

# **Genehmigung des Szenariorahmens 2019-2030**

15. Juni 2018

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

Referat 613

Tulpenfeld 4

53113 Bonn

Tel.: +49 228 14-0

Fax: +49 228 14-8872

E-Mail: [info@bnetza.de](mailto:info@bnetza.de)

# Genehmigung

Az.: 8573-1-2/18-06-15/Szenariorahmen 2019-2030

In dem Verwaltungsverfahren

wegen der Genehmigung des Szenariorahmens für die Netzentwicklungsplanung gem. § 12a Abs. 3 EnWG

gegenüber der

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

Heidestraße 2, 10557 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 15.06.2018

den Szenariorahmen wie folgt genehmigt:

## I.

1. Dem Netzentwicklungsplan 2019-2030 sind folgende Szenarien der energiewirtschaftlichen Entwicklung zugrunde zu legen:

Installierte Leistung [GW]						
Energieträger	Referenz 2017	Szenario A 2030	Szenario B 2030	Szenario C 2030	Szenario B 2025	Szenario B 2035
Kernenergie	9,5	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Braunkohle	21,2	9,4	9,3	9,0	9,4	9,0
Steinkohle	25,0	13,5	9,8	8,1	13,5	8,1
Erdgas	29,6	32,8	35,2	33,4	32,5	36,9
Öl	4,4	1,3	1,2	0,9	1,3	0,9
Pumpspeicher	9,5	11,6	11,6	11,6	11,6	11,8
sonstige konv. Erzeugung	4,3	4,1	4,1	4,1	4,1	4,1
Kapazitätsreserve	0,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0
<b>Summe konv. Erzeugung</b>	<b>103,5</b>	<b>74,7</b>	<b>73,2</b>	<b>69,1</b>	<b>74,4</b>	<b>72,8</b>
Wind Onshore	50,5	74,3	81,5	85,5	70,5	90,8
Wind Offshore	5,4	20,0	17,0	17,0	10,8	23,2
Photovoltaik	42,4	72,9	91,3	104,5	73,3	97,4
Biomasse	7,6	6,0	6,0	6,0	7,3	4,6
Wasserkraft	5,6	5,6	5,6	5,6	5,6	5,6
sonstige reg. Erzeugung	1,3	1,3	1,3	1,3	1,3	1,3
<b>Summe reg. Erzeugung</b>	<b>112,8</b>	<b>180,1</b>	<b>202,7</b>	<b>219,9</b>	<b>168,8</b>	<b>222,9</b>
<b>Summe Erzeugung</b>	<b>216,3</b>	<b>254,8</b>	<b>275,9</b>	<b>289,0</b>	<b>243,2</b>	<b>295,7</b>
Nettostromverbrauch [TWh]						
Nettostromverbrauch <sup>1)</sup>	530,1	512,3	543,9	576,5	528,4	549,4
Treiber Sektorenkopplung [Anzahl in Mio.]						
Haushaltswärmepumpen	0,7	1,1	2,6	4,1	1,7	2,9
Elektroautos	0,1	1,0	6,0	10,0	2,0	8,0
Flexibilitätsoptionen und Speicher [GW]						
Power-to-Gas	---	1,0	2,0	3,0	0,5	3,0
PV-Batteriespeicher	0,3	6,5	8,0	10,1	3,2	12,3
Großbatteriespeicher	0,1	1,5	2,0	2,4	1,2	3,4
DSM (Industrie und GHD)	1,5	2,0	4,0	6,0	3,0	5,0
Marktmodellierung						
CO <sub>2</sub> -Vorgabe zur Marktmodellierung [Mio. t CO <sub>2</sub> ]	---	max. 184	max. 184	max. 184	max. 240	max. 127

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

2. 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 wird, die Nettostromerzeugung aus Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen ab dem Jahr 2025 auf 120 Terrawattstunden zu erhöhen. Die Ergebnisse und deren Herleitung sind im Entwurf des Netzentwicklungsplans 2019-2030 zu veröffentlichen.

3. 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 Koalitionsvertrages vom 12.03.2018 hinsichtlich der Erhöhung des Anteils der Erneuerbaren Energien am Bruttostromverbrauch auf 65 % bis 2030 erreicht wird. Die Anteile der Erneuerbaren Energien am Bruttostromverbrauch bis 2025 bzw. bis 2035 werden entsprechend linear inter- bzw. extrapoliert. Die Ergebnisse und deren Herleitung sind im Entwurf des Netzentwicklungsplans 2019-2030 zu veröffentlichen.

4. Die Übertragungsnetzbetreiber sind in allen Szenarien verpflichtet, die auf Grundlage der unter Ziffer 1 genehmigten installierten Erzeugungsleistung erzeugten CO<sub>2</sub>-Emissionen zu ermitteln. Dabei soll der deutsche Kraftwerkspark im Jahr 2025 maximal 240 Millionen Tonnen CO<sub>2</sub>, im Jahr 2030 maximal 184 Millionen Tonnen CO<sub>2</sub> und im Jahr 2035 maximal 127 Millionen CO<sub>2</sub> Tonnen emittieren. Sofern diese CO<sub>2</sub>-Zielwerte nicht eingehalten werden, sind die Übertragungsnetzbetreiber verpflichtet, der Marktsimulation die Nebenbedingung vorzugeben, den nationalen CO<sub>2</sub>-Preis zur Einhaltung dieser CO<sub>2</sub>-Zielwerte zu erhöhen und entsprechend anzuwenden. Die Ergebnisse und deren Herleitung sind im Entwurf des Netzentwicklungsplans 2019-2030 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, welchen Beitrag der Sektor der Stromerzeugung zur Erfüllung der folgenden energiepolitischen Ziele der Bundesregierung leistet:

- Reduktion der Treibhausgasemissionen gegenüber 1990 bis 2030 um 55 %
- Senkung des Primärenergieverbrauchs gegenüber 2008 bis 2020 um 20 %

Die Ergebnisse und deren Herleitung sind im Entwurf des Netzentwicklungsplans 2019-2030 zu veröffentlichen.

6. Um den Netzentwicklungsbedarf zu reduzieren, sind die Übertragungsnetzbetreiber in allen Szenarien des Entwurfs des Netzentwicklungsplans 2019-2030 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.

7. Die Übertragungsnetzbetreiber sind verpflichtet, im Entwurf des Netzentwicklungsplans 2019-2030 die durch optimale Nutzung des Bestandsnetzes und weiterer Flexibilitätsoptionen gegebenen Potenziale zur Verringerung des Netzausbaubedarfs darzustellen und diese im Sinne eines minimalen Netzausbaubedarfs zu nutzen.

8. Die Übertragungsnetzbetreiber sind verpflichtet, im Entwurf des Netzentwicklungsplans 2019-2030 neue und innovative technische Ansätze für den Einsatz von Netzbetriebsmitteln sowie die Netzbetriebsführung darzustellen und deren Eignung zur Erhöhung der Transportkapazität zu bewerten. Das schließt eine Wirtschaftlichkeitsbetrachtung ein. Sollten solche Ansätze technisch und wirtschaftlich geeignet sein, sind sie im Entwurf des Netzentwicklungsplans 2019-2030 für das Zieljahr aufzunehmen. Sofern für die Nutzbarmachung solcher Ansätze zunächst Pilotanwendungen erforderlich sind, sind diese im Entwurf des Netzentwicklungsplans 2019-2030 aufzunehmen.

9. Die Übertragungsnetzbetreiber sind verpflichtet, in allen Szenarien des Entwurfs des Netzentwicklungsplans 2019-2030 diejenigen Interkonnektoren zu berücksichtigen, die in der "European Power System 2040 – Completing the map – The Ten-Year Network Development Plan 2018 System Needs Analysis" und dessen Anhang "European Power System 2040 – Completing the map – Technical Appendix" vom Europäischen Verband der Übertragungsnetzbetreiber in mindestens zwei von drei Szenarien einen grenzüberschreitenden Kapazitätsbedarf aufführen. Diese Interkonnektoren müssen die Übertragungsnetzbetreiber in der Marktmodellierung auf der Basis eines „Flow Based Market Coupling“-Ansatzes einbeziehen. Die Übertragungsnetzbetreiber sind verpflichtet, im Entwurf des Netzentwicklungsplans 2019-2030 für die Interkonnektoren, die in der aktuellen Fassung des Bundesbedarfsplangesetzes nicht enthalten sind, eine volkswirtschaftliche Kosten-Nutzen-Analyse (inklusive der Herleitung der Ergebnisse der entsprechenden „Cost Benefit Analysis“ des Ten-Year Network Development Plan 2018 vom Europäischen Verband der Übertragungsnetzbetreiber) vorzulegen.

10. 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 im Entwurf des Netzentwicklungsplans 2019-2030 darstellt.

11. 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 im Entwurf des Netzentwicklungsplans 2019-2030 darstellt.

## II.

Die Entscheidung über die Gebühren bleibt einem gesonderten Bescheid vorbehalten.

# Inhaltsverzeichnis

<b>GENEHMIGUNG</b> .....	<b>3</b>
<b>Inhaltsverzeichnis</b> .....	<b>7</b>
<b>I SACHVERHALT</b> .....	<b>11</b>
<b>A Vorlage des Szenariorahmens</b> .....	<b>11</b>
<b>B Öffentlichkeitsbeteiligung</b> .....	<b>13</b>
1 Konsultationsteilnehmer.....	13
2 Zusammenfassung der Stellungnahmen.....	18
2.1 Allgemeines.....	18
2.1.1 Methodik des Szenariorahmens.....	18
2.1.2 Szenario A 2030.....	25
2.1.3 Szenario B 2030.....	25
2.1.4 Szenario C 2030.....	26
2.1.5 Szenario B 2035.....	26
2.1.6 Berücksichtigung Verteilernetze.....	27
2.2 Konventionelle Kraftwerke.....	28
2.2.1 Allgemeines.....	28
2.2.2 Braunkohle.....	31
2.2.3 Erdgas.....	32
2.2.4 Pumpspeicher.....	33
2.2.5 KWK.....	33
2.2.6 Sonstige.....	34
2.2.7 Kraftwerke < 10 MW.....	34
2.2.8 Versorgungssicherheit.....	35
2.3 Erneuerbare Energien Erzeugung.....	38
2.3.1 Allgemeines.....	38
2.3.2 Regionalisierung der Erneuerbaren Energien Erzeugung.....	41
2.3.3 Wind Onshore.....	44
2.3.4 Wind Offshore.....	44
2.3.5 PV.....	46
2.3.6 Wasserkraft.....	46
2.3.7 Sonstige.....	46
2.3.8 Spitzenkappung.....	46
2.4 Sektorenkopplung und Flexibilisierung.....	47
2.4.1 Allgemeines.....	47
2.4.2 Gleichzeitigkeitsfaktor.....	48
2.4.3 Elektromobilität.....	49
2.4.4 Wärmepumpen.....	50
2.4.5 Ersatz KWK durch Power-to-Heat.....	50
2.4.6 Power-to-X.....	50
2.4.6.1 Power-to-Heat.....	50
2.4.6.2 Power-to-Gas.....	51
2.4.7 Demand-Side-Management.....	51
2.5 Stromverbrauch und Jahreshöchstlast.....	52
2.5.1 Allgemeines.....	52
2.5.2 Methodik der Ermittlung des Stromverbrauch und der Jahreshöchstlast.....	52

2.5.2.1	Treiber des Stromverbrauchs.....	53
2.5.2.2	Energieeffizienzfaktoren.....	55
2.5.3	Annahmen zur Höhe des Stromverbrauchs .....	56
2.5.4	Annahmen zur Höhe der Jahreshöchstlast .....	57
2.6	Speicher .....	57
2.7	Klimaschutzziele.....	59
2.7.1	Allgemeines/CO <sub>2</sub> -Ziele .....	59
2.8	Marktmodell und Marktdesign.....	63
2.8.1	Allgemeine Aussagen zum Marktdesign.....	63
2.8.2	Allgemeine Aussagen zum Marktmodell.....	63
2.8.3	Modellierung der CO <sub>2</sub> -Ziele im Marktmodell.....	64
2.8.4	CO <sub>2</sub> - und Brennstoffpreise.....	65
2.9	Europäischer Rahmen.....	65
2.9.1	Allgemeines.....	65
2.9.2	Zuordnung der europäischen Szenarien zu den Szenarien des Szenariorahmens .....	66
2.9.3	Handelskapazitäten.....	67
2.10	Sensitivitäten.....	68
2.11	Konsultationsprozess (Verfahrensturnus, Transparenz, Akzeptanz).....	69
2.12	Themen des Netzentwicklungsplans bzw. nachfolgende Prozessschritte .....	70
2.13	Sonstiges.....	72
3	Umweltaspekte im Szenariorahmen 2019-2030.....	72
<b>C</b>	<b>Anhörung der Übertragungsnetzbetreiber.....</b>	<b>75</b>
<b>II</b>	<b>ENTSCHEIDUNGSGRÜNDE.....</b>	<b>79</b>
<b>A</b>	<b>Formelle Voraussetzungen der Genehmigung .....</b>	<b>79</b>
<b>B</b>	<b>Materielle Voraussetzungen der Genehmigung.....</b>	<b>79</b>
1	Gemeinsamer Szenariorahmen.....	79
2	Entwicklungspfade (Szenarien).....	79
3	Bandbreite wahrscheinlicher Entwicklungen .....	83
3.1	Grundcharakteristik.....	83
3.2	Methodik zur Einhaltung einer CO <sub>2</sub> -Emissionsobergrenze .....	84
3.3	Methodik zur Bestimmung der installierten Erzeugung.....	86
3.3.1	Regenerative Erzeugung.....	86
3.3.1.1	Zubau regenerativer Erzeugung.....	86
3.3.1.2	Rückbau regenerativer Erzeugung .....	89
3.3.2	Konventionelle Erzeugung.....	91
3.3.2.1	Betriebsdauer der Kraftwerke im Allgemeinen .....	93
3.3.2.2	Betriebsdauer von Braun- und Steinkohlekraftwerken.....	93
3.3.2.3	Betriebsdauer von Kuppelgaskraftwerken.....	95
3.3.2.4	Kraftwerke in Planung .....	95
3.3.2.5	Stilllegung von Kraftwerken .....	96
3.3.2.6	Reservekapazitäten.....	97
3.3.3	Kraft-Wärme-Kopplung.....	98
3.3.4	Verbrauchsnahe Erzeugung.....	102
3.4	Sektorenkopplung .....	105
3.4.1	Elektrofahrzeuge und Wärmepumpen.....	106
3.4.2	Power-to-Heat bei großtechnischen Wärmeprozessen .....	107
3.4.3	Power-to-Gas .....	108
3.5	Flexibilitätsoptionen und Speicher .....	109
3.5.1	Klassische Stromanwendungen.....	110
3.5.2	Neue Stromanwendungen .....	110
3.5.3	Speicher .....	111
4	Versorgung, Stromverbrauch, Erzeugung.....	112

