €/t	79 €/t
Braunkohle	3,1 €/MWh	3,1 €/MWh	3,1 €/MWh	3,1 €/MWh

Tabelle 10: Brennstoffpreise und Zertifikatskosten

4.3.4 Szenario A 2030

4.3.4.1 Annahmen zur regenerativen Erzeugung

Im Hinblick auf das Szenario A 2030 werden die von den Übertragungsnetzbetreibern beantragten jährlichen Zubauraten von der Bundesnetzagentur modifiziert genehmigt.

Die Annahmen zur installierten regenerativen Erzeugungsleistung bewegen sich in ihrer Gesamtsumme in Szenario A 2030 im Vergleich zu den anderen Szenarien am unteren Rand des Korridors des § 1 Abs. 2 EEG-E 2016, der den Anteil des aus Erneuerbaren Energien erzeugten Stroms am Bruttostromverbrauch vorgibt.

Für Wind Onshore ist eine installierte Leistung in Höhe von 54,2 GW anzunehmen. Diese ergibt sich aus der installierten Kapazität im Jahr 2015 in Höhe von 41,2 GW zuzüglich eines durchschnittlichen jährlichen Bruttozubaus in Höhe von 2,59 GW. Diese Zubaurate orientiert sich zunächst in einem ersten Schritt an einem Zubau in Höhe von 2,8 GW von 2017 bis 2019 und von 2,9 GW ab 2020. Die Annahmen wurden gegenüber dem ausgeschriebenen Zubau im EEG 2016 in einem zweiten Schritt herabgesetzt, weil trotz Pönale nicht unterstellt wird, dass zwingend alle bei Ausschreibungen bezuschlagten Windkraftanlagen tatsächlich errichtet werden. Daher wird in Szenario A 2030 von einer Realisierungsquote in Höhe von 90 % ausgegangen. Der Wert liegt somit unterhalb des Wertes aus § 4 Nr 1 EEG-E 2016. Diese Zubaurate ist als unterer Rand der wahrscheinlichen Entwicklung zu verstehen und erfüllt nach Berechnungen der Bundesnetzagentur in Verbindung mit den anderen Erneuerbaren Energien und dem angenommenen Bruttostromverbrauch den Zielkorridor des § 1 Abs. 2 EEG-E 2016.

Für Wind Offshore ist entgegen dem Antrag der Übertragungsnetzbetreiber eine installierte Leistung in Höhe von 14,3 GW anzunehmen. Diese ergibt sich vor dem Hintergrund der Umstellung des zu erwartenden Ausbaus der Offshore-Windenergie auf ein Ausschreibungssystem entsprechend der aktuellen Novellierung des EEG 2016.

Dabei wird die Offshore-Windenergie in einem eigenen Gesetz geregelt, dem Gesetz zur Entwicklung und Förderung der Windenergie auf See (Windenergie-auf-See-Gesetz, kurz WindSeeG), das seit dem 08.06.2016 als Kabinettsbeschluss der Bundesregierung vorliegt (WindSeeG-E). Nach § 1 Abs. 2 Satz 1 WindSeeG-E ist Ziel des Gesetzes ein Ausbau von 15 GW Offshore-Windenergie bis zum Jahre 2030. Ausgangspunkt ist ein Ausbaustand der Offshore-Windenergie von 7,7 GW in 2020 aufgrund unbedingter Netzanschlusszusagen der Übertragungsnetzbetreiber nach § 17 Abs. 2a EnWG alter Rechtslage und zugewiesener Kapazität durch die Bundesnetzagentur nach § 17d EnWG noch gültiger Rechtslage. Auf dieser Basis erfolgen in den Jahren 2021 bis 2030 gem. § 17 Nr. 1 WindSeeG-E kalenderjährlich Ausschreibungen mit einem Volumen von nicht mehr als durchschnittlich 730 MW.

Das Szenario A 2030 des Entwurfs des Szenariorahmens der Übertragungsnetzbetreiber unterstellt dabei, dass die Zubaugrenze nicht erreicht bzw. um 2,4 GW unterschritten wird. Dieser von den Übertragungsbetreibern vorgeschlagene Wert beruht auf der Annahme eines Zubaus von 800 MW jährlich und einer nicht vollständigen Ausschöpfung des Ausschreibungsvolumens von insgesamt 7,3 GW für die Jahre 2021 bis 2030. Die Übertragungsnetzbetreiber legen hierbei eine um drei Jahre verzögerte Entwicklung zugrunde.

Beim Zubau sind jedoch nicht mehr 6,5 GW im Jahr 2020, sondern – unter Berücksichtigung der zurückliegenden Kapazitätszuweisungsverfahren der Bundesnetzagentur – 7,7 GW im Jahr 2020 zu unterstellen. Daher sieht das WindSeeG-E auch einen durchschnittlichen jährlichen Zubau von 730 MW und

nicht mehr von 800 MW in den Jahren 2021 bis 2030 vor. Zudem erscheint der Bundesnetzagentur aufgrund der verhältnismäßig strikten Begrenzung (730 MW entsprechen nach derzeitiger Praxis etwa zwei Offshore-Windparks) ein nicht vollständiges Ausschöpfen in Höhe des gesamten durchschnittlichen Ausschreibungsvolumens von drei Jahren als äußerst unwahrscheinlich. Allenfalls eine verzögerte Umsetzung der Errichtung bzw. Anbindung der Offshore-Windparks von maximal einem Jahr erscheint als ein realistisches Szenario. Bei einem zu erwartenden vollständigen Ausschöpfen des Ausschreibungsvolumens von 15 GW in 2030 unterscheidet sich die tatsächliche Einspeisung der Offshore-Windparks in diesem Jahr dann um das Volumen eines Jahres, d.h. ca. 730 MW, so dass nach Ansicht der Bundesnetzagentur im Rahmen des A-Szenarios im Jahr 2030 eine Kapazität von 14,3 GW Offshore-Windenergie zu erwarten ist.

Ein Konsultationsteilnehmer wendet ein, dass aufgrund des aus seiner Sicht niedrigen Betrags von maximal 3,9 Cent/kWh Grundvergütung einerseits und mit den Betriebsjahren steigenden Reparatur- und Wartungskosten andererseits kein Anreiz bestünde, die deutschen Offshore-Windparks lange über die Zeit der erhöhten Anfangsvergütung hinaus laufen zu lassen.

Diese Aussage deckt sich jedoch nicht mit den derzeit der Bundesnetzagentur vorliegenden Erkenntnissen. Insofern ist regelmäßig davon auszugehen, dass die hohen Anfangsinvestitionen durch die erhöhte Anfangsvergütung kompensiert werden, danach jedoch die Grundvergütung ausreicht, um die Betriebs- und Wartungskosten zu bewältigen. Allerdings werden die Entwicklung der OPEX und etwaige Auswirkungen auf die Laufzeit der Windparks auch zukünftig durch die Bundesnetzagentur mit Blick auf die Prognose der Offshore-Windenergie im Rahmen des Szenariorahmens beobachtet.

Die installierte Leistung in Höhe von 58,7 GW für Photovoltaik ergibt sich aus der installierten Kapazität im Jahr 2015 in Höhe von 39,3 GW zuzüglich einer durchschnittlichen jährlichen Zubaurate in Höhe von 1,3 GW. Dieser Zubau ist als unterer Rand der wahrscheinlichen Entwicklung zu verstehen und erfüllt nach Berechnungen der Bundesnetzagentur in Verbindung mit den anderen Erneuerbaren Energien und dem angenommenen Bruttostromverbrauch den unteren Zielkorridor des § 1 Abs. 2 EEG-E 2016. Die Ausbaurrate liegt unterhalb des im Szenariorahmen 2025 prognostizierten Wertes und unterhalb des jährlichen Ausbaupfades nach § 4 Nr. 3 EEG-E 2016, den die Bundesnetzagentur aber auch grundsätzlich als Maximalwert und damit als zu hoch für die zurückhaltende Einschätzung der Entwicklung in Szenario A 2030 betrachtet. Es wird angenommen, dass die Steuerung der nicht ausgeschriebenen PV-Mengen (Anlagen \leq 750 kW) über den „atmenden Deckel“ nicht zu einer signifikanten Steigerung der jährlich installierten Leistung führen wird.

Die installierte Leistung in Höhe von 5,5 GW für Biomasse ergibt sich aus der installierten Kapazität im Jahr 2015 in Höhe von 7,0 GW zuzüglich eines linear verteilten Nettorückbaus in Höhe von 0,1 GW bis zum Jahr 2030. Dieser Nettorückbau, der trotz eines Bruttozubaus in Höhe von 0,1 GW entsteht, kann als unterer Rand der wahrscheinlichen Entwicklungen verstanden werden und erfüllt nach Berechnungen der Bundesnetzagentur in Verbindung mit den anderen Erneuerbaren Energien und dem angenommenen Bruttostromverbrauch den unteren Zielkorridor des § 1 Abs. 2 EEG-E 2016. Die Ziele des in § 4 Nr. 4 EEG-E 2016 genannten jährlichen Ausbaupfades werden dabei leicht unterschritten.

Für Wasserkraft ist eine installierte Leistung in Höhe von 4,8 GW anzunehmen. Diese ergibt sich aus der installierten Kapazität im Jahr 2015 in Höhe von 5,6 GW, wobei aufgrund verschärfter Umwelt- und Naturschutzaufgaben ein Rückbau von 0,8 GW bis 2030 angenommen wird. Unter dem Begriff Wasserkraft werden Laufwasser- sowie Speicherwasserkraftwerke geführt. Zusätzlich zu den geographisch in Deutschland

installierten Leistungen, werden Wasserkraftwerke einbezogen, die an der Grenze zu Deutschland und der Regelzone der Übertragungsnetzbetreiber stehen und einen direkten Anschluss an das deutsche Stromnetz haben. Diese Vorgehensweise entspricht der Vorgehensweise für grenznahe ausländische Pumpspeicherkraftwerke, welche unter den konventionellen Kraftwerken im Szenariorahmen aufgeführt sind.

Die installierte Leistung in Höhe von 1,3 GW für sonstige regenerative Erzeugung ergibt sich aus der installierten Kapazität im Jahr 2015 in Höhe von 1,3 GW, wobei kein Zu- oder Rückbau bis 2030 angenommen wird. Unter sonstiger regenerativer Erzeugung wird die Leistung von Deponiegas-, Klärgas-, Geothermie- und hälftig von Abfallkraftwerken geführt. Abfallkraftwerke werden weiterhin mit ihrer kompletten Erzeugungsleistung in der konventionellen Kraftwerksliste geführt. Aufgrund der Annahme, dass ca. 50 % des Abfalls biogenen Ursprungs ist, wird die Hälfte der Leistung von Abfallkraftwerken jedoch bilanziell zu den Erneuerbaren Energien gezählt.

Entwicklung [GW]	Wind Onshore	Wind Offshore	Photovoltaik	Biomasse	Wasserkraft	Sonstige
Referenzwert	41,2	3,4	39,3	7,0	5,6	1,3
Nettozubau bis 2030	13,0	10,9	19,4	-1,5	-0,8	0,0
Σ Genehmigung	54,2	14,3	58,7	5,5	4,8	1,3

Tabelle 11: Entwicklung regenerativer Kapazitäten in Szenario A 2030

Zusammenfassung der Änderungen in Szenario A 2030 zum Entwurf der Übertragungsnetzbetreiber – Erneuerbare Energieträger

- Senkung der installierten Kapazität Wind Onshore von 69,8 GW auf 54,2 GW
- Erhöhung der installierten Leistung Wind Offshore von 12,6 GW auf 14,3 GW
- Erhöhung der installierten Kapazität Photovoltaik von 53,1 GW auf 58,7 GW
- Senkung der installierten Kapazität Biomasse von 6,9 GW auf 5,5 GW
- Erhöhung der installierten Kapazität Wasserkraft von 4,3 GW auf 4,8 GW
- Erhöhung der installierten Leistung sonstige regenerative Erzeugung von 0,6 GW auf 1,3 GW

4.3.4.2 Annahmen zur konventionellen Erzeugung

Die technisch-wirtschaftliche Betriebsdauer der einzelnen Energieträger wird in Szenario A 2030 entsprechend folgender Tabelle 12 angenommen.

Erzeugungstyp	Szenario A 2030
Braunkohle	50 Jahre
Steinkohle	50 Jahre
Erdgas	45 Jahre
Mineralöl	45 Jahre
Pumpspeicher	unbegrenzt
Abfall	unbegrenzt
Sonstige	45 Jahre

Tabelle 12: Technisch-wirtschaftliche Betriebsdauer konventioneller Kraftwerke in Szenario A 2030

Für Braun- und Steinkohlekraftwerke wird eine Betriebsdauer von 50 Jahren angenommen. Für Kraftwerke die mit Erdgas, Mineralöl oder sonstigen Brennstoffen betrieben werden wird eine Betriebsdauer von 45 Jahren unterstellt. Die Betriebsdauer von Pumpspeichern und Abfallkraftwerken wird als unbegrenzt angenommen.

Der Ausbau der Erneuerbaren Energien bewegt sich in Szenario A 2030 im Vergleich zu den anderen Szenarien am langsamsten. Die konventionellen Kraftwerke haben somit eine verhältnismäßig hohe Residuallast zu decken, so dass die längeren angenommenen technisch-wirtschaftlichen Betriebsdauern als sachgerecht erscheinen.

Die Kriterien zum Zubau von in Planung befindlichen Kraftwerken werden entsprechend folgender Tabelle 13 angenommen.

Erzeugungstyp	Szenario A 2030
Braunkohle	Kein Zubau
Steinkohle	Zubau wenn Antrag/Zusage nach § 9 KraftNAV vorhanden
Erdgas	Kein Zubau
Mineralöl	Kein Zubau
Pumpspeicher	Zubau wenn Antrag/Zusage nach § 9 KraftNAV vorhanden
Abfall	Zubau aller in Planung befindlicher Kraftwerke
Sonstige	Zubau aller in Planung befindlicher Kraftwerke

Tabelle 13: Kriterien zum Zubau von in Planung befindlichen Kraftwerken in Szenario A 2030

Für in Planung befindliche Braunkohlekraftwerke wird kein Zubau angenommen. Für mit Steinkohle befeuerte Kraftwerke wird ein Zubau für in Planung befindliche Kraftwerke dann angenommen, wenn ein Antrag oder eine Zusage nach § 9 KraftNAV vorliegt. Es wird kein Zubau bei in Planung befindlichen Gaskraftwerken angenommen. In Planung befindliche Pumpspeicherkraftwerke werden mit Antrag oder Zusage nach § 9 KraftNAV als Zubau angenommen. Für Abfallkraftwerke und Kraftwerke der Kategorie „Sonstige“ werden alle in Planung befindlichen Kraftwerke als Zubau angenommen.

Unter Anwendung der in Kapitel II B 3.4.2 und oben beschriebenen Methodik ergibt sich aus der Kraftwerksliste (vgl. Anlage 1) die angenommene Kraftwerksleistung in Szenario A 2030. Diese setzt sich entsprechend der Tabelle 14 zusammen.

Entwicklung [GW]	Braunkohle	Steinkohle	Erdgas	Öl	Pump- speicher	Sonstige
In Bestand 2015	21,1	28,6	30,3	4,2	9,4	2,3
- Rechnerische oder geplante Außerbetriebnahme bis 2030	9,6	8,7	6,2	3,0	0,0	0,6
+ In Bau	0,0	1,1	6,4	0,0	0,4	0,0
+ In Planung	0,0	0,7	0,0	0,0	2,1	0,1
= Bestand 2030	11,5	21,7	30,5	1,2	11,9	1,8

Tabelle 14: Entwicklung konventioneller Kapazitäten in Szenario A 2030

Zusammenfassung der Änderungen in Szenario A 2030 zum Entwurf der Übertragungsnetzbetreiber – konventionelle Energieträger

- Erhöhung der installierten Leistung Braunkohle von 11,3 GW auf 11,5 GW
- Senkung der installierten Leistung Steinkohle von 23,2 GW auf 21,7 GW
- Erhöhung der installierten Leistung Erdgas von 29,4 GW auf 30,5 GW
- Keine Änderung der installierten Leistung Öl
- Erhöhung der installierten Leistung Pumpspeicher von 10,6 GW auf 11,9 GW
- Senkung der installierten Leistung sonstige konventionelle Erzeugung von 2,8 GW auf 1,8 GW



Szenariorahmen 2017-2030: Szenario A 2030 in der Bundesrepublik Deutschland

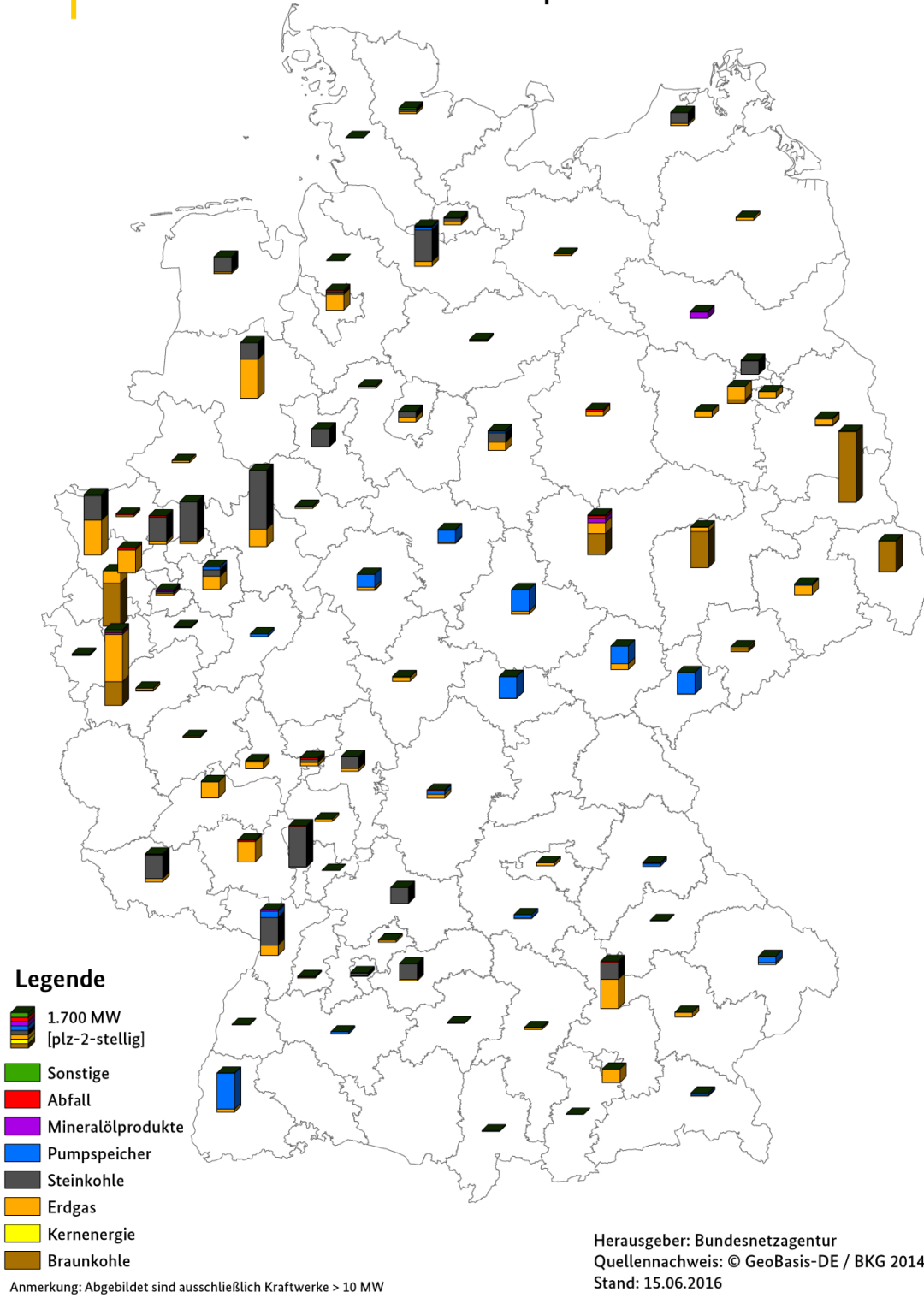


Abbildung 6: Konventioneller Kraftwerkspark in Szenario A 2030

Wichtiger Hinweis: Die Skalierung der Balken weicht zwischen den einzelnen Szenarien ab (siehe Legende).

4.3.5 Szenario B 2030

4.3.5.1 Annahmen zur regenerativen Erzeugung

Im Hinblick auf das Szenario B 2030 werden die von den Übertragungsnetzbetreibern beantragten jährlichen Zubauraten von der Bundesnetzagentur modifiziert bestätigt.

Die Annahmen zur installierten regenerativen Erzeugungsleistung sind in Szenario B 2030 im Vergleich zu Szenario A 2030, das eine zurückhaltende Einschätzung der Entwicklung der Erneuerbaren Energien beinhaltet, ambitionierter. Im Gesamtbild der Szenarien zeigt Szenario B 2030 eine mittlere Geschwindigkeit beim Ausbau der Erneuerbaren Energien.

Für Wind Onshore ist eine installierte Leistung in Höhe von 58,5 GW anzunehmen. Diese Annahme ergibt sich aus der installierten Kapazität im Jahr 2015 in Höhe von 41,2 GW zuzüglich eines durchschnittlichen jährlichen Bruttozubaus von 2,87 GW, der sich aus einem Zubau in Höhe von 2,8 GW von 2017 bis 2019 und von 2,9 GW ab 2020 ableitet. Aufgrund veränderter Vorgaben im Kabinettsbeschluss der Bundesregierung vom 08.06.2016 zum EEG 2016 liegt dieser Wert unterhalb des Wertes von 2,5 GW Nettozubau, der im Szenariorahmen 2025 angenommen wurde. Der Bruttowert als Vorgabe federt den über die prognostizierten Jahre stark schwankenden Rückbau im Gegensatz zum Nettowert nicht ab. Wie im Kapitel II B 4.2.1 beschrieben, wird der Rückbau auf Grundlage einer pauschalen Betriebsdauer der Windenergieanlagen von 20 Jahren angenommen. Diese Ausbaurrate erfüllt in Verbindung mit dem angenommenen Bruttostromverbrauch und den anderen Erneuerbaren Energien den Zielkorridor des § 1 Abs. 2 EEG-E 2016 für das Jahr 2030. Die Ausbaurrate liegt auf gleicher Höhe des jährlichen Ausbaupfads nach § 4 Nr. 1 EEG-E 2016, den die Bundesnetzagentur grundsätzlich als Maximalwert betrachtet.

Für Wind Offshore ist entsprechend dem Antrag der Übertragungsnetzbetreiber eine installierte Leistung in Höhe von 15 GW anzunehmen. Diese ergibt sich vor dem Hintergrund der Umstellung des Zubaus der Offshore-Windenergie auf ein Ausschreibungssystem entsprechend WindSeeG-E. Nach § 1 Abs. 2 Satz 1 WindSeeG-E ist Ziel des Gesetzes ein Ausbau von 15 GW Offshore-Windenergie bis zum Jahre 2030. Ausgehend von einem Ausbaustand der Offshore-Windenergie von 7,7 GW in 2020 erfolgen in den Jahren 2021 bis 2030 gem. § 17 Nr. 1 WindSeeG-E kalenderjährlich Ausschreibungen mit einem Volumen von nicht mehr als durchschnittlich 730 MW. Das Szenario B 2030 unterstellt dabei, dass die Zubaugrenze exakt erreicht wird.

Ein Konsultationsteilnehmer fordert im Rahmen der aktuellen EEG-Novelle 2016 eine Anhebung der Ausbauziele bei Wind Offshore. Die Prognose der Offshore Windenergie sei daher zu eng. Die politischen Ausbauziele dürften sich mit den neuen Rahmenbedingungen in den kommenden Jahren deutlich nach oben verändern.

Entgegen dieser Bedenken kann die Zubaubegrenzung der Offshore-Windenergie durch die klaren Vorgaben hinsichtlich der maximal zu vergebenden Kapazität bis 2020 und der danach maximal zu vergebenden jährlichen Kapazität im Rahmen des Szenariorahmens nicht ausgeblendet werden. Denn ein höheres Ausschreibungsvolumen kann in den Jahren 2021 bis 2030 bei der derzeit geplanten Rechtslage nicht unterstellt werden. Ob die vorgebrachten Erwägungen in der Sache gegen die derzeitige gesetzliche Regelung sprechen, kann nicht im Rahmen des Szenariorahmens geklärt werden, da dieser grundsätzlich die bestehende bzw. geplante Rechtslage berücksichtigen muss.

Die Gründe, die gegen eine Loslösung der Szenarien vom gesetzlichen Ausbaupfad mit dem Ziel eines höheren Offshore-Windenergieausbaus sprechen, stehen letztlich auch einer Loslösung vom gesetzlichen Ausbaupfad mit dem Ziel eines niedrigeren Offshore-Windenergieausbaus entgegen, wie dies seitens eines anderen Konsultationsteilnehmers gefordert wurde. Auch eine derartige Betrachtung widerspräche dem gegenwärtigen Rechtsrahmen.

Für Photovoltaik ist eine installierte Leistung in Höhe von 66,3 GW anzunehmen. Diese ergibt sich aus der installierten Kapazität im Jahr 2015 in Höhe von 39,3 GW zuzüglich einer durchschnittlichen jährlichen Zubaurate in Höhe von 1,8 GW. Dieser durchschnittliche Zubau besteht zu 0,6 GW aus Anlagen > 0,75 MW, welche über die Ausschreibungsmodalitäten des EEG 2016 zugebaut werden. Die restlichen 1,2 GW bestehen aus Anlagen ≤ 0,75 MW und werden wie bisher über den „atmenden Deckel“ gesteuert.

In den letzten Jahren war der Zubau von PV-Anlagen trotz dieses atmenden Deckels zu gering. Daher soll dieser Mechanismus mit der Novellierung des EEG 2016 verbessert werden und schneller reagieren, wenn der jährliche Bruttozubau den Wert von 2,5 GW unterschreitet. In Szenario B 2030 wird angenommen, dass zwar eine Beschleunigung des Ausbaus von Anlagen ≤ 0,75 MW erfolgt, der im § 4 Nr. 3 EEG-E 2016 vorgegebene Wert von 2,5 GW jedoch nicht vollständig erreicht wird. Neben dem „atmenden Deckel“ gibt es auch im EEG 2016 einen Förderdeckel für solare Strahlungsenergie in Höhe von 52 GW installierter Gesamtleistung. Wird dieser Wert erreicht, so wird die EEG-Förderung für Anlagen ≤ 0,75 MW eingestellt. Die Ausschreibungen für Anlagen > 0,75 MW werden jedoch weitergeführt, so dass eine im Jahr 2030 installierte Leistung von über 52 GW als sachgerecht gilt. Diese Ausbaurate ist als mittlerer Bereich der wahrscheinlichen Entwicklung zu verstehen und erfüllt nach Berechnungen der Bundesnetzagentur in Verbindung mit dem angenommenen Bruttostromverbrauch und den anderen Erneuerbaren Energien den Zielkorridor des § 1 Abs. 2 EEG-E 2016.

Für Biomasse ist eine installierte Leistung in Höhe von 6,2 GW anzunehmen. Dieser Wert ergibt sich aus dem Referenzwert 2015 in Höhe von 7,0 GW zuzüglich eines durchschnittlichen Nettorückbaus in Höhe von 0,05 GW pro Jahr. Aufgrund eines angenommenen Rückbaus von Biomasseanlagen ergibt sich trotz eines Bruttozubaus von durchschnittlich 0,15 GW pro Jahr in Summe ein Nettorückbau. Diese Ausbaurate erfüllt nach Berechnungen der Bundesnetzagentur in Verbindung mit den anderen Erneuerbaren Energien und den Annahmen zum Bruttostromverbrauch, den Zielkorridor des § 1 Abs. 2 EEG-E 2016. Die Ausbaurate liegt leicht unterhalb des jährlichen Ausbaupfads nach § 4 Nr. 4 EEG-E 2016, den die Bundesnetzagentur als Maximalwert betrachtet.

Für Wasserkraft ist eine installierte Leistung in Höhe von 5,6 GW anzunehmen. Diese ergibt sich aus der installierten Kapazität im Jahr 2015 in Höhe von 5,6 GW, wobei kein Zu- oder Rückbau bis 2030 angenommen wird. Unter dem Begriff Wasserkraft werden Laufwasser- sowie Speicherwasserkraftwerke geführt. Zusätzlich zu den geographisch in Deutschland installierten Leistungen, werden Wasserkraftwerke einbezogen, die an der Grenze zu Deutschland und der Regelzone der Übertragungsnetzbetreiber stehen und einen direkten Anschluss an das deutsche Stromnetz haben. Diese Vorgehensweise entspricht der Vorgehensweise für ausländische grenznahe Pumpspeicherkraftwerke, welche unter den konventionellen Kraftwerken des Szenariorahmens aufgeführt sind.

Die installierte Leistung in Höhe von 1,3 GW für sonstige regenerative Erzeugung ergibt sich aus der installierten Kapazität im Jahr 2015 in Höhe von 1,3 GW, wobei kein Zu- oder Rückbau bis 2030 angenommen wird. Unter sonstiger regenerativer Erzeugung wird die Leistung von Deponiegas-, Klärgas-, Geothermie- und häufig von Abfallkraftwerken geführt. Abfallkraftwerke werden weiterhin mit ihrer kompletten

Erzeugungsleistung in der konventionellen Kraftwerksliste geführt. Aufgrund der Annahme, dass ca. 50 % des Abfalls biogenen Ursprungs ist, wird die Hälfte der Leistung von Abfallkraftwerken jedoch bilanziell zu den Erneuerbaren Energien gezählt.

Entwicklung [GW]	Wind Onshore	Wind Offshore	Photovoltaik	Biomasse	Wasserkraft	Sonstige
Referenzwert	41,2	3,4	39,3	7,0	5,6	1,3
Nettozubau bis 2030	17,3	11,6	27,0	-0,8	0,0	0,0
Σ Genehmigung	58,5	15,0	66,3	6,2	5,6	1,3

Tabelle 15: Entwicklung regenerativer Kapazitäten in Szenario B 2030

Zusammenfassung der Änderungen in Szenario B 2030 zum Entwurf der Übertragungsnetzbetreiber – Erneuerbare Energieträger

- Senkung der installierten Leistung Wind Onshore von 73,8 GW auf 58,5 GW
- Keine Änderung der installierten Leistung Wind Offshore
- Erhöhung der installierten Leistung Photovoltaik von 56,3 GW auf 66,3 GW
- Senkung der installierten Leistung Biomasse von 7,4 GW auf 6,2 GW
- Erhöhung der installierten Leistung Wasserkraft von 4,3 GW auf 5,6 GW
- Erhöhung der installierten Leistung sonstiger regenerativer Erzeugung von 0,6 GW auf 1,3 GW

4.3.5.2 Annahmen zur konventionellen Erzeugung

Die technisch-wirtschaftliche Betriebsdauer der einzelnen Energieträger wird in Szenario B 2030 entsprechend folgender Tabelle 16 angenommen.

Erzeugungstyp	Szenario B 2030
Braunkohle	45 Jahre
Steinkohle	45 Jahre
Erdgas	40 Jahre
Mineralöl	40 Jahre
Pumpspeicher	unbegrenzt
Abfall	unbegrenzt
Sonstige	40 Jahre

Tabelle 16: Technisch-wirtschaftliche Betriebsdauer konventioneller Kraftwerke in Szenario B 2030

Für das Szenario B 2030 wird die technisch-wirtschaftliche Betriebsdauer der meisten Energieträger um fünf Jahre verkürzt. Braun- und Steinkohlekraftwerke werden mit einer technisch-wirtschaftlichen Betriebsdauer von 45 Jahren angenommen. Erdgas, Mineralöl und Kraftwerke der Kategorie „Sonstige“ werden mit 40 Jahren technisch-wirtschaftlicher Betriebsdauer angenommen. Die Betriebsdauer von Abfall- und Pumpspeicherkraftwerken ist - wie in Szenario A 2030 - unbegrenzt.

Die Verkürzung der Betriebsdauer der konventionellen Kraftwerke entsteht aufgrund angenommener erschwelter wirtschaftlicher Bedingungen. Der stärkere Ausbau der Erneuerbaren Energien erhöht den Preisdruck auf die konventionellen Kraftwerke, wodurch die Wirtschaftlichkeit schon vor dem Erreichen der technischen Betriebsdauer nicht mehr gegeben sein kann.

Die bereits gegenwärtig erschwerte wirtschaftliche Situation wird auch durch die berücksichtigten Stilllegungen von Kraftwerken belegt. Angesichts der gesteigerten politischen Anstrengungen, die gesetzten Klimaziele auch tatsächlich zu erreichen, ist nicht davon auszugehen, dass sich die Situation für die betroffenen Kraftwerke entspannen wird. Im Gegenteil, es dürften typischerweise die älteren Kraftwerke mit einem in der Regel niedrigeren Wirkungsgrad und entsprechend höheren CO₂-Emissionen bei gleichzeitig vergleichsweise schlechter Kosteneffizienz sein, die unter zusätzlichen Druck geraten.

Die Annahmen zum Zubau von in Planung befindlichen Kraftwerken werden entsprechend folgender Tabelle 17 angenommen.

Erzeugungstyp	Szenario B 2030
Braunkohle	Kein Zubau
Steinkohle	Kein Zubau
Erdgas	Zubau wenn Antrag/Zusage nach §§ 38-39 GasNZV vorhanden und geplante Inbetriebnahme vor 2020
Mineralöl	Kein Zubau
Pumpspeicher	Zubau wenn Antrag/Zusage nach § 9 KraftNAV vorhanden
Abfall	Zubau aller in Planung befindlicher Kraftwerke
Sonstige	Zubau aller in Planung befindlicher Kraftwerke

Tabelle 17: Kriterien zum Zubau von in Planung befindlichen Kraftwerken in Szenario B 2030

In Szenario B 2030 werden keine Braunkohle-, Steinkohle- und Mineralölkraftwerke über die aktuellen Zubauten hinaus errichtet.

Bei Gaskraftwerken werden im Gegensatz zur Genehmigung des Szenariorahmens 2025 auch Kraftwerke angenommen, welche nur eine Kapazitätsreservierungsanfrage nach § 38 GasNZV oder ein Ausbaubegehren nach § 39 GasNZV gestellt haben. Diese Kraftwerke müssen dabei kein Netzanschlussbegehren nach § 9 KraftNAV gestellt haben oder über eine Netzanschlusszusage nach § 9 KraftNAV verfügen. Als Einschränkung gilt dies nur, wenn die geplante Inbetriebnahme dieser Kraftwerke vor dem Jahr 2020 liegt. Diese Kriterien bilden eine starke Lockerung im Gegensatz zur Genehmigung des Szenariorahmens 2025.

Die Übertragungsnetzbetreiber haben im Rahmen der Anhörung den Wegfall des Kriteriums nach KraftNAV zur Berücksichtigung von geplanten Gaskraftwerken kritisiert. Es habe hier offensichtlich ein Methodenwechsel stattgefunden, den die Übertragungsnetzbetreiber ohne weitere Erläuterung nicht nachvollziehen könnten. Die impliziten getroffenen Annahmen der Bundesnetzagentur zur Wirtschaftlichkeit von geplanten Gaskraftwerken im künftigen Energiemarkt seien zumindest zu hinterfragen.

Die Vorgehensweise der Bundesnetzagentur erscheint jedoch adäquat, denn die Bundesregierung hat ein klares politisches Bekenntnis zum Energy-Only-Markt 2.0 und damit insbesondere zu Gunsten von zukünftigen Gaskraftwerken abgegeben. Dieses politische Bekenntnis wird durch die Einschätzung der zukünftigen wirtschaftlichen Lage ergänzt, in der Gaskraftwerke als weniger kapitalintensive Kraftwerke, die auf vergleichsweise kurze Betriebsdauern ausgelegt sind und darüber hinaus vergleichsweise wenig CO₂ ausstoßen, bevorzugt werden. Ferner wird die Nähe zu den Annahmen des Szenariorahmens zum Netzentwicklungsplan Gas 2016 erhöht. Dort werden diese Kriterien ebenfalls bei der Bestätigung des Netzentwicklungsplans Gas 2016 in analoger Form angewendet.

Geplante Pumpspeicherkraftwerke werden als Zubau angenommen, wenn sie über ein Netzanschlussbegehren oder eine Netzanschlusszusage nach § 9 KraftNAV verfügen. Abfallkraftwerke und Kraftwerke mit sonstigen Brennstoffen in Planung werden alle als Zubau angenommen.

Unter Anwendung der in Kapitel II B 3.4.2 und der oben beschriebenen Methodik ergibt sich aus der Kraftwerksliste (vgl. Anlage 1) die angenommene Kraftwerksleistung in Szenario B 2030. Diese setzt sich entsprechend der Tabelle 18 zusammen.

Entwicklung [GW]	Braunkohle	Steinkohle	Erdgas	Öl	Pump-speicher	Sonstige
In Bestand 2015	21,1	28,6	30,3	4,2	9,4	2,3
- Rechnerische oder geplante Außerbetriebnahme bis 2030	11,6	14,9	6,3	3,0	0,0	0,6
+ In Bau	0,0	1,1	6,4	0,0	0,4	0,0
+ In Planung	0,0	0,0	7,4	0,0	2,1	0,1
= Bestand 2030	9,5	14,8	37,8	1,2	11,9	1,8

Tabelle 18: Entwicklung konventioneller Kapazitäten in Szenario B 2030

Zusammenfassung der Änderungen in Szenario B 2030 zum Entwurf der Übertragungsnetzbetreiber – konventionelle Energieträger

- Erhöhung der installierten Leistung Braunkohle von 9,4 GW auf 9,5 GW
- Erhöhung der installierten Leistung Steinkohle von 14,7 GW auf 14,8 GW
- Erhöhung der installierten Leistung Erdgas von 29,1 GW auf 37,8 GW
- Keine Änderung der installierten Leistung Öl
- Keine Änderung der installierten Leistung Pumpspeicher
- Senkung der installierten Leistung sonstige konventionelle Erzeugung von 2,7 GW auf 1,8 GW



**Szenariorahmen 2017-2030:
Szenario B 2030
in der Bundesrepublik Deutschland**

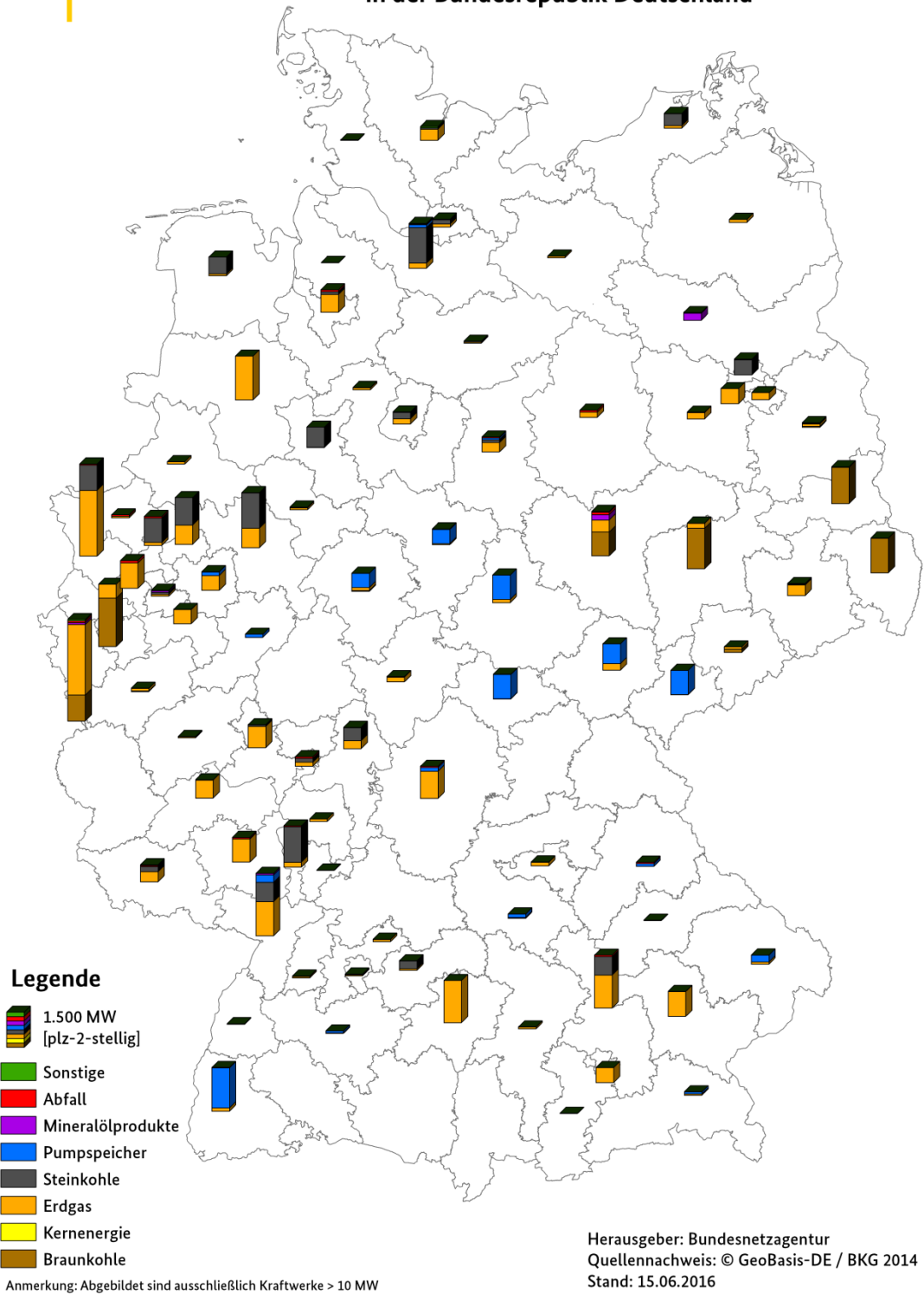


Abbildung 7: Konventioneller Kraftwerkspark in Szenario B 2030

Wichtiger Hinweis: Die Skalierung der Balken weicht zwischen den einzelnen Szenarien ab (siehe Legende).

4.3.6 Szenario B 2035

4.3.6.1 Annahmen zur regenerativen Erzeugung

Im Hinblick auf das Szenario B2035 werden die von den Übertragungsnetzbetreibern beantragten jährlichen Zubauraten von der Bundesnetzagentur modifiziert bestätigt.

Die Annahmen zur installierten regenerativen Erzeugungsleistung sind in Szenario B 2035 zum Großteil auf Grundlage der Werte aus Szenario B 2030 fortgeschrieben. Die Annahmen zu jährlichen Zubauraten stimmen somit im Großteil mit den Annahmen zur Entwicklung in Szenario B 2030 überein. Eine Ausnahme gilt für den zu erwartenden Ausbau von Wind Onshore aufgrund des sehr hohen Rückbaupotenzials von 2030 bis 2035. Um die Mitte des Zielkorridors nach § 1 Abs. 2 Nr. 2 EEG-E 2016 in Höhe von 57,5 % einzuhalten, ist ein Überschreiten des jährlichen Zubaupfades nach § 4 Nr. 1 b) EEG-E 2016 von 0,8 GW von Wind Onshore ab 2030 notwendig.

Für Wind Onshore ist eine installierte Leistung in Höhe von 61,6 GW anzunehmen, die sich aus einem jährlichen Zubau von 2,8 GW bis 2019, von 2,9 GW von 2020 bis 2030 und 3,7 GW von 2031 bis 2035 ergibt. Diese Annahme ergibt sich aus der installierten Kapazität im Jahr 2015 in Höhe von 41,2 GW zuzüglich eines durchschnittlichen jährlichen Bruttozubaus von 3,08 GW. Aufgrund veränderter Vorgaben im aktuellen Kabinettsbeschluss der Bundesregierung zum EEG 2016 liegt dieser Wert unterhalb des Wertes von 2,5 GW Nettozubau des EEG 2014, der im Szenariorahmen 2025 angenommen wurde. Der Bruttowert als Vorgabe federt den über die prognostizierten Jahre stark schwankenden Rückbau im Gegensatz zum Nettowert nicht ab. Wie im Kapitel II B 4.2.1 beschrieben, wird der Rückbau auf Grundlage einer pauschalen Betriebsdauer der Windenergieanlagen von 20 Jahren angenommen. Der Zubau in den Jahren 2010-2015, der bei dieser Annahme zwischen 2030-2035 zurückgebaut wird, liegt teilweise deutlich über dem Bruttowert von 2,9 GW, weshalb es de facto ab 2030 zu einem signifikanten Nettorückbau kommen würde. Unter dieser Annahme würde der im § 1 Abs. 2 EEG-E 2016 vorgegebene Ausbaukorridor nicht mehr eingehalten. Die Bundesnetzagentur sieht jedoch die Vorgaben des Anteils der Erneuerbaren Energien am Bruttostromverbrauch von 55-60 % aus § 1 Abs. 2 Nr. 2 EEG-E 2016 als das primäre Kriterium an, das ein Überschreiten der maximalen jährlichen Ausbaurrate gemäß § 4 Nr. 1 b) EEG-E 2016 rechtfertigt. Somit wird angenommen, dass in den Jahren von 2031 bis 2035 ein Bruttozubau in Höhe von 3,7 GW pro Jahr erfolgen muss. Anders als bei anderen Erneuerbaren Energien sieht sich die Bundesnetzagentur gerade bei Wind Onshore zu eigenständigen Annahmen über den derzeitigen jährlichen Zubauwert von 2,9 GW hinaus als legitimiert an. Denn Wind Onshore hat in der politischen Diskussion des EEG die Funktion einer Supplementärgröße, die unter Berücksichtigung der als gesetzt betrachteten anderen Erneuerbaren Energien die Einhaltung der Ziele des § 1 Abs. 2 EEG-E 2016 sicherstellen soll.

Für Wind Offshore ist eine dem Antrag der Übertragungsnetzbetreiber entsprechende installierte Leistung in Höhe von 19 GW für das Jahr 2035 anzunehmen. Dieser Wert ergibt sich aus dem Zubauziel von 800 MW pro Jahr. Nach § 1 Abs. 2 Satz 1 WindSeeG-E ist Ziel des Gesetzes ein Ausbau von 15 GW Offshore-Windenergie bis zum Jahre 2030. Die Zielgröße von 15 GW Offshore-Windenergie für das Jahr 2030 stellt in seiner derzeit geplanten Ausformung keine zeitliche Begrenzung, d.h. keinen Endpunkt für den Ausbau der Offshore-Windenergie dar. Insofern ist auch nach dem Jahr 2030 mit einem jährlichen Zubau von 800 MW zu rechnen. Ursprünglich war für das Jahr 2020 ein Ausbauziel von 6,5 GW vorgesehen, das jedoch aufgrund einer Übergangsregelung in § 118 Abs. 14 EnWG auf bis zu 7,7 GW überschritten werden darf. Ausgehend von einem Ausbaustand der Offshore-Windenergie von 7,7 GW in 2020 erfolgen ab dem Jahr 2021 gem. § 17 Nr. 1

WindSeeG-E kalenderjährlich Ausschreibungen mit einem Volumen von nicht mehr als durchschnittlich 730 MW. Die Begrenzung des Ausschreibungsvolumens auf 730 MW pro Jahr erfolgt mit dem Ziel, die Zielgröße von 15 GW im Jahr 2030 nicht zu überschreiten. Anhand der Reduzierung der jährlichen Zubaumenge auf 730 MW zwischen 2021 und 2030 ist nicht der Wille des Gesetzgebers erkennbar, die Offshore-Windenergie dauerhaft auf 730 weiter zu begrenzen, sondern lediglich das Ausbauziel von 15 GW in 2030 exakt zu treffen. Folglich ist ab 2030 wieder mit einem jährlichen Zubau von 800 MW zu rechnen, da für den Zeitraum nach 2030 vom Gesetzgeber kein exaktes Ausbauziel vorgegeben ist.

Für Photovoltaik ist eine installierte Leistung in Höhe von 75,3 GW anzunehmen. Diese ergibt sich aus der installierten Kapazität im Jahr 2015 in Höhe von 39,3 GW zuzüglich einer durchschnittlichen jährlichen Zubaurate in Höhe von 1,8 GW. Dieser durchschnittliche Zubau besteht zu 0,6 GW aus Anlagen > 0,75 MW, welche über die Ausschreibungsmodalitäten des neuen EEG 2016 zugebaut werden. Die restlichen 1,2 GW bestehen aus Anlagen ≤ 0,75 MW und werden wie bisher über den „atmenden Deckel“ gesteuert.

In den letzten Jahren war der Zubau von PV-Anlagen trotz dieses atmenden Deckels zu gering. Daher soll dieser Mechanismus mit der Novellierung des EEG 2016 verbessert werden und schneller reagieren, wenn der annualisierte Bruttozubau den Wert von 2,5 GW unterschreitet. In Szenario B 2035 wird angenommen, dass zwar eine Beschleunigung des Ausbaus von Anlagen ≤ 0,75 MW erfolgt, der im § 4 Nr. 3 EEG-E 2016 vorgegebene Wert von 2,5 GW jedoch nicht erreicht wird. Neben dem „atmenden Deckel“ gibt es auch im EEG 2016 einen Förderdeckel für solare Strahlungsenergie in Höhe von 52 GW installierter Gesamtleistung. Wird dieser Wert erreicht, so wird die EEG-Förderung für Anlagen ≤ 0,75 MW eingestellt. Die Ausschreibungen für Anlagen > 0,75 MW werden jedoch weitergeführt, so dass eine im Jahr 2030 installierte Leistung von über 52 GW als sachgerecht gilt. Neben den weitergeführten Ausschreibungen ist ebenfalls anzunehmen, dass die Wirtschaftlichkeit von Photovoltaikanlagen, insbesondere in Verbindung mit Stromspeichern, bis zum Jahr 2035 auch außerhalb des EEG-Förderregimes gegeben sein kann. Diese PV-Ausbaurate ist als mittlerer Bereich der wahrscheinlichen Entwicklung zu verstehen und erfüllt nach Berechnungen der Bundesnetzagentur in Verbindung mit dem angenommenen Bruttostromverbrauch und den anderen Erneuerbaren Energien den Zielkorridor des § 1 Abs. 2 EEG-E 2016. Die Ausbaurate liegt unterhalb des jährlichen Ausbaupfads nach § 4 Nr. 3 EEG-E 2016, den die Bundesnetzagentur als Maximalwert betrachtet.

Für Biomasse ist eine installierte Leistung in Höhe von 6,0 GW anzunehmen. Dieser Wert ergibt sich aus dem Referenzwert 2015 in Höhe von 7,0 GW zuzüglich eines durchschnittlichen Nettorückbaus in Höhe von 0,05 GW pro Jahr. Aufgrund eines angenommenen Rückbaus von Biomasseanlagen ergibt sich trotz eines Bruttozubaus von durchschnittlich 0,15 GW pro Jahr in Summe ein Nettorückbau. Diese Ausbaurate erfüllt nach Berechnungen der Bundesnetzagentur in Verbindung mit den anderen Erneuerbaren Energien und den Annahmen zum Bruttostromverbrauch den Zielkorridor des § 1 Abs. 2 EEG-E 2016. Die Ausbaurate liegt leicht unterhalb des jährlichen Ausbaupfads nach § 4 Nr. 4 EEG-E 2016, den die Bundesnetzagentur als Maximalwert betrachtet.

Für Wasserkraft ist eine installierte Leistung in Höhe von 5,6 GW anzunehmen. Diese ergibt sich aus der installierten Kapazität im Jahr 2015 in Höhe von 5,6 GW, wobei kein Zu- oder Rückbau bis 2035 angenommen wird. Unter dem Begriff Wasserkraft werden Laufwasser- sowie Speicherwasserkraftwerke geführt. Zusätzlich zu den geographisch in Deutschland installierten Leistungen werden Wasserkraftwerke einbezogen, die an der Grenze zu Deutschland und in der Regelzone der Übertragungsnetzbetreiber stehen und einen direkten Anschluss an das deutsche Stromnetz haben. Diese Vorgehensweise entspricht der Vorgehensweise für

grenznahe ausländische Pumpspeicherkraftwerke, welche unter den konventionellen Kraftwerken des Szenariorahmens aufgeführt sind.

Die installierte Leistung in Höhe von 1,3 GW für sonstige regenerative Erzeugung ergibt sich aus der installierten Kapazität im Jahr 2015 in Höhe von 1,3 GW, wobei kein Zu- oder Rückbau bis 2035 angenommen wird. Unter sonstiger regenerativer Erzeugung wird die Leistung von Deponiegas-, Klärgas-, Geothermie- und hälftig von Abfallkraftwerken geführt. Abfallkraftwerke werden weiterhin mit ihrer kompletten Erzeugungsleistung in der konventionellen Kraftwerksliste geführt. Aufgrund der Annahme, dass ca. 50 % des Abfalls biogenen Ursprungs ist, wird die Hälfte der Leistung von Abfallkraftwerken jedoch bilanziell zu den Erneuerbaren Energien gezählt.

Entwicklung [GW]	Wind Onshore	Wind Offshore	Photovoltaik	Biomasse	Wasserkraft	Sonstige
Referenzwert	41,2	3,4	39,3	7,0	5,6	1,3
Nettozubau bis 2035	20,4	15,6	36,0	-1,0	0,0	0,0
∑ Genehmigung	61,6	19,0	75,3	6,0	5,6	1,3

Tabelle 19: Entwicklung regenerativer Kapazitäten in Szenario B 2035

Zusammenfassung der Änderungen in Szenario B 2035 zum Entwurf der Übertragungsnetzbetreiber – Erneuerbare Energieträger

- Senkung der installierten Leistung Wind Onshore von 85,0 GW auf 61,6 GW
- Keine Änderung der installierten Leistung Wind Offshore
- Erhöhung der installierten Leistung Photovoltaik von 58,8, GW auf 75,3 GW
- Senkung der installierten Leistung Biomasse von 7,7 GW auf 6,0 GW
- Erhöhung der installierten Leistung Wasserkraft von 4,3 GW auf 5,6 GW
- Erhöhung der installierten Leistung sonstiger regenerativer Erzeugung von 0,6 GW auf 1,3 GW

4.3.6.2 Annahmen zur konventionellen Erzeugung

Die technisch-wirtschaftliche Betriebsdauer der einzelnen Energieträger wird in Szenario und B 2035 entsprechend folgender Tabelle 20 angenommen.

Erzeugungstyp	Szenario B 2035
Braunkohle	45 Jahre
Steinkohle	45 Jahre
Erdgas	40 Jahre
Mineralöl	40 Jahre
Pumpspeicher	unbegrenzt
Abfall	unbegrenzt
Sonstige	40 Jahre

Tabelle 20: Technisch-wirtschaftliche Betriebsdauer konventioneller Kraftwerke in Szenario B 2035

Für das Szenario B 2035 wird die technisch-wirtschaftliche Betriebsdauer der meisten Energieträger um fünf Jahre verkürzt. Braun- und Steinkohlekraftwerke werden mit einer technisch-wirtschaftlichen Betriebsdauer von 45 Jahren angenommen. Erdgas, Mineralöl und Kraftwerke der Kategorie „Sonstige“ werden mit 40 Jahren technisch-wirtschaftlicher Betriebsdauer angenommen. Die Betriebsdauer von Abfall- und Pumpspeicherkraftwerken ist - wie in Szenario A 2030 - unbegrenzt.

Die Verkürzung der Betriebsdauer der konventionellen Kraftwerke entsteht aufgrund angenommener erschwerter wirtschaftlicher Bedingungen. Der stärkere Ausbau der Erneuerbaren Energien erhöht den Preisdruck auf die konventionellen Kraftwerke, wodurch die Wirtschaftlichkeit schon vor dem Erreichen der technischen Betriebsdauer nicht mehr gegeben sein kann. Die bereits gegenwärtig erschwerte wirtschaftliche Situation wird auch durch die berücksichtigten Stilllegungen von Kraftwerken belegt. Angesichts der gesteigerten politischen Anstrengungen, die gesetzten Klimaziele auch tatsächlich zu erreichen, ist nicht davon auszugehen, dass sich die Situation für die betroffenen Kraftwerke entspannen wird. Im Gegenteil, es dürften typischerweise die älteren Kraftwerke mit einem in der Regel niedrigeren Wirkungsgrad und entsprechend höheren CO₂-Emissionen bei gleichzeitig vergleichsweise schlechter Kosteneffizienz sein, die unter zusätzlichen Druck geraten.

Die Annahmen zum Zubau von in Planung befindlichen Kraftwerken werden entsprechend folgender Tabelle 21 angenommen.

Erzeugungstyp	Szenario B 2035
Braunkohle	Kein Zubau
Steinkohle	Kein Zubau
Erdgas	Zubau wenn Antrag/Zusage nach §§ 38-39 GasNZV vorhanden
Mineralöl	Kein Zubau
Pumpspeicher	Zubau wenn Antrag/Zusage nach § 9 KraftNAV vorhanden
Abfall	Zubau aller in Planung befindlicher Kraftwerke
Sonstige	Zubau aller in Planung befindlicher Kraftwerke

Tabelle 21: Kriterien zum Zubau von in Planung befindlichen Kraftwerken in Szenario B 2035

In Szenario B 2035 werden keine Braunkohle-, Steinkohle- und Mineralölkraftwerke über die aktuellen Zubauten hinaus errichtet.

Bei Gaskraftwerken werden im Gegensatz zur Genehmigung des Szenariorahmens 2025 auch Kraftwerke angenommen, welche nur eine Kapazitätsreservierungsanfrage nach § 38 GasNZV oder ein Ausbaubegehren nach § 39 GasNZV gestellt haben. Diese Kraftwerke müssen dabei kein Netzanschlussbegehren nach § 9 KraftNAV gestellt haben oder über eine Netzanschlusszusage nach § 9 KraftNAV verfügen. Die in Szenario B 2030 vorhandene Einschränkung des Inbetriebnahmezeitpunkts vor 2020 entfällt in Szenario B 2035. Diese Kriterien bilden eine starke Lockerung im Gegensatz zur Genehmigung des Szenariorahmens 2025.

Die Übertragungsnetzbetreiber haben im Rahmen der Anhörung den Wegfall des Kriteriums nach KraftNAV zur Berücksichtigung von geplanten Gaskraftwerken kritisiert. Es habe hier offensichtlich ein Methodenwechsel stattgefunden, den die Übertragungsnetzbetreiber ohne weitere Erläuterung nicht

nachvollziehen könnten. Die impliziten getroffenen Annahmen der Bundesnetzagentur zur Wirtschaftlichkeit von geplanten Gaskraftwerken im künftigen Energiemarkt seien zumindest zu hinterfragen.

Die Vorgehensweise der Bundesnetzagentur erscheint jedoch adäquat, denn die Bundesregierung hat ein klares politisches Bekenntnis zum Energy-Only-Markt 2.0 und damit insbesondere zu Gunsten von zukünftigen Gaskraftwerken abgegeben. Dieses politische Bekenntnis wird durch die Einschätzung der zukünftigen wirtschaftlichen Lage ergänzt, in der Gaskraftwerke als weniger kapitalintensive Kraftwerke, die auf vergleichsweise kurze Betriebsdauern ausgelegt sind und darüber hinaus vergleichsweise wenig CO₂ ausstoßen, bevorzugt werden. Ferner wird die Nähe zu den Annahmen des Szenariorahmens zum Netzentwicklungsplan Gas 2016 erhöht. Dort werden diese Kriterien ebenfalls bei der Bestätigung des Netzentwicklungsplans Gas 2016 in analoger Form angewendet.

Geplante Pumpspeicherkraftwerke werden als Zubau angenommen, wenn sie über ein Netzanschlussbegehren oder eine Netzanschlusszusage nach § 9 KraftNAV verfügen. Abfallkraftwerke und Kraftwerke mit sonstigen Brennstoffen in Planung werden alle als Zubau angenommen.

Unter Anwendung der in Kapitel II B 3.4.2 und der oben beschriebenen Methodik ergibt sich aus der Kraftwerkliste (vgl. Anlage 1) die angenommene Kraftwerksleistung in Szenario B 2035. Diese setzt sich entsprechend der Tabelle 22 zusammen.

Entwicklung [GW]	Braunkohle	Steinkohle	Erdgas	Öl	Pump- speicher	Sonstige
In Bestand 2015	21,1	28,6	30,3	4,2	9,4	2,3
- Rechnerische oder geplante Außerbetriebnahme bis 2035	11,8	18,9	6,5	3,3	0,0	0,6
+ In Bau	0,0	1,1	7,9	0,0	0,4	0,0
+ In Planung	0,0	0,0	9,8	0,0	3,2	0,1
= Bestand 2035	9,3	10,8	41,5	0,9	13,0	1,8

Tabelle 22: Entwicklung konventioneller Kapazitäten in Szenario B 2035

Zusammenfassung der Änderungen in Szenario B 2035 zum Entwurf der Übertragungsnetzbetreiber – konventionelle Energieträger

- Erhöhung der installierten Leistung Braunkohle von 9,2 GW auf 9,3 GW
- Senkung der installierten Leistung Steinkohle von 11,0 GW auf 10,8 GW
- Erhöhung der installierten Leistung Erdgas von 32,9 GW auf 41,5 GW
- Keine Änderung der installierten Leistung Öl
- Senkung der installierten Leistung Pumpspeicher von 14,6 GW auf 13,0 GW
- Senkung der installierten Leistung sonstige konventionelle Erzeugung von 2,7 GW auf 1,8 GW



**Szenariorahmen 2017-2030:
Szenario B 2035
in der Bundesrepublik Deutschland**

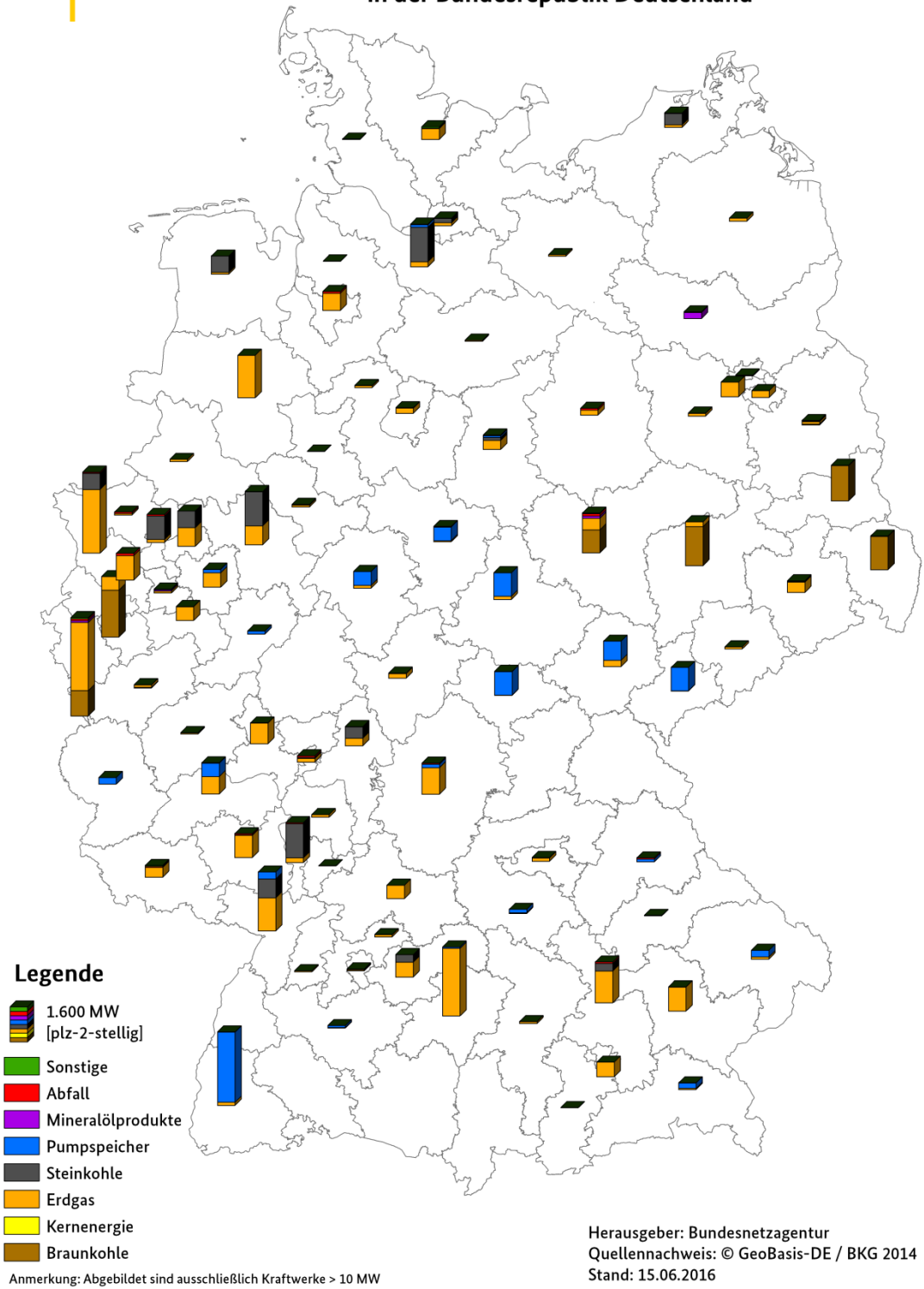


Abbildung 8: Konventioneller Kraftwerkspark in Szenario B 2035

Wichtiger Hinweis: Die Skalierung der Balken weicht zwischen den einzelnen Szenarien ab (siehe Legende).

4.3.7 Szenario C 2030

4.3.7.1 Annahmen zur regenerativen Erzeugung

Im Hinblick auf das Szenario C 2030 werden die von Übertragungsnetzbetreibern beantragten jährlichen Zubauraten von der Bundesnetzagentur modifiziert bestätigt.

Die Annahmen zur installierten regenerativen Erzeugungsleistung orientieren sich in Szenario C 2030 im Wesentlichen an den Maximalwerten der im Referentenentwurf des EEG 2016 vorgegebenen energieträgerspezifischen Zubauraten nach § 4 EEG-E 2016, gehen aber im Bereich Wind Onshore noch darüber hinaus. Damit wird ein ambitionierter Ausbau angenommen, der darüber hinaus eine sehr hohe Realisierungswahrscheinlichkeit der ausgeschriebenen Leistungen der verschiedenen Energieträger in Höhe von 100 % unterstellt.

Die Annahme eines ambitionierten Pfades mit hohen Realisierungswahrscheinlichkeiten begründet sich daraus, dass in diesem Szenario von einem steigenden Stromverbrauch ausgegangen wird. Dieser steigende Stromverbrauch entsteht durch einen steigenden Verbrauch bei der Sektorenkopplung (siehe Kapitel II B 4.1). Die Annahme eines beschleunigten Ausbaus Erneuerbarer Energien in Kombination mit einem steigenden Stromverbrauch durch Sektorenkopplung erscheint konsequent und stimmig. Da die steigende Sektorenkopplung sich aus den energiepolitischen Zielen der Bundesregierung zur Reduktion des CO₂ Ausstoßes herleitet, macht diese nur dann Sinn, wenn die verstärkte Nutzung des Energieträgers Strom mit einer Erhöhung des Anteils Erneuerbarer Energien einhergeht. Andernfalls würde sich keine vernünftige Sektorenkopplung einstellen. Deshalb ist es sinnvoll und notwendig, eine ambitionierte Sektorenkopplung und das Erreichen des oberen Rands der EE-Ausbauziele des § 1 Abs. 2 EEG-E 2016 zu kombinieren. Die Annahme, dass alle ausgeschriebenen und bezuschlagten Anlagen errichtet werden, erscheint adäquat.

Für Wind Onshore ist eine installierte Leistung in Höhe von 62,1 GW anzunehmen. Diese ergibt sich aus der installierten Kapazität im Jahr 2015 in Höhe von 41,2 GW zuzüglich eines durchschnittlichen jährlichen Bruttozubaues in Höhe von 3,11 GW. Diese Ausbaurrate ist als maximaler Bereich der wahrscheinlichen Entwicklung zu verstehen und erfüllt nach Berechnungen der Bundesnetzagentur in Verbindung mit dem angenommenen Bruttostromverbrauch und den anderen Erneuerbaren Energien den oberen Bereich des Zielkorridors des § 1 Abs. 2 EEG-E 2016. Die Ausbaurrate von Wind Onshore liegt ab 2025 um 0,6 GW oberhalb des maximalen jährlichen Ausbaupfades nach § 4 Nr. 1 b) EEG-E 2016. Dies folgt der Annahme, dass der jährliche Bruttozubau ab 2025 von 2.900 MW auf 3.500 MW steigt. Aufgrund der prognostizierten sehr hohen Sektorenkopplung im Innovationsszenario C 2030 steigt der Stromverbrauch gegenüber Szenario A 2030 bzw. B 2030 deutlich um 10,5 % bzw. 5 %. Darüber hinaus soll das innovative und grüne Szenario C 2030 den maximal möglichen Ausbaupfad von 52,5% Anteil Erneuerbarer Energien am Bruttostromverbrauch in 2030 einhalten. Dies ist nur mit einer teilweisen Erhöhung der Erneuerbaren Energien der jährlichen Zubauraten des § 4 EEG-E 2016 ab 2025 möglich. Die Bundesnetzagentur hat sich für eine ausschließliche Erhöhung der Zubauprognose von Wind Onshore von 2,9 GW auf 3,5 GW ab 2025 entschieden, weil Wind Onshore typischerweise die Supplementär-Energiequelle ist, um bei Veränderungen der Rahmenbedingungen die Zielvorstellungen der EEG-Quote des § 1 Abs. 2 EEG-E 2016 zu erreichen. Aus Sicht der Bundesnetzagentur wird so das innovative und ökologische Potenzial des Szenarios C 2030, wie übrigens von sehr vielen Konsultationsteilnehmern gefordert, am besten verwirklicht.

Für Wind Offshore ist entsprechend dem Antrag der Übertragungsnetzbetreiber eine installierte Leistung in Höhe von 15 GW anzunehmen. Diese ergibt sich vor dem Hintergrund der Umstellung des Zubaus der

Offshore-Windenergie auf ein Ausschreibungssystem entsprechend WindSeeG-E. Nach § 1 Abs. 2 Satz 1 WindSeeG-E ist Ziel des Gesetzes ein Ausbau von 15 GW Offshore-Windenergie bis zum Jahre 2030. Ausgehend von einem Ausbaustand der Offshore-Windenergie von 7,7 GW in 2020 erfolgen in den Jahren 2021 bis 2030 gem. § 17 Nr. 1 WindSeeG-E kalenderjährlich Ausschreibungen mit einem Volumen von nicht mehr als durchschnittlich 730 MW. Das Szenario C 2030 unterstellt dabei ebenso wie das Szenario B 2030, dass die Zubaugrenze exakt erreicht wird. Ein Überschreiten der gesetzlichen Zubaugrenze von 15 GW für das Jahr 2030 ist sowohl nach derzeitiger als auch geplanter Rechtslage nicht möglich.

Für Photovoltaik ist eine installierte Leistung in Höhe von 76,8 GW anzunehmen. Dieser ergibt sich aus der installierten Kapazität im Jahr 2015 in Höhe von 39,3 GW zuzüglich einer durchschnittlichen jährlichen Zubaurate in Höhe von 2,5 GW. Dieser durchschnittliche Zubau besteht zu 0,6 GE aus Anlagen > 0,75 MW, welche über die Ausschreibungsmodalitäten des neuen EEG 2016 zugebaut werden. Die restlichen 1,9 GW bestehen aus Anlagen ≤ 0,75 MW und werden wie bisher über den „atmenden Deckel“ gesteuert. In den letzten Jahren war der Zubau von PV-Anlagen trotz dieses atmenden Deckels zu gering. Daher soll dieser Mechanismus mit der Novellierung des EEG 2016 verbessert werden und schneller reagieren, wenn der annualisierte Bruttozubau den Wert von 2,5 GW unterschreitet. In Szenario C 2030 wird angenommen, dass eine Beschleunigung des Ausbaus von Anlagen ≤ 0,75 MW erfolgt und der im § 4 Nr. 3 EEG-E vorgegebene Wert erreicht wird. Zwar gilt auch in Szenario C 2030 der Förderdeckel für solare Strahlungsenergie in Höhe von 52 GW installierter Leistung, jedoch wird angenommen, dass neben den weiterhin ausgeschriebene Anlagen mit einer Leistung > 0,75 MW auch kleinere Anlagen über das Erreichen des Deckels hinaus errichtet werden. Diese Anlagen haben zwar keinen Anspruch auf eine Förderung nach EEG 2016. Aufgrund der zu Beginn des Kapitels beschriebenen Verbesserungen bei Wirtschaftlichkeit und Effektivität, insbesondere bei Verbindung von Photovoltaikanlagen mit einem Stromspeicher, wird allerdings angenommen, dass sich diese Anlagen auch außerhalb des EEG 2016 Förderregimes wirtschaftlich errichten und betreiben lassen.

Für Biomasse ist eine installierte Leistung in Höhe von 7,0 GW anzunehmen. Dieser Wert ergibt sich aus dem Referenzwert 2015 in Höhe von 7,0 GW und einem stagnierenden Nettozubau. Aufgrund eines angenommenen Rückbaus von Biomasseanlagen in Höhe von durchschnittlich 0,2 GW ergibt sich trotz eines Bruttozubaus von durchschnittlich 0,2 GW pro Jahr in Summe ein stagnierender Leistungswert installierter Biomasseanlagen. Diese Ausbaurate erfüllt nach Berechnungen der Bundesnetzagentur in Verbindung mit den anderen Erneuerbaren Energien den Zielkorridor des § 1 Abs. 2 EEG-E 2016. Die Ausbaurate liegt auf gleicher Höhe des jährlichen Ausbaupfads nach § 4 Nr. 4 EEG-E 2016, den die Bundesnetzagentur als Maximalwert betrachtet.

Für Wasserkraft ist eine installierte Leistung in Höhe von 6,2 GW anzunehmen. Diese ergibt sich aus der installierten Kapazität im Jahr 2015 in Höhe von 5,6 GW, wobei eine Erhöhung der Leistung auf 6,2 GW durch Effizienzsteigerungen bis 2030 angenommen wird. Unter dem Begriff Wasserkraft werden Laufwasser- sowie Speicherwasserkraftwerke geführt. Zusätzlich zu den geographisch in Deutschland installierten Leistungen werden Wasserkraftwerke einbezogen, die an der Grenze zu Deutschland und in der Regelzone der Übertragungsnetzbetreiber stehen und einen direkten Anschluss an das deutsche Stromnetz haben. Diese Vorgehensweise entspricht der Vorgehensweise für grenznahe ausländische Pumpspeicherkraftwerke, welche unter den konventionellen Kraftwerken des Szenariorahmens aufgeführt sind.

Die installierte Leistung in Höhe von 1,3 GW für sonstige regenerative Erzeugung ergibt sich aus der installierten Kapazität im Jahr 2015 in Höhe von 1,3 GW, wobei kein Zu- oder Rückbau bis 2030 angenommen

wird. Unter sonstiger regenerativer Erzeugung wird die Leistung von Deponiegas-, Klärgas-, Geothermie- und hälftig von Abfallkraftwerken geführt. Abfallkraftwerke werden weiterhin mit ihrer kompletten Erzeugungsleistung in der konventionellen Kraftwerksliste geführt. Aufgrund der Annahme, dass ca. 50 % des Abfalls biogenen Ursprungs ist, wird die Hälfte der Leistung von Abfallkraftwerken jedoch bilanziell zu den Erneuerbaren Energien gezählt.

Entwicklung [GW]	Wind Onshore	Wind Offshore	Photovoltaik	Biomasse	Wasserkraft	Sonstige
Referenzwert	41,2	3,4	39,3	7,0	5,6	1,3
Nettozubau bis 2030	20,9	11,6	37,5	0,0	0,6	0,0
Σ Genehmigung	62,1	15,0	76,8	7,0	6,2	1,3

Tabelle 23: Entwicklung regenerativer Kapazitäten in Szenario C 2030

Zusammenfassung der Änderungen in Szenario C 2030 zum Entwurf der Übertragungsnetzbetreiber – Erneuerbare Energieträger

- Senkung der installierten Leistung Wind Onshore von 77,8 GW auf 62,1 GW
- Keine Änderung der installierten Leistung Wind Offshore
- Erhöhung der installierten Leistung Photovoltaik von 65,9 GW auf 76,8 GW
- Senkung der installierten Leistung Biomasse von 8,3 GW auf 7,0 GW
- Erhöhung der installierten Leistung Wasserkraft von 4,3 GW auf 6,2 GW
- Erhöhung der installierten Leistung sonstiger regenerativer Erzeugung von 0,6 GW auf 1,3 GW

4.3.7.2 Annahmen zur konventionellen Erzeugung

Die technisch-wirtschaftlichen Betriebsdauern der einzelnen Energieträger werden in Szenario C 2030 unverändert aus dem Entwurf der Übertragungsnetzbetreiber übernommen und in folgender Tabelle 24 dargestellt.

Erzeugungstyp	Szenario C 2030
Braunkohle	40 Jahre
Steinkohle	40 Jahre
Erdgas	40 Jahre
Mineralöl	35 Jahre
Pumpspeicher	unbegrenzt
Abfall	unbegrenzt
Sonstige	35 Jahre

Tabelle 24: Technisch-wirtschaftliche Betriebsdauer konventioneller Kraftwerke in Szenario C 2030

Im Szenario C 2030 wird gegenüber Szenario A 2030, außer bei Gaskraftwerken, eine um 10 Jahre verkürzte technisch-wirtschaftliche Betriebsdauer angenommen. Damit beträgt die technisch-wirtschaftliche Betriebsdauer im Szenario C 2030 für Braun-, Steinkohle- und Gaskraftwerke 40 Jahre. Für Kraftwerke, die mit

Mineralölprodukten betrieben werden, wird eine Betriebsdauer von 35 Jahren und für Pumpspeicherkraftwerke eine unendliche Betriebsdauer angenommen. Die gegenüber den Szenarien B 2030 um weitere 5 Jahre reduzierte technisch-wirtschaftliche Betriebsdauer begründet sich mit der in Szenario C 2030 angenommenen Steigerung des Ausbaus und der Flexibilisierung der Erneuerbaren Energien. Die ohnehin erschwerte wirtschaftliche Situation konventioneller Kraftwerke wird so weiter verstärkt. Die Verkürzung der Betriebsdauer der konventionellen Kraftwerke entsteht aufgrund angenommener erschwerter wirtschaftlicher Bedingungen. Der stärkere Ausbau der Erneuerbaren Energien erhöht den Preisdruck auf die konventionellen Kraftwerke, wodurch die Wirtschaftlichkeit schon vor dem Erreichen der technischen Betriebsdauer nicht mehr gegeben sein kann.

Die Annahme einer technisch-wirtschaftlichen Betriebsdauer von 40 Jahren für Braunkohlekraftwerke liegt noch oberhalb einzelner Forderungen von Konsultationsteilnehmer, die eine noch stärkere Reduktion fordern. Diese Reduktion soll eine Herausnahme von Braunkohlekraftwerken, teilweise bis zum kompletten Ausstieg aus der Braunkohleverstromung, bewirken. Die Annahme eines Kohleausstiegs bis 2030 erscheint der Bundesnetzagentur jedoch als nicht sachgerecht. Die momentane politische Situation sieht über die im Szenariorahmen 2017-2030 getroffenen Annahmen keine Verschärfung der Regularien für Braunkohlekraftwerke vor, weshalb die Bundesnetzagentur keine Handhabe für eine weitere Verkürzung der Laufzeiten sieht.

Die Kriterien zum Zubau von in Planung befindlichen Kraftwerken werden entsprechend folgender Tabelle 25 angenommen.

Erzeugungstyp	Szenario C 2030
Braunkohle	Kein Zubau
Steinkohle	Kein Zubau
Erdgas	Zubau wenn Antrag/Zusage nach §§ 38-39 GasNZV vorhanden und geplante Inbetriebnahme vor 2020
Mineralöl	Kein Zubau
Pumpspeicher	Zubau wenn Antrag/Zusage nach § 9 KraftNAV vorhanden
Abfall	Zubau aller in Planung befindlicher Kraftwerke
Sonstige	Zubau aller in Planung befindlicher Kraftwerke

Tabelle 25: Kriterien zum Zubau von in Planung befindlichen Kraftwerken in Szenario C 2030

Analog zu Szenario B 2030 werden im Szenario C 2030 keine Braunkohle-, Steinkohle- und Mineralölkraftwerke über die aktuellen Zubauten hinaus errichtet.

Bei Gaskraftwerken werden, wie in Szenario B 2030, auch Kraftwerke angenommen, welche nur eine Kapazitätsreservierungsanfrage nach § 38 GasNZV oder ein Ausbaubegehren nach § 39 GasNZV gestellt haben. Diese Kraftwerke müssen dabei kein Netzanschlussbegehren nach § 9 KraftNAV gestellt haben oder über eine Netzanschlusszusage nach § 9 KraftNAV verfügen. Als Einschränkung gilt dies nur, wenn die geplante Inbetriebnahme dieser Kraftwerke vor dem Jahr 2020 liegt. Diese Kriterien bilden eine starke Lockerung im Gegensatz zur Genehmigung des Szenariorahmen 2025.

Die Übertragungsnetzbetreiber haben im Rahmen der Anhörung den Wegfall des Kriteriums nach KraftNAV zur Berücksichtigung von geplanten Gaskraftwerken kritisiert. Es habe hier offensichtlich ein Methodenwechsel stattgefunden, den die Übertragungsnetzbetreiber ohne weitere Erläuterung nicht nachvollziehen könnten. Die impliziten getroffenen Annahmen der Bundesnetzagentur zur Wirtschaftlichkeit von geplanten Gaskraftwerken im künftigen Energiemarkt seien zumindest zu hinterfragen.

Die Vorgehensweise der Bundesnetzagentur erscheint jedoch adäquat, denn die Bundesregierung hat ein klares politisches Bekenntnis zum Energy-Only-Markt 2.0 und damit insbesondere zu Gunsten von zukünftigen Gaskraftwerken abgegeben. Dieses politische Bekenntnis wird durch die Einschätzung der zukünftigen wirtschaftlichen Lage ergänzt, in der Gaskraftwerke als weniger kapitalintensive Kraftwerke, die auf vergleichsweise kurze Betriebsdauern ausgelegt sind und darüber hinaus vergleichsweise wenig CO₂ ausstoßen, bevorzugt werden. Ferner wird die Nähe zu den Annahmen des Szenariorahmens zum Netzentwicklungsplan Gas 2016 erhöht. Dort werden diese Kriterien ebenfalls bei der Bestätigung des Szenariorahmens zum Netzentwicklungsplan Gas 2016 in analoger Form angewendet.

Bei Pumpspeicherkraftwerken entscheidet, wie in Szenario B 2030, ob ein Netzanschlussbegehren oder eine Netzanschlusszusage nach § 9 KraftNAV vorhanden ist.

Bei Abfallkraftwerken und Kraftwerken mit sonstigen Brennstoffen wird angenommen, dass alle in Planung befindlichen Kraftwerke zugebaut werden.

Unter Anwendung der in den Kapitel II B 3.4.2 und der oben beschriebenen Methodik ergibt sich aus der Kraftwerksliste (vgl. Anlage 1) die angenommene Kraftwerksleistung in Szenario B 2035. Diese setzt sich entsprechend der Tabelle 26 zusammen.

Entwicklung [GW]	Braunkohle	Steinkohle	Erdgas	Öl	Pump-speicher	Sonstige
In Bestand 2015	21,1	28,6	30,3	4,2	9,4	2,3
- Rechnerische oder geplante Außerbetriebnahme bis 2030	11,8	18,9	6,3	3,3	0,0	0,6
+ In Bau	0,0	1,1	6,4	0,0	0,4	0,0
+ In Planung	0,0	0,0	7,4	0,0	2,1	0,1
= Bestand 2030	9,3	10,8	37,8	0,9	11,9	1,8

Tabelle 26: Entwicklung konventioneller Kapazitäten in Szenario C 2030

Zusammenfassung der Änderungen in Szenario C 2030 zum Entwurf der Übertragungsnetzbetreiber – konventionelle Energieträger

- Erhöhung der installierten Leistung Braunkohle von 9,2 GW auf 9,3 GW
- Senkung der installierten Leistung Steinkohle von 11,0 GW auf 10,8 GW
- Erhöhung der installierten Leistung Erdgas von 29,1 GW auf 37,8 GW
- Keine Änderung der installierten Leistung von Öl
- Keine Änderung der installierten Leistung von Pumpspeicher
- Senkung der installierten Leistung sonstige konventionelle Erzeugung von 2,7 GW auf 1,8 GW



Szenariorahmen 2017-2030: Szenario C 2030 in der Bundesrepublik Deutschland

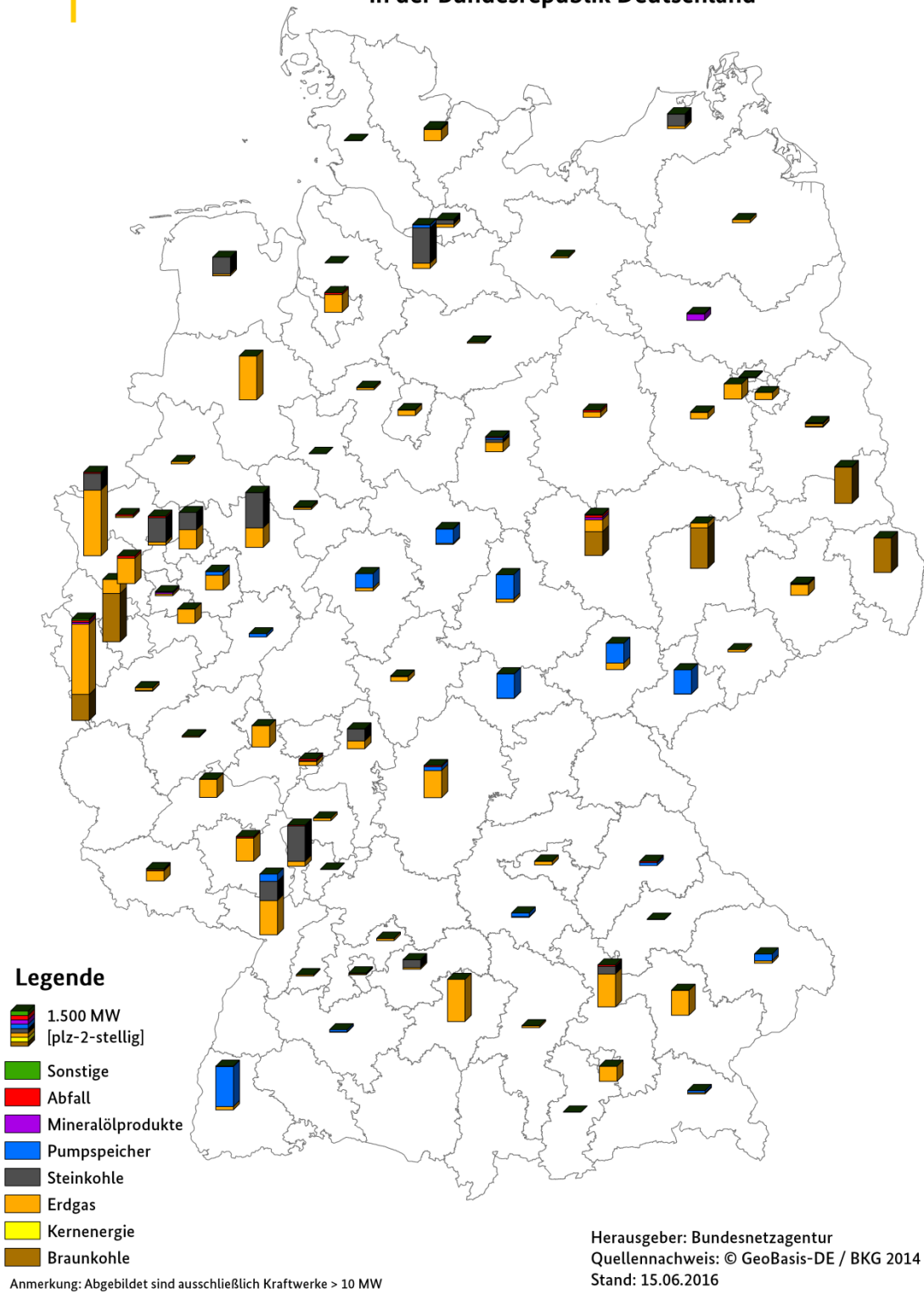


Abbildung 9: Konventioneller Kraftwerkspark in Szenario C 2030

Wichtiger Hinweis: Die Skalierung der Balken weicht zwischen den einzelnen Szenarien ab (siehe Legende).

5. Mittel- und langfristige energiepolitische Ziele der Bundesregierung

Die genehmigten Szenarien erfüllen – soweit eine Aussage hierzu methodisch bereits möglich ist – zum größten Teil 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 28.09.2010 definiert. Ergänzt werden diese Ziele durch das sog. Energiepaket der Bundesregierung vom 06.06.2011 und gesetzlich verankerte Ziele. Darüber hinaus wurden diese Ziele im Aktionsprogramm Klimaschutz am 03.12.2014 seitens der Bundesregierung nochmals bekräftigt und im EEG 2014 für den Bereich Wind Offshore modifiziert. Im am 01.01.2016 in Kraft getretenen KWKG wurden die neuen KWK-Ziele der Bundesregierung festgelegt.

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 %
- Erhöhung des Anteils des aus Erneuerbaren Energien erzeugten Stroms am Bruttostromverbrauch bis 2025 auf 40 bis 45 %, bis 2035 auf 55 bis 60 % und bis 2050 auf mindestens 80 %
- Senkung des Primärenergieverbrauchs gegenüber 2008 bis 2020 um 20 % und bis 2050 um 50 %
- Steigerung der Offshore-Windleistung auf 15 GW im Jahr 2030
- Erhöhung der Strommenge aus Kraft-Wärme-Kopplung auf 120 TWh bis 2025
- Minderung des Stromverbrauchs gegenüber 2008 bis 2020 um 10 % und bis 2050 um 25 %
- Ausstieg aus der Nutzung der Kernenergie bis 2022

Ohne die Ergebnisse der Marktsimulation und der Netzberechnung zu kennen, die auf der Genehmigung des Szenariorahmens 2017-2030 beruhen, kann eine erste Einschätzung getroffen werden, welche Szenarien die angeführten energiepolitischen Ziele der Bundesregierung erreichen.

5.1 Einhaltung der CO₂-Ziele

Auf Grund der CO₂-Emissionsgrenze, die in den Szenarien B 2030, B 2035 und C 2030 als Nebenbestimmung eingeführt wird, ist sicher davon auszugehen, dass die genannten Szenarien die Emissionsgrenzen einhalten werden. Das Szenario A 2030 hingegen stellt eine Ausnahme dar. Es unterliegt keiner solchen CO₂-Restriktion im Marktmodell und verfügt über den größten konventionellen Kraftwerkspark mit einem vergleichsweise hohen Anteil an CO₂-intensiven Braunkohlekraftwerken. Weiterhin wird ein Ausbau der Erneuerbaren Energien am unteren Rand des EE-Ausbaukorridors unterstellt. Daher besteht in Szenario A 2030 eine nicht geringe Wahrscheinlichkeit, dass die von der Bundesregierung definierte Reduktion der Treibhausgase nicht vollständig erreicht wird. Dies erscheint sinnvoll, da trotz aller Bemühungen derzeit nicht ausgeschlossen werden kann, dass die Klimaschutzziele in einem konservativen Szenario auch aus konjunkturellen Gründen nicht in vollem Umfang erreicht werden.

5.2 Einhaltung der EE-Anteile am Bruttostromverbrauch

Der Anteil des aus Erneuerbaren Energien erzeugten Stroms am Bruttostromverbrauch liegt in allen Szenarien im Korridor des 2016 novellierten EEG, womit dieses Ziel in allen Szenarien erreicht wird. Da sich der Anteil der Erneuerbaren Energien in den Szenarien in Übereinstimmung mit § 1 Abs. 2 EEG-E 2016 nach dem Bruttostromverbrauch richtet, ist dieser für den Szenariorahmen 2017-2030 zu prognostizieren. Die Prognose des Bruttostromverbrauchs ist dabei lediglich als Basis für die Ermittlung des Anteils der Erneuerbaren Energien ausschlaggebend und ist nicht mit dem Wert zu verwechseln, welcher sich nach Marktsimulation und Netzberechnung für den Bruttostromverbrauch letztlich ergibt. Dies ist dem Umstand geschuldet, dass einzelne Komponenten des Bruttostromverbrauchs Ergebnis der Marktsimulation und der Netzberechnung sind und folglich zum Zeitpunkt der Genehmigung des Szenariorahmens noch nicht bekannt sind. Wie in Kapitel II B 4.1 dargestellt, sind z. B. die Übertragungsnetzverluste als Folge des Energietransports das Ergebnis der Netzberechnung. Ähnlich verhält es sich mit der von Pumpspeicherkraftwerken genutzten Energie und dem Kraftwerkseigenverbrauch, die sich erst nach der Simulation des Kraftwerkeinsatzes in der Marktsimulation ergeben. Die Verluste des Übertragungsnetzes, die von Pumpspeicherkraftwerken genutzte Energie und der Kraftwerkseigenbedarf müssen daher zur Prognose des Bruttostromverbrauchs abgeschätzt werden.

Zur Abschätzung des Referenzwertes des Bruttostromverbrauchs in 2015 bezieht sich die Bundesnetzagentur auf die Daten des Monitoringberichts 2015 der Bundesnetzagentur. Für die Angaben zum Kraftwerkseigenverbrauch sind die Angaben des Jahresberichtes 2015 der AGEB (AG Energiebilanzen EV) maßgeblich. Tabelle 27 zeigt, wie sich der Bruttostromverbrauch näherungsweise bestimmen lässt.

Verbrauchstyp	Energieverbrauch [TWh]
Nettostromverbrauch 2015	532,1
+ Übertragungsnetzverluste	6,4
+ Pumpspeicherenergie	10,3
+ Kraftwerkseigenverbrauch	36,1
= Bruttostromverbrauch 2015	584,9

Tabelle 27: Ermittlung des Bruttostromverbrauchs 2015

Ausgangsgröße zur Ermittlung des Bruttostromverbrauchs in 2015 ist der in Kapitel II B 4 berechnete Nettostromverbrauch von 532,1 TWh in 2015. Hinzu kommen Energieverluste des Übertragungsnetzes von 6,4 TWh und die Energiemenge von 10,3 TWh zum Betrieb der Pumpspeicherkraftwerke. Ferner ist der Eigenverbrauch der Kraftwerke von 36,1 TWh zu berücksichtigen. Aufsummiert ergibt sich ein Bruttostromverbrauch von 584,9 TWh für das Jahr 2015.

Zur Prognose des Bruttostromverbrauchs in den Szenarien sind ferner die in Kapitel II B 4.1 angenommenen Verbrauchseinsparungen durch Effizienzsteigerung sowie der Mehrverbrauch durch Sektorenkopplung (Verkehrssektor und Wärmesektor), wie in Tabelle 28 dargestellt, zu berücksichtigen.

	Szenario A 2030	Szenario B 2030	Szenario B 2035	Szenario C 2035
Bruttostromverbrauch 2015	584,9 TWh	584,9 TWh	584,9 TWh	584,9 TWh
- Effizienzsteigerung	27,5 TWh	32,5 TWh	42,3 TWh	55,0 TWh
+ Sektorenkopplung	12,5 TWh	47,5 TWh	57,3 TWh	100,0 TWh
= Bruttostromverbrauch in den Szenarien	569,9 TWh	599,9 TWh	599,9 TWh	629,9 TWh

Tabelle 28: Prognose des Bruttostromverbrauchs in den Szenarien

In Szenario A 2030 berechnet sich nach Abzug der durch Effizienzgewinn eingesparten Energie und Addition des zusätzlichen Verbrauchs durch Sektorenkopplung ein Bruttostromverbrauch von gerundet 570 TWh. In Szenario B 2030 und B 2035 ergibt sich analog ein Saldo von 600 TWh. In Szenario C 2030 wird anhand genannter Methodik mit 630 TWh der höchste Bruttostromverbrauch prognostiziert.