4.1	Nettostromverbrauch.....	112
4.2	Jahreshöchstlast .....	117
4.3	Erzeugung.....	120
4.3.1	Referenzwerte für das Jahr 2017 .....	120
4.3.1.1	Regenerative Erzeugung.....	120
4.3.1.2	Konventionelle Erzeugung.....	121
4.3.2	Must-Run Bedingungen und Flexibilisierungen der konventionellen Kraftwerke .....	123
4.3.3	Produktionskosten .....	125
4.3.4	Szenario A 2030 .....	126
4.3.4.1	Annahmen zur regenerativen Erzeugung .....	126
4.3.4.2	Annahmen zur konventionellen Erzeugung.....	129
4.3.5	Szenario B 2030 .....	131
4.3.5.1	Annahmen zur regenerativen Erzeugung .....	131
4.3.5.2	Annahmen zur konventionellen Erzeugung.....	134
4.3.6	Szenario C 2030 .....	136
4.3.6.1	Annahmen zur regenerativen Erzeugung .....	136
4.3.6.2	Annahmen zur konventionellen Erzeugung.....	139
4.3.7	Szenario B 2025 .....	141
4.3.7.1	Annahmen zur regenerativen Erzeugung .....	141
4.3.7.2	Annahmen zur konventionellen Erzeugung.....	142
4.3.8	Szenario B 2035 .....	144
4.3.8.1	Annahmen zur regenerativen Erzeugung .....	144
4.3.8.2	Annahmen zur konventionellen Erzeugung.....	146
5	Mittel- und langfristige energiepolitische Ziele der Bundesregierung.....	147
5.1	Einhaltung der CO <sub>2</sub> -Ziele .....	148
5.2	Einhaltung der EE-Anteile am Bruttostromverbrauch .....	148
5.3	Einhaltung der weiteren Ziele.....	152
6	Europäischer Rahmen.....	153
6.1	Begleitschreiben an Länder, die über Interkonnektoren mit Deutschland verbunden sind .....	153
6.1.1	Belgien.....	153
6.1.2	Polen .....	154
6.1.3	Schweiz .....	154
6.2	Zuordnung der Szenarien zu den europäischen Szenarien .....	155
6.3	Bestimmung der Handelskapazitäten.....	156
6.4	Bewertung von Interkonnektoren zur Bereitstellung der Handelskapazitäten.....	159
7	Methodik zur Spitzenkappung.....	162
<b>C</b>	<b>Regionalisierung .....</b>	<b>164</b>
1	Regionale Zuordnung von Wind Offshore in Nord- und Ostsee .....	164
2	Regionale Zuordnung übriger regenerativer Erzeugungsleistungen .....	165
2.1	Methodik für die Regionalisierung Wind Onshore .....	165
2.2	Abfrage der Verteilnetzbetreiber für die Regionalisierung Wind Onshore .....	168
2.3	Abfrage der Landesplanungsbehörden für die Regionalisierung Wind Onshore.....	169
2.3.1	Auswertung der Raumordnungsabfrage.....	171
2.3.2	Abgleich mit den Daten aus dem Raumordnungsplan-Monitor .....	178
2.4	Keine Berücksichtigung der Netzausbauregionen für die Regionalisierung Wind Onshore.....	180
2.5	Berücksichtigung 10 H Regelung und Drehfunkfeuer für die Regionalisierung Wind Onshore..	181
3	Regionale Zuordnung des Stromverbrauchs.....	182
<b>D</b>	<b>Neue technische Ansätze für Netzbetriebsmittel oder Netzbetriebsführung .....</b>	<b>185</b>
<b>E</b>	<b>Begründung der Nebenbestimmungen.....</b>	<b>187</b>
1	Kraft-Wärme-Kopplung.....	187
2	EE-Anteil am Bruttostromverbrauch.....	187

3	Treibhausgasemission und Primärenergieverbrauch .....	187
<b>F</b>	<b>Hinweise zu den Gebühren</b> .....	<b>188</b>
<b>G</b>	<b>Hinweise zu den Fristen</b> .....	<b>188</b>
<b>H</b>	<b>Rechtsmittelbelehrung</b> .....	<b>189</b>
	<b>Anlagen</b> .....	<b>191</b>
	<b>Verzeichnisse</b> .....	<b>234</b>
	<b>Abbildungsverzeichnis</b> .....	<b>234</b>
	<b>Tabellenverzeichnis</b> .....	<b>234</b>
	<b>Impressum</b> .....	<b>237</b>

# I Sachverhalt

Das vorliegende Verwaltungsverfahren betrifft die Genehmigung des Szenariorahmens 2019-2030 für den Netzentwicklungsplan 2019-2030. Der Szenariorahmen ist die Grundlage für die Erarbeitung des Netzentwicklungsplans nach § 12b EnWG. Nach § 12a Abs. 3 S.1 EnWG genehmigt die Bundesnetzagentur den von den Übertragungsnetzbetreibern vorgelegten Entwurf des Szenariorahmens unter Berücksichtigung der Ergebnisse der Öffentlichkeitsbeteiligung.

Die Bundesnetzagentur hat den Szenariorahmen 2019-2030 am 15.06.2018 genehmigt und den Übertragungsnetzbetreibern zugestellt. Die Übertragungsnetzbetreiber sollen gemäß § 12b Abs. 3 S. 3 EnWG spätestens am 10.12.2018 auf der Grundlage des Szenariorahmens gemeinsam einen nationalen Netzentwicklungsplan 2019-2030 zur Konsultation vorlegen (sog. 1. Entwurf). Die Übertragungsnetzbetreiber müssen gemäß § 12b Abs. 5 EnWG spätestens am 15.04.2019 auf der Grundlage des Szenariorahmens gemeinsam einen konsultierten und überarbeiteten nationalen Netzentwicklungsplan 2019-2030 zur Bestätigung vorlegen (sog. 2. Entwurf).

## A Vorlage des Szenariorahmens

Die Übertragungsnetzbetreiber legten der Bundesnetzagentur gemäß § 12a Abs. 2 S. 1 EnWG am 10.01.2018 den Entwurf des Szenariorahmens 2019-2030 vor. Die Bundesnetzagentur erstellte ein Begleitdokument zur Konsultation des Szenariorahmens 2019-2030 und machte dieses und den Entwurf des Szenariorahmens am 17.01.2018 auf ihrer Internetseite ([www.netzausbau.de](http://www.netzausbau.de)) bekannt.

In dem Begleitdokument bat die Bundesnetzagentur neben einer allgemeinen Einführung und Vorstellung der Konzeption der Szenarien durch die Übertragungsnetzbetreiber um Kommentare und Meinungsäußerungen zu konkreten Fragestellungen. Diese beinhalteten Konventionelle Erzeugung, Erzeugung von Erneuerbaren Energien, Stromverbrauch und Jahreshöchstlast, Sektorenkopplung und Flexibilisierung, Batteriespeicher, Klimaschutzziele, Europäischer Kraftwerkspark sowie Handel und Sensitivitäten. Die Erfahrungen aus den letzten Konsultationsprozessen haben gezeigt, dass solche konkreten Fragestellungen der Konsultation eine Struktur gaben und sich auch positiv auf die Teilnahmebereitschaft auswirkten. Dabei wurden die Fragen in dem Begleitdokument in der Regel ergebnisoffen aufgeworfen und nur in Ausnahmefällen 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 14.02.2018 Gelegenheit zur Äußerung.

Während des Konsultationszeitraums veranstaltete die Bundesnetzagentur am 30.01.2018 in Berlin und am 01.02.2018 in Ingolstadt zwei Dialogveranstaltungen, in deren Rahmen die maßgeblichen Aspekte für die abzugebenden Stellungnahmen diskutiert wurden.

Die Bundesnetzagentur hat die Ausführungen der Übertragungsnetzbetreiber im Entwurf zum Szenariorahmen 2019-2030 zur Bewertung der Versorgungssicherheit zur Kenntnis genommen. Da der Netzentwicklungsplan 2019-2030 nicht das Instrument ist, über einen Bedarf an neuen und zusätzlichen Kraftwerkskapazitäten

zitäten zu entscheiden, äußert sich die Bundesnetzagentur im Rahmen der Genehmigung des Szenariorahmens 2019-2030 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 2019-2030 gaben neben mehreren Privatpersonen diese Konsultationsteilnehmer eine Stellungnahme ab:

Aarhus Konvention Initiative

AG Offshore Windenergie und Stiftung Offshore Windenergie

Agora Energiewende

Aktionsbündnis gegen die Süd-Ost-Trasse

Aktionsbündnis Ultramet

Avacon Netz GmbH

Avacon Netz GmbH

Bayernwerk Netz GmbH

Bayrisches Staatsministerium für Wirtschaft und Medien, Energie und Technologie

BDEW

BI Megatrassse VG Nordendorf

BI Megatrassse-Lech Niederschönenfeld-Feldheim

BI Megatrassse-VG-Nordendorf

BI Rain gegen die Gleichstromtrasse

BI Walting

BILM (Bürgerinitiative Lebenswertes Marienmünster e.V.)

Bundesamt für Seeschifffahrt und Hydrographie

Bundesverband der Bürgerinitiativen gegen Südlink

Bund für Umwelt und Naturschutz Deutschland (BUND)

Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz, Bau und Reaktorsicherheit

Bundesverband Erneuerbare Energie

Bündnis 90 / die Grünen im bayrischen Landtag

Bündnis 90 / die Grünen im Kreistag Neustadt a.d. Waldnaab

Bündnis 90 / die Grünen Weiden

Burgenlandkreis

Bürgerenergie Thüringen Vogtland n.e.V.

Bürgerinitiative A7 Stromtrasse NEIN e.V.

Bürgerinitiative Bergrheinfeld

Bürgerinitiative Gegen Ultranet

Bürgerinitiative Jeinsen Höchstspannungsleitungen unter die Erde

Bürgerinitiative Keine Stromautobahn durch die Saale-Unstrut-Region

Bürgerinitiative Kiebitzgrund

Bürgerinitiative Leinburg gegen Gleichstromtrassen

Bürgerinitiative Lenting, NEIN ZUR STROMTRASSE, JA ZUR ENERGIEWENDE

Bürgerinitiative Oberhausen "Monstertrasse nein - Energiewende ja"

Bürgerinitiative Trassenstopp Rennertshofen

Caterva GmbH

Creos Luxembourg S.A.

Deutsche Braunkohle Industrie Verein e.V.

Deutsche Umwelthilfe e.V.

Deutscher Braunkohlen Industrie Verein e.V.

Deutscher Industrie- und Handelskammertag e.V.

E.DIS Netz GmbH

EnBW AG

Energiebündel Kreis Eichstätt e.V.

ENGIE Deutschland AG

Für Mensch und Natur - Gegenwind Schleswig-Holstein e.V.

Gemeinde Aidhausen

Gemeinde Bundorf

Gemeinde Dörfles-Esbach

Gemeinde Ermershausen

Gemeinde Essen Oldenburg

Gemeinde Künzell

Gemeinde Lautertal

Gemeinde Niedernhausen

Gemeinde Oberaurach

Gemeinde Petersberg

Gemeinde Riedbach

Gemeinde Untermerzbach

Gemeinde Wasserlosen

Gemeinde Weitramsdorf

Germanwatch

Hans Petry, Petry Consulting Selbständiger Sachverständiger für Elektrotechnik

Hansestadt Hamburg

Hessisches Ministerium für Wirtschaft, Energie, Verkehr und Landesentwicklung

Initiative Seusen wehrt sich

Ja zur Energiewende - Nein zur Gleichstromtrasse Süd-Ost

Jagdgenossenschaft

Landesverband Erneuerbare Energien NRW e.V.