Für die Prognose der EE-Anteile am Bruttostromverbrauch werden zusätzlich in allen Szenarien die nachfolgenden Volllastbetriebsstunden zu Grunde gelegt:

Volllastbetriebsstunden [h/a]	
Wind Onshore installiert vor dem 31.12.2015	1.700
Wind Onshore installiert nach dem 31.12.2015	2.300
Wind Offshore	4.300
Photovoltaik installiert vor dem 31.12.2015	920
Photovoltaik installiert nach dem 31.12.2015	950
Photovoltaik >750 kW installiert nach dem 31.12.2015	1.000
Biomasse vor dem 31.12.2015	6.200
Biomasse nach dem 31.12.2015	5.000
Wasserkraft	4.000
sonstige regenerative Erzeugung	3.460

Tabelle 29: Volllastbetriebsstunden der Erneuerbaren Erzeugungsanlagen

Die Volllastbetriebsstunden in Tabelle 29 (außer Wind Onshore alt/neu) beruhen auf Abschätzungen des Zentrums für Sonnenenergie- und Wasserstoff-Forschung Baden-Württemberg (ZSW). Als Datenbasis verwendet das ZSW kein einzelnes Wetterjahr, sondern bildet auf Grundlage historischer Messungen Durchschnittswerte. Dabei wurde bei einzelnen Energieträgern leicht von den Abschätzungen des ZSW abgewichen.

Die Volllaststunden der Wasserkraft wurden von 4500 auf 4000 herabgesetzt. Dies hängt damit zusammen, dass in diesem Szenariorahmen grenznahe Speicherwasserkraftwerke im Ausland berücksichtigt werden. Diese Speicherwasserkraftwerke haben verglichen mit Laufwasserkraftwerken viel geringere Volllaststunden. Um diesem Umstand Rechnung zu tragen, wurden die Volllaststunden aller Wasserkraftwerke pauschal um 500 reduziert. In Szenario C 2030 wurden die Volllaststunden nur auf 4.400 reduziert, da von einer Effizienzsteigerung bereits bestehender Wasserkraftwerke ausgegangen wird.

Die Volllaststunden neuer Biomasseanlagen, die in der Ausschreibung den Zuschlag erhalten haben, wurden dagegen von 4.000 auf 5.000 erhöht. Die Volllaststunden sind ein gewichteter Durchschnitt des erwarteten Zubauportfolios. Zu diesem Portfolio zählen zuvorderst Biogasanlagen, die aufgrund von Flexibilitätsanforderung im EEG zukünftig für maximal 4.400 h/a eine Vergütung erhalten. Von dieser Anforderung sind kleine Gülleanlagen ausgenommen. Es wird angenommen, dass sie weiterhin Volllaststunden zwischen 7000 bis 8000 h/a realisieren werden. Daneben werden Holzkraftwerke zugebaut, die zwischen 6000 und 7000 Stunden im Jahr unter Nennlast Strom erzeugen. Die Förderung der energetischen Verwertung von Altholz durch das EEG ist mit der EEG-Novelle 2016 beendet worden. Für Altholz besteht eine abfallrechtliche Verwertungspflicht nach dem Kreislaufwirtschaftsgesetz. Es ist deshalb davon auszugehen, dass die Stromerzeugung in Altholzkraftwerken auch nach Auslaufen der EEG-Förderung größtenteils erhalten bleibt. Die Stromerzeugung aus Schwarzlauge wird ebenfalls aufgrund der thermischen Verwertungspflicht als konstant angenommen. Um den soeben genannten Umständen Rechnung zu tragen, wurden die Volllaststunden aller Biomassekraftwerke pauschal um 1000 erhöht. Zu Prognosezwecken für die Abschätzung des voraussichtlichen EE-Anteils am Bruttostromverbrauch ist die Hochrechnung auf Basis von historischen Durchschnittswerten sachgerecht. In Abgrenzung dazu ist im Rahmen der Marktmodellierung zur Netzberechnung die Verwendung eines historischen Wetterjahres mit daraus folgenden höheren Volllaststunden sachgerechter.

Die spezifischen Volllaststunden der Windenergie an Land hängen von den Windbedingungen am jeweiligen Standort sowie der verwendeten Anlagentechnologie (Nabenhöhe, Rotordurchmesser, installierte Leistung) ab. Die durchschnittlich unterstellten Volllaststunden ergeben sich aus den in Deutschland verfügbaren Flächen und deren Windbedingungen. Im Zeitraum der letzten zehn Jahre lagen die Volllaststunden für den Gesamtbestand aller Anlagen in Abhängigkeit des jeweiligen Windjahres zwischen 1.450 und 1.850 Stunden pro Jahr. Der Hauptzubau aller Windenergieanlagen in Deutschland (Stand 2014) lag mit fast 85 Prozent im Bereich von Standortqualitäten zwischen 65 und 90 Prozent. Damit hat dieses Segment den mit Abstand größten Einfluss auf die durchschnittlichen Volllaststunden in Deutschland.

Den für den Zubau unterstellten durchschnittlichen Volllaststunden von 2.300 liegen moderne Windenergieanlagen und deren Volllaststunden zugrunde. Die Übertragungsnetzbetreiber haben im Rahmen der Anhörung Zweifel bezüglich der aus ihrer Sicht zu ambitionierten Annahmen der Volllaststunden für Wind Onshore geäußert. Der konkrete Wert der Bundesnetzagentur stützt sich auf den EEG-Erfahrungsbericht, der von IE Leipzig erstellt und im Sommer 2014 veröffentlicht wurde. Dabei wurden die angenommenen Volllaststunden von 2.200 auf 2.300 erhöht, da davon auszugehen ist, dass die Nabenhöhe von zukünftigen Anlagen weiter steigt und sich so auch die Volllaststunden weiter erhöhen können. Diese Annahmen werden auch durch die Studien des Umweltbundesamtes (Potenzial der Windenergie an Land, 2013) und der Agora (Entwicklung der Windenergie in Deutschland, 2013) gestützt, die für Neuanlagen deutschlandweit 2.440 Volllaststunden bzw. ca. 4.500 Volllaststunden im Norden und ca. 2750 Volllaststunden im Süden vorhersehen.

Die Standortgüte des weiteren Zubaus orientiert sich am Bestand der Windenergieanlagen. Es wird daher angenommen, dass auch mit Einführung der Ausschreibungen der Zubau vor allem im Bereich zwischen 70 bis 90 Prozent Referenzertrag erfolgen wird. Entsprechend der gegenwärtigen Genehmigungspraxis ist darüber hinaus ein Abschlag vorgenommen worden, der die zunehmenden Abschaltzeiten von Windenergieanlagen aufgrund von Schallschutz, Schattenwurf, Radaranlagen und naturschutzrechtliche Vorgaben berücksichtigt.

In allen Szenarien ist die wegen der Spitzenkappung (vgl. Kapitel II B 3.3) nicht eingespeiste Energiemenge in Abzug zu bringen. Die Berücksichtigung der Spitzenkappung führt zu niedrigeren EE-Anteilen am Bruttostromverbrauch, da die nicht eingespeiste EE-Energiemenge abgezogen wird.

Unter Berücksichtigung des in den Kapiteln II B 4.3.4, II B 4.3.6 und II B 4.3.7 dargestellten Erneuerbaren Energien Kraftwerksparks, der in Tabelle 29 dargestellten Volllaststunden, der Spitzenkappung sowie des prognostizierten Bruttostromverbrauchs, werden voraussichtlich alle Szenarien des Szenariorahmens 2017-2030 einen EE-Anteil zwischen 47,5 % und 52,5 % in 2030 bzw. zwischen 55 % und 60 % in 2035 am Bruttostromverbrauch einhalten. Die genaue Verteilung in den Szenarien wird in der nachfolgenden Tabelle 30 dargestellt.

	Szenario A 2030	Szenario B 2030	Szenario B 2035	Szenario C 2030
Anteil Erneuerbarer Energien am Bruttostromverbrauch	49,2%	50,9%	57,5%	52,5%

Tabelle 30: Anteil Erneuerbarer Energien am Bruttostromverbrauch in den Szenarien

5.3 Einhaltung der weiteren Ziele

Für das Erreichen des Ziels der Senkung des Primärenergieverbrauchs kann ohne das Ergebnis der Marktsimulation keine abschließende Aussage gemacht werden. Auf Grund der Erfahrungen aus den letzten Netzentwicklungsplänen kann die Bundesnetzagentur für die meisten Szenarien eine optimistische Einschätzung abgeben. Es ist wahrscheinlich, dass das von der Bundesregierung formulierte Ziel zur Senkung des Primärenergieverbrauchs in keinem Szenario eindeutig verfehlt wird.

Die Steigerung der Offshore Windleistung auf 15 GW bis 2030 wird im Szenario A 2030 nahezu und in allen anderen Szenarien vollständig erreicht.

Die von der Bundesregierung angestrebte Strommenge aus Kraft-Wärme-Kopplung von 120 TWh bis 2025 wird in Szenario A 2030 mit hoher Wahrscheinlichkeit erreicht. Die Ermittlung des Anteils von Strom aus Kraftwärmekopplung kann in den Szenarien B 2030, B 2035 und C 2030 nicht wie in Szenario A 2030 ermittelt werden. Denn auf Grund der angenommenen Flexibilisierung der KWK-Anlagen und der Reduzierung von Mindesteinsatzbedingungen kann die Erzeugung einer prinzipiell KWK-fähigen Anlage nicht mehr pauschal einem exklusiv „wärmegeführten“ Prozess zugeordnet werden. Es ist daher nicht mehr ersichtlich, ob die so produzierte Energiemenge zur Erreichung der KWK-Ziele der Bundesregierung hinzugerechnet werden kann. Auf diese Schwierigkeiten bei der Ermittlung des Anteils von Strom aus Kraftwärmekopplung haben die Übertragungsnetzbetreiber im Rahmen der Anhörung noch einmal ausdrücklich hingewiesen. Die Bundesnetzagentur ist sich der Schwierigkeit einer Überprüfung in den Szenarien B 2030, B 2035 und C 2030 bewusst. Gleichwohl sind alle Szenarien des Szenariorahmens 2017-2030 auf die Zielerreichung hin zu überprüfen und – sofern nicht exakt bestimmbar – von den Übertragungsnetzbetreibern begründet abzuschätzen, ob die Ziele erreicht werden.

Das Ziel einer Senkung des Stromverbrauchs um 10 % bis 2020 gegenüber dem Jahr 2008 (618 TWh), wird in allen Szenarien vollständig erreicht. Werden vom in Tabelle 27 dargestellten Bruttostromverbrauch des Jahres 2015 die spezifischen Effizienzinsparungen der Szenarien des Szenariorahmens 2017-2030 abgezogen, ergeben sich für die Szenarien Stromeinsparungen gegenüber dem Referenzjahr 2008 zwischen 10 % und 14 %. Diese Effizienzinsparungen werden durch den zusätzlichen Verbrauch auf Grund von

Sektorenkopplung in Szenario A 2030 teilweise, in den Szenarien B 2030 und B 2035 leicht und in Szenario C 2030 deutlich überkompensiert. Für das Ziel einer Senkung des Stromverbrauchs um 25 % bis 2050 sind allerdings weitere Bemühungen erforderlich, die über die bisherigen Anstrengungen hinausgehen.

Der Ausstieg aus der Nutzung der Kernenergie bis 2022 wird in allen Szenarien berücksichtigt.

6. Europäischer Rahmen

Neben den oben beschriebenen Annahmen für die Entwicklung der Erzeugung und den Verbrauch auf nationaler Ebene sind auch Annahmen für die umliegenden europäischen Länder zwecks Marktmodellierung und Netzberechnungen zu treffen. Die Annahmen für die Erzeugung und den Verbrauch in den europäischen Ländern beeinflussen maßgeblich die Ergebnisse der dem Szenariorahmen folgenden Marktsimulation, insbesondere den Stromaustausch zwischen Deutschland und den angrenzenden Staaten. Der Stromaustausch mit den Nachbarstaaten ist wiederum auch maßgeblich für den innerdeutschen Lastfluss und hat somit Auswirkungen auf die dem Szenariorahmen folgenden nationalen Netzberechnungen.

Die Bundesnetzagentur bekennt sich zu einem möglichst freizügigen Energiebinnenmarkt innerhalb Europas, der den Wettbewerb stärken soll, um so für alle Verbraucher den Zugang zu möglichst kostengünstiger Energie zu fördern. Dabei spielen die Handelsaktivitäten auf dem Binnenmarkt zwischen den einzelnen Marktgebieten eine wichtige Rolle. Deutschland ist in diesem Zusammenhang eines der wichtigsten Transitländer in Europa, d. h. der nationale Stromnetzausbau dient auch diesem Zweck. Zudem kann durch ein eng vermaschtes Übertragungsnetz im europäischen Verbund auch die nationale Versorgungssicherheit durch Ausgleichseffekte weiter entfernt liegender Erzeugungskapazitäten, z. B. aus regenerativen Energien oder Speicher, deutlich erhöht werden. Im Jahr 2014 betrug die in einer Stunde auftretende maximale Handelskapazität (Day-Ahead), die den Stromimport und -export in Deutschland umfasste, 19,1 GW.

Dem genehmigten Szenariorahmen liegen angemessene Annahmen zur Austauschkapazität mit anderen Ländern unter Berücksichtigung geplanter Investitionsvorhaben der europäischen Netzinfrastruktur zu Grunde. Für die im Szenariorahmen zu treffenden Annahmen zum Stromaustausch mit anderen Ländern sind dabei der Verbrauch und die installierte regenerative und konventionelle Erzeugungsleistung im europäischen Ausland, aber nicht die tatsächlich geflossene Energie entscheidend. Zur Bestimmung der Austauschstrommengen bedarf es einer (europäischen) Marktsimulation, die nicht Gegenstand der Genehmigung des Szenariorahmens ist. Die Annahmen betreffen auch Übertragungskapazitäten zwischen den europäischen Märkten unter Berücksichtigung geplanter Investitionsvorhaben der europäischen Netzinfrastruktur (sog. „Net Transfer Capacity“).

Die Annahmen zum Verbrauch und zur installierten regenerativen und konventionellen Erzeugungsleistung im europäischen Ausland ergaben sich in der letzten Genehmigung des Szenariorahmens 2025 aus dem SO&AF 2014-2030 vom 03.06.2014. In der vorliegenden Genehmigung wird hingegen auf den Scenario Development Report (SDR) des TYNDP 2016 zurückgegriffen, der am 03.11.2015 von ENTSO-E veröffentlicht wurde.

Der SDR enthält vier sogenannte „Visions“ für 2030, die als Brücke zwischen den EU-Energiezielen für 2020 und 2050 fungieren sollen. ENTSO-E hat weiterhin ein Best Estimate Scenario 2020 eingeführt, welches die wahrscheinliche Entwicklung bis zum Jahr 2020 abbildet und als Startpunkt der Visionen dient. Bei den „Visions“ handelt es sich hingegen um Randszenarien, welche einen großen Trichter möglicher Entwicklungen darstellen. Der SDR erscheint im zweijahres-Rhythmus und bildet die Grundlage des im jeweils darauf folgenden Jahr erscheinenden TYNDP.

Dem Szenario A 2030 wird, wie im Entwurf der Übertragungsnetzbetreiber vorgeschlagen, die Vision 2 des SDR 2015 zugeordnet. Vision 2 zeichnet sich durch ein moderates Transformationstempo aus. Es gibt erste Ansätze von Innovationen und Flexibilisierung sowie eine leichte Steigerung der Elektromobilität. Die

konventionellen Anlagen haben einen hohen Anteil an der Stromerzeugung bei einem moderaten Ausbau der Erneuerbaren Energien. Der Stromverbrauch stagniert auf Grund verstärkter Maßnahmen zur Energieeffizienz. Bei Vision 2 handelt es sich um ein Top-Down-Szenario mit europäischem Fokus. Die Zuordnung des Szenarios A 2030 zu Vision 2 lässt sich damit begründen, dass beide Prognosen den geringsten Fortschritt beim Ausbau der Erneuerbaren Energien darstellen, also das geringste Transformationstempo innerhalb des vom Gesetzgeber vorgegeben Korridors zum Ausbau der Erneuerbaren Energien vorweisen. Darüber hinaus wird in Szenario A 2030 und in Vision 2 ein geringerer Grad an Innovation und Flexibilisierung unterstellt. Beim Stromverbrauch wird zudem in beiden Prognosen ein im Vergleich zu den übrigen Szenarien und Visionen eher geringer Verbrauch angenommen.

Dem Szenario B 2030 wird, wie im Entwurf der Übertragungsnetzbetreiber vorgeschlagen, ein Mittelwert aus den Visionen 2 und 3 des SDR 2015 zugeordnet. Vision 3 zeichnet sich gegenüber Vision 2 durch ein höheres Innovations- und Transformationstempo aus. Die Flexibilisierung der Last sowie die Elektrifizierung des Transport- und Wärmesektors werden vorangetrieben. Eine verstärkte Förderung der Energieeffizienz führt zudem zu einem stagnierenden bis sinkenden Stromverbrauch. Bei einem starken Ausbau Erneuerbarer Energien nimmt gleichzeitig die installierte Leistung von Gaskraftwerken zu. Bei Vision 3 handelt es sich um ein Bottom-Up-Szenario mit nationalem Fokus. Die vorgeschlagene Zuordnung eines Mittelwertes der moderaten Vision 2 und der ambitionierten Vision 3 des SDR 2015 zum Szenario B 2030 ist sachgerecht.

Dem Langfristszenario B 2035 wird, wie im Entwurf der Übertragungsnetzbetreiber vorgeschlagen, die Vision 3 des SDR 2015 zugeordnet. Die Vision 3 bildet, wie oben beschrieben, ein schnelles Transformationstempo mit vielen Innovationen und starkem Ausbau der Erneuerbaren Energien ab. Da das Szenario B 2035 einen längeren Zeithorizont betrachtet als das Szenario B 2030, ist eine Zuordnung zur Vision 3 sachgerecht.

Dem Szenario C 2030 wird ebenfalls Vision 3 des SDR 2015 zugeordnet. Da es sich bei dem Szenario C 2030 um das nationale Innovationsszenario handelt, ist eine Zuordnung zur Vision 3 sachgerecht, weil beide Szenarien ambitionierte Ziele im Rahmen der Energiewende verfolgen.

Die Annahmen zu den Übertragungskapazitäten zwischen den europäischen Märkten ergeben sich aus den bestehenden Grenzkuppelkapazitäten sowie dem ersten Entwurf des TYNDP 2016 vom 23.06.2016, der die geplanten Investitionsvorhaben der europäischen Netzinfrastruktur abbildet. ENTSO-E klassifiziert die TYNDP Projekte basierend auf ihrem Planungsstatus sowie dem Inbetriebnahmedatum in drei Kategorien. Die Mid-term Projects sind in Planung („planning“) befindliche Projekte mit einer Inbetriebnahme bis 2022. Long-term Projects befinden sich ebenfalls in Planung („planning“), werden jedoch zwischen 2022 und 2030 in Betrieb genommen. Als Future Projects („under consideration“) werden die restlichen Projekte klassifiziert, welche den Planungsstatus zum Zeitpunkt der Veröffentlichung des TYNDP 2016 noch nicht erreicht hatten. Nach dem Verständnis der Bundesnetzagentur ist eine Realisierung dieser Projekte bis 2030 eher unwahrscheinlich.

Für die Auslegung der Referenzkapazitäten des TYNDP 2016 mit dem Zieljahr 2030 werden von ENTSO-E lediglich die Mid-term und Long-term Projects betrachtet. Future Projects fließen ausdrücklich nicht in die Auslegung dieser Referenz-Übertragungskapazitäten ein. Das Zieljahr 2035 wird zwar im TYNDP 2016 nicht ausdrücklich betrachtet, dennoch werden für 2035 zusätzlich zu den Referenzkapazitäten einige von der Bundesnetzagentur als sinnvoll erachtete Future Projects berücksichtigt. Die sich daraus ergebenden

genehmigten Handelskapazitäten in Tabelle 31 weichen in den markierten Bereichen von den vorgeschlagenen Werten der Übertragungsnetzbetreiber ab.

NTC [MW]		AT	BE	CH	CZ	DK-O	DK-W	FR	LU	NL	NO	PL	SE	Σ
2030	nach DE	7.500	2.000	5.700	2.600	1.000	3.000	4.800	2.300	5.000	1.400	3.000	1.315	39.615
	von DE	7.500	2.000	4.300	2.000	1.000	3.000	4.800	2.300	5.000	1.400	2.000	1.315	36.615
2035	nach DE	7.500	2.000	6.400	2.600	1.600	3.000	4.800	2.300	6.000	1.400	3.000	2.000	42.600
	von DE	7.500	2.000	5.986	2.000	1.600	3.000	4.800	2.300	6.000	1.400	2.000	2.015	40.601

Tabelle 31: Handelskapazitäten zwischen Deutschland und den Anrainerstaaten

Im Rahmen der Anhörung haben die Übertragungsnetzbetreiber gegenüber ihrem Szenariorahmenentwurf eine Erhöhung der Handelskapazitäten mit der Schweiz um jeweils 1.000 MW für das Zieljahr 2030 beantragt. Diese Erhöhung resultiert aus dem Fortschritt des TYNDP-Projektes 231.1282 aus dem Betrachtungs- („under consideration“) in den Planungsstatus („planning“). Das Projekt entspricht dem Netzentwicklungsplan Projekt P221 in Kombination mit internen Netzausbaumaßnahmen in der Schweiz. Die beantragte Erhöhung der Handelskapazität für die Schweiz folgt der oben beschriebenen Methodik zur Ermittlung der Referenzkapazitäten und wird daher genehmigt.

Weiterhin haben die Übertragungsnetzbetreiber im Rahmen der Anhörung die Beibehaltung der in ihrem Szenariorahmenentwurf beantragten Austauschkapazitäten an der Grenze zu Schweden gefordert. Begründet wird dies mit der von 50Hertz geplanten vollständigen Realisierung der HansaPowerBridge bis 2030 (TYNDP-Projekte 176.995 und 267.1262). Da die zweite Ausbaustufe der HansaPowerBridge (TYNDP-Projekt 267.1262) jedoch noch nicht den Planungsstatus („planning“) erreicht hat und lediglich im Betrachtungsstatus („under consideration“) verharrt, werden die von den Übertragungsnetzbetreibern beantragten Austauschkapazitäten von 2.000 MW nicht genehmigt. Für das Zieljahr 2035 hingegen werden die von den Übertragungsnetzbetreibern beantragten Austauschkapazitäten für die Auslegung der Handelskapazität übernommen.

Wie im Entwurf der Übertragungsnetzbetreiber dargestellt, gibt es derzeit noch eine gemeinsame Preiszone mit Österreich sowie mit Luxemburg, so dass hier noch keine Handelskapazitäten im eigentlichen Sinne existieren. Sowohl für die Marktmodellierung, die aus mathematischen Gründen nicht mit einer beliebig hohen Transportkapazität rechnen kann, als auch zur Ermittlung eines realistischen Netzausbaus ist es notwendig, im Marktmodell eine Beschränkung der Übertragungskapazität von und nach Österreich sowie von und nach Luxemburg einzuführen. Ansonsten könnten modellbedingte extreme Handelsflüsse zu einem stark überdimensionierten Netzausbaubedarf führen.

Die Bundesnetzagentur geht derzeit davon aus, dass bis 2018/2019 ein Engpassmanagementverfahren an der deutsch-österreichischen Grenze etabliert werden könnte. Die Einführung eines Engpassmanagementverfahrens wurde durch die Bundesnetzagentur bereits im Bericht zur Feststellung des Bedarfs an Netzreserve für den Winter 2016/2017 sowie das Jahr 2018/2019 vom 19.04.2016 diskutiert. Der von den Übertragungsnetzbetreibern angenommene Wert von 7,5 GW für das Jahr 2030 sowie für 2035 stimmt mit den Referenzkapazitäten des TYNDP 2016 überein und ist angemessen. Damit werden die heutige Größe

der Kuppelkapazitäten und weitere Ausbauvorhaben ausreichend berücksichtigt. Folglich ist sichergestellt, dass aufgrund unrealistisch hoher Werte kein zu starker Stromexport nach Österreich netzdimensionierend ist und der zukünftige Handel nicht zu stark im Vergleich zum heute tatsächlich stattfindenden Handel eingeschränkt wird.

Die 2,3 GW nach Luxemburg entsprechen der heutigen Übertragungskapazität. Der TYNDP sieht darüber hinaus keine weiteren Ausbauvorhaben nach Luxemburg vor.

Der Europäische Rat hat im März 2002 in Barcelona das sogenannte Verbundgradziel erlassen, nach welchem alle Mitgliedsstaaten bis 2020 eine Importkapazität von 10 % der gesamten installierten Erzeugerleistung aufweisen sollen. Die Bundesnetzagentur geht davon aus, dass Deutschland, basierend auf den Inbetriebnahmedaten der geplanten Interkonnektoren des TYNDP 2016 sowie des Entwurfs der Übertragungsnetzbetreiber zum Netzentwicklungsplan 2025, dieses Ziel im Jahr 2020 erreichen wird. In der Mitteilung der Kommission „Strategie für eine sichere europäische Energieversorgung“ wurde weiterhin vorgeschlagen, das derzeitige Stromverbundziel von 10 % unter Berücksichtigung der Kostenaspekte und des Handelspotenzials bis 2030 auf eine Importkapazität von 15 % der gesamten installierten Erzeugerleistung anzuheben. Basierend auf den Prognoseannahmen des Szenarios B 2030 und unter Berücksichtigung der oben aufgeführten Handelskapazitäten wird Deutschland auch dieses Ziel im Jahr 2030 erreichen.

C Regionalisierung

1. Regionale Zuordnung von Wind Offshore in Nord- und Ostsee

Die regionale Verteilung der installierten Leistung Wind Offshore stellt sich wie folgt dar:

Gebiet	Szenario A 2030	Szenario B 2030	Szenario B2035	Szenario C 2030
Nordsee	11,2 GW	11,7 GW	14,4 GW	11,7 GW
Ostsee	3,1 GW	3,3 GW	4,6 GW	3,3 GW
Gesamt	14,3 GW	15,0 GW	19,0 GW	15,0 GW

Tabelle 32: Regionale Zuordnung von Wind Offshore in Nord- und Ostsee

Die Ermittlung der Regionalisierung wird entgegen dem Entwurf des Szenariorahmens 2017-2030 der Übertragungsnetzbetreiber anhand des Potenzials der in den Bundesfachplänen Offshore für die Nord- und Ostsee ausgewiesenen Flächen ermittelt. Lagen seitens des Bundesamtes für Seeschifffahrt und Hydrographie aktuellere Werte zu den Flächen vor, wurden diese berücksichtigt.

Auf Nachfrage der Bundesnetzagentur führten die Übertragungsnetzbetreiber mit Schreiben vom 21.03.2016 aus, dass sich die Berechnung der Regionalisierung an der Realisierungsdauer der Anbindungssysteme orientiert. Die Berechnung wurde für die Szenarien wie folgt vorgenommen:

- Berechnungsformel der Übertragungsnetzbetreiber für die Ostsee Szenario B 2030:

$$\frac{\text{Zeitraum 2021 bis 2030 in Jahren}}{\text{Realisierungsdauer Anbindungssystem von 3,5 Jahren}} \cdot \text{Übertragungskapazität Anbindungssystem} \\ + \text{Übertragungskapazität Startnetz} = \text{Leistung Wind Offshore Ostsee 2030}$$

d. h. in installierter Gesamtkapazität: $2,5 \cdot 500 \text{ MW} + 1.088,6 \text{ MW} = 2338,6 \text{ MW}$ (2,3 GW)

Da die Anbindungssysteme stets am Ende der Realisierungsdauer in Betrieb gehen, haben die Übertragungsnetzbetreiber das Ergebnis abgerundet, d.h. die Fertigstellung der Hälfte des letzten nach dieser Formel erforderlichen Anbindungssystems wurde von den Übertragungsnetzbetreibern erst in 2031 angenommen.

- Berechnungsformel der Übertragungsnetzbetreiber für die Ostsee B 2035:

$$\frac{\text{Zeitraum 2021 bis 2030 in Jahren}}{\text{Realisierungsdauer Anbindungssystem von 3,5 Jahren}} \cdot \text{Übertragungskapazität Anbindungssystem} \\ + \text{Übertragungskapazität Startnetz} = \text{Leistung Wind Offshore Ostsee 2030}$$

d. h. in installierter Gesamtkapazität: $4 \cdot 500 \text{ MW} + 1.088,6 \text{ MW} = 3.088,6 \text{ MW}$ (3,1 GW)

Da die Anbindungssysteme stets am Ende der Realisierungsdauer in Betrieb gehen, haben die Übertragungsnetzbetreiber das Ergebnis abgerundet, d.h. die Fertigstellung des letzten nach dieser Formel erforderlichen Anbindungssystems wurde von den Übertragungsnetzbetreibern erst nach 2035 angenommen.

Für die Szenarien A 2030 und C 2030 haben die Übertragungsnetzbetreiber in der Ostsee gegenüber Szenario B 2030 die Realisierung eines Anbindungssystems mit 500 MW mehr bzw. weniger unterstellt (1,8 GW in Szenario A 2030 und 2,8 GW in Szenario C 2030). Die regionalisierte Leistung für die Nordsee wurde von den Übertragungsnetzbetreibern in allen Szenarien anhand der Gesamtleistung und der regionalisierten Leistung für die Ostsee ermittelt.

Diese Regionalisierungsmethodik ist jedoch nicht sachgerecht, da sie die eigentlichen Ausbaupotenziale in Nord- und Ostsee unberücksichtigt lässt und sich lediglich an der Realisierungsdauer der Anbindungssysteme orientiert. Dies birgt die Gefahr von Fehlallokationen, d.h. der Ausbedarf könnte dann in Nord- oder Ostsee sowohl unter als auch über den jeweiligen Potenzialen liegen.

Zwar wird sich die Regionalisierung gem. § 5 Abs. 1 und 3 Nr. 7 WindSeeG-E ab 2025 nach dem Flächenentwicklungsplan richten, allerdings wird dieser entsprechend § 6 Abs. 8 WindSeeG-E voraussichtlich erstmalig Ende 2018 vorgelegt werden. Daher ist im Rahmen des Szenariorahmens 2017-2030 bereits eine Vorabschätzung erforderlich, die das Potenzial der in dem Bundesfachplan Offshore Nordsee und Bundesfachplan Offshore Ostsee ausgewiesenen Flächen zugrunde legt, soweit diese nicht bereits durch das Startnetz erschlossen wurden. Auf die Genehmigungslage kommt es hingegen nicht mehr an, da die Flächen zukünftig nicht mehr durch Unternehmen vorentwickelt, sondern vielmehr durch den Staat voruntersucht werden. Auf diesen Flächen werden dann entsprechend §§ 16 ff. WindSeeG-E Ausschreibungen durchgeführt, an welchen alle interessierten Bieter unter den Voraussetzungen der §§ 20 ff. WindSeeG-E teilnehmen können. Aus dem gleichen Grund kommt auch eine Berücksichtigung sonstiger Realisierungsfortschritte bestehender Projekte nicht mehr in Betracht, zumal dies auch die Gefahr willkürlicher und schwer objektiv überprüfbarer Ergebnisse birgt.

Da die Küstenentfernung gem. § 5 Abs. 3 Nr. 3 WindSeeG-E auch im Rahmen des Flächenentwicklungsplan ein maßgebliches Kriterium bei der Auswahl der geeigneten Flächen darstellt und die Flächen in den Zonen 1 und 2 von Nord- und Ostsee nahezu ausreichend sind, um das Ziel von 15 GW in 2030 zu erreichen, werden zunächst lediglich die Potenziale der nicht durch das Startnetz erschlossenen Flächen in Zone 1 und 2 von Nord- und Ostsee betrachtet.

Hierzu wurde folgende Berechnungsformel der Bundesnetzagentur angewandt:

$$\frac{\text{Offshore Gesamtleistung im Zieljahr} - \text{Gesamtleistung der durch das Startnetz erschlossenen Flächen}}{\text{durch das Startnetz nicht erschlossene Gesamtfläche}} \cdot \text{durch das Startnetz nicht erschlossenen Teilflächen Nordsee/Ostsee} + \text{Teilleistung der durch das Startnetz erschlossenen Flächen Nordsee/Ostsee} = \text{regionalisierte Teilleistung Nordsee/Ostsee}$$

Die Regionalisierung wird für alle Szenarien in drei Schritten vollzogen: Im ersten Schritt wird die Gesamtleistung der durch das Startnetz erschlossenen Flächen in Nord- und Ostsee von der Offshore-Gesamtleistung bzw. der genehmigten Offshore-Mantelzahl abgezogen, da die erschlossene Leistung keine Anhaltspunkte für das weitere Ausbaupotenzial und die weitere Realisierungsgeschwindigkeit im Verhältnis

zwischen Nord- und Ostsee gibt. Die danach noch verbleibende Offshore-Gesamtleistung wird dann im zweiten Schritt pro rata anhand der Größe der nicht erschlossenen Flächen auf Nord- und Ostsee verteilt. Die Summe der Größe der durch das Startnetz erschlossenen Flächen je Seegebiet und des anhand des Flächenpotenzials pro rata ermittelten Zubaus je Seegebiet ergibt in einem dritten Schritt die regionalisierte Offshore-Leistung je Seegebiet.

Die Leistung der durch das Startnetz erschlossenen Flächen richtet sich nach der Leistung der Windparks, die über unbedingte Netzanschlusszusagen der Übertragungsnetzbetreiber gem. § 17 Abs. 2a EnWG alter Rechtslage und über durch die Bundesnetzagentur nach § 17d EnWG noch gültiger Rechtslage zugewiesene Kapazität verfügen. Die Abschätzung des Potenzials der nicht durch das Startnetz erschlossenen Flächen richtet sich nach den Angaben des Bundesamtes für Seeschifffahrt und Hydrographie im Rahmen des Bundesfachplans Offshore Nordsee und Bundesfachplans Offshore Ostsee sowie einer Stellungnahme dieser Behörde vom 26.05.2016.

Hiernach ergeben sich folgende Ausgangswerte:

Leistung durch Startnetz erschlossene Flächen [MW]			Durch Startnetz nicht erschlossene Flächen [km ²]		
Cluster	Nordsee	Ostsee	Cluster	Nordsee	Ostsee
0	224,4	--	0	0	--
1	0,0	735,0	1	60	27
2	1673,2	0,0	2	0	86
3	916,2	338,6	3	126	39
4	879,0	0,0	4	17	29
5	864,0	0,0	5	61	12
6	1052,0	--	6	47	--
7	0,0	--	7	122	--
8	1016,8	--	8	0	--
Gesamt	6625,6	1073,6	Gesamt	433	193
Summe	7699,2		Summe	626	

Tabelle 33: Offshore Flächen in Nord- und Ostsee

Für die Nordsee wurde die regionalisierte Leistung in Szenario B 2030 von der Bundesnetzagentur wie folgt berechnet:

$$\frac{15.000 \text{ MW} - 7.699,2 \text{ MW}}{626 \text{ km}^2} \cdot 433 \text{ km}^2 + 6.625,6 \text{ MW} = 11.675,5 \text{ MW (11,7 GW)}$$

Für die Ostsee wurde die regionalisierte Leistung in Szenario B 2030 von der Bundesnetzagentur wie folgt berechnet:

$$\frac{15.000 \text{ MW} - 7.699,2 \text{ MW}}{626 \text{ km}^2} \cdot 193 \text{ km}^2 + 1.073,6 \text{ MW} = 3.324,5 \text{ MW (3,3 GW)}$$

Die regionalisierte Leistung wurde für die übrigen Szenarien A 2030, B 2035, C 2030 entsprechend geschlüsselt.

In Rahmen der Konsultation wurde noch eine Regionalisierung für Küstenmeer und Außenwirtschaftszone angedacht. Dies würde jedoch keinen sinnvollen Mehrwert für die Planung der Anbindungssysteme bedeuten, da der einzig relevante Unterschied zwischen Küstenmeer und Außenwirtschaftszone die Küstenentfernung ist. Die Küstenentfernung wird jedoch bereits ausreichend im Offshore Netzentwicklungsplan und zukünftig im Flächenentwicklungsplan im Rahmen der zeitlichen Reihung der Anbindungssysteme bzw. zukünftig der vorher zu untersuchenden Flächen berücksichtigt. In der Ostsee spielt die Küstenentfernung zudem keine entscheidende Rolle, da zwischen Küstenmeer und Außenwirtschaftszone keine wesentlichen Unterschiede in der Entfernung zur Küste existieren (vgl. Bestätigung O-NEP 2024, Entscheidung vom 04.09.2015, S. 30.)

Zudem wird von einem Konsultationsteilnehmer gefordert, im Rahmen der Regionalisierung in Höhe von 500 MW über den gesetzlichen Deckel hinauszugehen. Dies ist jedoch nicht erforderlich, da der Flächenentwicklungsplan dezidierte Angaben über die Größe und Reihenfolge der vorher zu untersuchenden und auszuschreibenden Flächen enthalten wird. Sollten sich hieraus etwaige Änderungen gegenüber den Annahmen des Szenariorahmens 2017-2030 zur regionalisierten Offshore-Leistung ergeben, können diese grundsätzlich noch rechtzeitig in zukünftigen Szenariorahmen und Netzentwicklungsplänen berücksichtigt werden.

Seitens eines anderen Konsultationsteilnehmers wird vorgebracht, dass naturschutzfachliche Aspekte eine stärkere Verlagerung des Offshore-Ausbaus in die Nordsee gebieten. Die naturschutzfachliche Abwägung obliegt jedoch den Bundesfachplänen Offshore und zukünftig dem Flächenentwicklungsplan. Sollten umweltrechtliche Erwägungen im Rahmen der Fortschreibung des Bundesfachplans Offshore oder Erstellung des Flächenentwicklungsplans zu einer Veränderung der ausgewiesenen Flächen bzw. deren Potenzials führen, könnte dies in zukünftigen Szenariorahmen entsprechend Berücksichtigung finden.

2. Regionale Zuordnung der übrigen regenerativen Erzeugungsleistungen

Die regionale Verteilung des Ausbaus der Erneuerbaren Energien hat wesentlichen Einfluss auf das Ergebnis der Netzausbauplanung. Vor diesem Hintergrund ist eine belastbare Methodik bei der Regionalisierung des Ausbaus der Erneuerbaren Energien von besonderer Bedeutung.

In den vergangenen Netzentwicklungsplänen kamen mehrere unterschiedliche Methoden zur Regionalisierung des Zubaus der Erneuerbaren Energien zur Anwendung (vgl. dazu Szenariorahmen 2025, Entscheidung vom 19.12.2014, S. 118 f.)

Die Bundesnetzagentur stellt erneut fest, dass die von den Übertragungsnetzbetreibern im letzten Szenariorahmen 2025 vorgeschlagene Methode der Regionalisierung des Zubaus der Erneuerbaren Energien grundsätzlich eine angemessene Herangehensweise für die durch die Übertragungsnetzbetreiber durchzuführende Marktmodellierung zur Ermittlung des Transportbedarfs darstellt.

2.1 Methodik für die Regionalisierung Wind Onshore

Die Bundesnetzagentur hat bei dieser Entscheidung auch die in den Stellungnahmen mehrheitlich vertretene Ansicht berücksichtigt, dass in Bezug auf Wind Onshore die Existenz von nutzbaren Flächen für die Windenergie maßgeblich sei und nicht die Windhöffigkeit. Denn gemäß den meisten Experten aus Bundesländern, Umweltverbänden, Windparkprojektierern würden Windenergieanlagen in ganz Deutschland überall dort errichtet werden, in denen entsprechende Flächen ausgewiesen seien.

Eine solche Verteilung der Windenergieanlagen lässt sich nach Ansicht der Bundesnetzagentur auch von dem gegenwärtigen Bestand der Windenergieanlagen ableiten, die gerade nicht ausschließlich in den windhöffigsten Regionen Deutschlands errichtet wurden. Auch die Mehrheit der dazu eingegangenen Stellungnahmen begrüßt eine solche regional gleichmäßige Verteilung des Windenergieanlagenzubaus.

Begünstigt wird nach Ansicht der Bundesnetzagentur eine solche Entwicklung auch durch das aktuell gültige zweistufige bzw. geplante einstufige Referenzertragsmodell, das als Förderungsinstrument auch die Errichtung von Windenergieanlagen in windschwächeren Regionen unterstützt bzw. zukünftig unterstützen soll. Das zweistufige Referenzertragsmodell für Windenergieanlagen an Land, mit einer erhöhten Anfangs- und einer niedrigeren Grundvergütung, war seit Einführung des EEG im Jahr 2000 Bestandteil der Förderung der Erneuerbaren Energien. Das zweistufige Referenzertragsmodell ermöglichte eine standortdifferenzierte Vergütung und erlaubte dadurch auch das rentable Betreiben von Windenergieanlagen auch an weniger windhöffigen Standorten, also insbesondere im Süden Deutschlands. Das Referenzertragsmodell wird im EEG 2016 gemäß § 36h EEG-E von einem zweistufigen in ein einstufiges Modell geändert. Das heißt, dass nicht mehr zwischen einer Anfangs- und einer Grundvergütung unterschieden wird, sondern dass entsprechend des anlagenindividuellen Referenzertrages ein anzulegender Wert über die gesamte Förderdauer von 20 Jahren ausgezahlt wird. Der spezifische anzulegende Wert resultiert aus dem in der Ausschreibung gebotenen Zuschlagswert (für den 100%-Referenzstandort) und dem individuellen, auf Basis eines Gutachtens ermittelten, „Gütefaktors“ des Standorts der Anlage. Die geplanten Vergütungsmechanismen des EEG 2016 werden damit so gewählt, dass weiterhin ein deutschlandweiter Ausbau unterstützt und gleichzeitig windhöffigere Standorte entsprechend angereizt werden. Das geplante einstufige Referenzertragsmodell ermöglicht letztlich, wie das noch gültige zweistufige Referenzertragsmodell, einen bundesweiten Zubau neuer Windenergieanlagen.

Die regionale Zuordnung der zukünftigen Errichtung von Windenergieanlagen beruht auf einer Modellierung der Übertragungsnetzbetreiber, die zunächst die Ausschlusskriterien von Flächen bestimmt. Die verbleibenden Flächen gelten als vorrangig zu bebauende bzw. potenziell erschließbare Flächen. Der prognostizierte Ausbau der Windenergieanlagen erfolgt anlagenscharf, wobei der Zubau in den vorgenannten Flächen anhand einer Zubauwahrscheinlichkeit modelliert wird. Die Zubauwahrscheinlichkeit für einen Standort hängt von einem Mindestertrag, Abwertungsfaktoren (z. B. Wald oder Naturpark) sowie davon ab, ob sich der Standort in vorrangig zu bebauenden oder in potenziell erschließbaren Flächen befindet.

Die Regionalisierung von Wind Onshore für 2030 ergibt sich aus einer Kurzfristbetrachtung für 2018 und einer Langfristbetrachtung für 2035. Während die kurzfristige Betrachtung für 2018 die bestmögliche aktuelle Datenlage des Wind Onshore Ausbaus berücksichtigt, bildet die langfristige Betrachtung für 2035 die Ausbauziele der Bundesländer und der Bundesregierung in adäquater Weise ab.

Für die räumliche Bestimmung des Windenergieausbaus auf Basis der kurzfristigen Ausbaudynamik wird ein Stützpunkt durch die Übertragungsnetzbetreiber modelliert, der die zu erwartende kurzfristige Entwicklung bis in das Jahr 2018 darstellt. Dieser kurzfristige Stützpunkt ergibt sich unter Berücksichtigung des Repoweringpotenzials aus dem Mittelwert der Leistungen der nachfolgenden (ggf. wahlweise vorhandenen) drei Kriterien: die Fortschreibung der historischen Zubauraten der Bundesländer der letzten drei Jahre um drei weitere Jahre, die vorliegenden Anträge auf Errichtung von Windkraftanlagen bei den Verteilnetzbetreibern (auf Hoch- und Mittelspannungsebene) in den nächsten drei Jahren und die Landesentwicklungspläne der Bundesländer reduziert auf einen entsprechend linearen Zubau in den nächsten drei Jahren. Der kurzfristige Betrachtungszeitraum soll den über den aktuellen Bestand hinaus belastbar zu erwartenden Zubau bis 2018 abbilden.

Für die räumliche Bestimmung des Windenergieausbaus auf Basis der Langfristbetrachtung für das Jahr 2035 werden sämtliche Potenzialflächen von den Übertragungsnetzbetreibern solange mit Windenergieanlagen „befüllt“ bis die in den Szenarien prognostizierten bundesweiten Ausbauziele erreicht sind (gemäß Szenario B 2035 ergibt sich für das Jahr 2035 ein Nettozubau von 20,4 GW). Die durch Raumordnungsbehörden bereits ausgewiesenen Flächen werden dabei vorrangig erschlossen. Flächen, die aktuell noch nicht als Vorbehalts-, Vorrang- und Eignungsgebiete ausgewiesen sind, werden in der Modellierung nachrangig über eine geringere Zubauwahrscheinlichkeit mit Windenergieanlagen bebaut. Die Langfristbetrachtung für 2035 erfolgt dabei für jedes Bundesland separat und betrachtet dabei auch die jeweiligen landesweiten Ausbauziele. Die Langfristbetrachtung sorgt somit dafür, dass auch Bundesländer, die gegenwärtig noch nicht über ausreichend ausgewiesene Windflächen zur Erreichung ihrer landesweiten Ausbauziele verfügen, ausreichend berücksichtigt werden.

Durch lineare Interpolation zwischen der sich für jeden einzelnen Netzknoten ergebenden Leistung im Stützpunkt 2018, der die kurzfristige Dynamik nach den vorgenannten Kriterien widerspiegelt, und der Leistung im Jahr 2035 ergibt sich der Leistungswert der Regionalisierung für diesen Netzknoten für das Jahr 2030. Über eine bundesländerscharfe Aggregation aller Netzknoten in einem Bundesland ergibt sich der gesamte regionale Leistungswert je Bundesland. Eine detaillierte Beschreibung durch die Bundesnetzagentur der Berechnungsformel der Übertragungsnetzbetreiber für die Regionalisierung von Wind Onshore für den Netzentwicklungsplan 2017-2030 findet sich in der Anlage 3.

2.2 Abfrage der Verteilnetzbetreiber für die Regionalisierung Wind Onshore

Die Bundesnetzagentur hat die Auswertungen der Abfrage auf Verteilnetzbetreiberebene (siehe Kapitel II D 1), die eine Antragslage für die voraussichtliche Errichtung von Windenergieanlagen für die nächsten drei Jahre ergibt, den Übertragungsnetzbetreibern zur Verfügung gestellt und verpflichtet die Übertragungsnetzbetreiber dazu, diese im Rahmen der Kurzfristregionalisierung der Modellierung zu berücksichtigen. Dabei konnte die Bundesnetzagentur eine gesamtdeutsche Antragslage ermitteln, die einen jährlichen Bruttozubau von ca. 4,8 GW und einen jährlichen Nettozubau von ca. 4,1 GW von 2016 bis 2018 ergibt. Allerdings wurden diese Daten auf der Grundlage des noch gültigen EEG 2014 ermittelt und nicht auf der Basis des zukünftigen EEG 2016. Nichtsdestotrotz verpflichtet die Bundesnetzagentur die Übertragungsnetzbetreiber, die Daten aus der von der Bundesnetzagentur durchgeführten Verteilnetzbetreiberabfrage mit einem dem EEG 2016 entsprechenden skalierten Abschlag im Rahmen der kurzfristigen Ausbaudynamik der Modellierung zu verwenden.

2.3 Abfrage der Landesplanungsbehörden für die Regionalisierung Wind Onshore

Auch die Auswertungen der von der Bundesnetzagentur durchgeführten Abfrage der obersten Landesplanungsbehörden (siehe Kapitel II D 2) wurde den Übertragungsnetzbetreibern für die Erstellung des Netzentwicklungsplans 2017-2030 im Rahmen der Regionalisierung des zukünftigen Ausbaus Wind Onshore zur Verfügung gestellt. Die Bundesnetzagentur verpflichtet die Übertragungsnetzbetreiber dazu, diese im Rahmen der Langfristregionalisierung der Modellierung bei der „Befüllung“ der Potenzialflächen zu berücksichtigen. Hinsichtlich der in der Abfrage ermittelten raumordnungsrechtlich gesicherten aktuellen Festlegungen wurde von der Bundesnetzagentur eine bundesweite (Vorrang- und Eignungs-)Fläche von 422.125 ha für den Bau von Windkraftanlagen ermittelt, was 1,8 % des Bundesgebietes entspricht.

2.4 Transparentere Darstellung der Methodik für die Regionalisierung Wind Onshore

Kritisiert wurde von einigen Konsultationsteilnehmern, dass die Herleitung der Regionalisierungsmethodik in dem von den Übertragungsnetzbetreibern vorgelegten Entwurf des Szenariorahmens nicht transparent genug dargestellt wurde. Die Bundesnetzagentur teilte bei der Genehmigung des Szenariorahmens 2025 diese Auffassung und forderte für die Darstellung des Szenariorahmens 2017-2030 eine bessere Darstellung der Kernelemente der Regionalisierungsmethodik.

Dieser Aufforderung sind die Übertragungsnetzbetreiber im Entwurf zum Szenariorahmen 2017-2030 zum großen Teil nachgekommen (siehe dazu Szenariorahmen 2017-2030, Entwurf der Übertragungsnetzbetreiber vom 10.01.2016, S. 50 i.V.m. www.netzentwicklungsplan.de/begleitdokumente/2016), da die generelle Vorgehensweise zur Ermittlung der Regionalisierung nachvollziehbarer erklärt wird. Dabei wird ausführlicher dargestellt, welche Daten zur Ermittlung des Bestands sowie zur Ermittlung der verfügbaren Zubaufächen verwendet wurden. Es erfolgt ferner eine bessere Darstellung der Bewertung der potenziellen Standorte hinsichtlich der Zubauwahrscheinlichkeiten. Im Bereich Windenergie Onshore werden die angenommene Anlagenkonfiguration von Windparks und die gewählten Mindestabstände zwischen den Windenergieanlagen transparenter dargelegt. Auch die Methodik zur Bestimmung der Ausbaukurve je Gemeinde für Photovoltaik-Aufdachanlagen wird nachvollziehbar erklärt.

Dennoch ist der Detaillierungsgrad der Beschreibung der Methodik zur Regionalisierung an einigen Punkten noch verbesserungswürdig, insbesondere im Bereich der Windenergie Onshore. So wurde zum Beispiel von einigen Konsultationsteilnehmern kritisiert, dass nicht genau ersichtlich ist, welche Ausschlussflächen konkret in die Potenzialanalyse einbezogen wurden. Einige großflächige Ausschlussflächen, wie Verkehrs-

und Sonderlandeplätze, wurden bislang in der Regionalisierung von Onshore Windenergieanlagen nicht berücksichtigt. Weiter ist nicht klar ersichtlich, welche Referenzanlagen für Stark- und Schwachwindstandorte gewählt wurden und wie sich daraus die potenziellen Volllaststunden und der Mindestertrag an einem Standort ergeben.

In der Modellierung wird der potenzielle Ertrag einer Windenergieanlage über die berechneten potenziellen Volllaststunden an dem Standort aus den Weibull-Daten des Deutschen Wetterdienstes in 80 m über Grund berechnet. Als minimale Grenze der Volllaststunden werden für Schwach- und Starkwindanlagen aus einer Studie im Auftrag des Bundesverbandes WindEnergie aus dem Jahr 2011 angenommen. Es ergibt sich, dass für 80 m über Grund Schwachwindanlagen nur an Standorten mit einer potenziellen Volllaststundenzahl von mehr als 940 [h/a] stehen und Starkwindanlagen nur an Standorten mit mehr als 1.330 [h/a].

Die Bundesnetzagentur teilt die Auffassung einiger Konsultationsteilnehmer, dass eine Angabe des Mindestertrags für Schwach- und Starkanlagen für eine einheitliche Höhe von 80 m über Grund bezüglich der angenommenen Referenzanlagen und Grenzwerte nicht ausreichend transparent ist und zu Verwirrungen führen kann. Sie fordert die Übertragungsnetzbetreiber auf, dahinter liegende Annahmen genauer zu beschreiben. Gleichzeitig sollen als Referenzanlagen eine Starkwindanlage der 3MW-Klasse mit einer Nabenhöhe von 100 m und eine Schwachwindanlage der 3MW-Klasse mit einer Nabenhöhe von 150 m gewählt werden.

2.5 Keine Berücksichtigung der Netzausbauregionen für die Regionalisierung Wind Onshore

Die Bundesnetzagentur stellt sich auch die Frage, inwieweit die Übertragungsnetzbetreiber die gemäß EEG-Kabinettsbeschluss der Bundesregierung vom 08.06.2016 eingeräumte Möglichkeit einer Netzausbauregion nach § 36c EEG-E mit einem entsprechend verringerten Windenergieausbau regional angemessen zu berücksichtigen haben. Weil der Ausbau der Erzeugung Erneuerbarer Energien schneller vorangeht als der dazugehörige Netzausbau für deren Abtransport, entstehen derzeit erhebliche Zusatzkosten für Redispatch Maßnahmen von gegenwärtig einer Milliarde Euro und zukünftig noch höheren Kosten. Daraus will der Gesetzgeber die Konsequenz ziehen, dass in denjenigen Regionen, in denen der Stromüberschuss aus Erneuerbaren Energien besonders hoch ist, zunächst (für die nächsten drei Jahre) weniger Windenergieanlagen zugebaut bzw. weniger ausgeschrieben werden sollen. In diesen noch nicht näher bestimmten Netzausbauregionen sollen nur noch 58 % der installierten Winderzeugungskapazitäten ausgeschrieben werden dürfen, die dort im Durchschnitt der Jahre 2013 bis 2015 zugebaut worden waren. Die restlichen Winderzeugungskapazitäten würden demnach auf die restlichen Regionen, die nicht als Netzausbaugebiete ausgewiesen werden, entfallen.

Die Netzausbauregionen sollen den Netzausbau jedoch nicht verhindern, sondern lediglich temporär besser mit dem Ausbau von Wind Onshore verzahnen. Dementsprechend wird beim Szenariorahmen 2017-2030 die Annahme getroffen, dass die Netzausbauregion nur für eine Übergangszeit eingerichtet wird und im Anschluss daran Nachholeffekte bis zum Jahr 2030/2035 für einen Ausgleich sorgen, der es gestattet, die Netzausbauregionen für die Dimensionierung des langfristigen Netzausbaus außer Acht zu lassen.

In der Gesetzesbegründung zur EEG-Novelle 2016 heißt es dazu:

„Für den weiteren Erfolg der Energiewende ist der Ausbau der Netze von zentraler Bedeutung. Langfristig ist es günstiger, die kostengünstigsten Potenziale für Windenergie an Land im Norden zu erschließen und die hierfür

erforderlichen Netze zu errichten, wie verschiedene Studien belegen. Deshalb sind in den vergangenen Jahren bereits erhebliche Anstrengungen des Bundes und der Länder unternommen worden, den Netzausbau voranzubringen. Trotz aller Anstrengungen wird es aber eine Übergangszeit geben, bis die erforderlichen Transportkapazitäten zur Verfügung stehen. Deshalb ist es sinnvoll, den Zubau im Norden in einer Übergangszeit zu begrenzen. Für diese Übergangszeit verfolgt das EEG 2016 das Ziel, den Ausbau der erneuerbaren Energien in der vorgeschlagenen Form besser mit dem Ausbau der Stromnetze zu verzahnen. [...] Ungeachtet dessen sind Bund und Länder bestrebt, den gesamten Netzausbau bundesweit gemeinsam voranzubringen.“

2.6 Berücksichtigung der 10 H Regelung für die Regionalisierung Wind Onshore

Die Bundesnetzagentur revidiert ferner im Rahmen der Regionalisierung von Wind Onshore ihre Ansicht, dass die 10 H Regelung in Bayern gegenwärtig keine Rolle spielt (siehe Szenariorahmen 2025, Entscheidung vom 19.12.2014, S. 123 f.).

Bei der 10 H Regelung handelt es sich um die Einführung eines Mindestabstandes von Windenergieanlagen zur Wohnbebauung, nach der Windenergieanlagen nur dann privilegiert im Außenbereich zulässig sind, wenn sie einen Mindestabstand vom Zehnfachen ihrer Höhe (auf Nabenhöhe) zu Wohngebäuden einhalten. Das Baugesetzbuch (BauGB) eröffnet den Bundesländern über eine Länderöffnungsklausel die Möglichkeit, solch höhenbezogene Mindestabstände für Windenergieanlagen einzuführen. Dabei hat Bayern als einziges Bundesland von dieser Möglichkeit Gebrauch gemacht, indem Art. 82 der Bayrischen Bauordnung (BayBO) um eine solche 10 H Regelung ergänzt wurde. Eine Unterschreitung dieses gesetzlichen Mindestabstandes ist nur möglich, wenn für den Windpark ein Bebauungsplan besteht, der geringere Abstände festsetzt.

Diese Neuregelung in Bayern führt zu einer „Entprivilegierung“ von Windenergieanlagen im Außenbereich, soweit diese den geforderten Mindestabstand der zehnfachen Gesamthöhe zur nächstgelegenen Wohnbebauung nicht einhalten. Solche Anlagen sind nun im Außenbereich aufgrund des geänderten Art. 82 BayBO grundsätzlich nicht mehr genehmigungsfähig. Allerdings können Vorhaben mit einem geringeren Abstand immer noch umgesetzt werden, wobei allerdings zwingend ein Bebauungsplan aufgestellt werden muss. Die Bundesnetzagentur ist ihrer Ankündigung in der Genehmigung des letzten Szenariorahmens 2025 nachgekommen, die weitere Entwicklung zu beobachten. Sie ist zu dem Ergebnis gelangt, dass sich eine eindeutige Tendenz der Abnahme von Genehmigungen und Errichtungen von Windenergieanlagen auch aufgrund der 10 H Regelung ableiten lässt.

Wenn der vollständige Antrag auf immissionsschutzrechtliche Genehmigung bis zum 04.02.2015 vorgelegt wurde, waren die entsprechenden Windenergieanlagen von der 10 H Regelung, die am 21.11.2014 in Kraft getreten ist, noch nicht betroffen. Entsprechend der veröffentlichten Daten des Anlagenregisters bei der Bundesnetzagentur wurden seit dem 21.11.2014 bis zum 30.12.2015 in Bayern 73 Windenergieanlagen mit einer Leistung von 200 MW genehmigt. Diese sinkende Tendenz des Windenergieausbaus in Bayern korrespondiert auch mit den Angaben des Branchenverbandes BWE Bayern, nach dem im Jahr 2013 noch 201 Genehmigungen, im Jahr 2014 noch 187 Genehmigungen und im Jahr 2015 noch 65 Genehmigungen erteilt wurden, von denen 26 Genehmigungen auf Basis der 10 H Regelung erteilt wurden. Zudem ergab eine Nachfrage des BWE Bayern bei betroffenen Windgutachtern das Ergebnis, dass 2015 in Bayern kein einziges neues Windkraftprojekt angefragt wurde. Ferner hat der bayerische Verfassungsgerichtshof in seiner Entscheidung vom 09.05.2016 die Bayerische 10 H Regelung für verfassungsgemäß erklärt.

Folglich ist die Berücksichtigung der 10 H Regelung im Regionalisierungsmodell erforderlich. Das bedeutet, dass für Bayern von vorherein Ausschlussflächen – je nach Höhe der angenommenen Windenergieanlage – zwischen 96 % (150 Meter hohe Windenergieanlagen) und 98,3 % (200 Meter Windenergieanlagen) anzunehmen sind (vgl. dazu den bayerischen Verfassungsgerichtshof in seiner Entscheidung vom 09.05.2016, der sich auf eine Untersuchung für Bayern des Bundesinstituts für Bau-, Stadt- und Raumforschung im Bundesamt für Bauwesen und Raumordnung beruft). Dabei spielt es keine Rolle, dass sich in diesen Ausschlussgebieten gegebenenfalls trotzdem Windenergieanlagen (z. B. durch kommunale Bauleitplanung oder Besitzschutzregelungen) realisieren lassen. Denn dieser Effekt wird durch eine Feststellung des bayerischen Verfassungsgerichtshofs in seiner Entscheidung vom 09.05.2016 mehr als überkompensiert: Das Gericht ist nämlich der Ansicht, dass sich die verbleibenden 10 H „Bruttoflächen“ erheblich verringern, wenn von ihnen diejenigen Bereiche abgezogen werden, die aus anderen rechtlichen oder tatsächlichen Gründen als der 10 H Regelung nicht zugelassen bzw. sinnvoll betrieben werden können.

2.7 Berücksichtigung der Drehfunkfeuer für die Regionalisierung Wind Onshore

Die Bundesnetzagentur revidiert im Rahmen der Regionalisierung von Wind Onshore auch ihre Ansicht, dass die Drehfunkfeuer gegenwärtig keine Rolle spielen (siehe Szenariorahmen 2025, Entscheidung vom 19.12.2014, S. 124 f.).

Ein Drehfunkfeuer ist ein Funkfeuer für die Luftfahrtnavigation, das ein spezielles Funksignal aussendet, dem ein Empfänger im Flugzeug die Richtung zum Funkfeuer entnehmen kann. Das Flugzeug benötigt damit keine Peilanlage, da die Richtungsinformation vom Sender in das Signal kodiert wird. Im Genehmigungsverfahren zur Errichtung von Windkraftanlagen muss zunächst die Behörde, die die Genehmigung gegenüber den Windenergieanlagenbetreibern erteilt, prüfen, ob im konkreten Fall eine luftverkehrsrechtliche Prüfung bzw. Zustimmung einzuholen ist. Dies bestimmt sich nach dem Anlagenschutzbereich gemäß den Richtlinien der internationalen Zivilluftfahrtorganisation (ICAO) und ist der Fall, wenn die Windkraftanlage im Radius von 15 km um eine Drehfunkanlage errichtet werden soll. Dann wird der Antrag des Windparksbetreibers an die zuständige Luftfahrtbehörde des Landes weitergeleitet und von dort an das Bundesaufsichtsamt für Flugsicherung (BAF). Gemäß § 18a LuftVG ist das BAF ermächtigt, darüber zu entscheiden, ob durch die Errichtung des konkreten Bauwerks Flugsicherungseinrichtungen gestört werden können. Diese Entscheidung basiert auf einem Gutachten der Deutschen Flugsicherung GmbH (DFS), das eine fachtechnische Analyse der möglichen Störungen darstellt.

Die Bundesnetzagentur vertrat in der Genehmigung des Szenariorahmen 2025 noch die Auffassung, dass die Berücksichtigung der Auswirkungen der Drehfunkfeuer auf die Errichtung von Windenergieanlagen aufgrund der unsicheren Rechtslage nicht sachgerecht gewesen wäre (siehe Szenariorahmen 2025, Entscheidung vom 19.12.2014, S. 125). Rechtlich umstritten war beispielsweise die Frage, ob die Entscheidung des BAF gemäß § 18a LuftVG für die örtliche Genehmigungsbehörde überhaupt bindend sei. Strittig war zudem, ob die Störung von Flugsicherungseinrichtungen im Sinne des § 18a LuftVG eine durch die Verwaltungsgerichte voll überprüfbare Rechtsfrage sei oder ob der Genehmigungsbehörde insoweit ein Beurteilungsspielraum eingeräumt und die gerichtliche Überprüfbarkeit lediglich auf eine Vertretbarkeitsprüfung der Störungsanalyse reduziert werden sollte. Zum damaligen Zeitpunkt gab es zu dieser Konfliktlage zwischen Windenergie und Luftverkehr weder eine einheitliche Genehmigungspraxis noch eine einheitliche Rechtsprechung.

Diese umstrittene Sach- und Rechtslage hat sich nun nach Auffassung der Bundesnetzagentur durch ein Grundsatzurteil des Bundesverwaltungsgerichts vom 08.04.16 weitestgehend geklärt. Erstmals wurde nun höchstrichterlich festgestellt, dass sich das BAF bei seinen Entscheidungen, ob Windräder im Umkreis von 15 Kilometern um Drehfunkfeuer erlaubt werden dürfen, wie bisher einzig und allein auf das Urteil der DFS verlassen darf und keine anderen Expertisen zurate ziehen muss. Das Bundesverwaltungsgericht hat in seiner mündlichen Urteilsbegründung die Ansicht vertreten, dass es keine gesicherten Erkenntnisse zum Einfluss von Windrädern auf Radaranlagen gibt und deshalb vorsichtshalber eine Störung zu unterstellen ist. Der in der Regel sehr restriktiven Genehmigungspraxis der DFS maß das Gericht in seiner Urteilsbegründung dabei ein besonderes Gewicht zu, weil sie im gesetzlichen Auftrag handeln würde. Demnach sei es bundesweit einheitlich technisch zu beurteilen, ob eine Störung der Flugsicherungseinrichtung drohe. Eine Einzelfallabwägung zwischen den Belangen der Windenergie und der Flugsicherung vor Ort sei nicht erforderlich, da sich aus dem Gesetz bereits die Wertung ergebe, dass mögliche Störungen der Flugsicherungseinrichtung zu einem Bauverbot führten: Man wolle die Entscheidung des BAF und das Gutachten der DFS nicht für fehlerhaft erklären, weil ein anderer Sachverständiger mit einer anderen Untersuchungsmethodik vertretbar zu einem abweichenden oder gegenteiligen Ergebnis komme. Die vom Bundesverwaltungsgericht abgewiesene Klage hätte nur Erfolg gehabt, wenn das Gutachten der DFS zur möglichen Störung selbst fehlerhaft oder unvertretbar sei. Letztlich stoße nach Ansicht des Bundesverwaltungsgerichts in derartigen wissenschaftlichen Streitfragen die Rechtsprechung an ihre funktionalen Grenzen. Es sei nicht die Aufgabe von Gerichten, solche ungeklärten technisch-wissenschaftlichen Streitfragen zu entscheiden.

Aufgrund der Bindungswirkung der Grundsatzentscheidung des Bundesverwaltungsgerichts geht die Bundesnetzagentur nun davon aus, dass sich Verwaltungspraxis und Rechtsprechung an den oben genannten Grundsätzen orientieren werden. Folglich erwartet die Bundesnetzagentur, dass die Übertragungsnetzbetreiber im Rahmen der Regionalisierung von Wind Onshore die restriktive Genehmigungspraxis des BAF bzw. der DFS berücksichtigen, indem pauschale Ausschlussflächen für die Errichtung von Windenergieanlagen in Form eines Radius von 15 km um jede in Deutschland errichtete Drehfunkanlage angenommen wird.

Damit ist nicht gesagt, dass die Bundesnetzagentur diese Genehmigungspraxis als das Ende der Diskussion ansieht. Es geht einzig darum, die aktuelle Entscheidungspraxis der verantwortlichen Fachbehörde zu respektieren und entsprechend in der Regionalisierung des Szenariorahmens 2017-2030 zu berücksichtigen. Sollte sich die Entscheidungspraxis des BAF bzw. der DFS ändern und zum Beispiel Raum für Lösungen schaffen, die auf die Besonderheiten der konkreten lokalen Situation Rücksicht nehmen, wäre dies bei der Regionalisierung des Szenariorahmens 2017-2030 ebenfalls entsprechend zu berücksichtigen

3. Regionale Zuordnung des Stromverbrauchs

Im Entwurf des Szenariorahmens 2030 stellen die Übertragungsnetzbetreiber eine neue und aus ihrer Sicht verbesserte Regionalisierungsmethodik des Stromverbrauchs vor. Im Szenariorahmen besteht die gesetzliche Pflicht, die Mantelzahlen für den Nettostromverbrauch des Zieljahres und dessen Jahreshöchstlast festzulegen. Der Stromverbrauch muss für die anschließende Marktmodellierung zeitlich auf 8760 Stunden des Jahres aufgelöst sowie regional den Netzverknüpfungspunkten zugewiesen werden. Die Regionalisierung ist im Netzentwicklungsprozess somit zwischen dem Szenariorahmen und der Marktmodellierung einzuordnen. Die Übertragungsnetzbetreiber haben die neue Methodik der Regionalisierung des Stromverbrauchs bereits im Entwurf des Szenariorahmens 2030 vorgestellt, um der Öffentlichkeit die Möglichkeit zur Stellungnahme zur neuen Methodik einzuräumen und um bei der Ermittlung bestimmter Eingangsparameter die Öffentlichkeit mit einzubeziehen.

3.1 Bisheriges Vorgehen im Szenariorahmen

Bisher wurde der Stromverbrauch von den Übertragungsnetzbetreibern ausgehend von historischen regionalen Lastprofilen der Übertragungsnetzbetreiber regionalisiert. Dabei wurden die den Übertragungsnetzbetreibern bekannten historischen regionalen Lastprofile entsprechend der im Szenariorahmen angenommenen Entwicklung des nationalen Stromverbrauchs skaliert. Dadurch entwickelte sich der Stromverbrauch bis zum Zieljahr in dem gleichen Verhältnis wie der nationale Stromverbrauch. Es wurde lediglich die Höhe des regionalen Stromverbrauchs und nicht dessen zeitlicher Verlauf angepasst. Diesem Vorgehen lag noch die Annahme zu Grunde, dass neue Stromanwendungen im Zieljahr 2025 keinen signifikanten Einfluss auf den Verlauf des Stromverlaufs haben werden. Auf Grund des um fünf Jahre fortgeschrittenen Untersuchungszeitpunkts schlagen die Übertragungsnetzbetreiber im Szenariorahmen 2030 erstmalig eine Regionalisierungsmethode vor, bei der neue Stromanwendungen die Höhe und den Verlauf der regionalen Stromnachfrage beeinflussen.

3.2 Erörterung der Konsultationsergebnisse zur Regionalisierung des Stromverbrauchs

Die Bundesnetzagentur stellt fest, dass die von den Übertragungsnetzbetreibern vorgeschlagene Methode zur Regionalisierung des Stromverbrauchs grundsätzlich eine angemessene Herangehensweise für die durch die Übertragungsnetzbetreiber durchzuführende Marktmodellierung zur Ermittlung des Transportbedarfs darstellt.

Die Bundesnetzagentur berücksichtigt bei dieser Entscheidung auch die in den Stellungnahmen zur Konsultation von der breiten Mehrheit vertretene positive Einschätzung zu dieser Methodik. Durch die hohe Auflösung der vorgeschlagenen Regionalisierung auf Landkreisebene werde die zukünftige Bedarfsentwicklung der Regionen sachgerecht berücksichtigt und damit die dezentrale Komponente im Netzentwicklungsprozess gestärkt. Insbesondere der Einfluss neuer Technologien und Stromanwendungen auf den regionalen Stromverbrauch führe nach Ansicht vieler Konsultationsteilnehmer zu einer exakteren Ermittlung des zukünftigen Transportbedarfs, indem regionale Potenziale tatsächlich bewertet würden statt wie bisher pauschal unterstellt.

Die Bundesnetzagentur ist sich aber auch der in den Stellungnahmen vereinzelt vorgebrachten kritischen Punkte der neuen Regionalisierungsmethodik bewusst. Zwar liefere die Methodik der Übertragungsnetzbetreiber regional hoch aufgelöste Ergebnisse. Diese seien aber nur so belastbar wie die zahlreichen dazu notwendigen Eingangsparameter (z.B. Anzahl und Verteilung der Elektroautos und

Wärmepumpen in 2030). Wie auch bei der Prognose des Zubaus und der Verteilung der Erneuerbaren Energien unterliegt die Prognose der Höhe und der Verteilung des Stromverbrauchs vielen Unsicherheiten. Dies entbindet die Übertragungsnetzbetreiber und die Bundesnetzagentur jedoch nicht davon, auf Grundlage geltender Regularien nach bestem Wissen gegebenenfalls auch komplexere Prognosen durchzuführen.

Die Entwicklung einer Regionalisierung des Stromverbrauchs unter Berücksichtigung der Vielzahl von Einflussfaktoren trägt letztlich der aktuellen Entwicklung auf dem Strommarkt Rechnung, auf dem sich derzeit viele neue Technologien etablieren, die bis 2030 das Verbrauchsverhalten regional unterschiedlich beeinflussen werden.

3.3 Darstellung der Regionalisierung des Stromverbrauchs

Auf Grund der Komplexität des Verfahrens hat die Bundesnetzagentur den Übertragungsnetzbetreibern zur Bewertung der vorgeschlagenen Methodik der Regionalisierung des Stromverbrauchs am 29.02.2016 umfangreiche Fragen gestellt, die die Übertragungsnetzbetreiber am 21.03.2016 beantwortet haben. Auf Basis der Antworten und den Ausführungen der Übertragungsnetzbetreiber im Entwurf des Szenariorahmens 2030 kann die neue Regionalisierungsmethodik des Stromverbrauchs im Folgenden erläutert werden.

Die von den Übertragungsnetzbetreibern vorgestellte Regionalisierung des Stromverbrauchs erfolgt nachgelagert zu der in den Kapiteln II B 4.1 und II B 4.2 vorgestellten Ermittlung des nationalen Stromverbrauchs. Basierend auf den historischen Daten der Übertragungsnetzbetreiber wird dabei der Einfluss neuer Stromanwendungen (Elektromobilität, Wärmepumpen, Power-to-Gas-Anwendungen, Kleinspeicher) auf das nationale Stromverbrauchsprofil für das zu untersuchende Zieljahr 2030 abgebildet. Daraus ergibt sich der Verlauf des nationalen Stromverbrauchs in Abhängigkeit der in den unterschiedlichen Szenarien angenommenen Entwicklungen der neuen Stromanwendungen und deren angenommener Marktdurchdringung. Ausgehend von diesem Ergebnis erfolgt die Regionalisierung des Stromverbrauchs in vier Schritten.

Anhand der regionalen Datenbank des Statistischen Bundesamtes und der Raumordnungsprognose des Bundesinstituts für Bau-, Stadt- und Raumforschung für 2035 werden regionale Strukturdaten zusammengetragen. Dabei werden landkreisscharf Daten und Faktoren gesammelt, die die Entwicklung einer Region beschreiben. Unter anderen zählen hierzu die regionale Bruttowertschöpfung, die Erreichbarkeit von Ballungsgebieten, die Einwohner- und PKW-Dichte und deren Entwicklung, die Erreichbarkeit von Autobahnen und Flughäfen, das Haushaltseinkommen, die Anzahl der Erwerbstätigen, die Anzahl von Ein-, Zwei- und Mehrfamilienhäuser, die Größe der Wohnflächen sowie das Aufkommen von Gewerbe-, Handels-, Dienstleistungs- und Industrieunternehmen. Weiterhin werden die regionalen klimatischen Charakteristika zu Außentemperatur und Strahlungsdaten anhand von Daten des Deutschen Wetterdienstes erhoben. Den Übertragungsnetzbetreibern liegen zudem die regionalen Verbrauchsprofile der Landkreise aus der Vergangenheit vor.

Die nationale Stromnachfrage des Zieljahres wird in unterschiedliche Verbrauchergruppen eingeteilt, die auch auf regionaler Ebene identifizierbar sind. Als Beispiele können hier der Raumwärmebedarf im Haushaltssektor, der Wärmebedarf des Industriesektors, die Stromnachfrage eines Industriesektors (Aluminium- oder Stahlwerk) sowie der Strombedarf der privaten Elektromobilität oder des öffentlichen Verkehrssektors (Bahn oder Elektrobusse) genannt werden. Bei der Einteilung der nationalen Stromnachfrage in Verbrauchergruppen handelt es sich im Prinzip um die Zerlegung des nationalen Gesamtlastverlaufs in den

Lastverlauf einzelner oben genannter Verbrauchergruppen. Auf diese Weise kann das typische Lastprofil einer ausgewählten Verbrauchergruppe (zum Beispiel der des Wärmebedarfs von Einfamilienhäusern und der Strombedarf von Aluminiumhütten oder der Elektromobilität) auf nationaler Ebene isoliert betrachtet werden. Durch einen Vergleich eines Verbraucherlastprofils des Zieljahres 2030 mit dem Verbraucherlastprofil des Referenzjahres 2015 kann der Einfluss neuer Stromanwendungen auf das Stromverbrauchsverhalten der Gruppe identifiziert werden.

Die erhobenen regionalen Strukturdaten werden mit den ermittelten spezifischen Verbräuchen der einzelnen Verbrauchergruppen verschnitten. Dabei werden die aus den historischen Daten bekannten regionalen Lastgänge der Verbrauchergruppen in Verlauf und Höhe entsprechend der auf nationaler Ebene zwischen Referenz- und Zieljahr identifizierten Veränderungen angepasst. Die Veränderung des Verbrauchsverhaltens einer Verbrauchergruppe auf nationaler Ebene dient damit als Maßstab für die Prognose des Verbrauchsverhaltens der Verbrauchergruppe auf regionaler Ebene.

Diese Methode hat den Vorteil, dass Veränderungen im Verbrauchsverhalten einer Verbrauchergruppe nur dann einen Einfluss auf den Stromverbrauch einer Region haben, wenn die entsprechende Verbrauchergruppe auch in einem ausreichenden Maße regional vertreten ist. Wird zum Beispiel ein Zusammenhang zwischen einem steigenden Stromverbrauch auf Grund einer Steigerung der Bruttowertschöpfung eines Industriesektors unterstellt, wirkt sich diese Steigerung des Stromverbrauchs nur auf solche Regionen aus, in denen der entsprechende Industriesektor ansässig ist. Würde diese Steigerung des Stromverbrauchs wie in den Vorgängerprozessen pauschal unterstellt, würde sich die Steigerung der Bruttowertschöpfung auf alle Regionen gleichmäßig auswirken.

Die oben beschriebene Verschneidung wird für alle in einer Region identifizierbare Verbrauchergruppen vorgenommen. Im Anschluss werden die für das Zieljahr 2030 angepassten Verbrauchsverläufe aller Verbrauchergruppen zum Gesamtstromverbrauch der Region bzw. des Landkreises aggregiert.

Wegen der hohen Auflösung der Regionalisierung wird die nationale Stromnachfrage in ihre Komponenten aus Verbrauchergruppen zerlegt und auf zahlreiche Regionen (295 Landkreise) heruntergebrochen. In jeder dieser Regionen gibt es wiederum eine Vielzahl von Verbrauchergruppen, deren Verbrauchsprofil einzeln – wie oben beschrieben – für das Zieljahr 2030 angepasst wird. Im Laufe dieses Prozess führen die Übertragungsnetzbetreiber mehrere Validierungen durch, um sicherzustellen, dass die Konsistenz der Stromnachfrage-Bilanzen gewährleistet ist. Dazu werden die regionalen Ergebnisse addiert und der Stromnachfrage der Landesbilanzen sowohl auf der Ebene der einzelnen Bundesländer als auch auf der nationalen Ebene gegenübergestellt.

Die Bundesnetzagentur erwartet, dass die Konsistenz zwischen dem summierten regionalen Stromverbrauch und dem nationalen Stromverbrauch zu jeder Stunde des Zieljahres gegeben ist. Dabei haben die Übertragungsnetzbetreiber die Vorgaben der Bundesnetzagentur im Kapitel II B 4.1 zu beachten, in denen der Nettostromverbrauch für die Szenarien festgelegt wird. Weiterhin ist auch die in Kapitel II B 4.2 festgelegte Jahreshöchstlast in jedem Szenario einzuhalten.

3.4 Regionalisierung der neuen Stromanwendungen

Um die Entwicklung der Stromnachfrage in einem Landkreis beschreiben zu können, muss zunächst das regionale Potenzial klassischer und neuer Stromanwendungen identifiziert werden. Im Folgenden wird

dargestellt, wie die Übertragungsnetzbetreiber im neuen Regionalisierungsmodell die prognostizierte Gesamtzahl maßgeblicher Stromanwendungen auf Deutschland verteilen.

Für die regionale Verteilung von Wärmepumpen wird eine landkreisspezifische Analyse des Gebäudebestandes durchgeführt, differenziert nach Gebäudetypen (z.B. Ein-, Zwei-, und Mehrfamilienhaus) und Wohnfläche. In einem darauffolgenden Schritt werden Referenzgebäudetypen definiert, denen in Abhängigkeit von der Temperatur jeweils ein Wärmebedarf zugeordnet werden kann. Für diese Referenzgebäudetypen wird dann eine Verbreitung von Wärmepumpen unterstellt, wobei die Wahrscheinlichkeit der Verbreitung je nach Referenzgebäudetyp variieren kann. In Kombination mit der für die Region angenommene Bevölkerungs- und Gebäudebestandsentwicklung sowie den im Zieljahr 2030 prognostizierten klimatischen Bedingungen kann dann der zukünftige regionale Bestand an Wärmepumpen abgeleitet werden. Die Bundesnetzagentur verweist darauf, dass die Übertragungsnetzbetreiber bei der Regionalisierung der Wärmepumpen die in Kapitel II B 3.4.3 festgelegten Mantelzahlen für Wärmepumpen zu berücksichtigen haben.

Bei der Verbreitung der Elektroautos soll entgegen dem Vorschlag der Übertragungsnetzbetreiber angenommen werden, dass die Verbreitung zunächst im urbanen Raum stattfindet. Es wird unterstellt, dass in städtischen Gebieten eine höhere Akzeptanz neuer Mobilitätskonzepte, zum Beispiel Car-Sharing, vorhanden ist. So geht die Bundesnetzagentur davon aus, dass zunächst insbesondere junge Großstadtbewohner die Entwicklung der Elektromobilität vorantreiben werden. Zudem ist laut Fortschrittsbericht 2014 der Plattform Nationale Elektromobilität der größte Ausbau von Ladeinfrastruktur bisher in Ballungszentren zu verzeichnen. Mittel- bis langfristig wird es jedoch durch die hohe Dichte an privaten Ladepunkten auch zu einer stärkeren Verbreitung der Elektromobilität im ländlichen Raum kommen. Das größte Potenzial zur Nutzung der Elektromobilität bietet in diesen Regionen die Gruppe der vollzeitbeschäftigten Pendler mit eigener Garage. Daraus resultiert eine verstärkte Nutzung der privaten Elektromobilität und der öffentlichen Elektromobilität in Städten (zum Beispiel Car-Sharing und Elektrobusse) und mittel- bis langfristig auch eine verstärkte private Nutzung der Elektromobilität im ländlichen Raum (Elektroautos). Die Bundesnetzagentur verweist darauf, dass die Übertragungsnetzbetreiber bei der Regionalisierung der Elektroautos die in Kapitel II B 3.4.3 festgelegten Mantelzahlen für Elektrofahrzeuge zu berücksichtigen haben.

Für die Regionalisierung von PV-Kleinspeichern wurde von den Übertragungsnetzbetreibern Wirtschaftlichkeitsrechnungen von Batteriespeichersystemen für Ein-, Zwei- und Mehrfamilienhäuser durchgeführt. Dabei konnte festgestellt werden, dass die PV-Kleinspeicher für Mehrfamilienhäuser bis 2035 nicht wirtschaftlich werden, weshalb davon auszugehen ist, dass in diesen Gebäudetypen keine Kleinspeicher installiert werden. Die Regionalisierung der Batteriespeicher findet daher ausschließlich in den Ein- und Zweifamilienhäusern statt. Die Zahlen zum Gebäudebestand werden auf Landkreisebene den Daten des Statistischen Bundesamts entnommen. Bei der Regionalisierung der PV-Kleinspeicher wird davon ausgegangen, dass ein gewisser Prozentsatz der im Zieljahr 2030 vorhandenen PV-Anlagen mit einem PV-Kleinspeicher ausgerüstet ist. Dieser Prozentsatz wird durch das Verhältnis der Mantelzahl der PV-Kleinspeicher zur Mantelzahl der PV-Anlagen ermittelt. Die Bundesnetzagentur verweist darauf, dass die Übertragungsnetzbetreiber bei der Verteilung der PV-Kleinspeicher die in Kapitel II B 3.4.3 festgelegten Mantelzahlen für PV-Batteriespeicher zu berücksichtigen haben.

D Abfragen der Bundesnetzagentur

1. Abfrage der Verteilnetzbetreiber

Bei der folgenden Auswertung der von den Verteilernetzbetreibern übermittelten Daten handelt es sich nicht um eine Prognose des mittel- oder langfristig zu erwartenden Wind-Onshore-Zubaus, der beliebig weit in die Zukunft fortgeschrieben werden kann. Die Abfrage ermöglicht lediglich eine Einschätzung der bei den Verteilernetzbetreibern vorliegenden Antragslage auf Grundlage des EEG 2014 und bietet zusammen mit Prognosen zum Rückbau eine Abschätzung der regionalen Ausbaudynamik der kommenden drei Jahre.

Im Rahmen der Verteilnetzbetreiberabfrage wurden insgesamt 193 Verteilernetzbetreiber zur vorliegenden Wind-Onshore Anschlussleistung zu Anträgen mit wahrscheinlicher Realisierung zwischen 2016 und 2018 befragt. Zu jedem Einzelantrag war eine Realisierungswahrscheinlichkeit auf Grundlage des EEG 2014 sowie das Bewilligungsdatum und das vermutete Jahr der Inbetriebnahme und der geplante Standort anzugeben. Weiterhin wurden die bei den Verteilernetzbetreibern angezeigten Rückbauten und Repowering-Maßnahmen für den Zeitraum zwischen 2016 und 2018 abgefragt.

Von den 193 Verteilernetzbetreibern haben 148 auf die Anfrage geantwortet (Rücklaufquote: 77%). Ein Verteilernetzbetreiber verweigerte die Auskunft und 44 Verteilernetzbetreiber haben nicht geantwortet. Von den 148 Verteilernetzbetreibern, die geantwortet haben, liegen nur bei 68 Verteilernetzbetreibern für den Zeitraum von 2016 bis 2018 Anschlussanträge vor. Mit der Abfrage werden kilometrisch 99% des Hochspannungsnetzes, 85% des Mittelspannungsnetzes und 83% des Niederspannungsnetzes abgedeckt.

Insgesamt wurden für die Jahre 2016 bis 2018 29.578 MW an Wind-Onshore-Anschlussleistung beantragt. Diese Anschlussleistung verteilt sich zu 59% auf das Hochspannungsnetz, zu 40,7% auf das Mittelspannungsnetz und zu 0,3% auf das Niederspannungsnetz. Unter Berücksichtigung der von den Verteilernetzbetreibern angegebenen Realisierungswahrscheinlichkeit der einzelnen Anlagen ergibt sich im betrachteten Zeitraum ein prognostizierter Brutto-Zubau von 18.049 MW. Wird die fehlende Netzabdeckung berücksichtigt, sind weitere 1.089 MW hinzuzuzählen. Daraus ergibt sich ein Brutto-Zubau von 19.138 MW.

In der Abfrage konnten die Verteilernetzbetreiber für etwa 6.220 MW kein konkretes Inbetriebnahmejahr nennen. Nach Rückfragen bei einigen Verteilernetzbetreibern wurde festgestellt, dass es sich meist um Anlagen handelte, bei denen eine Inbetriebnahme für das Ende des abgefragten Zeitraums (also Ende 2018) geschätzt wurde. Aus diesem Grund nimmt die Bundesnetzagentur an, dass die Hälfte der fraglichen 6.220 MW noch im Abfragezeitraum installiert werden. Vom Brutto-Zubau von 19.138 MW sind daher 3.110 MW abzuziehen, womit sich ein prognostizierter Brutto-Zubau von 16.028 MW ergibt.

Nach Sichtung der qualitativ erhobenen Daten und Rücksprache mit den Verteilernetzbetreibern ist dieser quantitativ ermittelte Brutto-Wert als zu hoch einzuschätzen. Einige Verteilernetzbetreiber gehen z.B. davon aus, dass ein gewisser Anteil der Antragsteller bei mehreren Verteilernetzbetreibern Anträge für dasselbe Windkraftprojekt stellt. In der Region mit dem besten Anschlusspunkt oder der schnellsten Realisierungsgeschwindigkeit/Wahrscheinlichkeit werde die Anlage umgesetzt, in den anderen Regionen verfallende Anträge samt der reservierten Anschlussleistung. Eine Abschätzung des Anteils der Mehrfachanträge ist den Verteilernetzbetreibern nicht möglich.

Weiterhin kann es im Laufe des Realisierungsprozesses eines Windkraftprojektes zu einer Reduktion der geplanten installierten Leistung kommen. Dies ist insbesondere bei größeren Projekten mit mehreren Windkraftanlagen der Fall. Der Grund hierfür kann entweder eine Änderung der Planung durch den Projektierer sein oder aber seitens des Verteilernetzbetreibers wird wegen einer Veränderung der Situation im Verteilernetz (Auslastung, Neujustierung der Ausbauplanung) die geplante Leistung nach unten korrigiert.

Aus genannten Gründen (Mehrfachanträge und Leistungsreduktion) setzt die Bundesnetzagentur einen pauschalen Abschlag von 10% auf die ermittelte Brutto-Leistung von 16.028 MW an, womit als Brutto-Prognosewert 14.425 MW verbleiben. Wird diese Summe linear auf jedes der Zieljahre verteilt, ergibt die Abfrage einen jährlichen Brutto Zubau von 4.808 MW für die Jahre 2016, 2017 und 2018.

Die Abfrage des Rückbaus und die Angaben zum Repowering ermöglichen eine Abschätzung des möglichen Netto-Zubaus. Insgesamt wurden etwa 330 MW an Rückbau auf Grund von Repowering gemeldet. Darüber hinaus wurden weitere etwa 300 MW an Rückbau gemeldet, für die kein Ersatz geplant ist. Der geplante Rückbau wurde von den Verteilernetzbetreibern nahezu ausschließlich für das Jahr 2016 oder das Frühjahr 2017 angezeigt. Nach Rücksprache mit einigen Verteilernetzbetreibern wurde deutlich, dass ein geplanter Rückbau den Verteilernetzbetreibern meist erst etwa ein bis eineinhalb Jahre vor Durchführung bekannt ist. Aus diesem Grund wird ein prognostizierter Rückbau von insgesamt 630 MW p.a. angesetzt.

Selbst dieser Wert unterschätzt jedoch tendenziell den jährlichen Rückbau. Die Bundesnetzagentur geht davon aus, dass - wie beim Zubau - durch die nicht vollständige Netzabdeckung nicht der gesamte Rückbau erfasst wurde. Die Rücksprache mit einigen Verteilernetzbetreibern ergab, dass nicht alle Verteilernetzbetreiber die Daten zu angemeldeten Rückbauvorhaben vorliegen hatten und dass trotz möglicherweise tatsächlich vorhandenen Rückbauvorhaben eine Leermeldung erfolgte. Bei den 68 Verteilernetzbetreibern, die Wind-Onshore Anträge gemeldet haben, meldeten nur 10 Verteilernetzbetreiber geplante Rückbauvorhaben. Daher wird der aus der Abfrage ermittelte Wert von 630 MW um 15% erhöht.

Der Aufschlag von 15% kann nicht allein mathematisch über eine Korrektur der fehlenden Netzabdeckung begründet werden. Auch eine Hochrechnung der Daten der zehn Verteilernetzbetreiber mit gemeldeten Rückbauvorhaben auf die Gesamtsumme ist methodisch nicht sinnvoll. Der aus der Beaufschlagung von 15% resultierende prognostizierte jährliche Rückbau von 725 MW liegt jedoch in der Reichweite des von der Bundesnetzagentur angenommenen Rückbaus von Wind-Onshore-Anlagen nach einer Lebenszeit von 20 Jahren. Der auf der Auswertung der VNB-Abfrage prognostizierte jährliche Netto-Zubau zwischen 2016 und 2018 beträgt damit 4.083 MW (4.808 MW – 725 MW).

2. Abfrage der obersten Landesplanungsbehörden (Raumordnungsabfrage)

Bei der von der Bundesnetzagentur durchgeführten Abfrage handelte es sich um einen Fragebogen an sämtliche oberste Landesplanungsbehörden (15 Landesministerien) im Sinne eines Top-down Ansatzes mit dem Ziel, die ausgewiesenen Windflächen auf regionaler und kommunaler Ebene zu erfragen. Sinn und Zweck dieser Abfrage war es, insbesondere das Kriterium der ausgewiesenen Windflächen als Regionalisierungsmethodik für den zukünftigen Ausbau der Windenergieanlagen bis 2030/2035 zu untersuchen. Dieser Regionalisierungsansatz war bereits die Grundlage des von der Bundesnetzagentur genehmigten Szenariorahmens 2025 und des von der Bundesnetzagentur bestätigten Netzentwicklungsplans 2014.

Der Fragebogen an die Landesministerien gliederte sich in folgende Unterpunkte:

- Onshore Wind: Ausbauziele der einzelnen Bundesländer (Zieljahr, ausgewiesene Gesamtfläche für Windenergieanlagen und Gesamtkapazität der Windenergieanlagen)
- Aktuell ausgewiesene Flächen für Windenergieanlagen
- Anteil der bestehenden Anlagen, die außerhalb der aktuell ausgewiesenen Flächen installiert sind
- Auslastungsgrad der aktuell ausgewiesenen Windflächen
- Sonstige zu berücksichtigende Umstände bei der zukünftigen Fortschreibung der ausgewiesenen Windflächen

Von den 15 befragten obersten Landesplanungsbehörden (Berlin und Brandenburg haben eine gemeinsame oberste Landesplanungsbehörde) haben alle geantwortet. Die abgefragten georeferenzierten Daten konnten zudem – anders als im Szenariorahmen 2025 – mit den Raumordnungsplan-Monitor Daten des Bundesinstituts für Bau-, Stadt- und Raumforschung (Stand: Ende 2014) abgeglichen werden (ein solcher interner Abgleich bezog sich aber nur auf der Ebene der regionalen und nicht der kommunalen Planungsverbände).

Baden-Württemberg gibt als politisches Ausbauziel keine Fläche, sondern einen Anteil der Energieerzeugung durch Windstrom von 10 % im Jahr 2020 an. Dies entspricht einer Leistung von 3.530 MW. 18.049 ha des Bundeslandes sind aktuell als Vorranggebiete ausgewiesen, dies entspricht ca. 0,5 % der Gesamtfläche. Vier von zwölf regionalen Planungsträgern haben Windplanungen als Satzung beschlossen. Acht regionale Planungsträger befinden sich im Aufstellungsverfahren. Die Regionalplanung steuert die Windenergienutzung nicht abschließend. 30 kommunale Planungsträger haben ihre Konzentrationszonenplanungen beschlossen. 225 kommunale Planungsträger befinden sich im Aufstellungsverfahren. Daten zu diesen kommunalen Planungen liegen nicht vor. Zum Flächenauslastungsgrad und der Gesamtkapazität von Windenergieanlagen außerhalb ausgewiesener Flächen liegen ebenfalls keine Daten vor. Geodaten liegen der Bundesnetzagentur vor.

Bayern gibt als politisches Ausbauziel für das Jahr 2021 eine Anzahl von 1.000-1.500 installierten Windenergieanlagen an. Aktuell sind gemäß Regionalplanung 21.700 ha als Vorranggebiete und 11.200 ha als

Vorbehaltsgebiete ausgewiesen. Somit ergeben sich 32.900 ha als Fläche zur Windenergienutzung. Dies entspricht ca. 0,5 % der Gesamtfläche. Die Regionalplanung steuert die Windenergienutzung nicht abschließend. Zu den kommunalen Flächen liegen jedoch keine Daten vor. Zum Flächenauslastungsgrad und der Gesamtkapazität von Windenergieanlagen außerhalb ausgewiesener Flächen liegen ebenfalls keine Daten vor. Es wird erwartet, dass es bei einer Fortschreibung der Pläne zu Änderungen des Flächenpotenzials kommt (siehe 10-H Regelung). Geodaten liegen der Bundesnetzagentur nicht vor.