Landkreis Harz

Landratsamt Coburg

Landratsamt Greiz

Landratsamt Schweinfurt

Markt Burgpreppach

Markt Maroldsweisach

Markt Roßtal

MdB Anja Weisgerber

MdB Ralph Lenkert

Meridiam

Ministerium für Wirtschaft, Innovation, Digitalisierung und Energie des Landes NRW

Ministerium für Energie, Infrastruktur und Digitalisierung Mecklenburg Vorpommern

Ministerium für Energiewende, Landwirtschaft, Umwelt, Natur und Digitalisierung Schleswig-Holstein

Ministerium für Umwelt, Energie, Ernährung und Forsten Rheinland-Pfalz

Ministerium für Umwelt, Klima und Energiewirtschaft Baden-Württemberg

Ministerium für Wirtschaft und Energie des Landes Brandenburg

Niedersächsisches Ministerium für Umwelt, Energie, Bauen und Klimaschutz

Nationale Organisation Wasserstoff- und Brennstoffzellentechnologie GmbH

Öko-Institut

Ørsted

Plattform Energie e.V.

Pro Sinnatal e.V.

RWE AG / innogy SE

Sächsisches Staatsministerium für Wirtschaft, Arbeit und Verkehr

Schleswig Holstein Netz AG

Senatsverwaltung für Wirtschaft und Energie und Betriebe Berlin

Stadt Bad Rodach

Stadt Coburg

Stadt Eltmann

Stadt Heilsbronn

Stadt Hofheim i.Ufr.

Stadt Königsberg

Stadt Rödental

STEAG GmbH

Stromnetz Hamburg GmbH

Thüringer Landesverwaltungsamt

Thüringer Ministerium für Umwelt, Energie und Naturschutz

Verbraucherzentrale Bundesverband e.V.

Vereinigung der Fernleitungsnetzbetreiber Gas e.V.

Verwaltungsgemeinschaft Ebelsbach

Verwaltungsgemeinschaft Ebern

Verwaltungsgemeinschaft Gemeinden Gädheim, Theres, Wonfurt

WWF Deutschland

Yunicos GmbH

Von Privatpersonen gingen 78 Einwendungen zum Entwurf des Szenariorahmens ein.

Die (eingescannten) Stellungnahmen wurden direkt nach ihrer Auswertung nach dem im Begleitdokument zur Konsultation angekündigten Grundsatz auf der Internetseite [www.netzausbau.de](http://www.netzausbau.de) veröffentlicht: Stellung-

nahmen von Behörden, wenn einer Veröffentlichung nicht ausdrücklich widersprochen wurde; alle übrigen Stellungnahmen, wenn einer vollständigen Veröffentlichung ausdrücklich zugestimmt wurde.

## 2 Zusammenfassung der Stellungnahmen

Die Bundesnetzagentur ist auch in diesem Jahr mit konkreten Fragen an die Konsultationsteilnehmer herantreten, die aus ihrer Sicht maßgebliche Bedeutung für die Genehmigung des von den Übertragungsnetzbetreibern vorgelegten Entwurfs des Szenariorahmens 2019-2030 und die darauf aufbauenden weiteren Prozessschritte der Netzentwicklungs- und Bundesbedarfsplanung hatten.

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

Es werden nur die Stellungnahmen wiedergegeben, die sich ausreichend konkret auf den Verfahrensgegenstand des Szenariorahmens 2019-2030 beziehen.

### 2.1 Allgemeines

#### 2.1.1 Methodik des Szenariorahmens

Die öffentliche Diskussion über den Netzausbau in Deutschland ist nach Ansicht vieler Konsultationsteilnehmer stark interessengesteuert. Durch PR-Kampagnen der Übertragungsnetzbetreiber würde der Eindruck entstehen, die geplanten überdimensionierten Ausmaße des Netzausbaus und die Ausrichtung auf ein europäisches Supergrid seien alternativlos. Die Bürgerbeteiligung im Szenariorahmen und Netzentwicklungsplan sei zu kompliziert, als dass sie ihrem Namen gerecht würde. Bürgerinnen und Bürger werden in den Prozess und in die Entscheidungsfindung nur unverbindlich einbezogen. Generell würden Rechte von Individuen in den Planungsverfahren zum Netzentwicklungsplan verletzt, weil es beim Szenariorahmen keine Klagerechte gibt, was gegen das geltende Völkerrecht der Aarhus-Konvention verstoße.

Einigen Konsultationsteilnehmern zufolge stellt die Bundesnetzagentur nicht die entscheidende Frage, wie nämlich die Energiewende bis 2050 zu schaffen sei. Um ein angestrebtes, komplexes Ziel zu erreichen, empfehle es sich, entsprechende Meilensteine festzulegen. Im Übrigen werde die Bedeutung der Verteilnetze steigen und die der Übertragungsnetze abnehmen.

Ein Konsultationsteilnehmer lobt das von der Bundesnetzagentur zur Verfügung gestellte Begleitdokument. Damit gäbe es ein Instrument, um wesentliche Leitplanken gezielt zu hinterfragen.

Nach Ansicht einiger Konsultationsteilnehmer ist der jetzt zur Konsultation gestellte Szenariorahmen 2019-2030 mangels Objektivität nicht geeignet, als Grundlage für den nächsten NEP herangezogen zu werden. Wieder einmal werde der europäische Netzausbau mit teuren HGÜ-Trassen gefordert. Das widerspreche der im Gesetz verankerten Gemeinwohlverpflichtung, für die auch die Bundesnetzagentur Sorge tragen müsse. Negative Umweltaspekte des Netzausbaus sollten zukünftig stärker im Fokus stehen. Eine Realisierung des massiven Netzausbaus wäre zukünftig ein unkalkulierbares Konfliktfeld wegen der großen Anzahl von Trassengegnern, die sich in zahlreichen Bürgerinitiativen engagierten. Dieser Widerstand werde eher zu- als abnehmen.

Der Leitgedanke, die Szenarien an den beiden Achsen Transformationstempo (Umsetzungsgeschwindigkeit der Energiewende) und Innovation (neue Technologien) aufzuspannen, ist nach Ansicht vieler Konsultationsteilnehmer strukturiert und nachvollziehbar. Auffällig wäre jedoch, so einige Konsultationsteilnehmer, dass sich zwischen den einzelnen Szenarien bei einigen Technologien keine wesentlichen Unterschiede - insbesondere zwischen dem Szenario B 2030 und dem ambitionierteren Szenario C 2030 - ergäben. Hier wäre eine stärker ausgeprägte Differenzierung wünschenswert gewesen.

Nach Ansicht der meisten Konsultationsteilnehmer muss der aktuelle Koalitionsvertrag bei der Genehmigung des Szenariorahmens entsprechend berücksichtigt werden. Zwar standen die Übertragungsnetzbetreiber bei der Erstellung des Entwurfs vor der besonderen Herausforderung, eine Abschätzung der energiepolitischen Ziele bis 2030 und 2035 einer Bundesregierung antizipieren zu müssen, die sich zum Zeitpunkt der Entwurfsfassung noch nicht konstituiert hatte. Nichtsdestotrotz müsse der Szenariorahmen zum Zeitpunkt der Genehmigung durch die Bundesnetzagentur aktuell sein, d.h. den dann geltenden energiepolitischen und klimapolitischen Zielen der Bundesregierung entsprechen. Kernelemente dieses neuen Koalitionsvertrages seien: Ein Anteil von 65 % Erneuerbarer Energien am Bruttostromverbrauch bis 2030, zusätzliche Sonderausweisungen von Onshore-Windenergie und Photovoltaik sowie höhere Offshore-Windenergiemengen.

In diesem Zusammenhang wird des Öfteren geraten, den Szenariorahmen der Übertragungsnetzbetreiber vollständig zurückzuziehen und ihn erst nach Bildung der neuen Bundesregierung und unter den Maßgaben neuer Gesetzgebungsverfahren erneut vorzulegen.

Ergänzend zu den Zielen des neuen Koalitionsvertrages wird u. a. die erhöhte Berücksichtigung von Erneuerbaren Energien-Kapazitäten südlich der Netzenspässe, der stärkere Einsatz von Flexibilisierungsoptionen, der Rückgang der Netto-Stromverbräuche entsprechend stärkerer Effizienzsteigerungen, die stärkere Kappung der Jahreshöchstlast durch Lastmanagement, der stärkere Rückgang fossiler und unflexibler Grundlast-Kraftwerke sowie der höhere Anteil von Gas-Kraftwerken - insbesondere in den verbrauchsstarken Regionen - gefordert.

Laut einem Konsultationsteilnehmer gibt es zahlreiche Studien bis zum Jahr 2050. Im Hinblick auf eine zu erwartende Lebensdauer der Stromtrassen von 40-80 Jahren sei daher ein Szenario 2050 angebracht. Der Konsultationsteilnehmer ist darüber enttäuscht, dass es im Entwurf der Übertragungsnetzbetreiber nicht einmal vage Annahmen zu 2050 gibt.

Andere Konsultationsteilnehmer beanstanden, dass es weder ein umweltfreundliches Szenario C 2035 noch ein progressives Szenario D 2035 gibt. In Zeiten des Klimawandels und der Pariser Klimaziele sei ein Szenario ohne Kohlekraftwerke und nur mit Erneuerbaren Energien und Speichern dringend erforderlich.

Mehrere Konsultationsteilnehmer fordern eine Abkehr von den bisherigen Szenarien und den consequenten Aufbau von dezentralen Versorgungsstrukturen. Ein Einstieg in die Dezentralität könnte neben den bisherigen Szenarien A 2030 bis C 2030 in Form eines Szenarios D 2030 erfolgen. In diesem Zusammenhang müsse anstatt einer erzeugungs- eine verbrauchsorientierte Netzausbauplanung erfolgen.

Ein weiterer Untersuchungsgegenstand für ein Alternativszenario wäre nach Ansicht einiger Konsultationsteilnehmer das Fortschreiten der Digitalisierungsmöglichkeiten im Zuge einer weiteren Automatisierung des Netzbetriebs. Automatisierte Steuerungseingriffe in Echtzeit durch aktive Lastflusssteuerung und einen reaktiven Redispatch erlaubten im fehlerfreien Normalbetrieb eine deutlich höhere Auslastung der Bestandsnetze.

Ein entsprechendes Alternativszenario zur erweiterten Automatisierung der Systemführung sollte daher als ein verpflichtendes Element im Rahmen des NEP-Prozesses eingeführt werden. Hierbei gelte es auch, entsprechende Kostenabschätzungen (auf CAPEX und OPEX) zu analysieren.

Ein Konsultationsteilnehmer empfiehlt darüber hinaus, ein zusätzliches Netzszenario für das Stützjahr 2023 zu berechnen, weil in diesem Jahr die Netzbelastung am Höchsten sein dürfte. In den Jahren davor gehen die letzten deutschen Kernkraftwerke mit etwa 8 GW vom Netz und ein Großteil der Kraftwerke der Sicherheitsbereitschaft wird bis 2023 endgültig stillgelegt. Deutschland wäre dann ohne signifikanten Erhalt oder Ersatzbau regelfähiger gesicherter Leistung absehbar von ausländischen Kraftwerkskapazitäten abhängig. Die HGÜ-Projekte würden erst nach 2025 für eine Entlastung des deutschen Übertragungsnetzes zur Verfügung stehen. Die Anhebung des EEG-Ausbauziels auf 65 % in 2030 könnte bei einem linearen Zubau zu einer weiteren erheblichen Belastung des deutschen Übertragungsnetzes führen. Dieses zusätzliche Netzszenario 2023 sollte unbedingt auf Basis mehrerer Wetterjahre bestimmt werden, um die potenziellen Stresssituationen des deutschen Übertragungsnetzes stochastisch umfassend abbilden zu können.

Ein Szenario ohne fossile Kraftwerke - nur mit Erneuerbaren Energien (hauptsächlich Windkraft, Photovoltaik, Wasserkraft) und Speichern - wird von einem anderen Teilnehmer als zwingend notwendig angesehen. Die Wahrscheinlichkeit, dass ein solches Szenario bereits bis 2030 gebraucht wird, leite sich aus den rechtlich bindenden Vorgaben des Pariser Klimaabkommens ab. Es sollten Anstrengungen unternommen werden, die rechtlich verbindlichen Klimaschutzziele zu erreichen und gleichzeitig die Klimafolgekosten für die Allgemeinheit zu begrenzen. Die Umweltkosten, verursacht durch Treibhausgase und Luftschadstoffe des Energiesektors und des Verkehrs, beliefen sich allein im Jahr 2014 auf 130 Milliarden Euro. Schwache Klimaschutzziele würden Fehlanreize setzen, die von der Allgemeinheit nachträglich bezahlt werden müssten.

Die nicht sachgerechte Darstellung der Braunkohlekraftwerkskapazitäten kann nach Meinung eines weiteren Konsultationsteilnehmers nur geheilt werden, wenn zukünftig zumindest ein Szenario gerechnet würde, in das realistische Annahmen zu den Braunkohlekraftwerken einfließen, d. h. die Betriebsdauer der Kraftwerke an die zeitliche Dauer der Abbaugenehmigungen gekoppelt ist.

Nach Ansicht eines weiteren Konsultationsteilnehmers sind die vorliegenden Szenarien nicht robust genug. Das gelte sowohl für mögliche technische wie ökonomische Entwicklungen, z. B. in der Speichertechnologie, aber auch für politische Entscheidungen. So sei es erstaunlich, dass eine mögliche neue Bundesregierung, die von den gleichen Parteien wie die letzte gestellt werde, quasi über Nacht die Ausbauziele für Erneuerbare Energien um 10 Prozentpunkte erhöht (und damit die erforderlichen Netto-Zubauzahlen um ca. 50 %).

Ein Konsultationsteilnehmer stellt die Frage, inwiefern eine Weiterleitung bzw. ein Austausch der Erkenntnisse aus den Konsultationsverfahren zwischen Bundesnetzagentur und der aktuellen Bundesregierung stattfindet. Würden z. B. Kritik am Verfahren oder Anregungen zur Verbesserung an die Gesetzgebung weitergeleitet und eventuelle Verbesserungsmöglichkeiten diskutiert?

Nach einer weiteren Stellungnahme würde eine BHKW-Offensive mit 20 Mio. Klein-BHKW bei einer elektrischen Leistung von je 1 kW eine dezentrale Regelleistung von 20.000 MW schaffen. Dabei könnte der Übergang von fossiler auf regenerative Energie sukzessive erfolgen. Allein der politische Wille fehle bisher zur Umsetzung. Ein Ignorieren derartiger Ansätze im Szenariorahmen nehme die bestehenden monopolistischen Großtechnologien vorweg und führe nahezu zwangsläufig zu erheblichem Bedarf von Übertragungsleitungen. Durch die Übertragungsleitungen werde die Problematik der Dunkelflauten nicht gelöst. Konventionelle

Kraftwerke müssten auf lange Sicht in Betrieb bleiben. Das widerspreche allen Bemühungen zum Klimaschutz und verletze damit die Existenzgrundlage von Millionen Menschen.

Mehrere Beiträge regen an, über die beiden Workshops der Bundesnetzagentur hinausgehende Fachgespräche zu einzelnen Themenblöcken der Energiewende zu führen.

Gemäß einigen Konsultationsteilnehmern sollte sich das Ambitionsniveau der verschiedenen Szenarien deutlicher voneinander unterscheiden. So seien beim Zubau der Erneuerbaren Energien zum Teil nur recht geringe Unterschiede zwischen den Szenarien zu finden (z. B. Wind Onshore 70,4 GW in C 2030 und 69,5 GW in B 2030). Szenario C 2030, das eine ambitionierte Umsetzung der Energiewende darstellt, sollte einen deutlich stärkeren EE-Zubau beinhalten als Szenario B 2030. Die zu geringe Szenarien-Spreizung zwischen den Szenarien B 2030 und C 2030, insbesondere für die installierten Leistungen von Wind Onshore (7 % Unterschied), Photovoltaik (1 % Unterschied) und Braunkohle (2 % Unterschied), sowie dem Anteil von Erneuerbaren Energien am Bruttostromverbrauch (0,5 % Unterschied), kritisiert auch ein anderer Konsultationsteilnehmer. Darüber hinaus nehmen alle drei Szenarien die gleichen CO<sub>2</sub>-Emissionen für das Jahr 2030 an. Damit werde nicht jene notwendige Bandbreite unterschiedlicher Geschwindigkeiten einer Energiewende abgebildet, der es für eine robuste Netzplanung bedürfe.

Mehrere Beiträge gehen davon aus, dass auch die europäischen Rahmenbedingungen des sog. Winterpakets der EU in das nachfolgende Genehmigungsverfahren der Bundesnetzagentur einfließen müssen. Schließlich hätten Richtungsentscheidungen der EU einen wesentlichen Einfluss auf den weiteren Ausbaupfad der Erneuerbaren Energien, die Ausgestaltung des Energiemarkts und die Erzeugungskapazitäten.

Da der Kohleausstieg immer stärker diskutiert wird, wäre es nach Meinung vieler Konsultationsteilnehmer wünschenswert, ein spezielles Kohleausstiegsszenario zu entwickeln, das nach Analysen des BMWi und der Bundesnetzagentur zu einer Entlastung der Netze führen könnte.

Der Szenariorahmen sollte sich nach Ansicht eines Teilnehmers, anders als bislang praktiziert, mit der gezielten Vermeidung von Netzausbau befassen. Ziel eines solchen Netzausbauvermeidungsszenarios müsse es sein, der Öffentlichkeit und politischen Entscheidungsträgern darzustellen, welche Auswirkungen, Chancen und Risiken eine Netzminimierung hätte und wie diese zu bewerkstelligen sei. Die dafür festzulegenden Kriterien und Zielvorstellungen sollten in einem öffentlichen Dialog durch die Bundesnetzagentur gemeinsam mit den engagiertesten Kritikern des Netzausbaus und den einschlägigen Stakeholdern erarbeitet werden.

Nach Meinung einer Stellungnahme ist Deutschland derzeit das Stromexportland Nr. 1. Dies gehe durch das Oligopol der Stromnetzanbieter mit seinen monopolistischen Strukturen weit über den Grundversorgungsauftrag der Bundesregierung hinaus. Es fehlten u.a. Szenarien, die Deutschland durch den völlig überdimensionierten Netzausbau nicht zum Transitland für Kohle- und Atomstrom degradieren und ein Szenario, das ausschließlich auf Erneuerbaren Energien basiert. Zudem sollten die unterschiedlichen Szenarien eine größere Spannbreite aufweisen, als dies bislang der Fall sei. Insbesondere das ambitionierteste Erneuerbare-Energien-Szenario sollte einen signifikant höheren Anteil Erneuerbarer Energien beinhalten.

Sehr viele Beiträge fordern, dass der Entwurf zum Szenariorahmen zukünftig nicht mehr durch die Übertragungsnetzbetreiber, sondern durch die Bundesnetzagentur selbst erarbeitet wird. Die Einschätzungsprärogative müsse von Anfang an beim Staat liegen und dürfe nicht von den Übertragungsnetzbetreibern vorweggenommen werden. Die Unabhängigkeit der Übertragungsnetzbetreiber sei nicht gewährleistet, weil diese vom

Bau und Betrieb der Übertragungsnetze selbst profitierten und kein Interesse daran hätten, den Netzausbaubedarf auf Übertragungsnetzebene auf das unbedingt erforderliche Maß zu beschränken.

Mehrere Konsultationsteilnehmer sind überzeugt, dass Anzahl und Variationen bestimmter Input-Parameter viel breiter aufgestellt sein sollten, um eine sachgerechte Planungsgrundlage zu erhalten. Damit werde aufgezeigt, wie komplex die zu berücksichtigenden energiewirtschaftlichen und energiepolitischen Einflüsse auf den Netzausbaubedarf seien. Dass dabei ein paar Erkenntnisse über die Auswirkungen einzelner Input-Parameter auf der Strecke blieben, sei vollkommen logisch und entspreche den gängigen Erfahrungen aller Menschen, die sich mit wissenschaftlicher Arbeit und Prozessmodellierung befassen. Allerdings werde der durch einen breiteren Parametersatz entstehende Schaden bei weitem durch den Nutzen aufgewogen, der sich aus genaueren Modellen ergebe. Auch wenn dies unter Umständen aufwändiger sei, fordern einzelne Konsultationsteilnehmer, dass - trotz höchster Präzision - so transparent wie möglich mit den Parametern umgegangen werde, da nur unter möglichst realen Bedingungen Fehlplanungen, unnötige Umweltzerstörungen und Kosten vermieden werden könnten. In diesem Zusammenhang wird begrüßt, dass die Übertragungsnetzbetreiber die diversen Input-Parameter geclustert und in drei aggregierten Szenarien handhabbar aufbereitet haben.

Demgegenüber bedauern einige Konsultationsteilnehmer, dass die Zahl der Input-Parameter nicht beschränkt wurde. Das Verfahren würde so intransparent und der konkrete Einfluss einzelner Parameter nicht mehr trennscharf abzugrenzen. Es sollte in jedem Fall klar sein, welcher Faktor welchen Netzausbau induziere. Eine Erhöhung der Anzahl und Variationen sei demnach kontraproduktiv. Um diesem Zielkonflikt effektiv zu begegnen, sollten Sensitivitätsanalysen für einzelne, als besonders bedeutsam erachtete Eingangsparameter durchgeführt werden. Eine Kategorisierung und Gewichtung der Inputparameter könnte sich hier als besonders zielführend erweisen. Dem widersprechen wiederum ein paar Konsultationsteilnehmer, die eine Ausweitung der Anzahl von Sensitivitäten als nicht sinnvoll erachten, da sich diese in den Ergebnissen sowohl addieren als auch subtrahieren könnten. 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 Input-Parameter permanent zu überprüfen.

Einige Konsultationsteilnehmer begrüßen ausdrücklich, dass die Erarbeitung der Netzentwicklungspläne und somit auch der Szenariorahmen seit 2016 auf einen zweijährigen Turnus umgestellt wurde. Gemäß der flexibleren gesetzlichen Vorgabe hätten die Übertragungsnetzbetreiber erneut drei Szenarien für 2030 und ein Szenario für 2035 vorgelegt. Das ermögliche einen direkten Vergleich des Szenariorahmens 2017-2030 mit dem Szenariorahmen 2019-2030 angesichts sich wandelnder gesetzlicher und regulatorischer Rahmenbedingungen. Die damit einhergehende Harmonisierung mit den europäischen Netzentwicklungsplänen sei angemessen und vorteilhaft. Die konsequente Weiterentwicklung der Regionalisierung von Erzeugung und Stromverbrauch sowie möglicher Entwicklungspfade für Power-to-X und Flexibilitätsoptionen begrüßt ein Konsultationsteilnehmer ausdrücklich. Die Aggregation der genannten Einflussgrößen und deren unterschiedliche Ausprägung hinsichtlich Innovationsgrad und Transformationstempo der Energiewende in den drei Szenarien sei weiterhin sinnvoll.

Nach Meinung eines weiteren Teilnehmers fehlt in allen Szenarien ein Parameter zum Thema Redispatch und EinsMan-Abschaltungen (in MW und Euro pro Jahr). Gerade der Parameter EinsMan erhöhe den Druck in der Öffentlichkeit, die Flexibilisierung im Netzausbau voran zu treiben. Die Verschwendung von Strom aus Wind-

energie müsse ein schnelles Ende haben. Die Anpassung des rechtlichen Rahmens zur Vermeidung dieser öffentlichen Verschwendung sei einfach und werde schon vielfach diskutiert.

Einige Konsultationsteilnehmer begrüßen die Ende 2017 durchgeführte Stakeholder-Befragung und den Dialog zwischen Übertragungsnetzbetreibern und Verteilnetzbetreibern als einen Schritt in die richtige Richtung. Zwar seien die in der Vergangenheit teilweise deutlich unterschiedlichen Einschätzungen diskutiert worden, nach wie vor bestehe jedoch ein Dissens über die Herangehensweise zur Entwicklung und Regionalisierung der Erneuerbaren Energien: Bottom-up der Verteilnetzbetreiber (Detailkenntnisse zu Regionalplanung, Antragslage) versus Top-down der Übertragungsnetzbetreiber (Mantelzahlen, Klimaziele). Im vorliegenden Entwurf des Szenariorahmens werde dieser Dissens erstmals konkret thematisiert. Leider sei mit Hinblick auf eine unvollständige Datenlage der Verteilnetzbetreiber und einer möglichen Gefahr der Über-/Unterschreitung des gesetzlichen Rahmens wieder zugunsten der Übertragungsnetzbetreiber-Methodik entschieden worden.

Mehrere Stellungnahmen lehnen den vorliegenden Szenariorahmen ab, weil er nicht das Völkerrecht der Aarhus-Konvention berücksichtige. Die Aarhus-Konvention garantiere der betroffenen Öffentlichkeit bei Umweltverfahren den Zugang zu Gerichten, wenn alle Optionen noch offen seien. Das sei hier nicht der Fall, denn es bestehe keine rechtsverbindliche Einspruchsmöglichkeit gegen ein Szenario, das nur Stromtrassen zur Umsetzung der Energiewende vorsehe. Wer sich an dieser Konsultation beteiligt, habe nicht das Recht, diese im Szenariorahmen praktizierte Vorgehensweise gerichtlich überprüfen zu lassen. Denn nur hier, ganz am Beginn des Planungsverfahrens, seien noch alle Optionen offen. Die Verfahren würden damit widerrechtlich durchgeführt.

Einige Konsultationsteilnehmer fragen, wer die etwa 60 Experten aus Politik, Verbänden und Unternehmen sowie Vertreter von Verteilernetzbetreibern waren, mit denen die Übertragungsnetzbetreiber in Berlin die Annahmen zum Szenariorahmen und die Auswertungsergebnisse vorab diskutiert haben.

Ein Konsultationsteilnehmer bedauert, dass der regionale Bedarf nach Systemdienstleistungen weiterhin unberücksichtigt bleibt. Es gehe schließlich zunehmend darum, auch den regionalen Bedarf nach Systemdienstleistungen bei der Netzausbauplanung zu berücksichtigen. Das müsse dringend ergänzt werden, auch um die regionale Wirkung der geplanten Konverter-Stationen abzuschätzen oder zumindest einen Beitrag zur dringend erforderliche Diskussion über Systemdienstleistungen zu leisten. Im Moment sei trotz der Planungen von HGÜ-Trassen davon auszugehen, dass im unterlagerten Netz Systemdienstleistungen in zunehmendem Maße bereitgestellt werden müssten.

In einem Beitrag wird begrüßt, dass der aktuelle Szenariorahmen-Entwurf für den Netzentwicklungsplan Strom 2030 wesentlich ausführlicher und realitätsnäher erscheine als die der Vorjahre.

Mehrere Konsultationsteilnehmer weisen ausdrücklich auf den von der Plattform Energie e.V. erstellten alternativen Szenariorahmen-Entwurf für die Netzentwicklungspläne Strom 2019-2030 hin, dessen Gedanken unbedingt in die Szenariorahmen der Bundesnetzagentur einzuarbeiten seien.