Da Berlin und Brandenburg über eine gemeinsame Landesplanungsbehörde verfügen, werden diese beiden Bundesländer gemeinsam betrachtet. Berlin-Brandenburg gibt als politisches Ausbauziel an, dass im Jahr 2030 auf einer Fläche von 59.000 ha eine Windenergieanlagenleistung von 10.500 MW installiert werden soll. Davon sind bereits 55.360 ha aktuell als Eignungsgebiete ausgewiesen. Dies entspricht 1,8 % der Gesamtfläche. Die Regionalplanung steuert die Windenergienutzung abschließend, das heißt, kommunale Planungsträger müssen nicht berücksichtigt werden. Rund 40 % der installierten Leistung von Windenergieanlagen stehen außerhalb der aktuell ausgewiesenen Flächen. Grundlage dieser Berechnung sind rechtskräftige bzw. in Aufstellung befindliche Regionalpläne. Der Flächenauslastungsgrad der aktuell ausgewiesenen Eignungsgebiete mit bereits errichteten bzw. genehmigten Windenergieanlagen beträgt ca. 80 %. Geodaten liegen der Bundesnetzagentur nicht vor.

Bremen gibt als politisches Ausbauziel an, dass im Jahr 2020 auf einer Fläche von 310 ha eine Windenergieanlagenleistung von bis zu 221 MW installiert werden soll. Da für Bremen keine Regionalpläne bestehen, beziehen sich die ausgewiesenen Flächen auf den Flächennutzungsplan. Aktuell sind insgesamt 337 ha zur Nutzung durch Windenergieanlagen ausgewiesen. Dies entspricht ca. 0,8 % der Gesamtfläche. Schätzungsweise stehen ca. 50 % der Windenergieanlagen außerhalb ausgewiesener Flächen. Zum Flächenauslastungsgrad sind keine Daten vorhanden. Bei einer Fortschreibung der rechtskräftigen Pläne wird nicht mit einer Veränderung des Flächenpotenzials gerechnet. Geodaten liegen der Bundesnetzagentur nicht vor.

Hamburg gibt als politisches Ausbauziel eine Leistung aus Windenergieanlagen in Höhe von 120 MW vor. Aktuell sind gemäß Kommunalplanung 173 ha als Eignungsgebiet ausgewiesen. Dies entspricht ca. 0,2 % der Gesamtfläche. Da für Hamburg als Stadtstaat die Kommunalplanung die Regionalplanung ersetzt, wird die Windenergienutzung darüber abschließend gesteuert. Aktuell stehen weniger als 5 % der installierten Gesamtkapazität von Windenergieanlagen außerhalb der aktuell ausgewiesenen Flächen. Zum Flächenauslastungsgrad liegen keine Daten vor. Da keine Fortschreibung aktuell rechtskräftiger Pläne vorgesehen ist, werden keine Änderungen des Flächenpotenzials angenommen. Geodaten liegen der Bundesnetzagentur nicht vor.

Hessen gibt als politisches Ausbauziel an, dass im Jahr 2050 ca. 42.200 ha der Landesfläche für die Nutzung durch Windenergie freigegeben werden sollen. Dies entspricht 2 % der Gesamtfläche Hessens. Aktuell sind sogar 51.562 ha als Vorranggebiete mit Ausschlusswirkung festgelegt. Die Regionalplanung steuert die Windenergienutzung nicht abschließend. Über die kommunale Bauleitplanung lassen sich allerdings nach Inkrafttreten der Regionalpläne nur noch fortgeschrittene Standortplanungen innerhalb der festgelegten Gebiete durchführen. Daten zu diesen möglichen Planungen auf kommunaler Ebene liegen nicht vor. Rund 55 % der installierten Leistung von Windenergieanlagen liegt außerhalb der aktuell ausgewiesenen Flächen für den Bau von Windenergieanlagen. Geodaten liegen der Bundesnetzagentur vor.

Mecklenburg-Vorpommern hat als politisches Ausbauziel für das Jahr 2030 keine Fläche, sondern eine Gesamtleistung der Windenergieanlagen von 7.400 MW festgelegt. Als Eignungsgebiet wird für die Regionen Westmecklenburg, Mecklenburgische Seenplatte und die Region Rostock eine Gesamtfläche von 8.400 ha ausgewiesen, dies entspricht ca. 0,4 % der Landesfläche. Die für Vorpommern festgelegten Eignungsgebiete mit einer Fläche von 4.700 ha sind nach einem Urteil des Bundesverwaltungsgerichts vom 18.08.2015 aufgehoben worden. Die Regionalplanung steuert die Windenergienutzung abschließend, das heißt, kommunale Planungsträger müssen nicht berücksichtigt werden. Zum Anteil der installierten Gesamtkapazität außerhalb ausgewiesener Flächen liegen keine Daten vor. Die aktuell ausgewiesenen Eignungsgebiete sind zu 85 % ausgelastet. Daher ist eine Fortschreibung des regionalen Raumentwicklungsprogramms geplant, welche ein steigendes Flächenpotenzial vorsieht. Geodaten liegen der Bundesnetzagentur nicht vor.

Niedersachsen sieht für das Jahr 2050 als politisches Ausbauziel eine Gesamtfläche für Windenergieanlagen in Höhe von 66.945 ha vor. Dies entspricht 1,4 % der Gesamtfläche Niedersachsens. Auf dieser Fläche sollen Windenergieanlagen mit einer Gesamtleistung von 20.000 MW entstehen. Nach derzeit gültigen Regionalplänen sind 20.862 ha als Vorranggebiet festgelegt. Von diesen Vorranggebieten fungieren 14.850 ha als Vorranggebiet mit Ausschlusswirkung. Die Regionalplanung steuert die Windenergienutzung nicht abschließend, zu kommunaler Bauleitplanung sind allerdings keine Werte vorhanden. Von der bisher installierten Windenergieanlagenleistung stehen ca. 65 % außerhalb der ausgewiesenen Flächen. Zum Flächenauslastungsgrad sind keine Daten vorhanden. Von insgesamt 34 Regionalplänen Niedersachsens befinden sich zurzeit 28 Regionalpläne in der Fortschreibung. Es ist davon auszugehen, dass sich das Flächenpotenzial in der Fortschreibung erhöht. Geodaten liegen der Bundesnetzagentur vor.

Nordrhein-Westfalen sieht für das Jahr 2025 als politisches Ausbauziel eine Gesamtfläche für Windenergieanlagen in Höhe von 54.000 ha vor. Dies entspricht ca. 1,6 % der Gesamtfläche Nordrhein-Westfalens. Die Stromerzeugung durch Windenergieanlagen soll bis dahin 28 TWh/a betragen. Gemäß Regionalplanung sind aktuell 28.900 ha als Vorranggebiete ausgewiesen. Dazu kommen 700 ha als Vorbehaltsgebiete. Die Regionalplanung steuert die Flächennutzung für Windenergieanlagen nicht abschließend. Zusätzlich zur Regionalplanung sind gemäß kommunaler Bauleitplanung 29.627 ha zur Nutzung durch Windenergieanlagen ausgewiesen. Auf regionaler Ebene sind keine Daten zum Flächenauslastungsgrad und zu der Gesamtkapazität von Windenergieanlagen außerhalb ausgewiesener Flächen vorhanden. Auf kommunaler Ebene befindet sich aktuell ca. 46 % der installierten Windenergieanlagenleistung außerhalb der ausgewiesenen Flächen. Der Flächenauslastungsgrad beträgt auf kommunaler Ebene ca. 80 %. Es wird erwartet, dass die freigegebenen Flächen für Windenergieanlagen sich bei der Fortschreibung von Regionalplänen vergrößern. Geodaten liegen der Bundesnetzagentur nicht vor.

Von Rheinland-Pfalz wird als politisches Ausbauziel für das Jahr 2030 keine Fläche, sondern eine Gesamtleistung der Windenergieanlagen von 7.500 MW festgelegt. Aktuell sind in der Regionalplanung 14.672 ha als Vorranggebiet ausgeschrieben. Die Regionalplanung steuert die Flächen für Windenergieanlagen nicht abschließend. Zusätzlich zur Regionalplanung werden aufgrund kommunaler Bauleitplanung im Flächennutzungsplan 10.650 ha für Windenergieanlagen ausgeschrieben. Auf regionaler Ebene stehen schätzungsweise 28 % der Anlagen außerhalb der aktuell ausgewiesenen Flächen. Weiterhin sind die regional ausgewiesenen Flächen zu ca. 77% ausgelastet. Bei den kommunalen Flächen gibt es keine Daten zum Flächenauslastungsgrad und dem Anteil der Gesamtkapazität von Windenergieanlagen außerhalb

ausgewiesener Flächen. Da es derzeit keine Fortschreibungspläne gibt, ist nicht davon auszugehen, dass sich die Flächenpotenziale in naher Zukunft verändern werden. Geodaten liegen der Bundesnetzagentur vor.

Im Saarland werden Windkraftanlagen mit einer Leistung von 100 MW als politisches Ausbauziel beschrieben. Aktuell sind gemäß Regionalplanung 849 ha als Fläche zur Windenergienutzung ausgewiesen. Die Regionalplanung steuert die Windenergienutzung nicht abschließend. Zusätzlich werden im Flächennutzungsplan auf kommunaler Ebene 3.166 ha ausgewiesen. Außerhalb der ausgewiesenen Flächen befinden sich aktuell auf regionaler Ebene ca. 54 % und auf kommunaler Ebene ca. 69 % der Windenergieanlagenkapazitäten. Der Flächenauslastungsgrad der regionalen Vorranggebiete wird mit ca. 62 % angegeben. Kommunal werden zurzeit ca. 21 % der Flächen des Flächennutzungsplans für Windenergieanlagen genutzt. Bei einer Fortschreibung der aktuellen Pläne wird keine Veränderung des Flächenpotenzials erwartet. Geodaten liegen der Bundesnetzagentur nicht vor.

Sachsen sieht als politisches Ausbauziel für das Jahr 2020 eine durch Windenergieanlagen erzeugte Energiemenge in Höhe von 2,2 TWh/a vor. Gemäß Regionalplanung sind aktuell rechtskräftig folgende Werte ausgewiesen: Als Vorranggebiet 3.306 ha und davon mit Ausschlusswirkung 3.209 ha. Als Vorbehaltsgebiet sind 66 ha ausgewiesen. Insgesamt sind somit 3.372 ha für Windenergieanlagen ausgewiesen. Zu erwähnen ist in diesem Zusammenhang, dass das Bundesverwaltungsgericht mit Beschluss vom 23.10.2012 den Regionalplan Südwestsachsen 2008 für die Gebiete des ehemaligen Regionalen Planungsverbandes Südwestsachsen für unwirksam erklärt hat. Für dieses Gebiet gelten rechtswirksam die Pläne des Regionalplans 2000. Zusätzlich zur Regionalplanung werden gemäß kommunaler Bauleitplanung 22 ha für Windenergieanlagen ausgewiesen. Ein Anteil von ca. 26 % der installierten Windleistung steht zurzeit außerhalb der regional ausgewiesenen Flächen. Nach Schätzung beträgt der Flächenauslastungsgrad der regional ausgewiesenen Flächen 96 %. Bei anstehenden Planänderungsverfahren wird sich das Flächenpotenzial für Windenergieanlagen erhöhen. Geodaten liegen der Bundesnetzagentur nicht vor.

In Sachsen-Anhalt besteht kein politisches Ausbauziel. Gemäß Regionalplanung sind 19.149 ha als Vorranggebiet mit Ausschlusswirkung rechtskräftig ausgewiesen. Die Regionalplanung steuert die Windenergienutzung abschließend, das heißt, kommunale Planungsträger müssen nicht berücksichtigt werden. Aktuell befinden sich schätzungsweise 35 % der installierten Windenergieanlagenleistung außerhalb der in der Regionalplanung ausgewiesenen Flächen. Der Flächenauslastungsgrad der bisher regional ausgewiesenen Flächen beträgt ca. 41 %. Bei der Ermittlung wurde das Gesamtpotenzial der Leistung von Windenergieanlagen innerhalb von Vorrang- und Eignungsgebieten mit der tatsächlich installierten Leistung verglichen. Konkrete Flächenbetrachtungen wurden nicht durchgeführt. Geodaten liegen der Bundesnetzagentur nicht vor.

In Schleswig-Holstein ist als politisches Ausbauziel festgelegt, dass bis 2020 dreimal so viel erneuerbarer Strom produziert werden soll, wie im Land Schleswig-Holstein verbraucht wird. Um dieses Ziel zu erreichen, kalkuliert Schleswig-Holstein mit einer Leistung von 12.000-13.000 MW. Es gibt momentan keine gültigen Regionalpläne, da alle Regionalpläne durch ein Urteil des Oberverwaltungsgerichts Schleswig-Holstein vom 20.01.2015 aufgehoben wurden. Daher besteht bis Mitte 2017 ein gesetzliches Bauverbot für raumbedeutsame Windenergieanlagen (sog. Ausbaumoratorium). Bis dahin soll eine geordnete Neuplanung aller Regionalpläne erfolgen. Wenn die neuen Regionalpläne rechtskräftig werden, können Kommunen ausschließlich innerhalb ausgewiesener Vorranggebiete mit Ausschlusswirkung in gewissen Grenzen Bauleitplanung betreiben. Gemäß der nun ungültigen Regionalplanung waren 26.931 ha als Eignungsgebiet für Windenergieanlagen

ausgewiesen. Bei der Neuaufstellung der Regionalpläne sollen mindestens 2 % der Landesfläche als Windvorrangflächen ausgewiesen werden. Dies entspräche einer Fläche von 31.599 ha. Als Flächenauslastungsgrad der ehemals gültigen Regionalpläne wird ein Wert von ca. 74 % angegeben. Auf kommunaler Ebene sind ca. 35 % der Flächen der Bebauungspläne und nahezu alle Flächen der Flächennutzungspläne ausgelastet. Bei der ausstehenden Neuaufstellung der Regionalpläne wird mit einer Veränderung des Flächenpotenzials für Windenergieanlagen gerechnet. Geodaten liegen der Bundesnetzagentur nicht vor.

In Thüringen gibt es zwei politische Ausbauziele. Einmal ist eine Stromproduktion von mindestens 5,9 TWh/a aus Erneuerbaren Energien im Jahr 2020 vorgesehen. Zum anderen soll die Energieerzeugung durch Windkraft verdreifacht werden. Das bedeutet, dass die für Windenergieanlagen genutzte Fläche von 0,3 % auf 1 % der Landesfläche steigen soll. Dieser Wert entspricht einer Fläche von 16.172 ha. Gemäß den Urteilen des Oberverwaltungsgerichts Thüringen vom 08.04.2013 sowie 28.05.2015 wurden die Regionalpläne für die Regionen Ostthüringen sowie Mittelthüringen für ungültig erklärt. Für Mittelthüringen gibt es bereits einen ersten Entwurf sowie die Freigabe der Behörden- und Öffentlichkeitsbeteiligung. Für Ostthüringen liegt noch kein konkreter Plan vor, sodass dort aktuell keine Flächen angenommen werden können. Für die Regionen Nordthüringen und Südwestthüringen sind insgesamt 5.294 ha als Vorranggebiet mit Ausschlusswirkung ausgewiesen. Die Regionalplanung steuert die Windenergienutzung, mit Ausnahme von Ostthüringen, abschließend. Aktuell stehen ca. 20-30 % der installierten Leistung von Windenergieanlagen außerhalb der regional ausgewiesenen Flächen. Der Flächenauslastungsgrad ist nach Ansicht des Thüringer Ministeriums für Infrastruktur schwer zu ermitteln, weshalb davon abgeraten wird, konkrete Werte auszuweisen. Bei einer Fortschreibung der Regionalpläne ist von einer Erhöhung der für Windenergieanlagen ausgewiesenen Flächen auszugehen. Geodaten liegen der Bundesnetzagentur vor.

Im Gegensatz zu den Raumordnungsplan-Monitor Daten des Bundesinstitut für Bau-, Stadt- und Raumforschung, die nur die ausgewiesenen Flächen gemäß Regionalplanung beinhalten, wurden bei der Raumordnungsabfrage der Bundesnetzagentur auch Daten zu Flächen gemäß kommunaler Bauleitplanung erhoben.

Die nachfolgende Tabelle 34 stellt die Summen der ausgewiesenen Flächen gegenüber.

Bundesland	Raumordnungsabfrage BNetzA [ha]	ROPLAMO-Daten BBSR [ha]	Differenz [ha]
Baden-Württemberg	18.049	3.687	14.362
Bayern	32.900	26.705	6.195
Berlin/Brandenburg	55.360	22.122	33.238
Bremen	323	---	---
... mit Kommunalplanung	337	---	---
Hamburg	173	---	---
Hessen	51.562	---	---
Mecklenburg-Vorpommern	8.400	13.087	4.687
Niedersachsen	20.862	20.460	402
Nordrhein-Westfalen	29.600	22.313	7.287
... mit Kommunalplanung	59.227	---	---
Rheinland Pfalz	14.672	10.300	4.372
... mit Kommunalplanung	25.322	---	---
Saarland	849	825	24
... mit Kommunalplanung	4.015	---	---
Sachsen	3.394	3.339	55
... mit Kommunalplanung	3.372	---	---
Sachsen-Anhalt	19.410	18.497	913
Schleswig Holstein	26.931	26.918	13
... mit Kommunalplanung	42.073	---	---
Thüringen	5.294	4.167	1.127

Tabelle 34: Ergebnisse der Raumordnungsabfrage im Vergleich mit Raumordnungsplan-Monitor Daten

Der in der Tabelle 34 vorgenommene Vergleich der reinen Flächenangaben und der Geodaten der Bundesländer Baden-Württemberg, Niedersachsen, Rheinland-Pfalz und Thüringen wurden zur Plausibilisierung mit den Raumordnungsplan-Monitor Daten des Bundesinstitut für Bau-, Stadt- und Raumforschung abgeglichen. Im Ergebnis erwiesen sich die Flächenangaben in hohem Maße als deckungsgleich. Die größeren Flächenangaben der Abfrage der Bundesnetzagentur sind damit zu begründen, dass nicht andere sondern eher zusätzliche Flächen ausgewiesen wurden. Dies ist u. a. dadurch zu erklären, dass die Daten der Abfrage der Bundesnetzagentur auf dem Stand Ende 2015 sind, wohingegen die Raumordnungsplan-Monitor Daten des Bundesinstitut für Bau-, Stadt- und Raumforschung aus dem Jahr 2014 bzw. zum Teil aus dem Jahr 2013 stammen. Darüber hinaus konnte die Abfrage der Bundesnetzagentur teilweise die kommunalen Bauleitplanungen der Bundesländer abbilden. Die negative Abweichung von Mecklenburg-Vorpommern lässt sich durch das Urteil des Bundesverwaltungsgerichts vom 18.08.2015 begründen, nach dem ein erheblicher Teil der vormals ausgewiesenen Windflächen aufgehoben wurde.

Die Qualität der gemeldeten Daten war teilweise sehr heterogen. So konnten nur wenige Bundesländer Angaben zu den kommunal ausgewiesenen Windflächen machen. Auch für die Prognose entsprechend verwertbare Geodaten wurden nur von einer Minderheit der obersten Landesplanungsbehörden zur Verfügung gestellt. Trotz der soeben genannten Unklarheiten lassen sich die von der Bundesnetzagentur abgefragten Daten der obersten Landesplanungsbehörden für die Bestimmung eines regional prognostizierten Zubaus für Wind Onshore verwenden. Zwar erscheinen die diesjährigen Angaben der obersten Landesplanungsbehörden alleine (noch) nicht als valide Ausgangsbasis zur Bestimmung belastbarer Zubauten von Windkraftanlagen in den Zieljahren 2030 und 2035. Zusammen mit den Erkenntnissen aus der Verteilnetzbetreiberabfrage sowie der Berücksichtigung der historischen Zubauentwicklung liefern diese Daten jedoch wertvolle Informationen im Rahmen der Regionalisierung von Wind Onshore.

E 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 in allen Szenarien, trotz bzw. gerade wegen der vorgenommenen Änderungen, der letztlich geleistete Beitrag zur Erfüllung des energiepolitischen Ziels der Erhöhung des Anteils von Strom aus Kraft-Wärme-Kopplung ermittelt und transparent dargestellt wird.

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, der es zur Bestimmung der erzeugten Strommenge aus Kraft-Wärme-Kopplung bedarf, nicht hinreichend ist.

2. EE-Anteil am Bruttostromverbrauch

Die Nebenbestimmung soll sicherstellen, dass in allen Szenarien, trotz bzw. gerade wegen der vorgenommenen Änderungen, der letztlich geleistete Beitrag zur Erfüllung des energiepolitischen Ziel der Erhöhung des Anteils der Erneuerbaren Energien am Bruttostromverbrauch ermittelt und transparent dargestellt wird.

Im Szenariorahmen wird nur der Nettostromverbrauch bestätigt. Für die Ermittlung des Bruttostromverbrauchs sind dem Nettostromverbrauch der Kraftwerkseigenverbrauch, die Arbeit für den Betrieb von Pumpspeicherkraftwerken und die durch den Transport bedingten Netzverluste im Übertragungsnetz hinzu zu addieren. Diese Größen können jedoch nur im Voraus abgeschätzt werden und ergeben sich erst aus der Marktsimulation und der Netzberechnung. Insoweit kann erst auf Basis des nach der Marktsimulation und der Netzberechnung errechneten Bruttostromverbrauchs der tatsächliche Anteil der Erneuerbaren Energien bestimmt werden.

3. Treibhausgasemission und Primärenergieverbrauch

Die Nebenbestimmung soll sicherstellen, dass in allen Szenarien, trotz bzw. gerade wegen der vorgenommenen Änderungen, der letztlich geleistete Beitrag zur Erfüllung der sektorübergreifenden energiepolitischen Ziele der Reduktion der Treibhausgasemissionen und der Senkung des Primärenergieverbrauchs ermittelt und transparent dargestellt wird.

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 2030 ermittelten Treibhausgasemissionen bzw. der für das Zieljahr 2030 ermittelte Primärenergieverbrauch des Sektors der Stromerzeugung subtrahiert. 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 für das Szenarien A 2030 keine Aussagen zu Treibhausgasemissionen und zum Primärenergieverbrauch 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.

In den Szenarien B 2030, C 2030 und B 2035 entsprechen die Treibhausgasemissionen den Zielen der Bundesregierung, da deren Einhaltung durch eine mathematische Nebenbedingung im Rahmen der Marktmodellierung von den Übertragungsnetzbetreibern sichergestellt wird.

F Hinweise zu den Gebühren

Die Genehmigung des Szenariorahmens 2017-2030 ist gebührenpflichtig gemäß § 91 Abs. 1 Nr. 4 EnWG. Hinsichtlich dieser Gebühren ergeht ein gesonderter Bescheid nach § 91 EnWG.

G Hinweise zu den Fristen

Die Bundesnetzagentur hat bewusst die Entscheidung der Bundesregierung über den weiteren Umgang mit der Novellierung des EEG 2016 abgewartet und die Genehmigung des Szenariorahmens erst vor dem Hintergrund des Kabinettsbeschlusses der Bundesregierung vom 08.06.2016 finalisiert. Die Bundesnetzagentur hat den Szenariorahmen 2017-2030 am 30.06.2016 genehmigt und den Übertragungsnetzbetreibern zugestellt. Die Übertragungsnetzbetreiber sollen gemäß § 12b Abs. 3 S. 3 EnWG spätestens am 10.12.2016 auf der Grundlage des Szenariorahmens gemeinsam einen nationalen Netzentwicklungsplan 2017-2030 und Offshore-Netzentwicklungsplan 2017-2030 zur Konsultation vorlegen (sog. 1. Entwürfe). Die Übertragungsnetzbetreiber müssen gemäß § 12b Abs. 5 EnWG spätestens am 02.05.2017 auf der Grundlage des Szenariorahmens gemeinsam einen konsultierten und überarbeiteten nationalen Netzentwicklungsplan 2017-2030 und Offshore-Netzentwicklungsplan 2017-2030 zur Bestätigung vorlegen (sog. 2. Entwürfe).

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 30.06.2016

Anlagen

Anlage 1: Kraftwerksliste

BNetzA-ID	Kraftwerksname	Blockname	Energieträger	KWK-Aus-	PLZ	Ort	Bundes-	Inbe-	Geplante	Status	Falls	Falls	Falls	Netto-	Leistung	Leistung	Leistung	Leistung
				kopplung							Antrag nach	Antrag nach	Antrag/Zusage		leistung	Szenario	Szenario	Szenario
				(Ja/Nein)						10.05.2016	§ 38 GasNZV	§ 39 GasNZV	nach § 9 KraftNAV (Ja/Nein)	[MW]	A 2030	B 2030	B 2035	C 2030
											(Ja/Nein)	(Ja/Nein)	(Ja/Nein)		[MW]	[MW]	[MW]	[MW]
BNA0084	Reuter	Reuter M	Abfall	Ja	13599	Berlin	BE	1998	Nein	in Betrieb				36,0	36,0	36,0	36,0	36,0
BNA0088a	Dampfturbinenanlage der EBS-Kessel		Abfall	Ja	6406	Bernburg	ST	2010	Nein	in Betrieb				35,0	35,0	35,0	35,0	35,0
BNA0097	MVA Bielefeld	Linien 1 - 3	Abfall	Ja	33609	Bielefeld	NW	1981	Nein	in Betrieb				34,0	34,0	34,0	34,0	34,0
BNA0117a	Heizkraftwerk Karlstraße	Heizkraftwerk Karlstraße	Abfall	Ja	53115	Bonn	NW	1991	Nein	in Betrieb				12,0	12,0	12,0	12,0	12,0
BNA0139	KW Hafen	MKK	Abfall	Nein	28237	Bremen	HB	2009	Nein	in Betrieb				33,0	33,0	33,0	33,0	33,0
BNA0223a	DT	Flingern T4	Abfall	Nein	40233	Düsseldorf	NW	1955	Nein	in Betrieb				48,9	48,9	48,9	48,9	48,9
BNA0223b	DT	Flingern T1	Abfall	Ja	40233	Düsseldorf	NW	2000	Nein	in Betrieb				53,7	53,7	53,7	53,7	53,7
BNA0287a	MHKW Frankfurt	T 3	Abfall	Ja	60440	Frankfurt am Main	HE	1998	Nein	in Betrieb				26,0	26,0	26,0	26,0	26,0
BNA0287b	MHKW Frankfurt	T 7	Abfall	Ja	60439	Frankfurt am Main	HE	2006	Nein	in Betrieb				46,5	46,5	46,5	46,5	46,5
BNA0380	EEW Großräschen		Abfall	Ja	1983	Großräschen	BB	2008	Nein	in Betrieb				23,3	23,3	23,3	23,3	23,3
BNA0398	MVR Müllverwertung Rugenberger Damm GmbH & Co. KG		Abfall	Ja	21129	Hamburg	HH	1999	Nein	in Betrieb				24,0	24,0	24,0	24,0	24,0
BNA0407	Enertec Hameln	Linien 1,3,4	Abfall	Ja	31789	Hameln	NI	1912	Nein	in Betrieb				14,7	14,7	14,7	14,7	14,7
BNA0417	EEW Energy from Waste Hannover GmbH	Hannover	Abfall	Nein	30659	Hannover	NI	2005	Nein	in Betrieb				22,5	22,5	22,5	22,5	22,5
BNA0438	TRV Buschhaus	Linie 1-3	Abfall	Nein	38350	Helmstedt	NI	1998	Nein	in Betrieb				37,5	37,5	37,5	37,5	37,5
BNA0519	Karnap	B	Abfall	Ja	45329	Essen	NW	1987	Nein	in Betrieb				38,0	38,0	38,0	38,0	38,0
BNA0590	TREA Leuna	Linie 1	Abfall	Nein	6237	Leuna	ST	2005	Nein	in Betrieb				16,3	16,3	16,3	16,3	16,3
BNA0591	TREA Leuna	Linie 2	Abfall	Nein	6237	Leuna	ST	2007	Nein	in Betrieb				16,3	16,3	16,3	16,3	16,3
BNA0599		entfällt	Abfall	Ja	51373	Leverkusen	NW	2011	Nein	in Betrieb				11,6	11,6	11,6	11,6	11,6
BNA0616a	Kläranlage	Z564	Abfall	Ja	67056	Ludwigshafen	RP	1992	Nein	in Betrieb				12,0	12,0	12,0	12,0	12,0
BNA0622	MHKW Rothensee	Block 1	Abfall	Ja	39126	Magdeburg	ST	2005	Nein	in Betrieb				29,2	29,2	29,2	29,2	29,2
BNA0623	MHKW Rothensee	Block 2	Abfall	Ja	39126	Magdeburg	ST	2006	Nein	in Betrieb				29,2	29,2	29,2	29,2	29,2
BNA0640	HKW Mannheim	Turbine 3	Abfall	nein	68169	Mannheim	BW	2005	Nein	in Betrieb				8,7	8,7	8,7	8,7	8,7
BNA0641a	HKW Mannheim	Turbine 60	Abfall	Ja	68169	Mannheim	BW	2009	Nein	in Betrieb				22,1	22,1	22,1	22,1	22,1
BNA0641b	HKW Mannheim	Turbine D.0	Abfall	Ja	68169	Mannheim	BW	2012	Nein	in Betrieb				8,1	8,1	8,1	8,1	8,1
BNA0641c	HKW Mannheim	Turbine E.0	Abfall	Ja	68169	Mannheim	BW	2012	Nein	in Betrieb				5,8	5,8	5,8	5,8	5,8
BNA0746	HKW Sandreuth		Abfall	Ja	90441	Nürnberg	BY	1996	Nein	in Betrieb				18,0	18,0	18,0	18,0	18,0
BNA0750	GMVA Niederrhein	Ausspeisung 10/110kV (Turbine 2)	Abfall	Ja	46049	Oberhausen	NW	1990	Nein	in Betrieb				40,4	40,4	40,4	40,4	40,4
BNA0751	GMVA Niederrhein	Ausspeisung 10/25kV (Turbine 1)	Abfall	Ja	46049	Oberhausen	NW	2006	Nein	in Betrieb				21,1	21,1	21,1	21,1	21,1
BNA0845	MHKW, WKW	T1a/b, T2	Abfall	Ja	83022	Rosenheim	BY	1988	Nein	in Betrieb				9,0	9,0	9,0	9,0	9,0
BNA0855	IKW Rüdersdorf		Abfall	Nein	15562	Rüdersdorf bei Berlin	BB	2009	Nein	in Betrieb				30,0	30,0	30,0	30,0	30,0
BNA0895	GKS	entfällt	Abfall	Ja	97424	Schweinfurt	BY	1994	Nein	in Betrieb				24,4	24,4	24,4	24,4	24,4
BNA0939a	Restmüll-Heizkraftwerk Stuttgart-Münster	MÜN DT19 neu	Abfall	Ja	70376	Stuttgart	BW	2009	Nein	in Betrieb				19,5	19,5	19,5	19,5	19,5
BNA0969a	Nord 1	1	Abfall	Ja	85774	Unterföhring	BY	1992	Nein	in Betrieb				18,0	18,0	18,0	18,0	18,0
BNA0969c	Nord 3	3	Abfall	Ja	85774	Unterföhring	BY	1984	Nein	in Betrieb				22,0	22,0	22,0	22,0	22,0
BNA1020	MVA Weisweiler	MVA	Abfall	Ja	52249	Weisweiler	NW	1996	Nein	in Betrieb				24,0	24,0	24,0	24,0	24,0
BNA1108	PD energy GmbH		Abfall	Ja	6749	Bitterfeld - Wolfen	ST	2010	Nein	in Betrieb				9,9	9,9	9,9	9,9	9,9
BNA1110	Restmüllheizkraftwerk Böblingen	Müllverbrennung	Abfall	Ja	71032	Böblingen	BW	1999	Nein	in Betrieb				9,5	9,5	9,5	9,5	9,5

BNetzA-ID	Kraftwerksname	Blockname	Energieträger	KWK-Auskopplung (Ja/Nein)	PLZ	Ort	Bundesland	Inbetriebnahmejahr	Geplante Stilllegung	Status 10.05.2016	Falls	Falls	Falls	Nettoleistung 10.05.2016 [MW]	Leistung Szenario A 2030 [MW]	Leistung Szenario B 2030 [MW]	Leistung Szenario B 2035 [MW]	Leistung Szenario C 2030 [MW]
											Energieträger Erdgas: Antrag nach § 38 GasNZV (Ja/Nein)	Energieträger Erdgas: Antrag nach § 39 GasNZV (Ja/Nein)	Energieträger nicht Erdgas: Antrag/Zusage nach § 9 KraftNAV (Ja/Nein)					
BNA1114	MHKW	MHKW	Abfall	Ja	28219	Bremen	HB	2012	Nein	in Betrieb				44,0	44,0	44,0	44,0	44,0
BNA1116	BEG		Abfall	Ja	27570	Bremerhaven	HB	1977	Nein	in Betrieb				14,0	14,0	14,0	14,0	14,0
BNA1119	MHKW Burgkirchen		Abfall	Nein	84508	Burgkirchen	BY	1994	Nein	in Betrieb				12,5	12,5	12,5	12,5	12,5
BNA1139	TREA Breisgau		Abfall	Ja	79427	Eschbach	BW	2005	Nein	in Betrieb				13,6	13,6	13,6	13,6	13,6
BNA1144	EEW Göppingen	Turb. Neu	Abfall	Ja	73037	Göppingen	BW	2009	Nein	in Betrieb				11,0	11,0	11,0	11,0	11,0
BNA1148	MVA Hamm		Abfall	Ja	59075	Hamm	NW	1985	Nein	in Betrieb				14,6	14,6	14,6	14,6	14,6
BNA1154	RZR Hertent I	RZR I	Abfall	Ja	45699	Herten	NW	1982	Nein	in Betrieb				12,5	12,5	12,5	12,5	12,5
BNA1155	RZR Hertent II	RZR II	Abfall	Nein	45699	Herten	NW	2009	Nein	in Betrieb				17,1	17,1	17,1	17,1	17,1
BNA1161	MVA Ingolstadt	Müllheizkraftwerk (MHKW)	Abfall	Ja	85055	Ingolstadt	BY	1984	Nein	in Betrieb				25,5	25,5	25,5	25,5	25,5
BNA1167	Abfallentsorgungszentrum Asdonkshof	MVA	Abfall	Ja	47475	Kamp-Lintfort	NW	1997	Nein	in Betrieb				16,0	16,0	16,0	16,0	16,0
BNA1168	Müllheizkraftwerk		Abfall	Ja	34123	Kassel	HE	1985	Nein	in Betrieb				14,7	14,7	14,7	14,7	14,7
BNA1184	RMVA Köln	RMVA Köln	Abfall	Ja	50735	Köln	NW	1997	Nein	in Betrieb				45,1	45,1	45,1	45,1	45,1
BNA1186a	MKVA Krefeld	Turbine 3	Abfall	Ja	47829	Krefeld	NW	1982	Nein	in Betrieb				13,5	13,5	13,5	13,5	13,5
BNA1186b	MKVA Krefeld	Turbine 4	Abfall	Nein	47829	Krefeld	NW	2001	Nein	in Betrieb				13,8	13,8	13,8	13,8	13,8
BNA1186c	MKVA Krefeld	Turbine 2	Abfall	Ja	47829	Krefeld	NW	1976	Nein	in Betrieb				1,5	1,5	1,5	1,5	1,5
BNA1186d	MKVA Krefeld	Turbine 5	Abfall	Ja	47829	Krefeld	NW	1997	Nein	in Betrieb				2,8	2,8	2,8	2,8	2,8
BNA1186e	MKVA Krefeld	Turbine 1	Abfall	Ja	47829	Krefeld	NW	1976	Nein	in Betrieb				1,5	1,5	1,5	1,5	1,5
BNA1190	Thermische Abfallbehandlung Lauta GmbH & Co. oHG		Abfall	Ja	2991	Lauta	SN	2004	Nein	in Betrieb				15,7	15,7	15,7	15,7	15,7
BNA1197	FHKW Ludwigshafen	FHKW	Abfall	Ja	67063	Ludwigshafen	RP	1967	Nein	in Betrieb				28,0	28,0	28,0	28,0	28,0
BNA1198	SITA Abfallverwertung GmbH		Abfall	Ja	6686	Lützen OT Zorbau	ST	2005	Nein	in Betrieb				25,4	25,4	25,4	25,4	25,4
BNA1199	MHKW Mainz		Abfall	Ja	55120	Mainz	RP	2009	Nein	in Betrieb				15,6	15,6	15,6	15,6	15,6
BNA1222	Müllheizkraftwerk Offenbach		Abfall	Ja	63069	Offenbach	HE	1972	Nein	in Betrieb				10,4	10,4	10,4	10,4	10,4
BNA1229	MHKW Pirmasens		Abfall	Ja	66954	Pirmasens	RP	1999	Nein	in Betrieb				15,0	15,0	15,0	15,0	15,0
BNA1232	ZWSF	ZWSF	Abfall	Nein	14727	Premnitz	BB	2002	Nein	in Betrieb				2,5	2,5	2,5	2,5	2,5
BNA1233	EVE	EVE	Abfall	Ja	14727	Premnitz	BB	2009	Nein	in Betrieb				14,5	14,5	14,5	14,5	14,5
BNA1243	EBS-HKW Rostock		Abfall	Ja	18147	Rostock	MV	2009	Nein	in Betrieb				17,0	17,0	17,0	17,0	17,0
BNA1244	AVA Velsen		Abfall	Ja	66127	Saarbrücken-Velsen	SL	1997	Nein	in Betrieb				15,8	15,8	15,8	15,8	15,8
BNA1254	Müllkraftwerk Schwandorf		Abfall	Ja	92421	Schwandorf	BY	1982	Nein	in Betrieb				54,0	54,0	54,0	54,0	54,0
BNA1255	Kraftwerk Schwedt GmbH & Co.KG		Abfall	Ja	16303	Schwedt	BB	2011	Nein	in Betrieb				28,9	28,9	28,9	28,9	28,9
BNA1261			Abfall	Ja	22145	Stapelfeld	SH	1978	Nein	in Betrieb				16,4	16,4	16,4	16,4	16,4
BNA1262	REMONDIS Thermische Abfallverwertung GmbH		Abfall	Ja	39418	Staßfurt	ST	2008	Nein	in Betrieb				24,0	24,0	24,0	24,0	24,0
BNA1286	Restabfallbehandlungsanlage	1	Abfall	Ja	98544	Zella-Mehlis	TH	2007	Nein	in Betrieb				11,2	11,2	11,2	11,2	11,2
BNA1289	AMK - Abfallentsorgungsgesellschaft des Märkischen Kreises mbH		Abfall	Ja	58636	Iserlohn	NW	1981	Nein	in Betrieb				12,6	12,6	12,6	12,6	12,6
BNA1291	IHKW Andernach		Abfall	Ja	56626	Andernach	RP	2009	Nein	in Betrieb				12,5	12,5	12,5	12,5	12,5
BNA1295	AVA GmbH	AHKW	Abfall	Ja	86167	Augsburg	BY	1993	Nein	in Betrieb				10,0	10,0	10,0	10,0	10,0
BNA1316	Müllheizkraftwerk		Abfall	Ja	42349	Wuppertal	NW	1976	Nein	in Betrieb				30,0	30,0	30,0	30,0	30,0
BNA1330	Steinbeis Energie		Abfall	Ja	25348	Glückstadt	SH	2010	Nein	in Betrieb				17,0	17,0	17,0	17,0	17,0
BNA1447a		G2	Abfall	Ja	67547	Worms	RP	1990	Nein	in Betrieb				11,9	11,9	11,9	11,9	11,9
BNA1447b		G3/Kontu	Abfall	Nein	67547	Worms	RP	2011	Nein	in Betrieb				6,9	6,9	6,9	6,9	6,9
BNA1448	AHKW Neunkirchen	Linie 3 + 4	Abfall	Ja	66538	Neunkirchen	SL	1999	Nein	in Betrieb				11,6	11,6	11,6	11,6	11,6
BNA1449a	Turbosatz 1		Abfall	Ja	97076	Würzburg	BY	1984	Nein	in Betrieb				8,7	8,7	8,7	8,7	8,7
BNA1449b	Turbosatz 2		Abfall	Ja	97076	Würzburg	BY	1998	Nein	in Betrieb				12,0	12,0	12,0	12,0	12,0
BNA1490	EBKW Knapsack		Abfall	Ja	50354	Hürth	NW	2008	Nein	in Betrieb				33,4	33,4	33,4	33,4	33,4
BNA1510	HHer Rieger		Abfall	Ja	3130	Spremberg	BB	2013	Nein	in Betrieb				18,7	18,7	18,7	18,7	18,7

BNetzA- ID	Kraftwerksname	Blockname	Energieträger	KWK- Aus- kopplung (Ja/Nein)	PLZ	Ort	Bundes- land	Inbe- trieb- nahme- jahr	Geplante Stilllegung	Status 10.05.2016	Falls Energieträger Erdgas: Antrag nach § 38 GasNZV (Ja/Nein)	Falls Energieträger Erdgas: Antrag nach § 39 GasNZV (Ja/Nein)	Falls Energieträger nicht Erdgas: Antrag/Zusage nach § 9 KraftNAV (Ja/Nein)	Netto-	Leistung	Leistung	Leistung	Leistung
														leistung 10.05.2016 [MW]	Szenario A 2030 [MW]	Szenario B 2030 [MW]	Szenario B 2035 [MW]	Szenario C 2030 [MW]
BNA1520	Biomasseheizkraftwerk Wiesbaden		Abfall	Ja	65205	Wiesbaden	HE	2014	Nein	in Betrieb				10,5	10,5	10,5	10,5	10,5
BNAP133			Abfall	Ja	42349	Wuppertal			Nein	in Planung				0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
n.v.	KWK-Anlagen<10MW		Abfall	Ja				2015	Nein	in Betrieb				83,4	83,4	83,4	83,4	83,4
BNA0081	Klingenberg	Klingenberg	Braunkohle	Ja	10317	Berlin	BE	1981	Nein	in Betrieb				164,0	164,0	0,0	0,0	0,0
BNA0115	Lippendorf	R	Braunkohle	Ja	4007	Böhlen	SN	2000	Nein	in Betrieb				875,0	875,0	875,0	875,0	875,0
BNA0116	Braunkohlekraftwerk Lippendorf	LIP S	Braunkohle	Ja	4564	Böhlen	SN	1999	Nein	in Betrieb				875,0	875,0	875,0	875,0	875,0
BNA0122	Boxberg	N	Braunkohle	Ja	2943	Boxberg	SN	1979	Nein	in Betrieb				465,0	0,0	0,0	0,0	0,0
BNA0123	Boxberg	P	Braunkohle	Ja	2944	Boxberg	SN	1980	Nein	in Betrieb				465,0	0,0	0,0	0,0	0,0
BNA0124	Boxberg	Q	Braunkohle	Ja	2945	Boxberg	SN	2000	Nein	in Betrieb				857,0	857,0	857,0	857,0	857,0
BNA0177	HKW Chemnitz Nord II	Block B	Braunkohle	Ja	9115	Chemnitz	SN	1988	Nein	in Betrieb				56,8	56,8	56,8	0,0	0,0
BNA0179	HKW Chemnitz Nord II	Block C	Braunkohle	Ja	9116	Chemnitz	SN	1990	Nein	in Betrieb				90,8	90,8	90,8	0,0	0,0
BNA0183	HKW Cottbus 1		Braunkohle	Ja	3052	Cottbus	BB	1999	Nein	in Betrieb				74,0	74,0	74,0	74,0	74,0
BNA0194	Kraftwerk Dessau		Braunkohle	Ja	6842	Dessau-Roßlau	ST	1996	Nein	in Betrieb				49,0	49,0	49,0	49,0	49,0
BNA0196	Deuben		Braunkohle	Ja	6682	Teuchern	ST	1936	Nein	in Betrieb				67,0	0,0	0,0	0,0	0,0
BNA0284	Heizkraftwerk FFO	Block1-GuD-EK	Braunkohle	Ja	15236	Frankfurt Oder	BB	1997	Nein	in Betrieb				45,0	45,0	45,0	45,0	45,0
BNA0292	Frechen/Wachtberg	Frechen/Wachtberg	Braunkohle	Ja	50226	Frechen	NW	1959	Nein	in Betrieb				118,0	0,0	0,0	0,0	0,0
BNA0313	Frimmersdorf	P	Braunkohle	Ja	41517	Grevenbroich- Frimmersdorf	NW	1966	Nein	in Betrieb				284,0	0,0	0,0	0,0	0,0
BNA0314	Frimmersdorf	Q	Braunkohle	Nein	41517	Grevenbroich- Frimmersdorf	NW	1970	Nein	in Betrieb				278,0	0,0	0,0	0,0	0,0
BNA0439	Buschhaus	D	Braunkohle	Nein	38350	Helmstedt	NI	1985	Nein	in Betrieb				352,0	0,0	0,0	0,0	0,0
BNA0490a	Goldenberg	F	Braunkohle	Ja	50354	Hürth	NW	1993	Nein	in Betrieb				40,0	40,0	40,0	40,0	40,0
BNA0491	Ville/Berrenrath	Ville/Berrenrath	Braunkohle	Ja	50354	Hürth	NW	1991	Nein	in Betrieb				52,0	52,0	52,0	52,0	52,0
BNA0523	FKK		Braunkohle	Ja	34134	Kassel	HE	1988	Nein	in Betrieb				33,5	33,5	33,5	0,0	0,0
BNA0543	HKW Merkenich	Block 6	Braunkohle	Ja	50769	Köln	NW	2010	Nein	in Betrieb				75,3	75,3	75,3	75,3	75,3
BNA0696	Neurath	A	Braunkohle	Nein	41517	Grevenbroich-Neurath	NW	1972	Nein	in Betrieb				277,0	0,0	0,0	0,0	0,0
BNA0697	Neurath	B	Braunkohle	Nein	41517	Grevenbroich-Neurath	NW	1972	Nein	in Betrieb				288,0	0,0	0,0	0,0	0,0
BNA0698	Neurath	C	Braunkohle	Nein	41517	Grevenbroich-Neurath	NW	1973	Nein	in Betrieb				292,0	0,0	0,0	0,0	0,0
BNA0699	Neurath	D	Braunkohle	Ja	41517	Grevenbroich-Neurath	NW	1975	Nein	in Betrieb				607,0	0,0	0,0	0,0	0,0
BNA0700	Neurath	E	Braunkohle	Ja	41517	Grevenbroich-Neurath	NW	1976	Nein	in Betrieb				604,0	0,0	0,0	0,0	0,0
BNA0705	Niederaußem	D	Braunkohle	Nein	50129	bergheim	NW	1968	Nein	in Betrieb				297,0	0,0	0,0	0,0	0,0
BNA0706	Niederaußem	F	Braunkohle	Nein	50129	bergheim	NW	1971	Nein	in Betrieb				299,0	0,0	0,0	0,0	0,0
BNA0707	Niederaußem	H	Braunkohle	Nein	50129	bergheim	NW	1974	Nein	in Betrieb				648,0	0,0	0,0	0,0	0,0
BNA0708	Niederaußem	G	Braunkohle	Ja	50129	bergheim	NW	1974	Nein	in Betrieb				653,0	0,0	0,0	0,0	0,0
BNA0709	Niederaußem	K	Braunkohle	Nein	50129	bergheim	NW	2002	Nein	in Betrieb				944,0	944,0	944,0	944,0	944,0
BNA0710	Niederaußem	B	Braunkohle	Nein	50129	bergheim	NW	1963	Nein	vorläufig stillgelegt				125,0	0,0	0,0	0,0	0,0
BNA0711	Niederaußem	A	Braunkohle	Nein	50129	bergheim	NW	1963	Nein	vorläufig stillgelegt				125,0	0,0	0,0	0,0	0,0
BNA0712	Niederaußem	C	Braunkohle	Nein	50129	bergheim	NW	1965	Nein	in Betrieb				294,0	0,0	0,0	0,0	0,0
BNA0713	Niederaußem	E	Braunkohle	Nein	50129	bergheim	NW	1970	Nein	in Betrieb				295,0	0,0	0,0	0,0	0,0
BNA0714	Fortuna Nord	Fortuna Nord	Braunkohle	Ja	50129	bergheim	NW	1984	Nein	in Betrieb				15,0	15,0	0,0	0,0	0,0
BNA0785	KW Jänschwalde	A	Braunkohle	Ja	3185	Peitz	BB	1981	Nein	in Betrieb				465,0	465,0	0,0	0,0	0,0
BNA0786	KW Jänschwalde	B	Braunkohle	Ja	3185	Peitz	BB	1982	Nein	in Betrieb				465,0	465,0	0,0	0,0	0,0
BNA0787	KW Jänschwalde	C	Braunkohle	Ja	3185	Peitz	BB	1984	Nein	in Betrieb				465,0	465,0	0,0	0,0	0,0
BNA0788	KW Jänschwalde	D	Braunkohle	Ja	3185	Peitz	BB	1985	Nein	in Betrieb				465,0	465,0	0,0	0,0	0,0
BNA0789	KW Jänschwalde	E	Braunkohle	Ja	3185	Peitz	BB	1987	Nein	in Betrieb				465,0	0,0	0,0	0,0	0,0
BNA0790	KW Jänschwalde	F	Braunkohle	Ja	3185	Peitz	BB	1989	Nein	in Betrieb				465,0	0,0	0,0	0,0	0,0

BNZETA-ID	Kraftwerksname	Blockname	Energieträger	KWK-Auskopplung (Ja/Nein)	PLZ	Ort	Bundesland	Inbetriebnahmejahr	Geplante Stilllegung	Status 10.05.2016	Falls	Falls	Falls	Nettoleistung 10.05.2016 [MW]	Leistung Szenario A 2030 [MW]	Leistung Szenario B 2030 [MW]	Leistung Szenario B 2035 [MW]	Leistung Szenario C 2030 [MW]
											Energieträger Erdgas: Antrag nach § 38 GasNZV (Ja/Nein)	Energieträger Erdgas: Antrag nach § 39 GasNZV (Ja/Nein)	Energieträger nicht Erdgas: Antrag/Zusage nach § 9 KraftNAV (Ja/Nein)					
BNA0878	Schkopau	A	Braunkohle	Ja	6258	Schkopau	ST	1996	Nein	in Betrieb				450,0	450,0	450,0	450,0	450,0
BNA0879	Schkopau	B	Braunkohle	Ja	6258	Schkopau	ST	1996	Nein	in Betrieb				450,0	450,0	450,0	450,0	450,0
BNA0914	Schwarze Pumpe	A	Braunkohle	Ja	3130	Spremberg	BB	1997	Nein	in Betrieb				750,0	750,0	750,0	750,0	750,0
BNA0915	Schwarze Pumpe	B	Braunkohle	Ja	3131	Spremberg	BB	1998	Nein	in Betrieb				750,0	750,0	750,0	750,0	750,0
BNA1002	Wahlitz		Braunkohle	Ja	6679	Wahlitz	ST	1994	Nein	in Betrieb				31,0	31,0	31,0	31,0	31,0
BNA1025	Weisweiler	E	Braunkohle	Nein	52249	Eschweiler-Weisweiler	NW	1965	Nein	in Betrieb				312,0	0,0	0,0	0,0	0,0
BNA1026	Weisweiler	F	Braunkohle	Nein	52249	Eschweiler-Weisweiler	NW	1967	Nein	in Betrieb				304,0	0,0	0,0	0,0	0,0
BNA1027	Weisweiler	G	Braunkohle	Ja	52249	Eschweiler-Weisweiler	NW	1974	Nein	in Betrieb				592,0	0,0	0,0	0,0	0,0
BNA1028	Weisweiler	H	Braunkohle	Ja	52249	Eschweiler-Weisweiler	NW	1975	Nein	in Betrieb				592,0	0,0	0,0	0,0	0,0
BNA1097	Kohlekraftwerk	K06	Braunkohle	Ja	53909	Zülpich	NW	2010	Nein	in Betrieb				14,4	14,4	14,4	14,4	14,4
BNA1141	P&L Werk Euskirchen	Kessel 4 / 6	Braunkohle	Ja	53879	Euskirchen	NW	2013	Nein	in Betrieb				14,5	14,5	14,5	14,5	14,5
BNA1164	P&L Werk Jülich	Kessel 5	Braunkohle	Ja	52428	Jülich	NW	2004	Nein	in Betrieb				24,6	24,6	24,6	24,6	24,6
BNA1185	P&L Werk Könnern	Kessel 1 und 2	Braunkohle	Ja	6420	Könnern	ST	1993	Nein	in Betrieb				20,3	20,3	20,3	20,3	20,3
BNA1293a	Kraftwerk	K1/TG1	Braunkohle	Ja	50127	bergheim	NW	1995	Nein	vorläufig stillgelegt				10,0	10,0	10,0	10,0	10,0
BNA1293b	Kraftwerk	K2/TG2	Braunkohle	Ja	50127	bergheim	NW	1995	Nein	in Betrieb				10,0	10,0	10,0	10,0	10,0
BNA1400a	EZ1	WSK	Braunkohle	Ja	6712	Zeitz	ST	1993	Nein	in Betrieb				18,5	18,5	18,5	18,5	18,5
BNA1401a	BoA 2	Neurath F	Braunkohle	nein	41517	Grevenbroich	NW	2012	Nein	in Betrieb				1050,0	1050,0	1050,0	1050,0	1050,0
BNA1401b	BoA 3	Neurath G	Braunkohle	nein	41517	Grevenbroich	NW	2012	Nein	in Betrieb				1050,0	1050,0	1050,0	1050,0	1050,0
BNA1404	Boxberg	R	Braunkohle	Nein	2943	Boxberg	SN	2012	Nein	in Betrieb				640,0	640,0	640,0	640,0	640,0
BNA1451	HKW Sachtleben		Braunkohle	Ja	47198	Duisburg	NW	1962	Nein	in Betrieb				27,5	0,0	0,0	0,0	0,0
BNA1461			Braunkohle	Ja	6712	Zeitz	ST	2005	Nein	in Betrieb				17,5	17,5	17,5	17,5	17,5
BNA1486	Grubenheizkraftwerk		Braunkohle	Ja	6317	Seegebiet Mansfelder Land	ST	1979	Nein	in Betrieb				49,0	0,0	0,0	0,0	0,0
BNA1511a	Kessel 4		Braunkohle	Ja	52355	Düren	NW	1983	Nein	in Betrieb				9,3	9,3	0,0	0,0	0,0
BNAP057	BoAplus	L	Braunkohle	nein	50129	Niederaußem		2020	Nein	in Planung				1100,0	0,0	0,0	0,0	0,0
BNAP104	KW Profen		Braunkohle	Ja				2019	Nein	in Planung				602,0	0,0	0,0	0,0	0,0
n.v.	KWK-Anlagen<10MW		Braunkohle	Ja				2015	Nein	in Betrieb				84,1	84,1	84,1	84,1	84,1
BNA0005	Ahrensfelde	GT A	Erdgas	Nein	16356	Ahrensfelde	BB	1990	Ja	in Betrieb				37,5	0,0	0,0	0,0	0,0
BNA0006	Ahrensfelde	GT B	Erdgas	Nein	16356	Ahrensfelde	BB	1990	Ja	in Betrieb				37,5	0,0	0,0	0,0	0,0
BNA0007	Ahrensfelde	GT C	Erdgas	Nein	16356	Ahrensfelde	BB	1990	Ja	in Betrieb				37,5	0,0	0,0	0,0	0,0
BNA0008	Ahrensfelde	GT D	Erdgas	Nein	16356	Ahrensfelde	BB	1990	Ja	in Betrieb				37,5	0,0	0,0	0,0	0,0
BNA0012b	Werkskraftwerk Sappi Alfeld	Gaskraftwerk	Erdgas	Ja	31061	Alfeld	NI	1947	Nein	in Betrieb				20,0	20,0	20,0	20,0	20,0
BNA0015	Heizkraftwerk Altbach/Deizisau	ALT GT E (solo)	Erdgas	Ja	73776	Altbach	BW	1997	Nein	in Betrieb				65,0	65,0	65,0	65,0	65,0
BNA0016	Heizkraftwerk Altbach/Deizisau	ALT GT A (Solo)	Erdgas	Nein	73776	Altbach	BW	1971	Nein	in Betrieb				50,0	0,0	0,0	0,0	0,0
BNA0017	Heizkraftwerk Altbach/Deizisau	ALT GT B	Erdgas	Nein	73776	Altbach	BW	1973	Nein	in Betrieb				57,0	0,0	0,0	0,0	0,0
BNA0018	Heizkraftwerk Altbach/Deizisau	ALT GT C	Erdgas	Nein	73776	Altbach	BW	1975	Nein	in Betrieb				81,0	0,0	0,0	0,0	0,0
BNA0025	Kesselhaus Zuckerfabrik		Erdgas	Ja	17389	Anklam	MV	1993	Nein	in Betrieb				15,1	15,1	15,1	15,1	15,1
BNA0033	Gasturbine	GT	Erdgas	Ja	86165	Augsburg	BY	2004	Nein	in Betrieb				28,8	28,8	28,8	28,8	28,8
BNA0051	KWK-Anlage Barby	-	Erdgas	Ja	39249	Barby	ST	1993	Nein	in Betrieb				18,0	18,0	18,0	18,0	18,0
BNA0059b	GuD Baunatal, VW Werksgeleände		Erdgas	Ja	34225	Baunatal	HE	2013	Nein	in Betrieb				78,0	78,0	78,0	78,0	78,0
BNA0073	Mitte	GuD Mitte	Erdgas	Ja	10179	Berlin	BE	1996	Nein	in Betrieb				444,0	444,0	444,0	444,0	444,0
BNA0074	Charlottenburg	Charlottenburg	Erdgas	Ja	10589	Berlin	BE	1975	Nein	in Betrieb				211,0	211,0	211,0	211,0	211,0
BNA0075	Lichterfelde	Lichterfelde 1	Erdgas	Ja	12207	Berlin	BE	1972	Ja	in Betrieb				144,0	0,0	0,0	0,0	0,0
BNA0076	Lichterfelde	Lichterfelde 3	Erdgas	Ja	12207	Berlin	BE	1974	Ja	in Betrieb				144,0	0,0	0,0	0,0	0,0
BNA0080	Lichterfelde	Lichterfelde 2	Erdgas	Ja	12207	Berlin	BE	1973	Ja	in Betrieb				144,0	0,0	0,0	0,0	0,0

BNetzA-ID	Kraftwerksname	Blockname	Energieträger	KWK-Auskopplung (Ja/Nein)	PLZ	Ort	Bundesland	Inbetriebnahmejahr	Geplante Stilllegung	Status 10.05.2016	Falls	Falls	Falls	Nettoleistung 10.05.2016 [MW]	Leistung Szenario A 2030 [MW]	Leistung Szenario B 2030 [MW]	Leistung Szenario B 2035 [MW]	Leistung Szenario C 2030 [MW]
											Energieträger Erdgas: Antrag nach § 38 GasNZV (Ja/Nein)	Energieträger Erdgas: Antrag nach § 39 GasNZV (Ja/Nein)	Energieträger nicht Erdgas: Antrag/Zusage nach § 9 KraftNAV (Ja/Nein)					
BNA0088b	Industriekraftwerk Bernburg (IKB)		Erdgas	Ja	6406	bernburg	ST	1994	Nein	in Betrieb				66,0	66,0	66,0	66,0	66,0
BNA0098	HKW Schildescher Straße		Erdgas	Ja	33611	Bielefeld	NW	1978	Nein	in Betrieb				23,0	23,0	23,0	23,0	23,0
BNA0100	GuD Kraftwerk Hillegossen	GuD	Erdgas	Ja	33697	Bielefeld	NW	2005	Nein	in Betrieb				37,5	37,5	37,5	37,5	37,5
BNA0101	HKW Schildescher Straße		Erdgas	Ja	33611	Bielefeld	NW	1966	Nein	in Betrieb				41,0	41,0	41,0	41,0	41,0
BNA0105	GuD Bitterfeld		Erdgas	Ja	6749	Bitterfeld	ST	2000	Nein	in Betrieb				106,0	106,0	106,0	106,0	106,0
BNA0110	Bochum	KBO	Erdgas	Ja	44799	Bochum	NW	2004	Nein	in Betrieb				20,7	20,7	20,7	20,7	20,7
BNA0111	HKW Hiltrop		Erdgas	Ja	44805	Bochum	NW	2014	Nein	in Betrieb				44,0	44,0	44,0	44,0	44,0
BNA0117b	Heizkraftwerk Karlstraße	Heizkraftwerk Karlstraße	Erdgas	Ja	53115	Bonn	NW	2013	Nein	in Betrieb				95,0	95,0	95,0	95,0	95,0
BNA0129	HKW		Erdgas	Ja	14772	Brandenburg	BB	1997	Nein	in Betrieb				36,0	36,0	36,0	36,0	36,0
BNA0130	Kirchmöser		Erdgas	Nein	14774	Brandenburg	BB	1994	Nein	in Betrieb				160,0	160,0	160,0	0,0	160,0
BNA0135	HKW-Mitte	Block 12	Erdgas	Ja	38106	Braunschweig	NI	1971	Nein	in Betrieb				20,0	20,0	20,0	20,0	20,0
BNA0136	HKW-Mitte	GuD	Erdgas	Ja	38106	Braunschweig	NI	2010	Nein	in Betrieb				74,0	74,0	74,0	74,0	74,0
BNA0137	HKW-Nord	GT	Erdgas	Ja	38112	Braunschweig	NI	1965	Nein	in Betrieb				25,0	25,0	25,0	25,0	25,0
BNA0140	KW Hastedt	Block 14	Erdgas	Ja	28207	Bremen	HB	1972	Nein	vorläufig stillgelegt				155,0	155,0	155,0	155,0	155,0
BNA0156b	Egger Kraftwerk Brilon	Gasturbinen - KWK - Anlage	Erdgas	Ja	59929	Brilon	NW	1996	Nein	in Betrieb				13,5	13,5	13,5	13,5	13,5
BNA0172a	Dampfkraftwerk BGH - O1		Erdgas	Ja	84489	Burghausen	BY	2001	Nein	in Betrieb				120,0	120,0	120,0	120,0	120,0
BNA0172b			Erdgas	Ja	84489	Burghausen	BY	1977	Nein	in Betrieb				50,0	50,0	50,0	50,0	50,0
BNA0174	Industriepark Werk Gendorf		Erdgas	Ja	84508	Burghausen	BY	2002	Nein	in Betrieb				49,0	49,0	49,0	49,0	49,0
BNA0178	HKW Chemnitz Nord II	Block A	Erdgas	Ja	9114	Chemnitz	SN	1986	Nein	in Betrieb				57,2	57,2	57,2	57,2	57,2
BNA0199	Dormagen	GuD	Erdgas	Ja	41539	Dormagen	NW	2000	Nein	in Betrieb				586,3	586,3	586,3	586,3	586,3
BNA0202	Dortmund	KDO	Erdgas	Ja	44143	Dortmund	NW	2004	Nein	in Betrieb				26,0	26,0	26,0	26,0	26,0
BNA0207	HKW Dresden-Nossener Brücke	HKW Dresden-Nossener Brücke	Erdgas	Ja	1169	Dresden	SN	1995	Nein	in Betrieb				263,0	263,0	263,0	263,0	263,0
BNA0213	HKW III/A	HKW III/A	Erdgas	Ja	47249	Duisburg	NW	2002	Nein	in Betrieb				40,0	40,0	40,0	40,0	40,0
BNA0214	HKW III/B	HKW III/B	Erdgas	Ja	47249	Duisburg	NW	2005	Nein	in Betrieb				234,0	234,0	234,0	234,0	234,0
BNA0220	GuD	AGuD	Erdgas	Ja	40221	Düsseldorf	NW	2000	Nein	in Betrieb				100,0	100,0	100,0	100,0	100,0
BNA0221a	GT	Block E GTE2	Erdgas	Nein	40221	Düsseldorf	NW	1974	Nein	in Betrieb				64,7	0,0	0,0	0,0	0,0
BNA0221b	GT	Block E GTE1	Erdgas	Nein	40221	Düsseldorf	NW	1974	Nein	in Betrieb				66,7	0,0	0,0	0,0	0,0
BNA0221c	Gasblock	Block E	Erdgas	Ja	40221	Düsseldorf	NW	1976	Nein	in Betrieb				293,0	293,0	293,0	293,0	293,0
BNA0232c	Werkskraftwerk Sappi Ehingen		Erdgas	Ja	89584	Ehingen	BW	1976	Nein	in Betrieb				4,0	4,0	4,0	4,0	4,0
BNA0233	Kombikraftwerk		Erdgas	Ja	4838	Eilenburg	SN	1993	Nein	in Betrieb				46,6	46,6	46,6	46,6	46,6
BNA0239	Huntorf		Erdgas	Nein	26931	Elsfleth	NI	1978	Nein	in Betrieb				321,0	0,0	0,0	0,0	0,0
BNA0243	HKW Eltmann		Erdgas	Ja	97483	Eltmann	BY	2008	Nein	in Betrieb				57,0	57,0	57,0	57,0	57,0
BNA0245a	Emden Gas		Erdgas	Nein	26725	Emden	NI	1973	Nein	in Betrieb				50,0	0,0	0,0	0,0	0,0
BNA0245b	Emden Gas		Erdgas	Nein	26725	Emden	NI	1973	Nein	vorläufig stillgelegt				380,0	0,0	0,0	0,0	0,0
BNA0255	HKW Iderhoffstraße		Erdgas	Ja	99085	Erfurt	TH	1996	Nein	in Betrieb				11,0	11,0	11,0	11,0	11,0
BNA0256a	HKW Erfurt-Ost		Erdgas	Ja	99087	Erfurt	TH	2000	Nein	in Betrieb				76,5	76,5	76,5	76,5	76,5
BNA0256b	HKW Erfurt-Ost	Linie 3	Erdgas	Ja	99087	Erfurt	TH	2014	Nein	in Betrieb				32,6	32,6	32,6	32,6	32,6
BNA0261a	HKW Erlangen	GuD I	Erdgas	Ja	91052	Erlangen	BY	2005	Nein	in Betrieb				21,6	21,6	21,6	21,6	21,6
BNA0261c	HKW Erlangen	GuD 2	Erdgas	Ja	91052	Erlangen	BY	2014	Nein	in Betrieb				6,7	6,7	6,7	6,7	6,7
BNA0285	HKW Niederrad	Block 1	Erdgas	Ja	60528	Frankfurt am Main	HE	2005	Nein	in Betrieb				70,0	70,0	70,0	70,0	70,0
BNA0286	HKW West	Block 4	Erdgas	Ja	60627	Frankfurt am Main	HE	1994	Nein	in Betrieb				99,0	99,0	99,0	99,0	99,0
BNA0288	HKW Niederrad	Block 2	Erdgas	Ja	60528	Frankfurt am Main	HE	1973	Ja	in Betrieb				56,0	0,0	0,0	0,0	0,0
BNA0293	GuD Anlage WVK	GuD Anlage	Erdgas	Ja	79108	Freiburg	BW	1998	Nein	in Betrieb				60,1	60,1	60,1	60,1	60,1
BNA0343	Heizkraftwerk Gera-Nord		Erdgas	Ja	7546	Gera	TH	1996	Nein	in Betrieb				74,0	74,0	74,0	74,0	74,0

BNetzA-ID	Kraftwerksname	Blockname	Energieträger	KWK-Aus-kopplung (Ja/Nein)	PLZ	Ort	Bundes-land	Inbe-trieb-nahme-jahr	Geplante Stilllegung	Status 10.05.2016	Falls Energieträger Erdgas: Antrag nach § 38 GasNZV (Ja/Nein)	Falls Energieträger Erdgas: Antrag nach § 39 GasNZV (Ja/Nein)	Falls Energieträger nicht Erdgas: Antrag/Zusage nach § 9 KraftNAV (Ja/Nein)	Netto-leistung 10.05.2016	Leistung Szenario A 2030	Leistung Szenario B 2030	Leistung Szenario B 2035	Leistung Szenario C 2030
														[MW]	[MW]	[MW]	[MW]	[MW]
BNA0354	HKW Göttingen		Erdgas	Ja	37075	Göttingen	NI	1998	Nein	in Betrieb				18,8	18,8	18,8	18,8	18,8
BNA0360	HKW "Helmshäger Berg"	Gasturbine	Erdgas	Ja	17489	Greifswald	MV	1996	Nein	in Betrieb				14,7	14,7	14,7	14,7	14,7
BNA0361	Kraftwerk Grenzach-Wyhlen		Erdgas	Ja	79639	Grenzach-Wyhlen	BW	2004	Nein	in Betrieb				40,0	40,0	40,0	40,0	40,0
BNA0374	Staudinger	4	Erdgas	Nein	63538	Großkrotzenburg	HE	1977	Ja, gesetzlich gehindert	in Betrieb				622,0	0,0	0,0	0,0	0,0
BNA0386	Energiezentrum Mohn Media		Erdgas	Ja	33334	Gütersloh	NW	1994	Nein	in Betrieb				22,0	22,0	22,0	22,0	22,0
BNA0389	Heizkraftwerk Hagen-Kabel	H4/5	Erdgas	Ja	58099	Hagen	NW	1980	Nein	in Betrieb				230,0	230,0	230,0	230,0	230,0
BNA0392a	HKW Halle Trotha	Block A und B	Erdgas	Ja	6130	Halle	ST	2005	Nein	in Betrieb				97,0	97,0	97,0	97,0	97,0
BNA0392b	HKW Halle Trotha	GuD	Erdgas	Ja	6130	Halle	ST	2013	Nein	in Betrieb				54,0	54,0	54,0	54,0	54,0
BNA0400	GuD Tiefstack		Erdgas	Ja	22113	Hamburg	HH	2009	Nein	in Betrieb				127,0	127,0	127,0	127,0	127,0
BNA0401	Heizkraftwerk	HKW	Erdgas	Ja	21107	Hamburg	HH	1992	Nein	in Betrieb				22,5	22,5	22,5	22,5	22,5
BNA0410	Trianel Gaskraftwerk	Block 10	Erdgas	Nein	59071	Hamm	NW	2008	Nein	in Betrieb				417,1	417,1	417,1	417,1	417,1
BNA0411	Trianel Gaskraftwerk	Block 20	Erdgas	Nein	59071	Hamm	NW	2008	Nein	in Betrieb				420,9	420,9	420,9	420,9	420,9
BNA0418	GKL	GKL	Erdgas	Ja	30169	Hannover	NI	2013	Nein	in Betrieb				230,0	230,0	230,0	230,0	230,0
BNA0419	KWH	B	Erdgas	Ja	30419	Hannover	NI	1975	Ja	in Betrieb				102,0	0,0	0,0	0,0	0,0
BNA0442	Cuno Heizkraftwerk Herdecke	H6	Erdgas	Nein	58313	Herdecke	NW	2007	Nein	in Betrieb				417,0	417,0	417,0	417,0	417,0
BNA0444	Wintershall	Wintershall	Erdgas	Ja	36266	Heringen	HE	1967	Nein	in Betrieb				109,5	109,5	109,5	109,5	109,5
BNA0497	ADS-Anlage		Erdgas	Ja	65926	Industriepark Höchst	HE	2012	Nein	in Betrieb				96,5	96,5	96,5	96,5	96,5
BNA0499	Heizkraftwerk	Block A	Erdgas	Ja	65926	Industriepark Höchst	HE	2003	Nein	in Betrieb				86,0	86,0	86,0	86,0	86,0
BNA0504	HKW Jena	HKW Jena	Erdgas	Ja	7749	Jena	TH	1996	Nein	in Betrieb				182,0	182,0	182,0	182,0	182,0
BNA0510a	HKW Karcherstr.	10	Erdgas	Ja	67655	Kaiserslautern	RP	1989	Nein	in Betrieb				11,6	11,6	11,6	11,6	11,6
BNA0514	Rheinhafen-Dampfkraftwerk	RDK 4S	Erdgas	Nein	76189	Karlsruhe	BW	1998	Nein	in Betrieb				353,0	353,0	353,0	353,0	353,0
BNA0515	Heizkraftwerk West	T3	Erdgas	Ja	76189	Karlsruhe	BW	1984	Nein	in Betrieb				37,0	37,0	37,0	37,0	37,0
BNA0521	Kombi-HKW		Erdgas	Ja	34134	Kassel	HE	1987	Nein	in Betrieb				50,0	50,0	50,0	50,0	50,0
BNA0527	HKW Humboldtstr.		Erdgas	Ja	24116	Kiel	SH	1970	Nein	in Betrieb				31,0	31,0	31,0	31,0	31,0
BNA0531	KW Kirchlangern		Erdgas	Nein	32278	Kirchlangern	NW	1980	Nein	in Betrieb				201,5	0,0	0,0	0,0	0,0
BNA0544	HKW Südstadt	GuD	Erdgas	Ja	50677	Köln	NW	1994	Nein	in Betrieb				35,0	35,0	35,0	35,0	35,0
BNA0545	HKW Niehl 2	GuD	Erdgas	Ja	50735	Köln	NW	2005	Nein	in Betrieb				413,0	413,0	413,0	413,0	413,0
BNA0546	HKW Merkenich	GuD	Erdgas	Ja	50769	Köln	NW	2004	Nein	in Betrieb				108,0	108,0	108,0	108,0	108,0
BNA0548a	Knapsack Gas I		Erdgas	Nein	50351	Hürth-Knapsack	NW	2006	Nein	in Betrieb				800,0	800,0	800,0	800,0	800,0
BNA0548b	Knapsack Gas II		Erdgas	Nein	50351	Hürth-Knapsack	NW	2013	Nein	in Betrieb				430,0	430,0	430,0	430,0	430,0
BNA0556a	KWK-Anlage Krefeld DT	Dampf-turbine	Erdgas	Ja	47809	Krefeld	NW	2004	Nein	in Betrieb				25,8	25,8	25,8	25,8	25,8
BNA0556b	KWK-Anlage Krefeld VM	Gasmotor (Diesel-generator)	Erdgas	Ja	47809	Krefeld	NW	2004	Nein	in Betrieb				14,0	14,0	14,0	14,0	14,0
BNA0574	Landesbergen Gas		Erdgas	Nein	31628	Landesbergen	NI	1973	Nein	vorläufig stillgelegt				500,0	0,0	0,0	0,0	0,0
BNA0588	Heizkraftwerk Leipzig-Nord		Erdgas	Ja	4105	Leipzig	SN	1996	Nein	in Betrieb				167,0	167,0	167,0	167,0	167,0
BNA0592	GuD Leuna		Erdgas	Ja	6237	Leuna	ST	1998	Nein	in Betrieb				52,0	52,0	52,0	52,0	52,0
BNA0593	ILK-GuD	GT1	Erdgas	Ja	6237	Leuna	ST	1994	Nein	in Betrieb				35,0	35,0	35,0	35,0	35,0
BNA0594	ILK-GuD	GT2	Erdgas	Ja	6237	Leuna	ST	1994	Nein	in Betrieb				35,0	35,0	35,0	35,0	35,0
BNA0595	ILK-GuD	GT3	Erdgas	Ja	6237	Leuna	ST	1994	Nein	in Betrieb				37,0	37,0	37,0	37,0	37,0
BNA0600a	X-Kraftwerk		Erdgas	Ja	51368	Leverkusen	NW	1981	Nein	in Betrieb				27,0	27,0	27,0	27,0	27,0
BNA0602	Emsland	C1	Erdgas	Ja	49811	Lingen	NI	2011	Nein	in Betrieb				116,0	116,0	116,0	116,0	116,0
BNA0603	Emsland	B1	Erdgas	Ja	49811	Lingen	NI	2011	Nein	in Betrieb				116,0	116,0	116,0	116,0	116,0
BNA0604	Emsland	B2	Erdgas	Ja	49811	Lingen	NI	1973	Nein	in Betrieb				359,0	359,0	359,0	359,0	359,0
BNA0605	Emsland	C2	Erdgas	Ja	49811	Lingen	NI	1974	Nein	in Betrieb				359,0	359,0	359,0	359,0	359,0
BNA0606	Emsland	D	Erdgas	Ja	49811	Lingen	NI	2010	Nein	in Betrieb				887,0	887,0	887,0	887,0	887,0
BNA0614a	KW Mitte	GT 1	Erdgas	Ja	67056	Ludwigshafen	RP	1992	Nein	in Betrieb				43,0	43,0	43,0	43,0	43,0

BNetzA-ID	Kraftwerksname	Blockname	Energieträger	KWK-Auskopplung (Ja/Nein)	PLZ	Ort	Bundesland	Inbetriebnahmejahr	Geplante Stilllegung	Status 10.05.2016	Falls	Falls	Falls	Nettoleistung 10.05.2016 [MW]	Leistung Szenario A 2030 [MW]	Leistung Szenario B 2030 [MW]	Leistung Szenario B 2035 [MW]	Leistung Szenario C 2030 [MW]
											Energieträger Erdgas: Antrag nach § 38 GasNZV (Ja/Nein)	Energieträger Erdgas: Antrag nach § 39 GasNZV (Ja/Nein)	Energieträger nicht Erdgas: Antrag/Zusage nach § 9 KraftNAV (Ja/Nein)					
BNA0614b	Kraftwerk Mitte	GUD A 800 GT 11, GT 12, DT 10	Erdgas	Ja	67056	Ludwigshafen	RP	2005	Nein	in Betrieb				490,0	490,0	490,0	490,0	490,0
BNA0615	Kraftwerk Süd	GUD C 200 GT 1, GT 2, DT 1	Erdgas	Ja	67056	Ludwigshafen	RP	1997	Nein	in Betrieb				390,0	390,0	390,0	390,0	390,0
BNA0626	Kraftwerk Mainz	KW3	Erdgas	Ja	55120	Mainz	RP	2001	Nein	in Betrieb				434,2	434,2	434,2	434,2	434,2
BNA0627	Kraftwerk Mainz	KW2	Erdgas	Ja	55120	Mainz	RP	1977	Nein	in Betrieb				79,5	79,5	79,5	79,5	79,5
BNA0658	Kraftwerk III	Block 311	Erdgas	Ja	45772	Marl	NW	1973	Nein	in Betrieb				61,1	61,1	61,1	61,1	61,1
BNA0659	Kraftwerk III	Block 312	Erdgas	Ja	45772	Marl	NW	1974	Nein	in Betrieb				77,6	77,6	77,6	77,6	77,6
BNA0683a	Süd DT1	1	Erdgas	Ja	81371	München	BY	1980	Nein	in Betrieb				79,7	79,7	79,7	79,7	79,7
BNA0683b	Süd GT3	1	Erdgas	Ja	81371	München	BY	1980	Nein	in Betrieb				97,9	97,9	97,9	97,9	97,9
BNA0683c	Süd GT2	1	Erdgas	Ja	81371	München	BY	1980	Nein	in Betrieb				97,9	97,9	97,9	97,9	97,9
BNA0684a	Süd GT 61	2	Erdgas	Ja	81371	München	BY	2004	Nein	in Betrieb				124,9	124,9	124,9	124,9	124,9
BNA0684b	Süd GT 62	2	Erdgas	Ja	81371	München	BY	2004	Nein	in Betrieb				123,9	123,9	123,9	123,9	123,9
BNA0684c	Süd DT60	2	Erdgas	Ja	81371	München	BY	2004	Nein	in Betrieb				127,6	127,6	127,6	127,6	127,6
BNA0685	Heizkraftwerk Hafen	GuD	Erdgas	Ja	48145	Münster	NW	2005	Nein	in Betrieb				100,2	100,2	100,2	100,2	100,2
BNA0688	GuD-HKW NeuBB		Erdgas	Ja	17034	NeuBrandenburg	MV	1997	Nein	in Betrieb				75,0	75,0	75,0	75,0	75,0
BNA0702	Cogeneration		Erdgas	Ja	93328	Neustadt	BY	1996	Nein	in Betrieb				25,4	25,4	25,4	25,4	25,4
BNA0734	Thyrow	GT E	Erdgas	Nein	15806	Nunsdorf	BB	1989	Ja, gesetzlich gehindert	in Betrieb				37,5	0,0	0,0	0,0	0,0
BNA0735	Thyrow	GT F	Erdgas	Nein	15806	Nunsdorf	BB	1989	Ja	in Betrieb				37,5	0,0	0,0	0,0	0,0
BNA0736	Thyrow	GT G	Erdgas	Nein	15806	Nunsdorf	BB	1989	Ja	in Betrieb				37,5	0,0	0,0	0,0	0,0
BNA0737	Thyrow	GT H	Erdgas	Nein	15806	Nunsdorf	BB	1989	Ja	in Betrieb				37,5	0,0	0,0	0,0	0,0
BNA0738	Thyrow	GT A	Erdgas	Nein	15806	Nunsdorf	BB	1987	Ja, gesetzlich gehindert	in Betrieb				36,5	0,0	0,0	0,0	0,0
BNA0739	Thyrow	GT B	Erdgas	Nein	15806	Nunsdorf	BB	1987	Ja, gesetzlich gehindert	in Betrieb				36,5	0,0	0,0	0,0	0,0
BNA0740	Thyrow	GT C	Erdgas	Nein	15806	Nunsdorf	BB	1987	Ja, gesetzlich gehindert	in Betrieb				36,5	0,0	0,0	0,0	0,0
BNA0741	Thyrow	GT D	Erdgas	Nein	15806	Nunsdorf	BB	1987	Ja, gesetzlich gehindert	in Betrieb				36,5	0,0	0,0	0,0	0,0
BNA0742	HKW Sandreuth	GuD 1	Erdgas	Ja	90441	Nürnberg	BY	2005	Nein	in Betrieb				75,0	75,0	75,0	75,0	75,0
BNA0743	HKW Sandreuth	GuD 2	Erdgas	Ja	90441	Nürnberg	BY	2005	Nein	in Betrieb				75,0	75,0	75,0	75,0	75,0
BNA0744	Franken 1	1	Erdgas	Nein	90449	Nürnberg	BY	1973	Nein	in Betrieb				383,0	0,0	0,0	0,0	0,0
BNA0745	Franken 1	2	Erdgas	Nein	90449	Nürnberg	BY	1976	Nein	in Betrieb				440,0	0,0	0,0	0,0	0,0
BNA0752	HKW 1	HKW 1	Erdgas	Ja	46045	Oberhausen	NW	1972	Nein	in Betrieb				23,1	23,1	23,1	23,1	23,1
BNA0753	HKW 2	HKW 2	Erdgas	Ja	46147	Oberhausen	NW	1995	Nein	in Betrieb				24,5	24,5	24,5	24,5	24,5
BNA0755a	Obernburg	2	Erdgas	Ja	63784	Obernburg	BY	1920	Nein	in Betrieb				36,0	36,0	36,0	36,0	36,0
BNA0755b	Obernburg	1	Erdgas	Ja	63784	Obernburg	BY	1995	Nein	in Betrieb				64,0	64,0	64,0	64,0	64,0
BNA0799	Heizkraftwerk Pforzheim GmbH	Gaskessel-anlage	Erdgas	Ja	75175	Pforzheim	BW	1969	Nein	in Betrieb				11,3	11,3	11,3	11,3	11,3
BNA0800	Heizkraftwerk Pforzheim GmbH	Kombiblock/GuD	Erdgas	Ja	75175	Pforzheim	BW	1980	Nein	in Betrieb				41,2	41,2	41,2	41,2	41,2
BNA0804a	Hattorf	Hattorf	Erdgas	Nein	36269	Philippsthal	HE	1962	Nein	in Betrieb				35,0	0,0	0,0	0,0	0,0
BNA0804b	Hattorf	Hattorf	Erdgas	Ja	36269	Philippsthal	HE	2013	Nein	in Betrieb				17,3	17,3	17,3	17,3	17,3
BNA0805	Kraftwerk Plattling		Erdgas	Ja	94447	Plattling	BY	2010	Nein	in Betrieb				97,9	97,9	97,9	97,9	97,9
BNA0814	HKW Potsdam-Süd	Gesamt-anlage	Erdgas	Ja	14478	Potsdam	BB	1996	Nein	in Betrieb				81,8	81,8	81,8	81,8	81,8
BNA0832	BHKW-Hauffstraße	Motoren-anlage	Erdgas	Ja	72762	Reutlingen	BW	2011	Nein	in Betrieb				9,8	9,8	9,8	9,8	9,8
BNA0842a	Gasmotore	Gasmotore 1-3	Erdgas	Ja	83022	Rosenheim	BY	2011	Nein	in Betrieb				9,8	9,8	9,8	9,8	9,8
BNA0842b	Gasmotor 4	Gasmotor 4	Erdgas	Ja	83022	Rosenheim	BY	2013	Nein	in Betrieb				9,2	9,2	9,2	9,2	9,2

BNetzA-ID	Kraftwerksname	Blockname	Energieträger	KWK-Auskopplung (Ja/Nein)	PLZ	Ort	Bundesland	Inbetriebnahmejahr	Geplante Stilllegung	Status 10.05.2016	Falls Energieträger Erdgas: Antrag nach § 38 GasNZV	Falls Energieträger Erdgas: Antrag nach § 39 GasNZV	Falls Energieträger nicht Erdgas: Antrag/Zusage nach § 9 KraftNAV	Nettoleistung 10.05.2016	Leistung Szenario A 2030	Leistung Szenario B 2030	Leistung Szenario B 2035	Leistung Szenario C 2030
											(Ja/Nein)	(Ja/Nein)	(Ja/Nein)	[MW]	[MW]	[MW]	[MW]	[MW]
BNA0843	Gasmotor 5	Gasmotor 5	Erdgas	Ja	83026	Rosenheim	BY	2012	Nein	in Betrieb				4,3	4,3	4,3	4,3	4,3
BNA0848	GuD Marienehe		Erdgas	Ja	18069	Rostock	MV	1996	Nein	in Betrieb				108,0	108,0	108,0	108,0	108,0
BNA0856	HKW Schwarzza		Erdgas	Ja	7407	Rudolstadt	TH	2008	Nein	in Betrieb				26,5	26,5	26,5	26,5	26,5
BNA0857	GuD-Anlage Rüsselshelm	M120	Erdgas	Ja	65429	Rüsselshelm	HE	1999	Nein	in Betrieb				112,1	112,1	112,1	112,1	112,1
BNA0861a	HKW Römerbrücke	GuD-Anlage	Erdgas	Ja	66121	Saarbrücken	SL	2012	Nein	in Betrieb				75,0	75,0	75,0	75,0	75,0
BNA0893	GuD Schwarzzeide		Erdgas	Ja	1987	Schwarzzeide	BB	1994	Nein	in Betrieb				122,0	122,0	122,0	122,0	122,0
BNA0896	HKW Schwerin Süd		Erdgas	Ja	19061	Schwerin	MV	1994	Nein	in Betrieb				44,9	44,9	44,9	44,9	44,9
BNA0897	HKW Schwerin Lankow		Erdgas	Ja	19057	Schwerin	MV	1994	Nein	in Betrieb				23,0	23,0	23,0	23,0	23,0
BNA0918b	Dow Stade	Cogen Dow Stade	Erdgas	Ja	21683	Stade	NI	2014	Nein	in Betrieb				173,0	173,0	173,0	173,0	173,0
BNA0922	GuD-Ikw Staßfurt		Erdgas	Ja	39418	Staßfurt	ST	1996	Nein	in Betrieb				132,0	132,0	132,0	132,0	132,0
BNA0957	BHKW Obere Viehweide	-	Erdgas	Ja	72072	Tübingen	BW	2000	Nein	in Betrieb				13,4	13,4	13,4	13,4	13,4
BNA0993	Irsching	3	Erdgas	Nein	85088	Vohburg	BY	1974	Ja, gesetzlich gehindert	in Betrieb				415,0	0,0	0,0	0,0	0,0
BNA0994	Gemeinschaftskraftwerk Irsching	5	Erdgas	Nein	85088	Vohburg	BY	2010	Nein	in Betrieb				846,0	846,0	846,0	846,0	846,0
BNA0995	Ulrich Hartmann (Irsching)	4	Erdgas	Nein	85088	Vohburg	BY	2011	Nein	in Betrieb				545,0	545,0	545,0	545,0	545,0
BNA1023	Weisweiler	G_VGT	Erdgas	Nein	52249	Eschweiler-Weisweiler	NW	2006	Nein	vorläufig stillgelegt				272,0	272,0	272,0	272,0	272,0
BNA1024	Weisweiler	H_VGT	Erdgas	Nein	52249	Eschweiler-Weisweiler	NW	2006	Nein	vorläufig stillgelegt				272,0	272,0	272,0	272,0	272,0
BNA1039	Gersteinwerk	F1	Erdgas	Nein	59368	Werne	NW	1973	Nein	in Betrieb				55,0	0,0	0,0	0,0	0,0
BNA1040	Gersteinwerk	G1	Erdgas	Nein	59368	Werne	NW	1973	Nein	in Betrieb				55,0	0,0	0,0	0,0	0,0
BNA1041	Gersteinwerk	H1	Erdgas	Nein	59368	Werne	NW	1973	Nein	in Betrieb				55,0	0,0	0,0	0,0	0,0
BNA1042	Gersteinwerk	I1	Erdgas	Nein	59368	Werne	NW	1973	Nein	in Betrieb				55,0	0,0	0,0	0,0	0,0
BNA1043	Gersteinwerk	I2	Erdgas	Nein	59368	Werne	NW	1973	Nein	vorläufig stillgelegt				355,0	0,0	0,0	0,0	0,0
BNA1044	Gersteinwerk	F2	Erdgas	Nein	59368	Werne	NW	1973	Nein	vorläufig stillgelegt				355,0	0,0	0,0	0,0	0,0
BNA1045	Gersteinwerk	G2	Erdgas	Nein	59368	Werne	NW	1973	Nein	vorläufig stillgelegt				355,0	0,0	0,0	0,0	0,0
BNA1046b	Gersteinwerk	K1	Erdgas	Nein	59368	Werne	NW	1984	Nein	in Betrieb				112,0	0,0	0,0	0,0	0,0
BNA1056	Wi-Biebrich	Block 1	Erdgas	Ja	65203	Wiesbaden	HE	2006	Nein	in Betrieb				25,0	25,0	25,0	25,0	25,0
BNA1074	Spitzenlastkraftwerk Wolfen		Erdgas	Nein	6746	Wolfen	ST	1997	Nein	in Betrieb				40,0	40,0	40,0	40,0	40,0
BNA1078	HKW Wörth		Erdgas	Ja	76744	Wörth	RP	2008	Nein	in Betrieb				59,0	59,0	59,0	59,0	59,0
BNA1082	HKW Barmen	Block 1	Erdgas	Ja	42275	Wuppertal	NW	2005	Nein	in Betrieb				82,0	82,0	82,0	82,0	82,0
BNA1085	Heizkraftwerke an der Friedensbrücke	TSIII	Erdgas	Ja	97080	Würzburg	BY	1971	Nein	in Betrieb				23,0	23,0	23,0	23,0	23,0
BNA1086	Heizkraftwerke an der Friedensbrücke	TSII	Erdgas	Ja	97080	Würzburg	BY	1993	Nein	in Betrieb				25,0	25,0	25,0	25,0	25,0
BNA1087	Heizkraftwerke an der Friedensbrücke	GTII	Erdgas	Ja	97080	Würzburg	BY	2009	Nein	in Betrieb				29,5	29,5	29,5	29,5	29,5
BNA1088	Heizkraftwerke an der Friedensbrücke	GTI	Erdgas	Ja	97080	Würzburg	BY	2005	Nein	in Betrieb				44,5	44,5	44,5	44,5	44,5
BNA1089	Zielitz	Zielitz	Erdgas	Ja	39326	Zielitz	ST	1996	Nein	in Betrieb				52,0	52,0	52,0	52,0	52,0
BNA1094	Gaskraftwerk	GKW	Erdgas	Ja	53910	Zülpich	NW	1966	Nein	in Betrieb				15,1	15,1	15,1	15,1	15,1
BNA1103	UPM Augsburg	Dampf-turbine 3	Erdgas	Ja	86153	Augsburg	BY	1966	Nein	in Betrieb				29,0	29,0	29,0	29,0	29,0
BNA1104	Heizkraftwerk	T2	Erdgas	Ja	86152	Augsburg	BY	1976	Nein	in Betrieb				18,0	18,0	18,0	18,0	18,0
BNA1105	HKW Bad Salzungen	HKW Bad Salzungen	Erdgas	Ja	36433	Bad Salzungen	TH	1994	Nein	in Betrieb				9,7	9,7	9,7	9,7	9,7
BNA1117	Industriekraftwerk Breuberg		Erdgas	Ja	64747	Breuberg	HE	1999	Nein	in Betrieb				11,4	11,4	11,4	11,4	11,4
BNA1120	Energiezentrale	Gasturbine	Erdgas	Ja	44579	Castrop-Rauxel	NW	1991	Nein	in Betrieb				10,2	10,2	10,2	10,2	10,2
BNA1121	Energiezentrale	Energie-center	Erdgas	Ja	44579	Castrop-Rauxel	NW	2005	Nein	in Betrieb				0,9	0,9	0,9	0,9	0,9
BNA1125	Heizkraftwerk	GT	Erdgas	Ja	64293	Darmstadt	HE	1999	Nein	in Betrieb				10,0	10,0	10,0	10,0	10,0