Der weitere Zubau Erneuerbarer Energien erfordere zusätzlichen Netzausbau, so eine andere Stellungnahme. Die Höhe dieses Ausbaus variere dabei je nach Ort der Erneuerbaren Energien Stromerzeugung (zentral/dezentral) und nach Technologie und sollte sich in den Annahmen des Szenariorahmens widerspiegeln. Die Parameter zum Netzausbau seien so genau wie möglich auf den Ausbau Erneuerbarer Energien zur Errei-

chung der Klimaschutzziele abzustimmen, um den Netzausbau aus Kostengründen auf das notwendige Maß zu begrenzen. Dafür sei Lastnähe von Erzeugung und Verbrauch des Stroms aus Erneuerbaren Energien erforderlich, weil so weniger Netzausbaubedarf anfallt. Gleichzeitig sei aber die Summe der Kosten von Netz und Erzeugungsanlagen entscheidend. Daher müssten die Kosten für den Netzausbau den Kosten der EE-Anlagen gegenübergestellt werden.

Ein Konsultationsteilnehmer regt an, mit der vorhandenen Expertise der Bundesnetzagentur ein alternatives Szenario der Energiewende zu entwerfen, das sich frei von politischen Vorgaben ausschließlich an elektrotechnischen Notwendigkeiten und einer Minimierung der Kosten orientiert. Die bisher zu gewissen Fixterminen zu erreichenden ökologischen Ziele sollten sich bei diesem alternativen Entwurf aus den sich organisch entwickelnden Zwischenzielen der Erzeugungsstruktur und des zugehörigen Umbaus der Netzstruktur ergeben. Dieser Entwurf sollte mit dem nächsten Netzentwicklungsplan der Öffentlichkeit vorgestellt werden.

Ein Beitrag fordert nur eine einzige Basisprognose für 2023, die sich noch relativ zuverlässig erstellen lasse. Für 2030 bis 2040 gebe es verschiedene Zielvorgaben, an denen sich die Entwicklung der Netze, aber auch der Erzeugungsanlagen und der Verbrauchseinrichtungen orientieren. Daraus ließen sich jedoch keine konkreten Handlungsempfehlungen ableiten. Die größte Unbekannte sei die sich ständig verändernde Gesetzgebung. Zentrale Planwirtschaft habe noch nie funktioniert.

Eine Stellungnahmen beanstandet, dass die unterschiedlichen Szenarien zwar die mögliche Bandbreite wahrscheinlicher Entwicklungen im Bereich der Erneuerbaren Energien berücksichtigen, nicht jedoch die der konventionellen Kraftwerke. Um die vollständige Bandbreite möglicher Entwicklungen abzubilden, sei auch ein Szenario mit einem höheren Anteil konventioneller Kraftwerke, insbesondere auch zur Gewährleistung von Versorgungssicherheit, und ein Szenario ohne nationale CO<sub>2</sub>-Obergrenze für den Stromsektor notwendig. Dies sei umso bedeutsamer, als die Szenarien in der politischen und wissenschaftlichen Diskussion zur Energiewende nicht nur gemäß ihres eigentlichen Bestimmungszwecks, nämlich zur Bestimmung des Netzausbaubedarfs herangezogen würden, sondern zunehmend auch als Annahmen in Analysen zur Entwicklung des Strommarkts und der Auswirkungen energiepolitischer Entscheidungen Eingang fänden. Unkorrekte, realitätsferne Annahmen im Szenariorahmen (z. B. die Unterstellung einer pauschalen Laufzeit der Kraftwerke) oder eine eingeschränkte Darstellung möglicher Entwicklungen im konventionellen Kraftwerkspark würden nicht nur Einfluss auf die Netzentwicklungsplanung, sondern auch auf andere politische Entscheidungsprozesse nehmen.

Eine Herausforderung für die Übertragungsnetzbetreiber sei es, eine Abschätzung der energiepolitischen Ziele der Bundesregierung bis 2030 und 2035 zu antizipieren. Nach Ansicht eines Konsultationsteilnehmers ist die zukünftige Ausgestaltung der gesetzlichen Rahmenbedingungen die größte und leider auch am wenigsten kalkulierbare Variable im gesamten Szenariorahmen. Gäbe es beispielsweise klare Vorgaben für einen - im Hinblick auf den Klimaschutz notwendigen - Kohleausstieg, würde das die konventionellen Kraftwerkskapazitäten erheblich mehr beeinflussen als die von den Übertragungsnetzbetreibern getroffenen Annahmen zur technisch-wirtschaftlichen Betriebsdauer der Kraftwerke. Entsprechend kämen die Szenarien der Übertragungsnetzbetreiber, die mehr oder weniger auf dem Status Quo aufsetzen und aktuelle Trends fortschreiben, zu anderen Ergebnissen als Szenarien, die etwa auf die zu erreichenden klimapolitischen Ziele der Bundesländer ausgerichtet seien.

Die Grundlage des Netzentwicklungsplanes der Bundesnetzagentur ist die prognostizierte energiewirtschaftliche Entwicklung auf Basis verfügbarer Handelsdaten, so eine Meinung. Das Ergebnis bilde die Basis jedes neu-

en Szenariorahmens. Da Handelsdaten jedoch nur die Vergangenheit abbilden können, ermöglichen sie nur bedingt eine Vorhersage für die zukünftige Entwicklung. Die Erfahrung zeige zudem, dass die Politik immer wieder in diese Entwicklung eingreift und dadurch eine zuverlässige Entwicklung von Zukunftsszenarien unmöglich macht. Daher könne es nur Aufgabe der Bundesnetzagentur sein, einen Plan für die Energielandschaft Deutschlands und die Netzentwicklung in Kooperation mit den Stadtwerken und lokalen Energieversorgern im Bottom-up Verfahren zu entwickeln. Durch diesen Ansatz würde automatisch Bürgernähe und Akzeptanz der Maßnahmen in der Bevölkerung gewährleistet.

Der Szenariorahmen sollte nach Ansicht einiger Konsultationsteilnehmer eine Online-Beteiligungsmöglichkeit per App für Laien bieten, um verschiedene Szenarien in automatisch rechnenden Tabellen durchspielen zu können.

### **2.1.2 Szenario A 2030**

Eine Stellungnahme befürwortet Szenario A 2030, um die überörtlichen Auswirkungen des Umbaus der Energieerzeugung - insbesondere Windenergie an Land - räumlich verträglich steuern zu können. In den letzten Jahren habe in Sachsen-Anhalt und in Niedersachsen ein rasanter Ausbau der Windenergie stattgefunden. Sachsen-Anhalt leiste bereits jetzt im Verhältnis zur Landesfläche einen überdurchschnittlichen Beitrag zur Energiewende. Der Landkreis Harz gehöre zu den Gebieten Sachsen-Anhalts, in denen die Kulturlandschaft der gewachsenen Offen-, Halboffen- und Waldlandschaften noch in großräumig erlebbaren Zusammenhängen erhalten wurde. Das Szenario A 2030 sollte als maßgeblich für den Netzausbau gewählt werden, weil es einen vergleichsweise mäßigen Ausbau der Windenergie beinhaltet und Raum bietet, technische Innovationen zur regenerativen Energieversorgung zu entwickeln, die landschaftsverträglicher seien als die perspektivisch denkbaren 230 bis 250 Meter hohen Windkraftanlagen.

Ein Konsultationsteilnehmer beanstandet, dass im aktuellen Szenariorahmen 2019-2030 erneut ein Szenario A 2030 ausgewiesen wird, das lediglich von einem moderaten Zubau der Erneuerbaren Energien ausgeht und - allen verbindlichen Klimazielen zum Trotz - weiterhin auf konventionelle Energieerzeugung setzt. Auch die in Ingolstadt gehaltenen Impulsvorträge im Vorfeld des Bundesnetzagentur Workshops zum Szenariorahmen 2019-2030 dienten der bewussten und manipulativen Werbung für ein vorwiegend zentralistisch gesteuertes Energiesystem.

Die im Koalitionsvertrag für 2030 festgeschriebenen 65 % Erneuerbare Energien bedeuten nach Meinung eines Konsultationsteilnehmers im konservativen Szenario A 2030 bei einer Gesamterzeugung von bis zu 600 TWh max. 200 TWh fossil erzeugte Energie.

### **2.1.3 Szenario B 2030**

Im konservativen Fall erfolgt nach Ansicht eines Konsultationsteilnehmers bis 2030 keine Anhebung der im jetzigen Koalitionsvertrag festgeschriebenen Ziele des Ausstiegs aus Kohle und Erdgas bis 2050. Der Konsultationsteilnehmer schlägt für das Szenario B 2030 die Annahme einer maximalen fossilen Stromerzeugung von einem Viertel der bis zu 600 TWh erzeugten Gesamtstrommenge vor. Diese maximal erzeugten 150 TWh müssten als maßgebliche Strommenge der konventionellen Kraftwerke angesehen werden.

Mehrere Konsultationsteilnehmer begrüßen den substantiellen Anstieg bei der Jahreshöchstlast in den Szenarien B 2030 und C 2030. Grund dafür seien vor allem zusätzliche Verbrauchstechnologien wie Elektrofahrzeuge und Wärmepumpen.

#### 2.1.4 Szenario C 2030

Nach Meinung mehrerer Konsultationsteilnehmer ist die Annahme der Größenordnung für die Erneuerbaren Energien im Szenario C 2030 zu niedrig. Dies zeige sich besonders bei der Windenergie auf See. Der Entwurf unterstelle zwar einen beschleunigten Ausbau in Szenario C 2030, damit sei die sehr dynamische Entwicklung aber nicht ausreichend abgebildet. Das Ausbauziel für die Windenergie auf See sollte daher für dieses Szenario auf 20 GW für 2030 und 25 GW für 2035 festgesetzt werden. Die anderen EE-Zielwerte sollten gemeinsam mit den jeweiligen Fachverbänden mit dem Fokus überprüft werden, sie für eine sehr dynamische Entwicklung hoch zu setzen.

Durch die Annahmen des Szenarios C 2030 könnte nur maximal eine 80-%ige Treibhausgasreduktion bis 2050 erreicht werden. Im Zuge des fortschreitenden Klimawandels wurde aber im Pariser Klimaschutzabkommen eine Begrenzung des globalen Temperaturanstiegs auf deutlich unter 2 Grad beschlossen, was eine Reduktion der Treibhausgase von mindestens 95 % bis 2050 impliziert. Deswegen sollte nach Ansicht einiger Konsultationsteilnehmer zumindest das Szenario C 2030 ein ambitionierteres Reduktionsziel abbilden, das mit dem Pariser Klimaschutzabkommen kompatibel wäre. Die Annahmen zu den Klimaschutzzielen im Szenario C 2030 sollten also den aktuellen politischen Stand des Pariser Klimaschutzabkommens entsprechen und eine mindestens 95-%ige Reduktion der Treibhausgasemissionen erreichen. Ein entsprechendes Szenario würde zu mehr Transparenz für den dann erforderlichen Netzausbau und die daraus resultierenden Kosten führen.

Für das Szenario C 2030 schlägt ein Konsultationsteilnehmer maximal ein Fünftel fossile Stromerzeugung bei einem Bruttostromverbrauch von bis zu 750 TWh vor. Nur so finde eine deutliche Ausweitung des Stromverbrauches durch Sektorenkopplung und neue Verbraucher statt. Ökologisch sinnvoll seien damit aber keine zusätzlichen Emissionen der Stromerzeugung gegenüber den anderen Szenarien verbunden. Im Szenario C 2030 könnten statt der Elektromobilität mit Akkumulatoren auch die Brennstoffzellen oder hocheffiziente Verbrennungsmotoren (unter 3 Liter Verbrauch für 2 Tonnen bei über 67 % Wirkungsgrad) dominieren. Bei vergleichbarer Stromerzeugung für den Verkehrssektor würden durch Power-to-Gas und/oder Power-to-Liquid die Netze sogar entlastet. Power-to-Gas/Power-to-Liquid könnte auch Strom zur Wärmeerzeugung ersetzen (z. B. zum Kochen) und damit die Netze entlasten.

Szenario C 2030 sieht nach Meinung eines Konsultationsteilnehmers zu Recht einen substantiellen Anstieg bei der Jahreshöchstlast vor. Hintergrund dafür seien vor allem neue Verbraucher wie Elektrofahrzeuge und Wärmepumpen.

Das Szenario C 2030 bleibt auf halbem Wege stehen, konstatiert eine Stellungnahme. Gerade die notwendige Erhöhung des Ausbaukorridors für Erneuerbare Energien, wie von AGORA im Sommer 2017 (Big Picture 2030), einer Studie des WWF zu einem Kohleausstiegspfad von Anfang 2017 und zuletzt der BDI-Studie Klimapfade Deutschland bereits dargelegt, sei nicht bzw. nur ansatzweise im Szenario C 2030 widerspiegelt worden. Insbesondere für das Szenario C 2030 wird daher ein ambitionierterer Ansatz beim Ausbaupfad der Erneuerbaren Energien gewünscht.

#### 2.1.5 Szenario B 2035

Ein Konsultationsteilnehmer schlägt für das Szenario B 2035 maximal 100 TWh fossile Stromerzeugung ergänzt um synthetisches Gas produziert aus Erneuerbaren Energien aus KWK-Anlagen vor.

### 2.1.6 Berücksichtigung Verteilernetze

Ein Konsultationsteilnehmer weist darauf hin, dass die Übertragungsnetzbetreiber und die Bundesnetzagentur eine große Anzahl an Expertenmeinungen, Arbeiten von Forschungseinrichtungen, Instituten usw. in die Erstellung des Szenariorahmens einfließen ließen. All dieses Wissen führe zu einer von allen Stakeholdern akzeptierten Prognose der Versorgungsaufgabe für die Übertragungsnetze. Für einen einzelnen Verteilnetzbetreiber sei es jedoch unmöglich, einen vergleichbaren Aufwand zu betreiben. Aber auch die Verteilnetzbetreiber müssten Versorgungsprognosen für dieselben Zeithorizonte wie die Übertragungsnetzbetreiber erstellen und ihren Netzausbau langfristig planen. Es wäre eine große Hilfe, wenn die Prognoseansätze des Szenariorahmens (z. B. zu den zu erwarteten Zuwächsen der jeweiligen Sektoren, der Annahmen ihrer Wirkungen auf die Spitzenlast usw.) den Verteilnetzbetreibern möglichst detailliert zur Verfügung gestellt würden. Dies könnte beispielsweise in Form sektorspezifischer Profile erfolgen, da sich daraus eine Regionalverteilung auch für Verteilungsnetze ermitteln ließe.

Die Energiewende wird hauptsächlich im Verteilnetz und nicht im Übertragungsnetz stattfinden, so die Überzeugung einiger Teilnehmer. Aus Sicht der Übertragungsnetzbetreiber und der Bundesnetzagentur sei es zwar verständlich, alle Maßnahmen ergreifen zu wollen, die eine gleiche Belastung der Übertragungsnetzebene herbeiführen und Transite von Nord nach Süd etc. vermeiden helfen. Dieser Ansatz führe aber automatisch dazu, dass die Anpassung der Entnahmeseite an die fluktuierende Erzeugung verstärkt lokal passieren müsse.

Ein Konsultationsteilnehmer merkt an, dass der Unterschied zwischen maximaler Verteilnetzbetreiber-Netzlast und kleinster Entnahmelast immer größer wird und sich damit die Netzauslastung verschlechtert. Dieser Effekt verstärke sich noch, wenn die Übertragungsnetzbetreiber Erzeugung, Speicher und Verbraucher für ihre Optimierungsaufgaben freizügig einsetzen. Es werde unterstellt, dass diese Anforderungen im Verteilungsnetz jederzeit und in jeder Größenordnung erfüllbar seien. Dadurch würden die Probleme auf die Ebene der Verteilnetzbetreiber verlagert. Die Verteilnetzbetreiber benötigten dafür eine größere technische und wirtschaftliche Freiheit. Leider sei ihnen der Betrieb von Speichern aber nicht erlaubt. Die gesetzlichen und wirtschaftlichen Rahmenbedingungen für die Verteilnetzbetreiber müssten dringend angepasst werden, um sog. aktive Verbraucher, virtuelle Speichersysteme oder Erzeugungslandschaften netzdienlich einsetzen zu können. Eine Optimierung der Übertragungsnetzebene zu Lasten der in der Fläche vorzuhaltenden Verteilungsnetze hält dieser Konsultationsteilnehmer für nicht sinnvoll.

Der Verteilnetzbetreiber müsse im Rahmen der Netzplanung Annahmen treffen, wie sich das Verhalten aktiver Verbraucher auf die Dimensionierung der Netze auswirkt. Deshalb sei es auch für die Verteilnetzbetreiber wichtig, die einzelnen Sektorengruppen möglichst detailliert zu kennen. Dies werde umso wichtiger, wenn sich Verbraucher, Erzeuger oder Speicherbetreiber zusammenschließen, um gemeinsam und auch netzübergreifend Energiedienstleistungen anbieten zu können. Immer wenn das Verhalten der Netznutzer veränderte physikalische Energieflüsse erwarten lasse, müsse zwingend das Thema Datenaustausch zwischen Marktteilnehmern und Verteilnetzbetreibern mit betrachtet werden.

Mehrere Konsultationsteilnehmer bewerten die frühere und intensivierte Einbindung der Verteilnetzbetreiber bei der Erstellung des Szenariorahmens als positiv.

## 2.2 Konventionelle Kraftwerke

### 2.2.1 Allgemeines

In zahlreichen Konsultationsbeiträgen wird gefordert, dass in einem oder mehreren Szenarien ein vollständiger Ausstieg aus der Kohleverstromung bis 2030 bzw. 2035 angenommen werden soll. Teilweise wird diese Forderung auch auf Mineralöl- und Gaskraftwerke erweitert. Als Begründung werden hauptsächlich die Klimaschutzziele des Pariser Abkommens von 2016 angeführt, die ohne einen Kohleausstieg oder den Verzicht auf fossile Stromerzeugung nicht erreicht würden. Eine exakte wirtschaftliche Berechnung oder eine pauschale technisch-wirtschaftliche Betriebsdauer sei nicht geeignet, die Betriebsdauer - insbesondere von Kohlekraftwerken - abzuschätzen.

Auch wird argumentiert, Kohlekraftwerke könnten aus wirtschaftlicher und rechtlicher Perspektive wesentlich früher abgeschaltet werden als im Szenariorahmen angenommen. Der Großteil der bestehenden Anlagen sei nach 25 Jahren abgeschrieben.

Ein Beitrag weist darauf hin, dass im Koalitionsvertrag eine maximale Erzeugung aus fossilen Energieträgern (Kohle, Gas und Mineralöl) von 200 TWh festgesetzt sei, im ambitionierten Fall 150 TWh bis 2030. Dies führe zwangsläufig zu weniger Volllaststunden der bestehenden Kraftwerke und damit zu einer kürzer anzusetzenden Betriebsdauer.

Einige Konsultationsteilnehmer erwarten wesentlich kürzere technisch-wirtschaftliche Betriebsdauern der konventionellen Kraftwerke, weil diese wegen der steigenden Erneuerbaren Energien Erzeugung wirtschaftlich stärker unter Druck geraten. Dies werde besonders unter Beachtung der neuen Koalitionsziele von 65 % Erneuerbarer Energien Erzeugung am Bruttostromverbrauch bis 2030 deutlich.

In einer Stellungnahme wird gefordert, die Festlegung der Betriebsdauer vom Betreiber eines Kraftwerkes durchführen zu lassen. Die Risiko-Rendite Abwägung läge schließlich beim Investor und deshalb müsse dieser auch die Laufzeit kalkulieren. Eine künstliche Verkürzung der Abschreibungsdauer führe ausschließlich zu steigenden Strompreisen.

Andere Konsultationsteilnehmer führen im Hinblick auf das Ende der Kohleverstromung die mangelnde Flexibilität und netzbelastende Fahrweise dieser Kraftwerke ins Feld. Es wird die Frage gestellt, warum Kohlekraftwerke in Zeiten hoher Windeinspeisung nicht vom Netz genommen werden und warum keine Spitzenkappung der konventionellen Erzeuger wie bei den Erneuerbaren Energien Erzeugern durchgeführt wird. Würde die Kohleverstromung beendet, dann würden die Netze entlastet und es wäre weniger oder gar kein Netzausbau nötig.

Viele Beiträge fordern ein Ende der Kohleverstromung mit dem Argument, dass diese lediglich dem grenzüberschreitenden Stromhandel diene. Die Betreiber der Anlagen würden durch den Export Gewinne machen, während die Erzeugung der Erneuerbaren Energien gedrosselt und diese Kosten auf die deutschen Stromkunden umgelegt würden. Zudem würde der europäische Netzausbau forciert, um deutschen Kohlekraftwerken Geschäftsfelder im Ausland zu eröffnen, die ihnen in Deutschland durch die wachsende Erneuerbare Energien Erzeugung genommen würde.

Die Rentabilität fossiler Kohlekraftwerke basiere auf der günstigen Entnahmemöglichkeit fossiler Brennstoffe aus der Natur, so der Hinweis einiger Konsultationsteilnehmer. Dabei würden die Umwelt- und Folgekosten

der Rohstoffe nicht oder nur unzureichend eingepreist. Bei der Dimensionierung müssten die Umwelt- und Folgekosten mit eingepreist werden, was zu einer massiven Reduktion oder gar zum Wegfall der Kohlekraftwerkskapazitäten führen würde. Als Brückentechnologie könnten diese fehlenden Kapazitäten durch Gaskraftwerke ersetzt werden, die aber zum Erreichen der Klimaschutzziele perspektivisch auf Power-to-Gas Versorgung umgestellt werden müssten. Daher könnte - nach Meinung einiger Konsultationsteilnehmer - die technisch-wirtschaftliche Betriebsdauer der mit Power-to-Gas betriebenen Gaskraftwerke erhöht werden.

In einem Beitrag wird auf das Transformationsszenario der WWF-Studie "Zukunft Stromsystem" hingewiesen, das für ein Szenario des Szenariorahmens übernommen werden sollte. In diesem werde die Erreichung der Pariser Klimaschutzziele sichergestellt, indem die Kohlekraftwerkskapazitäten massiv reduziert würden. Bis 2030 werde Braunkohlekraftwerke auf 6 GW und bis 2035 auf 3 GW reduziert. Für Steinkohle werde für 2030/2035 eine Reduktion auf 8 GW angenommen. Die maximale Betriebsdauer von Kohlekraftwerken betrage dabei 30 Jahre. Darüber hinaus würde ein optimiertes Erzeugungsregime ab dem 21. Betriebsjahr mit einer Emissionsbegrenzung auf 450g CO<sub>2</sub>/kWh unterstellt. Ende 2035 erfolge in diesem Szenario die Abschaltung aller Kohlekraftwerke.

Einige Konsultationsteilnehmer fordern anstatt der angewandten Methode der pauschalen technisch-wirtschaftlichen Betriebsdauer eine detaillierte Wirtschaftlichkeitsberechnung zur Ermittlung des Kraftwerksparks. Kraftwerke müssten am Markt über das Jahr ihre variablen und fixen Betriebskosten decken. Ein langfristig unwirtschaftliches Kraftwerk würde vom Betreiber stillgelegt. Besonders Braun- und Steinkohlekraftwerke seien derzeit durch zusätzliche Revisionskosten (durch häufiges Hoch- und Abfahren in Abhängigkeit der Erneuerbaren Energien Einspeisung) in ihrer Wirtschaftlichkeit gefährdet. Die Wirtschaftlichkeit sollte basierend auf den im einzelnen Szenario gewählten Rahmenbedingungen ermittelt und so ein realistischer Kraftwerkspark abgebildet werden. Dadurch würde auch die Konsistenz der Szenarien bezüglich des abgebildeten Kraftwerksparks und der gewählten Rahmenbedingungen erhöht. Beim pauschalen Ansatz würden die pauschalen Betriebsdauern nicht zwingend zu den gewählten Rahmenbedingungen passen, was dann später in den Marktergebnissen zu unrealistischen Volllaststunden - besonders bei Gaskraftwerken - führe. Es wird vermutet, dass zahlreiche der in den Szenarien angenommenen Kraftwerke basierend auf den Volllaststunden des Marktmodells eigentlich nicht wirtschaftlich seien und daher nicht mehr am Markt agieren würden. Bei diesen Berechnungen müssten als Rahmenparameter der jeweilige regulatorische Rahmen und die Klimaschutzziele definiert werden.

Die neuen EU-Grenzwerte für Schadstoffe sollten im Szenariorahmen berücksichtigt werden, so eine Forderung. Insbesondere der NOX-Grenzwert würde hohe Investitionskosten für Kraftwerksbetreiber bedeuten und besonders die Wirtschaftlichkeit von (Braun-)Kohlekraftwerken verschlechtern. Dies sei über eine kürzere Betriebsdauer abzubilden. Daher wäre eine maximale Betriebsdauer von 40 Jahre anzusetzen.

In einem Beitrag wird für das Bundesland Nordrhein-Westfalen eine vom Szenariorahmen nach oben abweichende installierte Leistung konventioneller Kraftwerke gefordert. Dies basiere auf der Anwendung einer pauschalen technisch-wirtschaftlichen Betriebsdauer, die nach Einschätzung des Konsultationsteilnehmers nicht den technischen Möglichkeiten und den Realitäten der Vergangenheit entspricht. Vielmehr müsste der Kraftwerkspark im Szenariorahmen auf wirtschaftlichen Aspekten und in enger Absprache mit den Kraftwerksbetreibern dimensioniert werden. Jenseits der Stilllegung der fünf kürzlich in die Sicherheitsbereitschaft überführten Braunkohlekraftwerksblöcke bis 2023 und der Stilllegung des Kraftwerkes Weisweiler in 2030 nach Auskohlung des zugehörigen Tagebaus Inden, ergeben sich keine weiteren Anhaltspunkte für eine

weitere Reduktion der konventionellen Erzeugerleistung. Der im Szenariorahmen angenommene Wert der installierten konventionellen Leistung von 3,4 GW in Nordrhein-Westfalen sei daher als praxisfern und theoretisch zu bezeichnen.

Beim Kohlekraftwerk Zolling und dem Heizkraftwerk München Nord 2 wurde zum Unverständnis eines Konsultationsteilnehmers mit Laufzeiten bis 2030 bzw. 2035 gerechnet, obwohl Zolling wirtschaftlich unrentabel sei. Bei München Nord 2 ein Bürgerentscheid für eine Stilllegung bis 2022 läuft und eine Aussage des Betreibers auf eine Stilllegung im kommenden Jahrzehnt hinweist.

Es ist einem Konsultationsteilnehmer unverständlich, dass in der Kraftwerksliste Gaskraftwerksprojekte geführt werden, deren Inbetriebnahme in den kommenden 5 Jahren angesetzt ist, deren geplante installierte Leistung jedoch mit 0 MW angeführt wird.