BNetzA-ID	Kraftwerksname	Blockname	Energieträger	KWK-Auskopplung (Ja/Nein)	PLZ	Ort	Bundesland	Inbetriebnahmejahr	Geplante Stilllegung	Status 10.05.2016	Falls Energieträger Erdgas: Antrag nach § 38 GasNZV (Ja/Nein)	Falls Energieträger Erdgas: Antrag nach § 39 GasNZV (Ja/Nein)	Falls Energieträger nicht Erdgas: Antrag/Zusage nach § 9 KraftNAV (Ja/Nein)	Nettoleistung 10.05.2016	Leistung Szenario A 2030	Leistung Szenario B 2030	Leistung Szenario B 2035	Leistung Szenario C 2030
														[MW]	[MW]	[MW]	[MW]	[MW]
BNA1127	GHD	GT1	Erdgas	Ja	84130	Dingolfing	BY	1998	Nein	in Betrieb				6,7	6,7	6,7	6,7	6,7
BNA1128	GHD	GT2	Erdgas	Ja	84130	Dingolfing	BY	1998	Nein	in Betrieb				6,7	6,7	6,7	6,7	6,7
BNA1131	MT, Düren		Erdgas	Nein	52349	Düren	NW	2011	Nein	in Betrieb				14,0	14,0	14,0	14,0	14,0
BNA1138	BHKW an Klinkerweg	Module 1, 2 und 3	Erdgas	Ja	40699	Erkrath	NW	2000	Nein	in Betrieb				10,2	10,2	10,2	10,2	10,2
BNA1151	KWKK Heidelberg		Erdgas	Ja	69120	Heidelberg	BW	2002	Nein	in Betrieb				13,5	13,5	13,5	13,5	13,5
BNA1165	P&L Werk Appeldorn	Lentjes-Kessel	Erdgas	Ja	47546	Kalkar	NW	2004	Nein	in Betrieb				11,4	11,4	11,4	11,4	11,4
BNA1182	HKW Merkenich	Block 4	Erdgas	Ja	50769	Köln	NW	1965	Nein	in Betrieb				15,5	15,5	15,5	15,5	15,5
BNA1183	HKW Merheim	GuD	Erdgas	Ja	51109	Köln	NW	2001	Nein	in Betrieb				15,8	15,8	15,8	15,8	15,8
BNA1187	P&L Werk Lage	Kessel 1/2/3	Erdgas	Ja	32791	Lage	NW	1980	Nein	in Betrieb				10,2	10,2	10,2	10,2	10,2
BNA1193	HKW -West		Erdgas	Ja	32657	Lemgo	NW	2002	Nein	in Betrieb				12,8	12,8	12,8	12,8	12,8
BNA1196a	BHKW Ludwigshafen	BHKW	Erdgas	Ja	67065	Ludwigshafen	RP	2008	Nein	in Betrieb				12,5	12,5	12,5	12,5	12,5
BNA1196b	Industriekraftwerk Ludwigshafen	GuD	Erdgas	Ja	67065	Ludwigshafen	RP	2003	Nein	in Betrieb				12,0	12,0	12,0	12,0	12,0
BNA1200	GuD-Kraftwerk		Erdgas	Ja	68305	Mannheim	BW	2005	Nein	in Betrieb				17,2	17,2	17,2	17,2	17,2
BNA1225	PWG	MHKW 2	Erdgas	Ja	82380	Peißenberg	BY	1989	Nein	in Betrieb				5,3	5,3	5,3	5,3	5,3
BNA1226	PWG	MHKW 1	Erdgas	Ja	82380	Peißenberg	BY	1987	Nein	in Betrieb				5,3	5,3	5,3	5,3	5,3
BNA1238	Kraftwerk Meggle		Erdgas	Ja	83512	Reitmehring	BY	2000	Nein	in Betrieb				12,6	12,6	12,6	12,6	12,6
BNA1248a	UPM Schongau	Dampfkraftwerk	Erdgas	Ja	86956	Schongau	BY	1969	Nein	in Betrieb				82,0	82,0	82,0	82,0	82,0
BNA1248b	HKW3 UPM Schongau	HKW 3	Erdgas	Ja	86956	Schongau	BY	2015	Nein	in Betrieb				65,0	65,0	65,0	65,0	65,0
BNA1260	Heizkraftwerk Sindelfingen	Sammel-schienen-HKW	Erdgas	Ja	71059	Sindelfingen	BW	2013	Nein	in Betrieb				95,0	95,0	95,0	95,0	95,0
BNA1264	HKW Bohrhügel		Erdgas	Ja	98528	Suhl	TH	1995	Nein	in Betrieb				13,5	13,5	13,5	13,5	13,5
BNA1271	Unterebreizbach	Unterebreizbach	Erdgas	Ja	36414	Unterebreizbach	TH	1965	Nein	in Betrieb				33,6	33,6	33,6	33,6	33,6
BNA1279	Gasturbine	D290	Erdgas	Ja	50389	Wesseling	NW	1975	Nein	in Betrieb				51,9	51,9	51,9	51,9	51,9
BNA1284	Co-Generation	-	Erdgas	Ja	67547	Worms	RP	1991	Nein	in Betrieb				11,5	11,5	11,5	11,5	11,5
BNA1285	Sigmundshall		Erdgas	Ja	31515	Wunstorf	NI	1974	Nein	in Betrieb				19,0	19,0	19,0	19,0	19,0
BNA1292a	IHKW Heidenheim	Kessel-Turbine	Erdgas	Ja	89522	Heidenheim	BW	1983	Nein	in Betrieb				11,1	11,1	11,1	11,1	11,1
BNA1292b	IHKW Heidenheim	BHKW-Anlage	Erdgas	Ja	89522	Heidenheim	BW	2000	Nein	in Betrieb				15,4	15,4	15,4	15,4	15,4
BNA1293c	Kraftwerk	K3+4/ TG4	Erdgas	Ja	50127	bergheim	NW	1995	Nein	vorläufig stillgelegt				3,0	3,0	3,0	3,0	3,0
BNA1315	HKW	HKW	Erdgas	Ja	79106	Freiburg	BW	2001	Nein	in Betrieb				27,0	27,0	27,0	27,0	27,0
BNA1327a	Energiezentrale 1992	AGG1 - AGG7	Erdgas	Ja	85326	München	BY	1992	Nein	in Betrieb				11,1	11,1	11,1	11,1	11,1
BNA1327b	Erweiterung Energiezentrale 2003	AGG8 - AGG9	Erdgas	Ja	85326	München	BY	2003	Nein	in Betrieb				7,4	7,4	7,4	7,4	7,4
BNA1328	HBB	GUD	Erdgas	Ja	83064	Raubling	BY	2001	Nein	in Betrieb				24,0	24,0	24,0	24,0	24,0
BNA1329	K&N PFK AG EV	GT / GDT	Erdgas	Ja	9648	Kriebstein	SN	1993	Nein	in Betrieb				12,8	12,8	12,8	12,8	12,8
BNA1332	INEOS Kraftwerk	TG7/8	Erdgas	Ja	47443	Moers	NW	1995	Nein	in Betrieb				24,0	24,0	24,0	24,0	24,0
BNA1333a	HKW Pfaffenwald	Anlage 40	Erdgas	Ja	70569	Stuttgart	BW	1988	Nein	in Betrieb				12,2	12,2	12,2	12,2	12,2
BNA1333b	HKW Pfaffenwald	Block 50	Erdgas	Ja	70569	Stuttgart	BW	1969	Nein	in Betrieb				11,3	11,3	11,3	11,3	11,3
BNA1333c	HKW Pfaffenwald	Block 60	Erdgas	Ja	70569	Stuttgart	BW	1968	Nein	in Betrieb				11,6	11,6	11,6	11,6	11,6
BNA1334	KWK-Anlage	GT 1-3, DT	Erdgas	Ja	28237	Bremen	HB	2002	Nein	in Betrieb				14,8	14,8	14,8	14,8	14,8
BNA1335a	PKV Kraftwerk	KWK-Blöcke	Erdgas	Ja	26316	Varel	NI	1989	Nein	in Betrieb				58,1	58,1	58,1	58,1	58,1
BNA1335b	PKV Kraftwerk	Kondensationsturbine	Erdgas	Ja	26316	Varel	NI	1968	Nein	in Betrieb				0,5	0,5	0,5	0,5	0,5
BNA1336	Holthausen		Erdgas	Ja	40589	Düsseldorf	NW	1948	Nein	in Betrieb				84,0	84,0	84,0	84,0	84,0
BNA1337e	GuD-Anlage	GuD-Anlage	Erdgas	Ja	63741	Aschaffenburg	BY	2013	Nein	in Betrieb				47,0	47,0	47,0	47,0	47,0
BNA1396	EVC / GLOBALFOUNDRIES	EVC 1	Erdgas	Ja	1468	Moritzburg	SN	1998	Nein	in Betrieb				34,3	34,3	34,3	34,3	34,3
BNA1402	Heizkraftwerk zur Papierfabrik		Erdgas	Ja	49638	Nortrup	NI	1995	Nein	in Betrieb				18,1	18,1	18,1	18,1	18,1
BNA1403	Steinitz	GUD	Erdgas	Ja	29416	Steinitz	ST	1995	Nein	in Betrieb				11,4	11,4	11,4	11,4	11,4
BNA1406	FS-Karton		Erdgas	Ja	41460	Neuss	NW	1992	Nein	in Betrieb				18,9	18,9	18,9	18,9	18,9

BNetzA-ID	Kraftwerksname	Blockname	Energieträger	KWK-Auskopplung (Ja/Nein)	PLZ	Ort	Bundesland	Inbetriebnahmejahr	Geplante Stilllegung	Status 10.05.2016	Falls Energieträger Erdgas: Antrag nach § 38 GasNZV (Ja/Nein)	Falls Energieträger Erdgas: Antrag nach § 39 GasNZV (Ja/Nein)	Falls Energieträger nicht Erdgas: Antrag/Zusage nach § 9 KraftNAV (Ja/Nein)	Nettoleistung 10.05.2016	Leistung Szenario A 2030	Leistung Szenario B 2030	Leistung Szenario B 2035	Leistung Szenario C 2030
														[MW]	[MW]	[MW]	[MW]	[MW]
BNA1407	STW		Erdgas	Ja	9600	Weißeborn	SN	2007	Nein	in Betrieb				13,5	13,5	13,5	13,5	13,5
BNA1408	Heizkraftwerk Evonik Rheinfelden		Erdgas	Ja	79618	Rheinfelden	BW	1980	Nein	in Betrieb				16,0	16,0	16,0	16,0	16,0
BNA1437	KWK AOS GmbH	GT 1/2	Erdgas	Ja	21683	Stade-Bützfleth	NI	2012	Nein	in Betrieb				30,7	30,7	30,7	30,7	30,7
BNA1444a	GT1		Erdgas	Ja	90471	Nürnberg	BY	1993	Nein	in Betrieb				4,2	4,2	4,2	4,2	4,2
BNA1444b	GT2		Erdgas	Ja	90471	Nürnberg	BY	1993	Nein	in Betrieb				4,2	4,2	4,2	4,2	4,2
BNA1444c	GT3		Erdgas	Ja	90471	Nürnberg	BY	1994	Nein	in Betrieb				5,1	5,1	5,1	5,1	5,1
BNA1444d	GT4		Erdgas	Ja	90471	Nürnberg	BY	1995	Nein	in Betrieb				5,1	5,1	5,1	5,1	5,1
BNA1450	GUD-Anlage DREWSEN		Erdgas	Ja	29331	Lachendorf	NI	2000	Nein	in Betrieb				13,0	13,0	13,0	13,0	13,0
BNA1458			Erdgas	Ja	76855	Annweiler	RP	1975	Nein	in Betrieb				28,0	28,0	28,0	28,0	28,0
BNA1463			Erdgas	Ja	37412	Herzberg	NI	1978	Nein	in Betrieb				19,5	19,5	19,5	19,5	19,5
BNA1464	Gas- u. Dampfturbinenanlage Südraum		Erdgas	Ja	66117	Saarbrücken	SL	2012	Nein	in Betrieb				38,6	38,6	38,6	38,6	38,6
BNA1465b	Gaskraftwerk		Erdgas	Ja	37213	Witzenhausen	HE	1975	Nein	in Betrieb				13,2	13,2	13,2	13,2	13,2
BNA1487	GTKW Darmstadt		Erdgas	Nein	64293	Darmstadt	HE	2013	Nein	in Betrieb				94,6	94,6	94,6	94,6	94,6
BNA1489	Heizkraftwerk Stendal		Erdgas	Ja	39576	Stendal	ST	1994	Nein	in Betrieb				22,0	22,0	22,0	22,0	22,0
BNA1492a	Kraftwerk 3		Erdgas	Ja	36039	Fulda	HE	1990	Nein	in Betrieb				26,2	26,2	26,2	26,2	26,2
BNA1492b	Kraftwerk 2		Erdgas	Ja	36039	Fulda	HE	2012	Nein	in Betrieb				8,0	8,0	8,0	8,0	8,0
BNA1498	Werk Nordstemmen		Erdgas	Ja	31171	Nordstemmen	NI	1953	Nein	in Betrieb				30,6	30,6	30,6	30,6	30,6
BNA1499	Werk Clauen		Erdgas	Ja	31249	Hohenhameln	NI	2000	Nein	in Betrieb				15,8	15,8	15,8	15,8	15,8
BNA1502	Heizkraftwerk Krefeld		Erdgas	Ja	47804	Krefeld	NW	2013	Nein	in Betrieb				12,6	12,6	12,6	12,6	12,6
BNA1503	BHKW H.120		Erdgas	Ja	40476	Düsseldorf	NW	2012	Nein	in Betrieb				16,9	16,9	16,9	16,9	16,9
BNA1504	BHKW		Erdgas	Ja	76742	Woerth	RP	2013	Nein	in Betrieb				13,0	13,0	13,0	13,0	13,0
BNA1505	HKW Wiesengrund		Erdgas	Ja	99817	Eisenach	TH	1993	Nein	in Betrieb				22,1	22,1	22,1	22,1	22,1
BNA1506	Werk Klein Wanzleben		Erdgas	Ja	39164	Klein Wanzleben	ST	1994	Nein	in Betrieb				23,4	23,4	23,4	23,4	23,4
BNA1507			Erdgas	Ja	55543	Bad Kreuznach	RP	2006	Nein	in Betrieb				10,7	10,7	10,7	10,7	10,7
BNA1509	BP Werk Lingen		Erdgas	Ja	49808	Lingen	NI	1996	Nein	in Betrieb				66,0	66,0	66,0	66,0	66,0
BNA1511b	Kessel 2		Erdgas	Ja	52355	Düren	NW	1967	Nein	in Betrieb				2,9	2,9	2,9	2,9	2,9
BNA1516	HKW 1 Werk Offstein		Erdgas	Ja	67283	Obrigheim	RP	1992	Nein	in Betrieb				30,0	30,0	30,0	30,0	30,0
BNA1523a	Gemeinschaftskraftwerk Weig	Block 1 (Kessel 2, GT 1, DT 2)	Erdgas	Ja	56727	Mayen	RP	1992	Nein	in Betrieb				42,0	42,0	42,0	42,0	42,0
BNA1523b	Gemeinschaftskraftwerk Weig	Block 2 (Kessel 6, GT 2, DT 3)	Erdgas	Ja	56727	Mayen	RP	2013	Nein	in Betrieb				0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
BNA1523d	Gemeinschaftskraftwerk Weig	Block 4 (Kessel 1, DT 2 und 3 anteilig)	Erdgas	Ja	56727	Mayen	RP	1971	Nein	vorläufig stillgelegt				0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
BNA1524	Heizkraftwerk Bomlitz		Erdgas	Ja	29699	Bomlitz	NI	1912	Nein	in Betrieb				22,1	22,1	22,1	22,1	22,1
BNA1528			Erdgas	Ja	47906	Kempen	NW	1990	Nein	in Betrieb				13,2	13,2	13,2	13,2	13,2
BNA1531	Industriekraftwerk Greifswald		Erdgas	Ja	17509	Lubmin	MV	2014	Nein	in Betrieb				37,7	37,7	37,7	37,7	37,7
BNA1541	HKW Freiberg		Erdgas	Ja	9599	Freiberg	SN	2013	Nein	in Betrieb				13,4	13,4	13,4	13,4	13,4
BNA1556			Erdgas	Ja	1454	Leppersdorf	SN	2014	Nein	in Betrieb				36,0	36,0	36,0	36,0	36,0
BNA1557			Erdgas	Ja	8056	Zwickau	SN	2014	Nein	in Betrieb				12,9	12,9	12,9	12,9	12,9
BNA1658	HKW-Mitte		Erdgas	Ja	32657	Lemgo	NW	1980	Nein	in Betrieb				11,3	11,3	11,3	11,3	11,3
BNA1671			Erdgas	Ja	26954	Bremerhaven	NI	2014	Nein	in Betrieb				17,1	17,1	17,1	17,1	17,1
BNA1676	Kraftwerk IV	1	Erdgas	Ja	45772	Marl	NW	2016	Nein	In Betrieb				60,6	60,6	60,6	60,6	60,6
BNA1677	BHKW Braunschweig		Erdgas	Ja	38436	Wolfsburg	NI	2015	Nein	In Betrieb				10,4	10,4	10,4	10,4	10,4
BNA1678	Energiezentrale 2016		Erdgas	Ja	85326	München	BY	2015	Nein	in Betrieb				17,2	17,2	17,2	17,2	17,2
BNAP001	KW Mittelsbüren	GuD MiBÜ	Erdgas	Nein	28237	Bremen		2016	Nein	in Bau	Ja	Nein		444,5	444,5	444,5	444,5	444,5
BNAP023	Kraftwerk Lausward	GuD Block F	Erdgas	Ja	40221	Düsseldorf		2016	Nein	in Bau	Nein	Nein		595,0	595,0	595,0	595,0	595,0
BNAP024	Heizkraftwerk Flensburg	GUD-Anlage K 12	Erdgas	Ja	24939	Flensburg		2016	Nein	in Bau	Nein	Ja		75,0	75,0	75,0	75,0	75,0
BNAP028	Niehl 3	Niehl 3	Erdgas	Ja	50735	Köln		2016	Nein	in Bau	Ja	Ja		446,0	446,0	446,0	446,0	446,0

BNetzA-ID	Kraftwerksname	Blockname	Energieträger	KWK-Auskopplung (Ja/Nein)	PLZ	Ort	Bundesland	Inbetriebnahmejahr	Geplante Stilllegung	Status 10.05.2016	Falls	Falls	Falls	Nettoleistung 10.05.2016 [MW]	Leistung Szenario A 2030 [MW]	Leistung Szenario B 2030 [MW]	Leistung Szenario B 2035 [MW]	Leistung Szenario C 2030 [MW]
											Energieträger Erdgas: Antrag nach § 38 GasNZV (Ja/Nein)	Energieträger Erdgas: Antrag nach § 39 GasNZV (Ja/Nein)	Energieträger nicht Erdgas: Antrag/Zusage nach § 9 KraftNAV (Ja/Nein)					
BNAP033	KW Weiher	Weiher 4	Erdgas	Nein	66287	Quierschied		2022	Nein	in Planung	Nein	Nein		400,0	0,0	0,0	0,0	0,0
BNAP041	GuD Leverkusen		Erdgas	Ja	51368	Chempark Leverkusen		2018	Nein	in Planung	Ja	Nein		573,0	0,0	573,0	573,0	573,0
BNAP042	Gas-HKW Phase 1; Hasselfelde		Erdgas	Ja	24149	Kiel		2018	Nein	in Planung	Ja	Ja		190,0	0,0	190,0	190,0	190,0
BNAP043	Lichterfelde		Erdgas	Ja	12207	Berlin		2016	Nein	in Bau				300,0	300,0	300,0	300,0	300,0
BNAP050	CCPP Haiming		Erdgas	Nein	84533	Haiming		2017	Nein	in Planung	Ja	Nein		845,0	0,0	845,0	845,0	845,0
BNAP052			Erdgas	Ja	6729	Elsteraue-Industriepark		2018	Nein	in Planung	Nein	Nein		125,0	0,0	0,0	0,0	0,0
BNAP053	Gasmotorenheizkraftwerk		Erdgas	Ja		Heidelberg		2020	Nein	in Planung				50,0	0,0	0,0	0,0	0,0
BNAP058	Gersteinwerk	GuD Werne	Erdgas	Offen	59368	Werne		2018	Nein	in Planung	Nein	Nein		1200,0	0,0	0,0	0,0	0,0
BNAP059	Marzahn		Erdgas	Ja	12681	Berlin		2019	Nein	in Planung				254,0	0,0	0,0	0,0	0,0
BNAP060	Wedel		Erdgas	Ja	22880	Wedel / Holstein		2022	Nein	in Planung				285,0	0,0	0,0	0,0	0,0
BNAP061	BHKW		Erdgas	Ja		Leipzig		2018	Nein	in Planung	Nein	Nein		20,0	0,0	0,0	0,0	0,0
BNAP065	Trianel Kraftwerk Krefeld Projektgesellschaft		Erdgas	Offen	47829	Krefeld		2019	Nein	in Planung	Ja	Nein		1160,0	0,0	1160,0	1160,0	1160,0
BNAP066	Blockdammweg		Erdgas	Ja	10317	Berlin		2026	Nein	in Planung				100,0	0,0	0,0	0,0	0,0
BNAP072	Niehl 3	Niehl 32	Erdgas	Ja	50735	Köln		2020	Nein	in Planung	Ja	Ja		754,0	0,0	754,0	754,0	754,0
BNAP073	Energiezentrale 2020		Erdgas	Ja	85326	München		2020	Nein	in Planung	Nein	Nein		4,3	0,0	0,0	0,0	0,0
BNAP092	Rheinhafendampfkraftwerk Bl. 6	RDK 6	Erdgas	Nein	76189	Karlsruhe			Nein	in Planung				465,0	0,0	0,0	0,0	0,0
BNAP097	GuD Oberrhein		Erdgas	Ja	76187	Karlsruhe			Nein	in Planung	Ja	Nein		1000,0	0,0	0,0	0,0	0,0
BNAP100	Kraftwerk Ens Dorf	VSE Block 1	Erdgas	Ja	66806	Ens Dorf		2020	Nein	in Planung	Nein	Ja		280,0	0,0	280,0	280,0	280,0
BNAP102	Havelland		Erdgas	Nein	14727	Premnitz			Nein	in Planung				450,0	0,0	0,0	0,0	0,0
BNAP103	Gasturbine		Erdgas	Ja	6842	Dessau-Roßlau		2019	Nein	in Planung				0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
BNAP113	Wilmersdorf		Erdgas	Ja	14199	Berlin		2020	Nein	in Planung				75,0	0,0	0,0	0,0	0,0
BNAP114	GK Leipzig I		Erdgas	Offen	89340	Leipheim		2017	Nein	in Planung	Ja	Ja		600,0	0,0	600,0	600,0	600,0
BNAP116	GuD Wolfsburg		Erdgas	Ja	38436	Wolfsburg		2019	Nein	in Planung				120,0	0,0	0,0	0,0	0,0
BNAP122	KW Biblis	Biblis C+D	Erdgas	nein	68647	Biblis		2016	Nein	in Planung	Ja	Nein		200,0	0,0	200,0	200,0	200,0
BNAP123	KW Karlstein	KW Karlstein	Erdgas	nein	63791	Karlstein		2016	Nein	in Planung	Ja	Nein		200,0	0,0	200,0	200,0	200,0
BNAP124	KW Gundremmingen	Gundremmingen D+E	Erdgas	Nein	89355	Gundremmingen		2020	Nein	in Planung	Ja	Nein		1200,0	0,0	0,0	1200,0	0,0
BNAP125	GuD Herne 6	Herne 6	Erdgas	Ja	44653	Herne		2022	Nein	in Planung	Nein	Ja		735,0	0,0	735,0	735,0	735,0
BNAP126	Griesheim		Erdgas	Nein	65933	Frankfurt am Main		2018	Nein	in Planung	Ja	Ja		600,0	0,0	600,0	600,0	600,0
BNAP127	Schweinfurt		Erdgas	Nein	97424	Schweinfurt		2019	Nein	in Planung	Nein	Nein		1000,0	0,0	0,0	0,0	0,0
BNAP128	Gundelfingen		Erdgas	Nein	89423	Gundelfingen		2019	Nein	in Planung	Ja	Ja		1200,0	0,0	1200,0	1200,0	1200,0
BNAP129			Erdgas	Ja	66740	Saarlouis		2017	Nein	in Planung				22,0	0,0	0,0	0,0	0,0
BNAP132		InfraServ Gendorf	Erdgas	Offen	85435	Burgkirchen a.d.Alz		2017	Nein	in Planung	Nein	Nein		47,5	0,0	0,0	0,0	0,0
BNAP134		GuD	Erdgas	Ja	41460	Neuss		2021	Nein	in Planung	Nein	Nein		30,0	0,0	0,0	0,0	0,0
BNAP135	Heizkraftwerk Altbach/Deizisau		Erdgas	Nein	73776	Altbach		2021	Nein	in Planung	Ja			300,0	0,0	0,0	300,0	0,0
BNAP136	Heizkraftwerk Altbach/Deizisau		Erdgas	Nein	73776	Altbach		2021	Nein	in Planung	Ja			300,0	0,0	0,0	300,0	0,0
BNAP137	Heizkraftwerk Heilbronn	HLB GT A	Erdgas	Nein	74076	Heilbronn		2021	Nein	in Planung	Ja			300,0	0,0	0,0	300,0	0,0
BNAP138	Heizkraftwerk Heilbronn	HLB GT B	Erdgas		74076	Heilbronn		2021	Nein	in Planung	Ja			300,0	0,0	0,0	300,0	0,0
n.v.	KWK-Anlagen<10MW		Erdgas	Ja				2015	Nein	in Betrieb				2732,9	2732,9	2732,9	2732,9	2732,9
n.v.	KWK-Anlagen<10MW		Erdgas	Ja				2025	Nein	in Bau				4492,8	4492,8	4492,8	4492,8	4492,8
n.v.	KWK-Anlagen<10MW		Erdgas	Ja				2035	Nein	in Bau				1497,6	0,0	0,0	1497,6	0,0
BNA0157	Brokdorf	KBR	Kernenergie	Nein	25576	Brokdorf	SH	1986	Nein	in Betrieb				1410,0	0,0	0,0	0,0	0,0
BNA0251	Grohnde	KWG	Kernenergie	Nein	31857	Emmerthal	NI	1985	Nein	in Betrieb				1360,0	0,0	0,0	0,0	0,0
BNA0263	Isar 2	KKI 2	Kernenergie	Nein	84051	Essenbach	BY	1988	Nein	in Betrieb				1410,0	0,0	0,0	0,0	0,0
BNA0381	Kernkraft Gundremmingen B		Kernenergie	Nein	89355	Gundremmingen	BY	1984	Nein	in Betrieb				1284,0	0,0	0,0	0,0	0,0
BNA0382	Kernkraft Gundremmingen C		Kernenergie	Nein	89355	Gundremmingen	BY	1984	Nein	in Betrieb				1288,0	0,0	0,0	0,0	0,0

BNetzA-ID	Kraftwerksname	Blockname	Energieträger	KWK-Aus-kopplung (Ja/Nein)	PLZ	Ort	Bundes-land	Inbe-trieb-nahme-jahr	Geplante Stilllegung	Status 10.05.2016	Falls	Falls	Falls	Netto-leistung 10.05.2016 [MW]	Leistung Szenario A 2030 [MW]	Leistung Szenario B 2030 [MW]	Leistung Szenario B 2035 [MW]	Leistung Szenario C 2030 [MW]
											Energieträger Erdgas: Antrag nach § 38 GasNZV (Ja/Nein)	Energieträger Erdgas: Antrag nach § 39 GasNZV (Ja/Nein)	Energieträger nicht Erdgas: Antrag/Zusage nach § 9 KraftNAV (Ja/Nein)					
BNA0607	Kernkraftwerk Emsland	KKE	Kernenergie	Nein	49811	Lingen	NI	1988	Nein	in Betrieb				1336,0	0,0	0,0	0,0	0,0
BNA0686	Gemeinschaftskernkraftwerk Neckarwestheim II	GKN II	Kernenergie	Nein	74382	Neckarwestheim	BW	1989	Nein	in Betrieb				1310,0	0,0	0,0	0,0	0,0
BNA0802	Kernkraftwerk Philippsburg 2	KKP 2	Kernenergie	Nein	76661	Philippsburg	BW	1985	Nein	in Betrieb				1402,0	0,0	0,0	0,0	0,0
BNA0142	KW Mittelsbüren	Block 4	Kuppelgas	Nein	28237	Bremen	HB	1975	Nein	in Betrieb				160,0	160,0	160,0	160,0	160,0
BNA0217	Duisburg Ruhrort 2	Block 2	Kuppelgas	Ja	47166	Duisburg - Ruhrort	NW	1955	Nein	in Betrieb				60,0	60,0	60,0	60,0	60,0
BNA0218	Duisburg Ruhrort 3	Block 3	Kuppelgas	Ja	47166	Duisburg - Ruhrort	NW	1963	Nein	in Betrieb				90,0	90,0	90,0	90,0	90,0
BNA0219	Duisburg Ruhrort 4	Block 4	Kuppelgas	Ja	47166	Duisburg - Ruhrort	NW	1968	Nein	in Betrieb				165,0	165,0	165,0	165,0	165,0
BNA0238a	IKW		Kuppelgas	Ja	15890	Eisenhüttenstadt	BB	1953	Nein	in Betrieb				45,0	45,0	45,0	45,0	45,0
BNA0238b	IKW	Block 7	Kuppelgas	Ja	15890	Eisenhüttenstadt	BB	2013	Nein	in Betrieb				56,0	56,0	56,0	56,0	56,0
BNA0395	Duisburg Hamborn 3	Block 3	Kuppelgas	Ja	47166	Hamborn	NW	1958	Nein	in Betrieb				60,0	60,0	60,0	60,0	60,0
BNA0396	Duisburg Hamborn 4	Block 4	Kuppelgas	Ja	47166	Hamborn	NW	1976	Nein	in Betrieb				100,0	100,0	100,0	100,0	100,0
BNA0397	Duisburg Hamborn 5	Block 5	Kuppelgas	Ja	47166	Hamborn	NW	2003	Nein	in Betrieb				225,0	225,0	225,0	225,0	225,0
BNA0485	Huckingen	A	Kuppelgas	Ja	47259	Duisburg-Huckingen	NW	1975	Nein	in Betrieb				303,0	303,0	303,0	303,0	303,0
BNA0486	Huckingen	B	Kuppelgas	Ja	47259	Duisburg-Huckingen	NW	1976	Nein	in Betrieb				303,0	303,0	303,0	303,0	303,0
BNA0863	Kraftwerk Salzgitter	AB	Kuppelgas	Ja	38239	Salzgitter	NI	1939	Nein	in Betrieb				94,5	94,5	94,5	94,5	94,5
BNA0864	Kraftwerk Salzgitter	Block 1	Kuppelgas	Ja	38239	Salzgitter	NI	2010	Nein	in Betrieb				97,0	97,0	97,0	97,0	97,0
BNA0865b	Kraftwerk Salzgitter	Block 2	Kuppelgas	Ja	38239	Salzgitter	NI	2010	Nein	in Betrieb				97,0	97,0	97,0	97,0	97,0
BNA1115	Gichtgaskraftwerk Dillingen		Kuppelgas	Ja	66763	Dillingen/Saar	SL	2010	Nein	in Betrieb				85,0	85,0	85,0	85,0	85,0
BNA1409	DK Kraftwerk		Kuppelgas	Ja	47053	Duisburg	NW	2010	Nein	in Betrieb				21,0	21,0	21,0	21,0	21,0
BNAP034	IKWB	IKWB	Kuppelgas	Ja	46238	Botrop		2020	Nein	in Planung				20,0	20,0	20,0	20,0	20,0
BNA0012d	Werkskraftwerk Sappi Alfeld	Diesel-generator	Mineralöl-produkte	Nein	31061	Alfeld	NI	1994	Nein	vorläufig stillgelegt				2,8	2,8	2,8	0,0	0,0
BNA0083	Wilmersdorf	Wilmersdorf	Mineralöl-produkte	Ja	14199	Berlin	BE	1977	Nein	in Betrieb				276,0	0,0	0,0	0,0	0,0
BNA0085b	Moabit	Moabit GT	Mineralöl-produkte	Nein	13353	Berlin	BE	1971	Nein	in Betrieb				51,0	0,0	0,0	0,0	0,0
BNA0141	KW Mittelsbüren	GT 3	Mineralöl-produkte	Nein	28237	Bremen	HB	1974	Nein	in Betrieb				88,0	0,0	0,0	0,0	0,0
BNA0161	Brunsbüttel	GT A	Mineralöl-produkte	Nein	25541	Brunsbüttel	SH	1973	Ja	in Betrieb				63,5	0,0	0,0	0,0	0,0
BNA0162	Brunsbüttel	GT B	Mineralöl-produkte	Nein	25541	Brunsbüttel	SH	1973	Ja	in Betrieb				63,5	0,0	0,0	0,0	0,0
BNA0163	Brunsbüttel	GT C	Mineralöl-produkte	Nein	25541	Brunsbüttel	SH	1973	Ja	in Betrieb				63,5	0,0	0,0	0,0	0,0
BNA0164	Brunsbüttel	GT D	Mineralöl-produkte	Nein	25541	Brunsbüttel	SH	1973	Ja	in Betrieb				63,5	0,0	0,0	0,0	0,0
BNA0222	GT	GTKW	Mineralöl-produkte	Nein	40233	Düsseldorf	NW	1977	Nein	in Betrieb				86,2	0,0	0,0	0,0	0,0
BNA0318	Kraftwerk Fulda		Mineralöl-produkte	Nein	36043	Fulda	HE	2011	Nein	in Betrieb				24,8	24,8	24,8	24,8	24,8
BNA0369	Spitzenlastkraftwerk Sermuth		Mineralöl-produkte	Nein	4668	Großbothen	SN	1995	Nein	in Betrieb				17,0	17,0	17,0	0,0	0,0
BNA0373	Spitzenlastkraftwerk Großkayna		Mineralöl-produkte	Nein	6242	Großkayna	ST	1994	Nein	in Betrieb				120,0	120,0	120,0	0,0	0,0
BNA0378	Ingolstadt	3	Mineralöl-produkte	Ja	85098	Großmehring	BY	1973	Ja, gesetzlich gehindert	in Betrieb				386,0	0,0	0,0	0,0	0,0
BNA0379	Ingolstadt	4	Mineralöl-produkte	Ja	85098	Großmehring	BY	1974	Ja, gesetzlich gehindert	in Betrieb				386,0	0,0	0,0	0,0	0,0
BNA0427	Kraftwerk Hausham	GT 1	Mineralöl-produkte	Nein	83734	Hausham	BY	1982	Nein	in Betrieb				23,2	0,0	0,0	0,0	0,0
BNA0428	Kraftwerk Hausham	GT 2	Mineralöl-produkte	Nein	83734	Hausham	BY	1982	Nein	in Betrieb				23,2	0,0	0,0	0,0	0,0
BNA0429	Kraftwerk Hausham	GT 3	Mineralöl-produkte	Nein	83734	Hausham	BY	1982	Nein	in Betrieb				23,2	0,0	0,0	0,0	0,0
BNA0430	Kraftwerk Hausham	GT 4	Mineralöl-produkte	Nein	83734	Hausham	BY	1982	Nein	in Betrieb				23,2	0,0	0,0	0,0	0,0

BNetzA-ID	Kraftwerksname	Blockname	Energieträger	KWK-Auskopplung	PLZ	Ort	Bundesland	Inbetriebnahmejahr	Geplante Stilllegung	Status 10.05.2016	Falls Energieträger Erdgas: Antrag nach § 38 GasNZV	Falls Energieträger Erdgas: Antrag nach § 39 GasNZV	Falls Energieträger nicht Erdgas: Antrag/Zusage nach § 9 KraftNAV	Nettoleistung 10.05.2016	Leistung Szenario A 2030	Leistung Szenario B 2030	Leistung Szenario B 2035	Leistung Szenario C 2030
				(Ja/Nein)							(Ja/Nein)	(Ja/Nein)	[MW]	[MW]	[MW]	[MW]	[MW]	
BNA0516	MiRO	Kesselhaus Werk 1	Mineralölprodukte	Ja	76187	Karlsruhe	BW	1995	Nein	in Betrieb				45,0	45,0	45,0	0,0	0,0
BNA0517	MiRO	Kesselhaus Werk 2	Mineralölprodukte	Ja	76187	Karlsruhe	BW	1995	Nein	in Betrieb				25,0	25,0	25,0	0,0	0,0
BNA0547	Raffineriekraftwerk Köln Godorf		Mineralölprodukte	Ja	50997	Köln	NW	2004	Nein	in Betrieb				80,0	80,0	80,0	80,0	80,0
BNA0596	Raffineriekraftwerk		Mineralölprodukte	Ja	6237	Leuna	ST	1997	Nein	in Betrieb				92,5	92,5	92,5	92,5	92,5
BNA0647	Dampfkraftwerk Marbach am Neckar	Marbach II GT	Mineralölprodukte	Nein	71672	Marbach	BW	1971	Ja, gesetzlich gehindert	in Betrieb				77,4	0,0	0,0	0,0	0,0
BNA0648	Dampfkraftwerk Marbach am Neckar	Marbach III GT (solo)	Mineralölprodukte	Nein	71672	Marbach	BW	1975	Ja, gesetzlich gehindert	in Betrieb				85,0	0,0	0,0	0,0	0,0
BNA0649	Dampfkraftwerk Marbach am Neckar	MAR III DT	Mineralölprodukte	Nein	71672	Marbach	BW	1975	Ja, gesetzlich gehindert	in Betrieb				262,0	0,0	0,0	0,0	0,0
BNA0759	Itzehoe		Mineralölprodukte	Nein	25588	Oldendorf	SH	1972	Nein	in Betrieb				88,0	0,0	0,0	0,0	0,0
BNA0766	Audorf		Mineralölprodukte	Nein	24783	Osterrönfeld	SH	1973	Nein	in Betrieb				87,0	0,0	0,0	0,0	0,0
BNA0894a	IKS PCK Schwedt	Block 5 SE 5	Mineralölprodukte	Ja	16303	PCK Schwedt	BB	1972	Nein	in Betrieb				28,0	0,0	0,0	0,0	0,0
BNA0894b	IKS PCK Schwedt	Block 6 SE 6	Mineralölprodukte	Nein	16303	PCK Schwedt	BB	1994	Nein	in Betrieb				34,5	34,5	34,5	0,0	0,0
BNA0894c	IKS PCK Schwedt	Block 1 SE 1	Mineralölprodukte	Ja	16303	PCK Schwedt	BB	1998	Nein	in Betrieb				106,0	106,0	106,0	106,0	106,0
BNA0894d	IKS PCK Schwedt	Block 2 SE 2	Mineralölprodukte	Ja	16303	PCK Schwedt	BB	1998	Nein	in Betrieb				106,0	106,0	106,0	106,0	106,0
BNA0894e	IKS PCK Schwedt	SE 4	Mineralölprodukte	Nein	16303	PCK Schwedt	BB	2011	Nein	in Betrieb				59,0	59,0	59,0	59,0	59,0
BNA0937	Restmüll-Heizkraftwerk Stuttgart-Münster	MÜN GT16	Mineralölprodukte	Nein	70376	Stuttgart	BW	1974	Nein	in Betrieb				23,3	0,0	0,0	0,0	0,0
BNA0938	Restmüll-Heizkraftwerk Stuttgart-Münster	MÜN GT17	Mineralölprodukte	Nein	70376	Stuttgart	BW	1974	Nein	in Betrieb				23,3	0,0	0,0	0,0	0,0
BNA0939b	Restmüll-Heizkraftwerk Stuttgart-Münster	MÜN GT18	Mineralölprodukte	Nein	70376	Stuttgart	BW	1974	Nein	in Betrieb				23,3	0,0	0,0	0,0	0,0
BNA1004	Kraftwerk Walheim	WAL GT D	Mineralölprodukte	Nein	74399	Walheim	BW	1981	Nein	in Betrieb				136,0	0,0	0,0	0,0	0,0
BNA1007a	SKW Gasturbine	SKW Gasturbine	Mineralölprodukte	Nein	87448	Waltenhofen-Veits	BY	1988	Nein	in Betrieb				24,0	24,0	0,0	0,0	0,0
BNA1007b	SKW Diesel	SKW Diesel	Mineralölprodukte	Nein	87448	Waltenhofen-Veits	BY	1978	Nein	in Betrieb				10,5	0,0	0,0	0,0	0,0
BNA1015	Wedel	GT A	Mineralölprodukte	Nein	22880	Wedel	SH	1972	Nein	in Betrieb				50,5	0,0	0,0	0,0	0,0
BNA1016	Wedel	GT B	Mineralölprodukte	Nein	22880	Wedel	SH	1972	Nein	in Betrieb				50,5	0,0	0,0	0,0	0,0
BNA1036	Kraftwerk Werdohl-Elverlingsen	E 1/2	Mineralölprodukte		58791	Werdohl	NW	1975	Nein	vorläufig stillgelegt				206,0	0,0	0,0	0,0	0,0
BNA1060	Wilhelmshaven	GT	Mineralölprodukte	Nein	26386	Wilhelmshaven	NI	1973	Nein	in Betrieb				56,0	0,0	0,0	0,0	0,0
BNA1083	Spitzenlastanlage Barmen	Block 2	Mineralölprodukte	Nein	42275	Wuppertal	NW	2008	Nein	in Betrieb				60,0	60,0	60,0	60,0	60,0
BNA1092	Zolling	GT1 & GT2	Mineralölprodukte	Nein	85406	Zolling	BY	1976	Nein	in Betrieb				46,0	0,0	0,0	0,0	0,0
BNA1166	Abfallentsorgungszentrum Asdonkshof	Notstromdiesel	Mineralölprodukte	Nein	47475	Kamp-Lintfort	NW	1997	Nein	in Betrieb				4,8	4,8	4,8	4,8	4,8
BNA1212	DKW Nord		Mineralölprodukte	Nein	87719	Mindelheim	BY	1988	Nein	in Betrieb				11,4	11,4	0,0	0,0	0,0
BNA1227	DKW Leinau		Mineralölprodukte	Nein	87666	Pforzen	BY	1983	Nein	in Betrieb				11,4	0,0	0,0	0,0	0,0
BNA1280	Kraftwerk	D210	Mineralölprodukte	Ja	50389	Wesseling	NW	1962	Nein	in Betrieb				66,3	0,0	0,0	0,0	0,0
BNA1293d	Kraftwerk	Diesel/G5	Mineralölprodukte	Nein	50127	bergheim	NW	1995	Nein	vorläufig stillgelegt				0,8	0,8	0,8	0,0	0,0
BNA1294	EEV	EEV	Mineralölprodukte	Ja	21107	Hamburg	HH	1993	Nein	in Betrieb				38,0	38,0	38,0	0,0	0,0

BNetzA-ID	Kraftwerksname	Blockname	Energieträger	KWK-Auskopplung (Ja/Nein)	PLZ	Ort	Bundesland	Inbetriebnahmejahr	Geplante Stilllegung	Status 10.05.2016	Falls Energieträger Erdgas: Antrag nach § 38 GasNZV	Falls Energieträger Erdgas: Antrag nach § 39 GasNZV	Falls Energieträger nicht Erdgas: Antrag/Zusage nach § 9 KraftNAV	Nettoleistung 10.05.2016	Leistung Szenario A 2030	Leistung Szenario B 2030	Leistung Szenario B 2035	Leistung Szenario C 2030
											(Ja/Nein)	(Ja/Nein)	(Ja/Nein)	[MW]	[MW]	[MW]	[MW]	[MW]
BNA1337d	Notstromdiesel	Notstromdiesel	Mineralölprodukte		63741	Aschaffenburg	BY	1991	Nein	in Betrieb				0,5	0,5	0,5	0,0	0,0
BNA1400b	EZ1	DTI	Mineralölprodukte	Ja	6712	Zeitz	ST	1993	Nein	in Betrieb				18,5	18,5	18,5	0,0	0,0
BNA1526	Kraftwerk Raffinerie Heide		Mineralölprodukte	Ja	25770	Hemminstedt	SH	1962	Nein	in Betrieb				44,5	0,0	0,0	0,0	0,0
n.v.	KWK-Anlagen<10MW		Mineralölprodukte	Ja				2015	Nein	in Betrieb				370,3	370,3	370,3	370,3	370,3
BNA0046	Säckingen	Säckingen	Pumpspeicher	Nein	79713	Bad Säckingen	BW	1966	Nein	in Betrieb				360,0	360,0	360,0	360,0	360,0
BNA0228	Waldeck1/Bringhausen	Waldeck1/Bringhausen	Pumpspeicher	Nein	34549	Edertal Hemfurth-Ederssee	HE	1931	Nein	in Betrieb				143,0	143,0	143,0	143,0	143,0
BNA0229	Waldeck 2	Waldeck 2	Pumpspeicher	Nein	34549	Edertal Hemfurth-Ederssee	HE	1974	Nein	in Betrieb				480,0	480,0	480,0	480,0	480,0
BNA0268	Pump-speicherwerk Rönkhausen	PSW	Pumpspeicher		57413	Finnentrop	NW	1969	Nein	in Betrieb				138,0	138,0	138,0	138,0	138,0
BNA0279	Rudolf-Fettweis-Werk	Pump-speicherwerk Schwarzenbachwerk	Pumpspeicher	Nein	76596	Forbach	BW	1926	Nein	in Betrieb				43,0	43,0	43,0	43,0	43,0
BNA0327	Geesthacht	PSS A	Pumpspeicher	Nein	21502	Geesthacht	SH	1958	Nein	in Betrieb				119,1	119,1	119,1	119,1	119,1
BNA0328	Geesthacht	PSS B	Pumpspeicher	Nein	21502	Geesthacht	SH	1958	Nein	in Betrieb				0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
BNA0329	Geesthacht	PSS C	Pumpspeicher	Nein	21502	Geesthacht	SH	1958	Nein	in Betrieb				0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
BNA0337	PSW Langenprozelten	entfällt	Pumpspeicher	Nein	97737	Gemünden	BY	1974	Nein	in Betrieb				164,0	164,0	164,0	164,0	164,0
BNA0350	Goldisthal	PSS A	Pumpspeicher	Nein	98746	Goldisthal	TH	2004	Nein	in Betrieb				1052,0	1052,0	1052,0	1052,0	1052,0
BNA0351	Goldisthal	PSS B	Pumpspeicher	Nein	98746	Goldisthal	TH	2003	Nein	in Betrieb				0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
BNA0352	Goldisthal	PSS C	Pumpspeicher	Nein	98746	Goldisthal	TH	2004	Nein	in Betrieb				0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
BNA0353	Goldisthal	PSS D	Pumpspeicher	Nein	98746	Goldisthal	TH	2004	Nein	in Betrieb				0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
BNA0422	Happurg	Happurg	Pumpspeicher	Nein	91230	Happurg	BY	1958	Nein	in Betrieb				160,0	160,0	160,0	160,0	160,0
BNA0426	Häusern	Häusern	Pumpspeicher	Nein	79837	Häusern	BW	1931	Nein	in Betrieb				100,0	100,0	100,0	100,0	100,0
BNA0443	Koepchenwerk	Koepchenwerk	Pumpspeicher	Nein	58313	Herdecke	NW	1989	Nein	in Betrieb				153,0	153,0	153,0	153,0	153,0
BNA0465	Hohenwarte 1	PSS A	Pumpspeicher	Nein	7338	Hohenwarte	TH	1959	Nein	in Betrieb				59,8	59,8	59,8	59,8	59,8
BNA0466	Hohenwarte 1	PSS B	Pumpspeicher	Nein	7338	Hohenwarte	TH	1959	Nein	in Betrieb				0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
BNA0467	Hohenwarte 2	PSS A	Pumpspeicher	Nein	7338	Hohenwarte	TH	1966	Nein	in Betrieb				317,8	317,8	317,8	317,8	317,8
BNA0468	Hohenwarte 2	PSS B	Pumpspeicher	Nein	7338	Hohenwarte	TH	1966	Nein	in Betrieb				0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
BNA0469	Hohenwarte 2	PSS C	Pumpspeicher	Nein	7338	Hohenwarte	TH	1966	Nein	in Betrieb				0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
BNA0470	Hohenwarte 2	PSS D	Pumpspeicher	Nein	7338	Hohenwarte	TH	1966	Nein	in Betrieb				0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
BNA0471	Hohenwarte 2	PSS E	Pumpspeicher	Nein	7338	Hohenwarte	TH	1966	Nein	in Betrieb				0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
BNA0472	Hohenwarte 2	PSS F	Pumpspeicher	Nein	7338	Hohenwarte	TH	1966	Nein	in Betrieb				0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
BNA0473	Hohenwarte 2	PSS G	Pumpspeicher	Nein	7338	Hohenwarte	TH	1966	Nein	in Betrieb				0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
BNA0474	Hohenwarte 2	PSS H	Pumpspeicher	Nein	7338	Hohenwarte	TH	1966	Nein	in Betrieb				0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
BNA0558	Erzhausen		Pumpspeicher	Nein	37547	Kreiensen	NI	1964	Nein	in Betrieb				220,0	220,0	220,0	220,0	220,0
BNA0567a	KW Kühtai	Kühtai Ma1	Pumpspeicher	Nein	A-6183	Kühtai	Österreich	1981	Nein	in Betrieb				144,5	144,5	144,5	144,5	144,5
BNA0567b	KW Kühtai	Kühtai Ma 2	Pumpspeicher	Nein	A-6183	Kühtai	Österreich	1981	Nein	in Betrieb				144,5	144,5	144,5	144,5	144,5