In einem Beitrag wird die Altersstruktur der Kohlekraftwerke im Detail untersucht. Bei Braunkohlekraftwerken seien zwei Gruppen zu erkennen. Eine mit Inbetriebnahme in den 70er (Lausitzer Revier) und 80er Jahren (Rheinisches Revier) sowie eine zweite Gruppe mit Inbetriebnahme in den 90ern (Lausitzer Revier) und 2000er Jahren (Rheinisches Revier). Bei der Steinkohle unterteile sich der Bestand in Anlagen mit Inbetriebnahme in den 80/90ern und mit Inbetriebnahme nach 2013. Insbesondere die älteren Kraftwerke verfügten über eine hohe spezifische CO<sub>2</sub> Emission je erzeugter kWh. Diese Altersstruktur sei problematisch, da bis 2030 etwa 51 % der Steinkohle- und 48 % der Braunkohlekraftwerke eine Betriebsdauer jenseits der 40 Jahre aufweisen. Um jedoch die Klimaschutzziele von 40 % Emissionsminderung bis 2020 und 55 % bis 2030 zu erreichen, sei eine kurzfristige Stilllegung mindestens der Hälfte der Kohlekraftwerke notwendig. Um im Rahmen eines CO<sub>2</sub>-Budgets von 4 Mrd. t CO<sub>2</sub> für den Stromsektor zu bleiben, sei eine Stilllegung aller Kohlekraftwerke mit einer Betriebsdauer mit mehr als 30 Jahren notwendig.

In einigen Stellungnahmen wird darauf hingewiesen, dass die erhebliche Reduktion des Kraftwerksparks in allen Szenarien gegenüber dem heutigen Stand nur durch eine massive Steigerung der Importe aus dem Ausland ermöglicht werden kann. Ob solch ein Import über lange Zeit realistisch oder eine Importabhängigkeit politisch gewünscht sei, könne im Szenariorahmen nicht beantwortet werden. Dies seien grundlegende politische Entscheidungen, die durch einen Netzentwicklungsprozess nicht vorweggenommen werden sollten.

Einige Konsultationsteilnehmer äußern, dass die pauschale technisch-wirtschaftliche Betriebsdauer eine gute Näherung für reale Betriebsdauern der Kraftwerke darstelle und daher an der Methode festzuhalten sei. Eine Wirtschaftlichkeitsrechnung suggeriere eine nicht vorhandene Genauigkeit, da ihr Ergebnis sehr sensibel auf die Änderung der Eingangsparameter reagiere. Außerdem gäbe es neben der rein wirtschaftlichen auch viele strategische Aspekte, die ein Betreiber bei der Bewertung einer Anlage berücksichtige. Diese könnten mit einer Wirtschaftlichkeitsrechnung nicht erfasst werden.

Der konventionelle Kraftwerkspark sollte sich zukünftig nicht mehr an wirtschaftlichen, sondern primär an systemdienlichen Kriterien (Versorgungssicherheit, Netzstabilität) orientieren, so eine weitere Forderung. Zukünftig werde die Betriebsdauer konventioneller Kraftwerke weniger von ihrer technischen, sondern vielmehr von wirtschaftlichen Kriterien abhängig sein. Es werde in Zukunft nicht mehr darum gehen, EE-Anlagen in den Strommarkt zu integrieren, sondern um die Frage, wie sich diese Integration auf konventionelle Kraftwerke auswirkt. Grundlastkraftwerke würden perspektivisch durch Erneuerbare Energien Erzeugung verdrängt, während Spitzenlastkraftwerke eine wichtige Rolle zur Kompensation der Volatilität der Erneuerbaren Energien einnehmen. Im Marktmodell sollten daher Grundlastkraftwerke eine kürzere Betriebs-

dauer aufweisen als heute angenommen, während die Betriebsdauer von Spitzenlastkraftwerken erhöht werden sollte.

In einigen Stellungnahmen wird darauf hingewiesen, dass viele der aus dem Markt scheidenden Kraftwerke innerhalb von Liegenschaften der chemischen oder verarbeitenden Industrie verortet seien. Eine Reduktion der Kraftwerksleistung in diesen Bereichen bedeute gleichfalls eine Reduktion der Wirtschaftsleistung an vielen Industriestandorten. Hierbei wird besonders auf den Stellenwert einer industriellen Eigenversorgung mit Strom zur Gewährleistung einer hohen Versorgungssicherheit und Wirtschaftlichkeit hingewiesen. Auch versorgten viele in der Prognose ausscheidende Kraftwerke die Industriestandorte mit Prozesswärme, die in jedem Fall gedeckt werden müsse. Auch wird der Rückgang von 1,1 GW Mineralölkraftwerkskapazitäten angesprochen und die Frage nach dem zukünftigen Umfang von Raffineriestandorten aufgeworfen.

In einem Beitrag wird auf eine inkonsistente Bewertung und Verteilung von netztechnischen Betriebsmitteln - hier im speziellen Gaskraftwerke - auf Hessen, Bayern und Baden-Württemberg hingewiesen. Obwohl die abschließende regionale Verteilung dieser Betriebsmittel mit einer Gesamtleistung von 1,2 GW noch nicht durch die Übertragungsnetzbetreiber durchgeführt wurde, wurden diese Anlagen in der Prognose des Szenariorahmens nur nach Bayern und Baden-Württemberg regionalisiert. Die in Südhessen geplanten Projekte seien dagegen nicht aufgeführt.

Ein Konsultationsteilnehmer ist überzeugt, dass sich der zukünftige Kraftwerkseinsatz am Verbrauchsverhalten orientieren wird. Das Verbrauchsverhalten werde volatil und daher müssten auch die Kraftwerke flexibler werden. Dies würde sich negativ auf die Wirtschaftlichkeit bestehender, älterer und tendenziell unflexibler Kraftwerke auswirken.

### **2.2.2 Braunkohle**

Nach Meinung eines Konsultationsteilnehmers stehen die Fahrpläne der Braunkohleverstromung und deren Förderung in Einklang mit nationalen und internationalen Klimaschutzzielen. Gegenüber heute würden die Emissionen der Braunkohlekraftwerke im rheinischen Revier bis 2030 um bis zu 50 % gesenkt werden. Dafür sei der Übergang von fünf Kraftwerksblöcken in die Sicherheitsbereitschaft (bis 2020) und eine geringere Auslastung der übrigen Kraftwerke verantwortlich. Dazu würde das Kraftwerk Weisweiler ca. 2030 nach Auskohlung des zugehörigen Tagebaus Inden vom Markt gehen. Auch das Kraftwerk Jänschwalde werde nach der Auskohlung des zugehörigen Tagebaus ca. 2023 noch etwa acht bis zehn Jahre weiterbetrieben und dann abgeschaltet werden.

In einigen Konsultationsbeiträgen wird die regionale, aber auch die überregionale Bedeutung der Braunkohleindustrie betont. Die Bundesregierung habe sich weiterhin zu einer Energiewende bekannt, die ohne Strukturbrüche und disruptive Einschnitte in die Industrielandschaft auskommt. Dieser Strukturwandel sei zudem leichter zu realisieren, wenn Braunkohle- und Bergbauindustrie der Region dabei helfen. Dies spräche dafür, die Revierpläne der Unternehmen in den deutschen Braunkohlerevieren wie geplant umzusetzen. Ein Weiterbetrieb der Braunkohlekraftwerke entsprechend der aktuellen Planung der Unternehmen und der Landesregierungen sei realistisch, weshalb im Szenariorahmen eine Kopplung der Kraftwerke an die entsprechenden Tagebaue anzunehmen sei. Eine pauschale Bewertung der Braunkohlekraftwerke nach technisch-wirtschaftlicher Betriebsdauer sei daher abzulehnen.

Die Flexibilität von Braunkohlekraftwerken habe sich in den letzten Jahren stark verbessert, was bei der Modellierung der Fahrweise der Kraftwerke berücksichtigt werden sollte, so eine weitere Feststellung.

In einigen Beiträgen wird auf die hohen Emissionen der Braunkohlekraftwerke hingewiesen. Daher sei eine technisch-wirtschaftliche Betriebsdauer von bis zu 50 Jahren unangemessen. Die Klimaschutzziele (insbesondere die Pariser Klimaziele) seien nur dann zu erreichen, wenn Braunkohlekraftwerke mittel- oder am besten kurzfristig abgeschaltet würden.

In weiteren Beiträgen wird auf die Konsequenzen der Braunkohleförderung und -verstromung für die Umwelt hingewiesen. Braunkohlekraftwerke hätten nicht nur hohe spezifische CO<sub>2</sub>-Emissionen, die zugehörigen Tagebaue bedeuteten einen massiven Eingriff in die Natur und haben Einfluss auf viele dörfliche Gemeinden, die dem Profitstreben der Kohleindustrie geopfert würden.

Ein Konsultationsteilnehmer teilt ausdrücklich die Einschätzung der Übertragungsnetzbetreiber hinsichtlich der installierten Leistung von Braunkohlekapazitäten in den Szenarien. Die Werte entsprächen einem realistischen Pfad in Anbetracht der aktuellen Regierungskonstellation.

In einer Stellungnahme wird auf die angenommene Reduktion der Braunkohlekapazitäten im Lausitzer Revier hingewiesen. Diese führten im Szenario C 2030 und B 2030/2035 zu einer Stilllegung des Kraftwerks Jänschwalde und den Blöcken N und P des Kraftwerks Boxberg. Im Szenario A 2030 wäre nur der Block N des Kraftwerks Boxberg betroffen. Also würde das Lausitzer Revier von den Szenarien B und C besonders stark betroffen. Es sei fraglich, ob es dem Kraftwerksbetreiber überhaupt möglich sei, nur noch mit den Kraftwerken Schwarze Pumpe und den Blöcken Q und R des Kraftwerks Boxberg zu wirtschaften. Es sei davon auszugehen, dass der gesamte Kraftwerksbetrieb eingestellt werden müsste. Durch die starke Reduzierung der Nachfrage an Braunkohle sei es zudem fraglich, ob die Tagebaue wirtschaftlich betrieben werden können und darüber hinaus, ob der Tagebaubetreiber seinen gesetzlichen Verpflichtungen zur Wiedernutzbarmachung der Oberflächen im vollen Umfang nachkommen könnte. Diese Szenarien würden unweigerlich zu einem vorgezogenen und abrupten Strukturbruch in der Lausitz führen. Durch diesen kurzfristigen Ausstiegsplan würden auch die Zulieferer kaum eine Möglichkeit haben, sich neu zu orientieren und aufzustellen. Für die Region sei von einem Dominoeffekt der Insolvenzen auszugehen, der weit über die Zahl der Kraftwerks- und Tagebaubetreiber hinausgehen würde. Der Konsultationsteilnehmer steht diesem engen Zeitplan des Braunkohleausstiegs daher ablehnend gegenüber.

Die pauschale Festlegung von Betriebsdauern für Braunkohlekraftwerke entspricht nicht der aktuellen wirtschaftlichen Realität und der geltenden Rechtslage, so ein Beitrag. Entscheidend sei die Wirtschaftlichkeit der Kraftwerke, die hauptsächlich von den Rohstoffpreisen, der Flexibilität der Kraftwerke und den CO<sub>2</sub>-Preisen abhängig ist. In diesem Zusammenhang verstoße das Vorgehen der Übertragungsnetzbetreiber mit der Einführung von nationalen CO<sub>2</sub>-Preisen, für die es bislang keine rechtliche Grundlage gäbe, gegen das Prinzip des europäischen CO<sub>2</sub>-Handelssystems.

### 2.2.3 Erdgas

In einigen Beiträgen wird darauf hingewiesen, dass Gaskraftwerke wesentlich weniger CO<sub>2</sub> je erzeugter kWh als Kohlekraftwerke ausstoßen. Angesichts der Klimaziele der Bundesregierung sollte deshalb bereits heute die verstärkte Verbreitung und der Einsatz von Gaskraftwerken im Szenariorahmen abgebildet werden.

Zur Sicherung der Stromversorgung sollen nach Einschätzung eines Konsultationsteilnehmers bis 2030 mindestens 48,8 GW KWK-fähige - insbesondere Kleinanlagen - zur Verfügung stehen. Dies sollte durch eine entsprechende Förderung realisiert werden.

In einem Beitrag wird ausgeführt, dass es ein Fehler des Szenariorahmens sei, den Atom- und Kohleausstieg durch den Zubau von Gaskraftwerken zu kompensieren. Ziele des Clean Energy Package der EU und des Pariser Klimaabkommens könnten so nicht erreicht werden, weil eine Auslegung der Infrastruktur und des Stromnetzes auf 100 % EE-Erzeugung verhindert werde.

Vielfach wird auf die zu hohe installierte Gaskraftwerkskapazität in allen Szenarien hingewiesen, die nicht mit der heutigen wirtschaftlichen Grundlage der Anlagen und dem derzeitigen Investitionsverhalten der Anlagenbetreiber in Einklang stünden. Es sei nicht klar, welche Anlagen am Energiemarkt agieren und welche als Reserve vorgehalten werden. Die Annahme von Gaskraftwerken als "besondere netztechnische Betriebsmittel" sei ein Sündenfall und eine Ausweitung dieses Instrumentes oder gar eine Berücksichtigung im Szenario-rahmen bedeute vor dem Hintergrund des "Unbundling" das Scheitern des liberalen Energy-Only-Marktes.