BNetzA-ID	Kraftwerksname	Blockname	Energieträger	KWK-Auskopplung (Ja/Nein)	PLZ	Ort	Bundesland	Inbetriebnahmejahr	Geplante Stilllegung	Status 10.05.2016	Falls Energieträger Erdgas: Antrag nach § 38 GasNZV	Falls Energieträger Erdgas: Antrag nach § 39 GasNZV	Falls Energieträger nicht Erdgas: Antrag/Zusage nach § 9 KraftNAV	Nettoleistung 10.05.2016	Leistung Szenario A 2030	Leistung Szenario B 2030	Leistung Szenario B 2035	Leistung Szenario C 2030
											(Ja/Nein)	(Ja/Nein)	(Ja/Nein)	[MW]	[MW]	[MW]	[MW]	[MW]
BNA0652	Markersbach	PSS A	Pumpspeicher	Nein	8352	Markersbach	SN	1980	Nein	in Betrieb				1045,2	1045,2	1045,2	1045,2	1045,2
BNA0653	Markersbach	PSS B	Pumpspeicher	Nein	8352	Markersbach	SN	1980	Nein	in Betrieb				0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
BNA0654	Markersbach	PSS C	Pumpspeicher	Nein	8352	Markersbach	SN	1980	Nein	in Betrieb				0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
BNA0655	Markersbach	PSS D	Pumpspeicher	Nein	8352	Markersbach	SN	1980	Nein	in Betrieb				0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
BNA0656	Markersbach	PSS E	Pumpspeicher	Nein	8352	Markersbach	SN	1980	Nein	in Betrieb				0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
BNA0657	Markersbach	PSS F	Pumpspeicher	Nein	8352	Markersbach	SN	1980	Nein	in Betrieb				0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
BNA0669	Pumpspeicherkraftwerk Glems	Pumpspeicherkraftwerk Glems	Pumpspeicher	Nein	72555	Metzingen-Glems	BW	1964	Nein	in Betrieb				90,0	90,0	90,0	90,0	90,0
BNA0721	Niederwartha	PSS C	Pumpspeicher	Nein	1462	Niederwartha	SN	1957	Nein	in Betrieb				39,8	39,8	39,8	39,8	39,8
BNA0722	Niederwartha	PSS D	Pumpspeicher	Nein	1462	Niederwartha	SN	1957	Nein	in Betrieb				0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
BNA0777	Kopswerk I	Masch. 1 bis 3	Pumpspeicher	Nein	A-6794	Partenen	Österreich	1968	Nein	in Betrieb				247,0	247,0	247,0	247,0	247,0
BNA0778	Kopswerk II	Masch. 1 bis 3	Pumpspeicher	Nein	A-6794	Partenen	Österreich	2008	Nein	in Betrieb				525,0	525,0	525,0	525,0	525,0
BNA0882	Bleiloch	PSS A	Pumpspeicher	Nein	7907	Schleiz	TH	1932	Nein	in Betrieb				79,8	79,8	79,8	79,8	79,8
BNA0883	Bleiloch	PSS B	Pumpspeicher	Nein	7907	Schleiz	TH	1932	Nein	in Betrieb				0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
BNA0946a	Kraftwerksgruppe Pfreimd	PSKW Tanzmühle	Pumpspeicher	Nein	92555	Trausnitz	BY	1959	Nein	in Betrieb				28,0	28,0	28,0	28,0	28,0
BNA0953	Kraftwerksgruppe Pfreimd	PSKW Reisach	Pumpspeicher	Nein	92555	Trausnitz	BY	1955	Nein	in Betrieb				99,0	99,0	99,0	99,0	99,0
BNA0954	Lünerseewerk	Masch. 1 bis 5	Pumpspeicher	nein	A-6774	Tschagguns	Österreich	1957	Nein	in Betrieb				238,0	238,0	238,0	238,0	238,0
BNA0972	Leitzach 1	1	Pumpspeicher	Nein	83620	Vagen	BY	1983	Nein	in Betrieb				48,0	48,0	48,0	48,0	48,0
BNA0973	Leitzach 2	2	Pumpspeicher	Nein	83620	Vagen	BY	1960	Nein	in Betrieb				44,0	44,0	44,0	44,0	44,0
BNA0974	Rodundwerk I	Masch. 1 bis 4	Pumpspeicher	nein	A-6773	Vandans	Österreich	1943	Nein	in Betrieb				198,0	198,0	198,0	198,0	198,0
BNA0975	Rodundwerk II	Masch. 1	Pumpspeicher	nein	A-6773	Vandans	Österreich	2012	Nein	in Betrieb				295,0	295,0	295,0	295,0	295,0
BNA0978	PSW Vianden	Maschine 6	Pumpspeicher	Nein	L-9401	Vianden	Luxemburg	1964	Nein	in Betrieb				100,0	100,0	100,0	100,0	100,0
BNA0979	PSW Vianden	Maschine 7	Pumpspeicher	Nein	L-9401	Vianden	Luxemburg	1964	Nein	in Betrieb				100,0	100,0	100,0	100,0	100,0
BNA0980	PSW Vianden	Maschine 8	Pumpspeicher	Nein	L-9401	Vianden	Luxemburg	1963	Nein	in Betrieb				100,0	100,0	100,0	100,0	100,0
BNA0981	PSW Vianden	Maschine 9	Pumpspeicher	Nein	L-9401	Vianden	Luxemburg	1964	Nein	in Betrieb				100,0	100,0	100,0	100,0	100,0
BNA0982	PSW Vianden	Maschine 1	Pumpspeicher	Nein	L-9401	Vianden	Luxemburg	1962	Nein	in Betrieb				100,0	100,0	100,0	100,0	100,0
BNA0983	PSW Vianden	Maschine 2	Pumpspeicher	Nein	L-9401	Vianden	Luxemburg	1962	Nein	in Betrieb				100,0	100,0	100,0	100,0	100,0
BNA0984	PSW Vianden	Maschine 3	Pumpspeicher	Nein	L-9401	Vianden	Luxemburg	1963	Nein	in Betrieb				100,0	100,0	100,0	100,0	100,0
BNA0985	PSW Vianden	Maschine 4	Pumpspeicher	Nein	L-9401	Vianden	Luxemburg	1963	Nein	in Betrieb				100,0	100,0	100,0	100,0	100,0
BNA0986	PSW Vianden	Maschine 5	Pumpspeicher	Nein	L-9401	Vianden	Luxemburg	1963	Nein	in Betrieb				100,0	100,0	100,0	100,0	100,0
BNA0987	PSW Vianden	Maschine 10	Pumpspeicher	Nein	L-9401	Vianden	Luxemburg	1975	Nein	in Betrieb				196,0	196,0	196,0	196,0	196,0
BNA1003	Kraftwerk Waldshut	Waldshut	Pumpspeicher	Nein	79761	Waldshut-Tiengen	BW	1951	Nein	in Betrieb				150,0	150,0	150,0	150,0	150,0
BNA1019	Wehr	Wehr	Pumpspeicher	Nein	79664	Wehr	BW	1975	Nein	in Betrieb				910,0	910,0	910,0	910,0	910,0
BNA1031	Wendefurth	PSS A	Pumpspeicher	Nein	38889	Wendefurth	ST	1967	Nein	in Betrieb				79,7	79,7	79,7	79,7	79,7

BNetzA-ID	Kraftwerksname	Blockname	Energieträger	KWK-Auskopplung (Ja/Nein)	PLZ	Ort	Bundesland	Inbetriebnahmejahr	Geplante Stilllegung	Status 10.05.2016	Falls Energieträger Erdgas: Antrag nach § 38 GasNZV	Falls Energieträger Erdgas: Antrag nach § 39 GasNZV	Falls Energieträger nicht Erdgas: Antrag/Zusage nach § 9 KraftNAV	Nettoleistung 10.05.2016	Leistung Szenario A 2030	Leistung Szenario B 2030	Leistung Szenario B 2035	Leistung Szenario C 2030
											(Ja/Nein)	(Ja/Nein)	(Ja/Nein)	[MW]	[MW]	[MW]	[MW]	[MW]
BNA1032	Wendefurth	PSS B	Pump-speicher	Nein	38889	Wendefurth	ST	1968	Nein	in Betrieb				0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
BNA1071	Witznau	Witznau	Pump-speicher	Nein	79777	Witznau	BW	1943	Nein	in Betrieb				220,0	220,0	220,0	220,0	220,0
BNA1675	PSW Vianden	Maschine 11	Pump-speicher	nein	L - 9401	Vianden	Luxemburg	2015	Nein	in Betrieb				195,0	195,0	195,0	195,0	195,0
BNAP035	Vorarlberger Illwerke AG "Rellswerk"	REW	Pump-speicher	Nein	A - 6773	Vandans		2016	Nein	in Bau				10,0	10,0	10,0	10,0	10,0
BNAP067	Vorarlberger Illwerke AG "Obervermuntwerk II"	OVW II	Pump-speicher	Nein	AT - 6794	Partenen		2019	Nein	in Bau				360,0	360,0	360,0	360,0	360,0
BNAP068	Rudolf-Fettweis-Werk "Oberstufe"	RFW-Oberstufe	Pump-speicher	Nein	76596	Forbach		2019	Nein	in Planung			Ja	220,0	220,0	220,0	220,0	220,0
BNAP069	Rudolf-Fettweis-Werk "Unterstufe"	RFW-Unterstufe	Pump-speicher	Nein	76596	Forbach		2024	Nein	in Planung			Ja	50,0	50,0	50,0	50,0	50,0
BNAP070	PSW Blautal		Pump-speicher	Nein	89143	Blaubeuren		2019	Nein	in Planung				60,0	0,0	0,0	60,0	0,0
BNAP074	PSKW RIO		Pump-speicher	Nein	54338	Schweich		2021	Nein	in Planung				300,0	0,0	0,0	300,0	0,0
BNAP075	Pump-speicherwerk Einöden		Pump-speicher	Nein	83126	Flintsbach am Inn		2020	Nein	in Planung				150,0	0,0	0,0	150,0	0,0
BNAP077	SKW Kühtai	SKW Kühtai	Pump-speicher	nein	AT - 6183	Kühtai		2023	Nein	in Planung				140,0	0,0	0,0	140,0	0,0
BNAP086	TWN (Trianel) Wasserspeicherkraftwerk Nethe		Pump-speicher	Nein	37688	Beverungen		2024	Nein	in Planung			Ja	390,0	390,0	390,0	390,0	390,0
BNAP088	KW Versetz	KW Versetz	Pump-speicher	Nein		Kaunertal		2030	Nein	in Planung				400,0	0,0	0,0	400,0	0,0
BNAP089	TWS (Trianel) Wasserspeicherkraftwerk Schmalwasser		Pump-speicher	Nein	99897	Tambach-Dietharz		2024	Nein	in Planung			Ja	1060,0	1060,0	1060,0	1060,0	1060,0
BNAP094	PSW Atdorf	ATD	Pump-speicher	Nein	79725	Laufenburg (Baden)			Nein	in Planung				1400,0	0,0	0,0	0,0	0,0
BNAP098	Energiespeicher Riedl		Pump-speicher		94107	Untergriesbach			Nein	in Planung			Ja	300,0	0,0	0,0	0,0	0,0
BNAP099	PSW Leutenberg		Pump-speicher	Nein	7338	Leutenberg		2023	Nein	in Planung			Ja	402,0	402,0	402,0	402,0	402,0
BNAP112	PSW Heimbach		Pump-speicher			Niederheimbach			Nein	in Planung				300,0	0,0	0,0	0,0	0,0
n.v.			Pump-speicher					2015	Nein	in Betrieb				1,5	1,5	1,5	1,5	1,5
BNA0237	EBS-Heizkraftwerk		Sonstige Energieträger	Ja	15890	Eisenhüttenstadt	BB	2011	Nein	in Betrieb				23,5	23,5	23,5	23,5	23,5
BNA0492	RAG Anthrazit Ibbenbüren GmbH	EVA	Sonstige Energieträger	Ja	49477	IBrandenburgerinnbüren	NW	1985	Nein	in Betrieb				33,4	0,0	0,0	0,0	0,0
BNA0597	ILK-GuD	DT1	Sonstige Energieträger	Ja	6237	Leuna	ST	1994	Nein	in Betrieb				8,7	8,7	8,7	0,0	0,0
BNA0598a	ILK-EKT	EKT	Sonstige Energieträger	Nein	6237	Leuna	ST	2000	Nein	in Betrieb				14,0	14,0	14,0	14,0	14,0
BNA0598b	ILK-GuD	KT1	Sonstige Energieträger	Nein	6237	Leuna	ST	2010	Nein	in Betrieb				20,0	20,0	20,0	20,0	20,0
BNA0616b	Kraftwerk Nord	S 300 VT 1, VT 2, NT 7	Sonstige Energieträger	Ja	67056	Ludwigshafen	RP	1964	Nein	in Betrieb				56,0	0,0	0,0	0,0	0,0
BNA0662b	Kraftwerk I	Dampfwirtschaft (6 Einzelturbinen)	Sonstige Energieträger	Ja	45772	Marl	NW	1939	Nein	in Betrieb				120,0	0,0	0,0	0,0	0,0
BNA0693	Heizkraftwerk NMS		Sonstige Energieträger	Ja	24534	Neumünster	SH	2014	Nein	in Betrieb				53,6	53,6	53,6	53,6	53,6
BNA0997	HKW Fenne, Grubengaskraftwerk	GasMotoren-anlage Fenne	Sonstige Energieträger	Ja	66333	Völklingen-Fenne	SL	2003	Nein	in Betrieb				42,0	42,0	42,0	42,0	42,0
BNA1249	UPM Schongau	Heizkraftwerk 2	Sonstige Energieträger	Ja	86956	Schongau	BY	1989	Nein	in Betrieb				6,0	6,0	0,0	0,0	0,0
BNA1397a	O10	T21	Sonstige Energieträger	Ja	50769	Köln	NW	1963	Nein	in Betrieb				15,5	0,0	0,0	0,0	0,0
BNA1397b	O10	T22	Sonstige Energieträger	Ja	50769	Köln	NW	1963	Nein	in Betrieb				19,2	0,0	0,0	0,0	0,0
BNA1397c	O10	T23	Sonstige Energieträger	Ja	50769	Köln	NW	1963	Nein	in Betrieb				15,5	0,0	0,0	0,0	0,0
BNA1397d	O10	T24	Sonstige Energieträger	Nein	50769	Köln	NW	1966	Nein	in Betrieb				10,4	0,0	0,0	0,0	0,0

BNetzA-ID	Kraftwerksname	Blockname	Energieträger	KWK-Auskopplung (Ja/Nein)	PLZ	Ort	Bundesland	Inbetriebnahmejahr	Geplante Stilllegung	Status 10.05.2016	Falls Energieträger Erdgas: Antrag nach § 38 GasNZV	Falls Energieträger Erdgas: Antrag nach § 39 GasNZV	Falls Energieträger nicht Erdgas: Antrag/Zusage nach § 9 KraftNAV	Nettoleistung 10.05.2016	Leistung Szenario A 2030	Leistung Szenario B 2030	Leistung Szenario B 2035	Leistung Szenario C 2030
											(Ja/Nein)	(Ja/Nein)	(Ja/Nein)	[MW]	[MW]	[MW]	[MW]	[MW]
BNA1397e	O10	T31	Sonstige Energieträger	Ja	50769	Köln	NW	1967	Nein	in Betrieb				33,6	0,0	0,0	0,0	0,0
BNA1399	Oxea GmbH		Sonstige Energieträger	Ja	46147	Oberhausen	NW	1929	Nein	in Betrieb				38,0	0,0	0,0	0,0	0,0
BNA1465a	EBS-Kraftwerk Witzenhausen		Sonstige Energieträger	Ja	37213	Witzenhausen	HE	2009	Nein	in Betrieb				28,0	28,0	28,0	28,0	28,0
BNA1488			Sonstige Energieträger	Ja	44147	Dortmund	NW	1989	Nein	in Betrieb				16,0	16,0	0,0	0,0	0,0
BNA1523c	Gemeinschaftskraftwerk Weig	Block 3 (Kessel 3 und 4, DT 2 und 3 anteilig)	Sonstige Energieträger	Ja	56727	Mayen	RP	1992	Nein	in Betrieb				0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
BNA1553			Sonstige Energieträger	Ja	85092	Kösching	BY	1964	Nein	in Betrieb				23,3	0,0	0,0	0,0	0,0
BNAP131			Sonstige Energieträger	Ja	50769	Köln		2018	Nein	in Planung				60,0	60,0	60,0	60,0	60,0
n.v.	KWK-Anlagen<10MW		Sonstige Energieträger	Ja				2015	Nein	in Betrieb				637,9	637,9	637,9	637,9	637,9
BNA0019	Heizkraftwerk Altbach/Deizisau	ALT HKW 2 (DT Solobetrieb)	Steinkohle	Ja	73776	Altbach	BW	1997	Nein	in Betrieb				336,0	336,0	336,0	336,0	336,0
BNA0020	Heizkraftwerk Altbach/Deizisau	ALT HKW 1	Steinkohle	Ja	73776	Altbach	BW	1985	Nein	in Betrieb				433,0	433,0	0,0	0,0	0,0
BNA0067	Bergkamen	A	Steinkohle	Ja	59192	bergkamen	NW	1981	Nein	in Betrieb				717,0	717,0	0,0	0,0	0,0
BNA0082	Reuter	Reuter C	Steinkohle	Ja	13599	Berlin	BE	1969	Nein	in Betrieb				124,0	0,0	0,0	0,0	0,0
BNA0085a	Moabit	Moabit A	Steinkohle	Ja	13353	Berlin	BE	1990	Nein	in Betrieb				89,0	89,0	89,0	0,0	0,0
BNA0086	Reuter West	Reuter West D	Steinkohle	Ja	13599	Berlin	BE	1987	Nein	in Betrieb				282,0	282,0	282,0	0,0	0,0
BNA0087	Reuter West	Reuter West E	Steinkohle	Ja	13599	Berlin	BE	1988	Nein	in Betrieb				282,0	282,0	282,0	0,0	0,0
BNA0093	Kraftwerk Bexbach	BEX	Steinkohle	Nein	66450	bexbach	SL	1983	Nein	in Betrieb				721,0	721,0	0,0	0,0	0,0
BNA0138	HKW-Mitte	Block 1	Steinkohle	Ja	38106	Braunschweig	NI	1984	Nein	in Betrieb				43,3	43,3	0,0	0,0	0,0
BNA0144	KW Hastedt	Block 15	Steinkohle	Ja	28207	Bremen	HB	1989	Nein	in Betrieb				119,0	119,0	119,0	0,0	0,0
BNA0145	KW Hafen	Block 5	Steinkohle	Ja	28237	Bremen	HB	1968	Nein	vorläufig stillgelegt				127,0	0,0	0,0	0,0	0,0
BNA0146	KW Hafen	Block 6	Steinkohle	Ja	28237	Bremen	HB	1979	Nein	in Betrieb				300,0	0,0	0,0	0,0	0,0
BNA0147	Farge	Farge	Steinkohle	Nein	28777	Bremen	HB	1969	Nein	in Betrieb				350,0	0,0	0,0	0,0	0,0
BNA0211	HKW I	ZAWSF	Steinkohle	Ja	47053	Duisburg	NW	1985	Nein	in Betrieb				95,0	95,0	0,0	0,0	0,0
BNA0216a	KW Walsum	Walsum 9	Steinkohle	Ja	47180	Duisburg	NW	1988	Nein	in Betrieb				370,0	370,0	370,0	0,0	0,0
BNA0216b	KW Walsum	Walsum 10	Steinkohle	Ja	47180	Duisburg	NW	2013	Nein	in Betrieb				725,0	725,0	725,0	725,0	725,0
BNA0252	Kraftwerk Enseldorf	Block 3	Steinkohle	Nein	66806	Enseldorf	SL	1971	Nein	in Betrieb				283,0	0,0	0,0	0,0	0,0
BNA0253	Kraftwerk Enseldorf	Block 1	Steinkohle	Ja	66806	Enseldorf	SL	1963	Nein	in Betrieb				106,0	0,0	0,0	0,0	0,0
BNA0261b	HKW Erlangen	K6 DT2	Steinkohle	Ja	91052	Erlangen	BY	1980	Nein	in Betrieb				17,4	0,0	0,0	0,0	0,0
BNA0270	Heizkraftwerk FL	Block 11	Steinkohle	Ja	24939	Flensburg	SH	1992	Nein	in Betrieb				27,0	27,0	27,0	27,0	27,0
BNA0271	Heizkraftwerk FL	Block 10	Steinkohle	Ja	24939	Flensburg	SH	1988	Nein	in Betrieb				29,0	29,0	29,0	0,0	0,0
BNA0272	Heizkraftwerk FL	Block 9	Steinkohle	Ja	24939	Flensburg	SH	1985	Nein	in Betrieb				33,0	33,0	0,0	0,0	0,0
BNA0273	Heizkraftwerk FL	Block 8	Steinkohle	Ja	24939	Flensburg	SH	1982	Nein	in Betrieb				35,0	35,0	0,0	0,0	0,0
BNA0274	Heizkraftwerk FL	Block 7	Steinkohle	Ja	24939	Flensburg	SH	1978	Nein	in Betrieb				23,0	0,0	0,0	0,0	0,0
BNA0289b	HKW West	Block 2	Steinkohle	Ja	60627	Frankfurt am Main	HE	1989	Nein	in Betrieb				61,5	61,5	61,5	0,0	0,0
BNA0290	HKW West	Block 3	Steinkohle	Ja	60627	Frankfurt am Main	HE	1989	Nein	in Betrieb				61,5	61,5	61,5	0,0	0,0
BNA0331	Scholven	C	Steinkohle	Ja	45896	Gelsenkirchen	NW	1969	Nein	in Betrieb				345,0	0,0	0,0	0,0	0,0
BNA0332	Scholven	B	Steinkohle	Ja	45896	Gelsenkirchen	NW	1968	Nein	in Betrieb				345,0	0,0	0,0	0,0	0,0
BNA0336	FWK Buer		Steinkohle	Ja	45896	Gelsenkirchen	NW	1985	Nein	in Betrieb				70,0	70,0	0,0	0,0	0,0
BNA0377	Staudinger	5	Steinkohle	Ja	63538	Großkrotzenburg	HE	1992	Nein	in Betrieb				510,0	510,0	510,0	510,0	510,0
BNA0402	Tiefstack	Tiefstack	Steinkohle	Ja	22113	Hamburg	HH	1993	Nein	in Betrieb				194,0	194,0	194,0	194,0	194,0
BNA0403	Wedel	Wedel 2	Steinkohle	Ja	22880	Wedel	SH	1962	Nein	in Betrieb				123,0	0,0	0,0	0,0	0,0
BNA0404	Wedel	Wedel 1	Steinkohle	Ja	22880	Wedel	SH	1961	Nein	in Betrieb				137,0	0,0	0,0	0,0	0,0
BNA0413b	Westfalen	D	Steinkohle	Nein	59071	Hamm-Uentrop	NW	2014	Nein	in Betrieb				765,0	765,0	765,0	765,0	765,0

BNetzA-ID	Kraftwerksname	Blockname	Energieträger	KWK-Auskopplung (Ja/Nein)	PLZ	Ort	Bundesland	Inbetriebnahmejahr	Geplante Stilllegung	Status 10.05.2016	Falls Energieträger Erdgas: Antrag nach § 38 GasNZV (Ja/Nein)	Falls Energieträger Erdgas: Antrag nach § 39 GasNZV (Ja/Nein)	Falls Energieträger nicht Erdgas: Antrag/Zusage nach § 9 KraftNAV (Ja/Nein)	Nettoleistung 10.05.2016	Leistung Szenario A 2030	Leistung Szenario B 2030	Leistung Szenario B 2035	Leistung Szenario C 2030
														[MW]	[MW]	[MW]	[MW]	[MW]
BNA0413c	Westfalen	E	Steinkohle	Nein	59071	Hamm-Uentrop	NW	2014	Nein	in Betrieb				765,0	765,0	765,0	765,0	765,0
BNA0420	GKH	Block1	Steinkohle	Ja	30419	Hannover	NI	1989	Nein	in Betrieb				136,0	136,0	136,0	0,0	0,0
BNA0421	GKH	Block2	Steinkohle	Ja	30419	Hannover	NI	1989	Nein	in Betrieb				136,0	136,0	136,0	0,0	0,0
BNA0432	Heizkraftwerk Heilbronn	HLB 5	Steinkohle	Ja	74076	Heilbronn	BW	1965	Ja, gesetzlich gehindert	in Betrieb				125,0	0,0	0,0	0,0	0,0
BNA0433	Heizkraftwerk Heilbronn	HLB 6	Steinkohle	Ja	74076	Heilbronn	BW	1966	Ja, gesetzlich gehindert	in Betrieb				125,0	0,0	0,0	0,0	0,0
BNA0434	Heizkraftwerk Heilbronn	HLB 7	Steinkohle	Ja	74076	Heilbronn	BW	1985	Nein	in Betrieb				778,0	778,0	0,0	0,0	0,0
BNA0449	KW Herne	Herne 3	Steinkohle	Ja	44654	Herne	NW	1966	Nein	in Betrieb				280,0	0,0	0,0	0,0	0,0
BNA0450	KW Herne	Herne 4	Steinkohle	Ja	44655	Herne	NW	1989	Nein	in Betrieb				449,0	449,0	449,0	0,0	0,0
BNA0464	KWM	Block3	Steinkohle	Nein	31249	Hohenhameln OT Mehrum	NI	1979	Nein	in Betrieb				690,0	0,0	0,0	0,0	0,0
BNA0493	İbbenbüren	B	Steinkohle	Ja	49479	İBrandenburgerInnenbüren	NW	1985	Nein	in Betrieb				794,0	794,0	0,0	0,0	0,0
BNA0498	Heizkraftwerk	Block B	Steinkohle	Ja	65926	Industriepark Höchst	HE	1989	Nein	in Betrieb				66,0	66,0	66,0	0,0	0,0
BNA0510b	HKW Karcherstr.	20	Steinkohle	Ja	67655	Kaiserslautern	RP	1996	Nein	in Betrieb				13,4	13,4	13,4	13,4	13,4
BNA0518a	Rheinhafen-Dampfkraftwerk	RDK 7	Steinkohle	Ja	76189	Karlsruhe	BW	1985	Nein	in Betrieb				505,0	505,0	0,0	0,0	0,0
BNA0518b	Rheinhafen-Dampfkraftwerk	RDK 8	Steinkohle	Ja	76189	Karlsruhe	BW	2014	Nein	in Betrieb				842,0	842,0	842,0	842,0	842,0
BNA0526	Gemeinschaftskraftwerk Kiel		Steinkohle	Ja	24149	Kiel	SH	1970	Nein	in Betrieb				323,0	0,0	0,0	0,0	0,0
BNA0557a	Kraftwerk L 57		Steinkohle	Ja	47812	Krefeld-Uerdingen	NW	1957	Nein	in Betrieb				26,0	0,0	0,0	0,0	0,0
BNA0557b	Kraftwerk N 230		Steinkohle	Ja	47812	Krefeld-Uerdingen	NW	1971	Nein	in Betrieb				110,0	0,0	0,0	0,0	0,0
BNA0600b	G-Kraftwerk		Steinkohle	Ja	51368	Leverkusen	NW	1962	Nein	in Betrieb				103,0	0,0	0,0	0,0	0,0
BNA0618	KW Lünen	Lünen 6	Steinkohle	Nein	44536	Lünen	NW	1962	Nein	in Betrieb				149,0	0,0	0,0	0,0	0,0
BNA0619	KW Lünen	Lünen 7	Steinkohle	Ja	44537	Lünen	NW	1969	Nein	in Betrieb				324,0	0,0	0,0	0,0	0,0
BNA0644	GKM	Block 6	Steinkohle	Ja	68199	Mannheim	BW	2005	Nein	in Betrieb				255,0	255,0	255,0	255,0	255,0
BNA0645	GKM	Block 7	Steinkohle	Ja	68199	Mannheim	BW	1982	Nein	in Betrieb				425,0	425,0	0,0	0,0	0,0
BNA0646a	GKM	Block 8	Steinkohle	Ja	68199	Mannheim	BW	1993	Nein	in Betrieb				435,0	435,0	435,0	435,0	435,0
BNA0646b	GKM	Block 9	Steinkohle	Ja	68199	Mannheim	BW	2015	Nein	in Betrieb				843,0	843,0	843,0	843,0	843,0
BNA0660	Kraftwerk I	Block 4	Steinkohle	Ja	45772	Marl	NW	1971	Nein	in Betrieb				55,3	0,0	0,0	0,0	0,0
BNA0661	Kraftwerk II	Block 3	Steinkohle	Ja	45772	Marl	NW	1966	Ja	in Betrieb				60,4	0,0	0,0	0,0	0,0
BNA0662a	Kraftwerk I	Block 5	Steinkohle	Ja	45772	Marl	NW	1983	Nein	in Betrieb				60,2	60,2	0,0	0,0	0,0
BNA0758	Heizkraftwerk Offenbach		Steinkohle	Ja	63067	Offenbach	HE	1990	Nein	in Betrieb				54,0	54,0	54,0	0,0	0,0
BNA0793	Heyden	4	Steinkohle	Nein	32469	Petershagen	NW	1987	Nein	in Betrieb				875,0	875,0	875,0	0,0	0,0
BNA0801	Heizkraftwerk Pforzheim GmbH	Wirbelschichtblock	Steinkohle	Ja	75175	Pforzheim	BW	1990	Nein	in Betrieb				26,9	26,9	26,9	0,0	0,0
BNA0820	Weiber	Weiber III	Steinkohle	Ja	66287	Quierschied	SL	1976	Nein	in Betrieb				655,6	0,0	0,0	0,0	0,0
BNA0834	Industrie-Kraftwerk		Steinkohle	Ja	47495	Rheinberg	NW	1975	Nein	in Betrieb				79,0	0,0	0,0	0,0	0,0
BNA0849	KNG Kraftwerk Rostock	Rostock	Steinkohle	Ja	18147	Rostock	MV	1994	Nein	in Betrieb				514,0	514,0	514,0	514,0	514,0
BNA0861b	HKW Römerbrücke	Kohleanlage	Steinkohle	Ja	66121	Saarbrücken	SL	1988	Nein	in Betrieb				50,0	50,0	50,0	0,0	0,0
BNA0926b	Heizkraftwerk der Sappi Stockstadt GmbH		Steinkohle	Ja	63811	Stockstadt	BY	1969	Nein	in Betrieb				24,8	0,0	0,0	0,0	0,0
BNA0934	Heizkraftwerk Stuttgart-Gaisburg	GAI DT 14 neu	Steinkohle	Ja	70376	Stuttgart	BW	2009	Nein	in Betrieb				22,6	22,6	22,6	22,6	22,6
BNA0935	Restmüll-Heizkraftwerk Stuttgart-Münster	MÜN DT12	Steinkohle	Ja	70376	Stuttgart	BW	1982	Nein	in Betrieb				45,0	45,0	0,0	0,0	0,0
BNA0936	Restmüll-Heizkraftwerk Stuttgart-Münster	MÜN DT15	Steinkohle	Ja	70376	Stuttgart	BW	1984	Nein	in Betrieb				45,0	45,0	0,0	0,0	0,0
BNA0969b	Nord 2	2	Steinkohle	Ja	85774	Unterföhring	BY	1991	Nein	in Betrieb				332,7	332,7	332,7	332,7	332,7
BNA0989	KW West	West 2	Steinkohle	Nein	46563	Voerde	NW	1971	Nein	in Betrieb				318,0	0,0	0,0	0,0	0,0
BNA0990	KW West	West 1	Steinkohle	Nein	46562	Voerde	NW	1971	Nein	in Betrieb				322,0	0,0	0,0	0,0	0,0
BNA0991	KW Voerde	Block A	Steinkohle	Nein	46562	Voerde	NW	1982	Ja	in Betrieb				695,0	0,0	0,0	0,0	0,0

BNetzA-ID	Kraftwerksname	Blockname	Energieträger	KWK-Auskopplung (Ja/Nein)	PLZ	Ort	Bundesland	Inbetriebnahmejahr	Geplante Stilllegung	Status 10.05.2016	Falls Energieträger Erdgas: Antrag nach § 38 GasNZV	Falls Energieträger Erdgas: Antrag nach § 39 GasNZV	Falls Energieträger nicht Erdgas: Antrag/Zusage nach § 9 KraftNAV	Nettoleistung 10.05.2016	Leistung Szenario A 2030	Leistung Szenario B 2030	Leistung Szenario B 2035	Leistung Szenario C 2030
											(Ja/Nein)	(Ja/Nein)	(Ja/Nein)	[MW]	[MW]	[MW]	[MW]	[MW]
BNA0992	KW Voerde	Block B	Steinkohle	Nein	46563	Voerde	NW	1985	Ja	in Betrieb				695,0	0,0	0,0	0,0	0,0
BNA0998	Modellkraftwerk	MKV	Steinkohle	Ja	66333	Völklingen-Fenne	SL	1982	Nein	in Betrieb				179,0	179,0	0,0	0,0	0,0
BNA0999	Heizkraftwerk	HKV	Steinkohle	Ja	66333	Völklingen-Fenne	SL	1989	Nein	in Betrieb				211,0	211,0	211,0	0,0	0,0
BNA1005	Kraftwerk Walheim	WAL 1	Steinkohle	Nein	74399	Walheim	BW	1964	Ja, gesetzlich gehindert	in Betrieb				96,0	0,0	0,0	0,0	0,0
BNA1006	Kraftwerk Walheim	WAL 2	Steinkohle	Nein	74399	Walheim	BW	1967	Ja, gesetzlich gehindert	in Betrieb				148,0	0,0	0,0	0,0	0,0
BNA1037	Kraftwerk Werdohl-Elverlingsen	E4	Steinkohle		58791	Werdohl	NW	1982	Nein	in Betrieb				310,0	310,0	0,0	0,0	0,0
BNA1046a	Gersteinwerk	K2	Steinkohle	Nein	59368	Werne	NW	1984	Nein	in Betrieb				607,5	607,5	0,0	0,0	0,0
BNA1061	Wilhelmshaven	1	Steinkohle	Nein	26386	Wilhelmshaven	NI	1976	Nein	in Betrieb				757,0	0,0	0,0	0,0	0,0
BNA1075a	HKW Nord	Generator A	Steinkohle	Ja	38436	Wolfsburg	NI	2000	Nein	in Betrieb				61,5	61,5	61,5	61,5	61,5
BNA1075b	HKW Nord	Generator B	Steinkohle	Ja	38436	Wolfsburg	NI	2000	Nein	in Betrieb				61,5	61,5	61,5	61,5	61,5
BNA1076a	HKW West	Block 1	Steinkohle	Ja	38436	Wolfsburg	NI	1985	Nein	in Betrieb				138,5	138,5	0,0	0,0	0,0
BNA1076b	HKW West	Block 2	Steinkohle	Ja	38436	Wolfsburg	NI	1985	Nein	in Betrieb				138,5	138,5	0,0	0,0	0,0
BNA1084	HKW Elberfeld	Block 3	Steinkohle	Ja	42117	Wuppertal	NW	1989	Nein	in Betrieb				85,0	85,0	85,0	0,0	0,0
BNA1093	Zolling	Zolling Block 5	Steinkohle	Ja	85406	Zolling	BY	1986	Nein	in Betrieb				472,0	472,0	472,0	0,0	0,0
BNA1331	Reno De Medici	HD - Kraftwerk	Steinkohle	Ja	59821	Arnsberg	NW	1956	Nein	in Betrieb				19,0	0,0	0,0	0,0	0,0
BNA1405a	Heizkraftwerk Magirusstraße		Steinkohle	Ja	89077	Ulm	BW	1978	Nein	in Betrieb				20,7	0,0	0,0	0,0	0,0
BNA1467			Steinkohle	Ja	77704	Oberkirch	BW	1986	Nein	in Betrieb				18,5	18,5	18,5	0,0	0,0
BNA1500	Werk Uelzen		Steinkohle	Ja	29525	Uelzen	NI	1990	Nein	in Betrieb				40,0	40,0	40,0	0,0	0,0
BNA1508	Trianel Kohlekraftwerk Lünen		Steinkohle	Ja	44536	Lünen	NW	2013	Nein	in Betrieb				746,0	746,0	746,0	746,0	746,0
BNA1558	Moorburg B	B	Steinkohle	Nein	21079	Hamburg	HH	2015	Nein	in Betrieb				766,0	766,0	766,0	766,0	766,0
BNA1673	Moorburg A	Moorburg A	Steinkohle	Nein	21079	Hamburg	HH	2015	Nein	in Betrieb				774,0	774,0	774,0	774,0	774,0
BNA1674	Kraftwerk Wilhelmshaven	Kraftwerk Wilhelmshaven	Steinkohle	Nein	26386	Wilhelmshaven	NI	2015	Nein	in Betrieb				731,0	731,0	731,0	731,0	731,0
BNAP029	Datteln	4	Steinkohle	Ja	45711	Datteln			Jahr unbestimmt	Nein	in Bau			1055,0	1055,0	1055,0	1055,0	1055,0
BNAP062	KW Lünen	Lünen 8	Steinkohle	Nein	44536	Lünen		2022	Nein	in Planung			Ja	735,0	735,0	0,0	0,0	0,0
BNAP111	HKW West (neue Dampfturbine)	Offen	Steinkohle	Ja	60623	Frankfurt am Main		2016	Nein	in Bau	Nein	Nein		39,0	39,0	39,0	39,0	39,0
n.v.	KWK-Anlagen<10MW		Steinkohle	Ja				2015	Nein	in Betrieb				26,5	26,5	26,5	26,5	26,5

Anlage 2: Ergebnis der Verteilnetzbetreiber- Abfrage

VNB Name	Beantragte Leistung 2016 - 2018 [MW]	Prognose Brutto mit Realisierungs- quote 2016 - 2018 [MW]
Überlandwerk Rhön GmbH	33,00	29,70
Stadtwerke Lemgo GmbH	60,07	37,70
Stadtwerke Lünen GmbH	5,00	3,70
Albwerk GmbH & Co. KG	68,54	27,62
Energie Waldeck-Frankenberg GmbH	114,32	65,44
Infracore GmbH	34,76	19,71
Stadtwerke Coesfeld GmbH	15,70	7,85
Netze BW GmbH	1683,98	1009,94
Stadtwerke Saarbrücken AG	34,80	17,40
Avacon AG	4232,56	3250,54
BEW Bayreuther Energie- und Wasserversorgungs- GmbH	19,20	17,28
enwor - energie & wasser vor ort GmbH	5,40	4,24
wesernetz Bremen GmbH	33,50	23,45
BEW Netze GmbH	8,95	2,69
Bayernwerk AG	575,91	403,14
KEVAG Verteilnetz GmbH	68,20	56,94
Stadtwerke Haltern am See GmbH	81,80	59,06
E.DIS AG	2757,31	2010,03
LEW Verteilnetz GmbH	155,04	78,82
SWB Netz GmbH	29,00	16,66
Celle-Uelzen Netz GmbH	148,45	46,47
LSW Netz GmbH & Co. KG	102,50	92,25
Albstadtwerke GmbH	29,55	14,78
EGT Energie GmbH	76,65	21,39
Stadtwerke EVB Huntetal GmbH	6,25	4,51
ED Netze GmbH	137,40	68,70
SEW Stromversorgungs- GmbH	3,00	0,30

VNB Name	Beantragte Leistung 2016 - 2018 [MW]	Prognose Brutto mit Realisierungs- quote 2016 - 2018 [MW]
wesernetz Bremerhaven GmbH	8,00	5,60
GEW Wilhelmshaven GmbH	5,65	2,83
Syna GmbH	424,12	227,65
Mitteldeutsche Netzgesellschaft Strom mbH	1006,81	503,40
Unterfränkische Überlandzentrale eG	42,45	28,10
Kreiswerke Main-Kinzig GmbH	9,90	0,99
OsthessenNetz GmbH	181,90	126,55
NEW Netz GmbH	102,70	46,45
münsterNETZ GmbH	36,15	20,42
GeraNetz GmbH	6,45	3,83
TEN Thüringer Energienetze GmbH	1513,98	454,19
Stromnetz Berlin GmbH	3,40	3,06
Stromnetz Hamburg GmbH	63,90	45,01
ovag Netz AG	301,37	150,69
EWE NETZ GmbH	1301,86	907,18
AVU Netz GmbH	6,50	3,75
Energieversorgung Halle Netz GmbH	0,00	0,00
ENSO NETZ GmbH	170,40	68,55
Netze Mittelbaden GmbH	152,55	86,80
Energie AssetNetWork GmbH	226,27	67,88
MDN Main-Donau Netzgesellschaft mbH	217,02	140,72
Stadtwerke Karlsruhe Netzservice GmbH	3,30	1,65
Harz Energie Netz GmbH	113,45	50,35
EWR Netz GmbH	71,00	55,01
energycity Netzgesellschaft mbH	6,60	3,30
Netzgesellschaft Ostwürttemberg DonauRies GmbH	574,78	292,22
Pfalzwerke Netz AG	268,90	204,87
WEMAG Netz GmbH	940,83	542,46
Stadtwerke Rostock Netzgesellschaft mbH	15,40	5,06
Mittelhessen Netz GmbH	31,35	5,48
Mainfranken Netze GmbH	21,20	6,77

VNB Name	Beantragte Leistung 2016 - 2018 [MW]	Prognose Brutto mit Realisierungs- quote 2016 - 2018 [MW]
Stadtwerke Wiesbaden Netz GmbH	30,00	21,00
Energie- und Wasserversorgung Hamm GmbH	14,60	7,30
Schleswig-Holstein Netz AG	2432,67	2189,41
Osterholzer Stadtwerke GmbH & Co. KG	14,90	13,41
SWK NETZE GmbH	16,60	12,64
Westnetz GmbH	6612,82	3306,41
BIGGE ENERGIE GmbH & Co. KG	9,90	4,95
EnergieNetz Mitte GmbH	723,60	427,44
e-netz Südhessen GmbH & Co. KG	117,35	35,21
Westfalen Weser Netz GmbH	1256,69	580,12

Anlage 3: Kurzübersicht über die Regionalisierungsmethodik

- **Bestand:**
Basierend auf den Anlagenbestandsdaten der ÜNB ermittelter Wind Onshore Bestand Ende 2015
 - **Stützpunkt:**
Kurzfristige Entwicklung des Wind Onshore-Ausbaus in den kommenden drei Jahren ausgehend von der historischen Entwicklung der letzten drei Jahre, der WEA-Antragslage der Verteilnetzbetreiber und der Landesentwicklungsplänen.
1. Bestandsermittlung (GW) auf Basis der ÜNB Stammdaten
 2. Ermittlung der Landes-Stützpunkte (GW), der kurzfristigen Entwicklung in den Bundesländern
 3. Summieren der Landesstützpunkte zum Bundesstützpunkt (GW)
 4. Vorgabe des Bundesbestandes 2035 (GW) aus EEG 2016
 5. Verteilung des Bundesbestandes 2035 über den FFE-Ansatz über das Bundesgebiet
 6. Ermittlung der Länderbestände 2035 (GW) auf Basis des FFE Ansatzes (Schritt 5)
 7. Festlegung des Bundesbestandes 2030 (GW) auf Basis des EEG 2016
 8. Ermittlung des Landesbestandes 2030 (GW) auf Basis des EEG 2016
- • Bundesbestandes 2030 (Bund 2030)
 - • Bundesbestandes 2035 (Bund 2035)
 - • Landesbestandes 2035 (Land 2035)
 - • Landesstützpunkt (StützLand)
 - • Bundestützpunkt (StützBund)

Gesucht: Landesbestand 2030 (Land 2030)

$$\frac{\text{Bund 2030} - \text{StützBund}}{\text{Bund 2035} - \text{StützBund}} = \frac{\text{Land 2030} - \text{StützLand}}{\text{Land 2035} - \text{StützLand}}$$

$$\frac{\text{Bund 2030} - \text{StützBund}}{\text{Bund 2035} - \text{StützBund}} * (\text{Land 2035} - \text{StützLand}) = \text{Land 2030} - \text{StützLand}$$

$$\text{StützLand} + \frac{\text{Bund 2030} - \text{StützBund}}{\text{Bund 2035} - \text{StützBund}} * (\text{Land 2035} - \text{StützLand}) = \text{Land 2030}$$

Verzeichnisse

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1: Darstellung der von der Bundesnetzagentur genehmigten Szenarien für den Szenariorahmen 2017-2030.....	70
Abbildung 2: Installierte Leistung KWK-fähiger Kraftwerke nach Energieträgern.....	95
Abbildung 3: Installierte Leistung KWK-fähiger Kraftwerke nach Leistungsklassen.....	96
Abbildung 4: Aufkommen und Verwendung in den deutschen Versorgungsnetzen 2014 (Monitoringbericht der Bundesnetzagentur 2015, S. 30).....	102
Abbildung 5: Konventioneller Kraftwerkspark 2015	116
Abbildung 6: Konventioneller Kraftwerkspark in Szenario A 2030.....	126
Abbildung 7: Konventioneller Kraftwerkspark in Szenario B 2030.....	132
Abbildung 8: Konventioneller Kraftwerkspark in Szenario B 2035.....	138
Abbildung 9: Konventioneller Kraftwerkspark in Szenario C 2030.....	144

Tabellenverzeichnis

Tabelle 1: Installierte Kapazität der PV-Batteriespeicher in den Szenarien.....	89
Tabelle 2: Gesicherte Leistung des Lastmanagements klassischer Stromanwendungen in den Szenarien	90
Tabelle 3: Potenzial des Lastmanagements bei Wärmepumpen in den Szenarien	91
Tabelle 4: Potenzial des Lastmanagements für Elektromobilität in den Szenarien.....	91
Tabelle 5: Installierte Leistung Power-to-Gas in den Szenarien	92
Tabelle 6: Nettostromverbrauch in den Szenarien.....	105
Tabelle 7: Einfluss von Sektoren und Subsektoren auf die Jahreshöchstlast.....	110
Tabelle 8: Referenzwerte regenerativer Kapazitäten im Jahr 2014/2015.....	112
Tabelle 9: Referenzwerte konventioneller Erzeugungsleistung im Jahr 2014/2015.....	114
Tabelle 10: Brennstoffpreise und Zertifikatskosten.....	120
Tabelle 11: Entwicklung regenerativer Kapazitäten in Szenario A 2030	123
Tabelle 12: Technisch-wirtschaftliche Betriebsdauer konventioneller Kraftwerke in Szenario A 2030	124
Tabelle 13: Kriterien zum Zubau von in Planung befindlichen Kraftwerken in Szenario A 2030.....	124
Tabelle 14: Entwicklung konventioneller Kapazitäten in Szenario A 2030.....	125
Tabelle 15: Entwicklung regenerativer Kapazitäten in Szenario B 2030.....	129
Tabelle 16: Technisch-wirtschaftliche Betriebsdauer konventioneller Kraftwerke in Szenario B 2030	129
Tabelle 17: Kriterien zum Zubau von in Planung befindlichen Kraftwerken in Szenario B 2030.....	130
Tabelle 18: Entwicklung konventioneller Kapazitäten in Szenario B 2030	131
Tabelle 19: Entwicklung regenerativer Kapazitäten in Szenario B 2035.....	135
Tabelle 20: Technisch-wirtschaftliche Betriebsdauer konventioneller Kraftwerke in Szenario B 2035	135
Tabelle 21: Kriterien zum Zubau von in Planung befindlichen Kraftwerken in Szenario B 2035.....	136
Tabelle 22: Entwicklung konventioneller Kapazitäten in Szenario B 2035	137
Tabelle 23: Entwicklung regenerativer Kapazitäten in Szenario C 2030.....	141
Tabelle 24: Technisch-wirtschaftliche Betriebsdauer konventioneller Kraftwerke in Szenario C 2030	141
Tabelle 25: Kriterien zum Zubau von in Planung befindlichen Kraftwerken in Szenario C 2030.....	142
Tabelle 26: Entwicklung konventioneller Kapazitäten in Szenario C 2030.....	143
Tabelle 27: Ermittlung des Bruttostromverbrauchs 2015	146
Tabelle 28: Prognose des Bruttostromverbrauchs in den Szenarien.....	147
Tabelle 29: Volllastbetriebsstunden der Erneuerbaren Erzeugungsanlagen	147

Tabelle 30: Anteil Erneuerbarer Energien am Bruttostromverbrauch in den Szenarien.....	149
Tabelle 31: Handelskapazitäten zwischen Deutschland und den Anrainerstaaten	153
Tabelle 32: Regionale Zuordnung von Wind Offshore in Nord- und Ostsee	155
Tabelle 33: Offshore Flächen in Nord- und Ostsee	157
Tabelle 34: Ergebnisse der Raumordnungsabfrage im Vergleich mit Raumordnungsplan-Monitor Daten.....	177

Anlagenverzeichnis

Anlage 1: Kraftwerksliste	184
Anlage 2: Ergebnis der Verteilnetzbetreiber-Abfrage	203
Anlage 3: Kurzübersicht über die Regionalisierungsmethodik	206

Impressum

Herausgeber

Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen
Tulpenfeld 4
53113 Bonn

Bezugsquelle

Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen
Tulpenfeld 4
53113 Bonn
szenariorahmen@bnetza.de
www.bundesnetzagentur.de
Tel. +49 228 14-0

Stand

30. Juni 2016

Text

Referat 613