Einige Konsultationsteilnehmer fordern, die Betriebsdauer von Gaskraftwerken zu erhöhen oder nicht zu begrenzen, wenn diese mit Power-to-Gas betrieben werden. Fossil betriebene Gaskraftwerke sollten jedoch wegen der Klimaschutzziele mittelfristig vom Markt genommen werden.

#### **2.2.4 Pumpspeicher**

Der Zu- und Ausbau von Pumpspeicherkraftwerken wird in einem Konsultationsbeitrag wegen der mangelnden Akzeptanz in der Bevölkerung als unwahrscheinlich eingeschätzt. Die Verbreitung von wasserbetriebenen Kleinanlagen (z. B. Wasserbatterien) wird nur in einem kleinen Umfang erwartet.

In einem Beitrag wird die Frage aufgeworfen, weshalb die Zahl der Pumpspeicherkraftwerke im aktuellen Entwurf des Szenariorahmens der Übertragungsnetzbetreiber im Vergleich zur Genehmigung des letzten Szenariorahmens nach unten korrigiert wurde. Damit entwertete der vorliegende Entwurf die aktuell angenommene zusätzliche Speicherflexibilität.

#### **2.2.5 KWK**

In einem Beitrag wird darauf hingewiesen, dass der Anteil der KWK-Anlagen systematisch überschätzt werde. Dies sei besonders in Hinblick auf den Bau von Ultranet ein Fehler, weil die Annahme von KWK-Anlagen zu einer zentralistischen Stromnetzplanung führe, die eigentlich dezentral ausgerichtet sein sollte.

In einigen Stellungnahmen wird der Einsatz von KWK-Anlagen im zukünftigen Stromsystem kritisch hinterfragt. Grundsätzlich seien KWK-Anlagen sinnvoll, weil so mehr Energie der eingesetzten Brennstoffe genutzt werde. Andererseits müssten die hohen Emissionen von Kohle-KWK-Anlagen berücksichtigt werden. Daraus ergibt sich die Forderung nach einer Umstellung der KWK-Anlagen auf Gas. Einige Konsultationsteilnehmer sind der Meinung, dass KWK-Anlagen zukünftig nur noch mit Power-to-Gas betrieben werden dürfen, da nur dieser Brennstoff klimaneutral ist.

KWK-Anlagen sollten zukünftig nur noch in Kombination mit Power-to-Heat-Anlagen und Speichern eingesetzt werden, wird in einigen Beiträgen geäußert. So könnte überschüssiger Strom, der aus Erneuerbaren Energien gewonnen wurde, zur Wärmegewinnung genutzt werden und müsste nicht mehr ins Ausland ex-

portiert werden. Ein Wärmespeicher ermögliche auch die Entkopplung der KWK-Anlagen von wärmegeführten oder produktionsgeführten Prozessen, was den Must-Run-Anteil verringere und so die Stromnetze entlaste.

Ein Konsultationsteilnehmer geht davon aus, dass die Zukunft der KWK-Anlagen mit sehr großen Unsicherheiten behaftet ist. Dies betreffe einerseits die Einspeisung ins öffentliche Netz, da derzeit unklar sei, wie es mit der KWK-Förderung nach 2025 weitergehe. Unsicher sei andererseits, ob die KWK-Förderung nach den zur Revision anstehenden Umweltschutz- und Energiebeihilfeleitlinien der EU-Kommission auch in Zukunft möglich ist. Ohne Förderung erscheine es derzeit zweifelhaft, ob sich ins öffentliche Netz einspeisende KWK-Anlagen im Wettbewerb behaupten könnten. Bei den vorwiegend zur Eigenversorgung genutzten Anlagen hängt die Entwicklung der installierten Leistung vor allem von der Frage ab, mit welcher EEG-Belastung neue Anlagen zu rechnen haben.

Ein Beitrag prognostiziert, dass nicht alle Kohle- oder Öl-KWK-Anlagen ersetzt werden. Neuinvestitionen würden zukünftig ausschließlich in Gas-KWK-Anlagen fließen.

In einer Stellungnahme wird geraten, einen massiven dezentralen Ausbau von Klein-KWK-Anlagen anzunehmen und dabei die bereits existenten Mini-BHKW-Anlagen mit einzubeziehen. Dazu müsse eine dezentrale und regionale Planung erfolgen und die Fördermaßnahmen des Bundes, der Länder und der Kommunen aufeinander abgestimmt werden.

Auf die Vorteile und die Notwendigkeit des Einsatzes von KWK-Anlagen zur industriellen Strom- und Wärmeversorgung und der Fernwärmeversorgung weist eine andere Stellungnahme hin. Festzustellen sei jedoch, dass der industrielle KWK-Ausbau durch beihilferechtliche Einschränkungen bei der Eigenstromversorgung erheblich eingeschränkt wurde. Daher reichen die derzeitigen rechtlichen Rahmenbedingungen nicht aus, um in industrielle KWK zu investieren. Dies sei besonders an einzelnen Projekten in NRW erkennbar.

#### **2.2.6 Sonstige**

Ein Konsultationsteilnehmer fragt, warum der Einsatz von Mineralölkraftwerken in der Stromversorgung gegenüber dem letzten Szenariorahmen um ca. ein Drittel angehoben wurde.

#### **2.2.7 Kraftwerke < 10 MW**

Eine Stellungnahme begrüßt, dass Klein-KWK-Anlagen als gasbefeuert angenommen werden. Dies bedeute, dass langfristig alte Kohle- oder Ölbefeuerte Anlagen durch die neuen Gas-Klein-KWK-Anlagen ersetzt würden.

Die pauschale Kategorisierung von Klein-KWK-Anlagen als kleiner 10 MW wird von einem Teilnehmer kritisiert. Man sollte zwischen Anlagen mit 1-50 MW und Anlagen bis 1 MW unterscheiden. Der Betrieb von Anlagen mit 1-50 MW basiere weiterhin auf der Annahme zentraler Erzeugungsstrukturen, die zu einer weiteren Netzbelastung führen. Dagegen würden Anlagen bis 1 MW überwiegend in dezentralen Erzeugungsstrukturen Verbreitung finden, was automatisch zu einer Entlastung des Stromnetzes beiträgt.

Die Methode zur Ermittlung des Klein-KWK-Zubaus wird in einem anderen Beitrag kritisiert. Der praktizierte Ansatz basiere auf Marktanalysen, wodurch jedoch das eigentlich mögliche Potenzial von innovativen Klein-

KWK-Anlagen nicht richtig bewertet würde. Daher sollte die Prognose des Klein-KWK-Zubaus auf einer technischen Potenzialanalyse aufsetzen.

In einem Beitrag wird auf Studien verwiesen, in denen ein deutlich geringerer Zubau von Klein-KWK-Anlagen bis 2030 angenommen wird. Diese Annahme erscheint dem Konsultationsteilnehmer realistischer als die Annahmen der Übertragungsnetzbetreiber.

Andere Konsultationsteilnehmer halten den angenommenen Ausbau der Klein-KWK-Anlagen im Szenario-rahmen für angemessen oder sogar für zu wenig ambitioniert. Zur Erreichung der Klimaschutzziele müssten ihrer Meinung nach wesentlich mehr dezentrale Klein-KWK-Anlagen mit fossiler Gasbefuerung oder Power-to-Gas-Befuerung angenommen werden.

Gegen den Betrieb aller fossil befeuerten Erzeugungsanlagen spricht sich ein Konsultationsteilnehmer aus. Besonders kleine Gas-KWK-Anlagen müssten vor dem Hintergrund eines auf 100 % durch Erneuerbare Energien gespeisten System mit Power-to-Gas versorgt werden. Fossile Gas-KWK-Anlagen sollten höchstens als Brückentechnologie genutzt werden.

### **2.2.8 Versorgungssicherheit**

Einige Konsultationsteilnehmer erachten das Thema Versorgungssicherheit als maßgeblich, mahnen jedoch, dass der Mangel an Versorgungssicherheit nicht als Totschlagargument zugunsten eines massiven Netzausbaus oder als Freikarte für Laufzeitverlängerungen CO<sub>2</sub>-intensiver Kraftwerke genutzt werden dürfe. Es sei Aufgabe von Wirtschaft und Politik Lösungen zu finden, die eine umweltverträgliche Gewährleistung der Versorgungssicherheit ermöglichen. Die Versorgungssicherheit müsse so gestaltet werden, dass sie auch mit einem reduzierten konventionellem Kraftwerkspark, einem hohen Anteil Erneuerbarer Energien und einem Minimum an Netzausbau gesichert bleibe.

Zahlreiche Beiträge warnen angesichts von Terrorismus vor den Nachteilen eines zentralisierten Stromnetzes. Insbesondere HGÜ-Verbindungen, aber auch Großkraftwerke, seien kritische und leicht anzugreifende Infrastrukturen. Eine Gesellschaft, die in hohem Maße auf einen unterbrechungsfreien Energiefluss angewiesen ist, dürfe sich nicht durch eine zentralistisch ausgelegte Netzplanung angreifbar machen. Die dezentrale Umsetzung der Energiewende - sowohl auf Erzeuger- als auch auf Transportseite - würde das Risiko terroristischer Angriffe, aber auch technisch bedingter Ausfälle reduzieren.

In einigen Stellungnahmen wird der Beitrag des Lastmanagements zur Versorgungssicherheit angesprochen. Kritisiert wird, dass die Planungen der Übertragungsnetzbetreiber immer noch primär die Erzeugerseite im Blick habe und die Möglichkeiten der Flexibilität von Verbrauchern noch nicht ausreichend gewürdigt würden. Das Potenzial der Entnahmeseite und deren flexible Anpassung an die Preis-, Erzeugungs- und Transportsituation müssten stärker im Fokus der Netzentwicklung stehen.

Viele Konsultationsteilnehmer kritisieren, dass der Beitrag der Erneuerbaren Energien zur Versorgungssicherheit nicht ausreichend bzw. gar nicht berücksichtigt werde. In einigen Beiträgen wird auf die hohe installierte Leistung der EE-Anlagen verwiesen, die den Wert der Jahreshöchstlast übersteigt. Schon deshalb seien konventionelle Anlagen für die Versorgungssicherheit überflüssig. Andere Konsultationsteilnehmer erkennen das Problem der unsteten Verfügbarkeit erneuerbarer Energiequellen und erklären, dass durch ausreichende Speichermöglichkeiten die Verfügbarkeit der Erneuerbaren Energien Anlagen erhöht werden könne. Gleich-

zeitig könnte so überschüssiger EE-Strom gespeichert werden und müsste nicht mehr zu geringen oder negativen Preisen ins Ausland exportiert werden.

In anderen Beiträgen wird die von den Übertragungsnetzbetreibern angenommene Verfügbarkeit bzw. gesicherte Leistung der Erneuerbaren Energien als zu niedrig angesetzt kritisiert (Wind Onshore 1 %, PV 0 %, Wind Offshore 3 %). Die Verfügbarkeit dürfe nicht mehr rein national, sondern müsse international bzw. europaweit gedacht werden. Durch die Betrachtung der verschiedenen Wetterlagen im europäischen Verbundnetz würde zu jeder Zeit genügend Erneuerbare Energie zur Verfügung stehen. Diese transeuropäische Verfügbarkeit würde durch weiteren Ausbau Erneuerbarer Energien in Europa noch zunehmen.

Ein Beitrag legt dar, dass die EE-Erzeugung kaum zur Versorgungssicherheit beitragen kann. Ob der Stromaustausch mit Nachbarstaaten dieses Versorgungssicherheitsproblem lösen könne, sei angesichts der starken Synchronität der Zeiten mit nicht zur Verfügung stehender Erneuerbaren Energien Erzeugung und hoher Nachfrage sehr fraglich. Großtechnische Speicherlösungen stünden für den Zeitraum, den der Netzentwicklungsplan 2030 betrachtet, nicht zur Verfügung. Daher werde ein umfassendes zweites System mit konventionellen Kraftwerken benötigt.

Auf die zukünftige Sektorenkopplung wird in einigen Stellungnahmen hingewiesen. Diese werde den Strombedarf erheblich steigern. Deshalb sollte bei der Betrachtung der Versorgungssicherheit die Lastseite stärker in den Fokus rücken. Um der Herausforderung der Versorgungssicherheit nicht ausschließlich mit zusätzlichem Netzausbau zu begegnen, müssten neue Stromanwendungen möglichst netzverträglich in das Stromsystem integriert werden. Diese Integration würde überwiegend auf der Verteilernetzebene und nicht der des Übertragungsnetzes realisiert, weshalb die koordinierte Planung des Verteilernetzes im Mittelpunkt des zukünftigen Netzausbaus stehen sollte.

In einem Beitrag wird die Meinung vertreten, dass die Versorgungssicherheit trotz verzögertem Netzausbau nach EnLAG und Bundesbedarfsplan zu jeder Zeit gewährleistet war. Die Gewährleistung der Versorgungssicherheit sei eine Kernaufgabe der Netzbetreiber, der sie sich stellen müssten. Es reiche nicht aus, diesem Problem mit mehr Netzausbau zu begegnen. Die Energiewende werde von den Übertragungsnetzbetreibern dazu missbraucht, den Netzausbau auf ein möglichst hohes Maß auszudehnen.

Die Gewährleistung der Versorgungssicherheit ist nach Meinung vieler Konsultationsteilnehmer einer der Eckpfeiler der Energiepolitik und somit von übergeordneter Bedeutung. Die Versorgungssicherheit müsse auch in einem künftigen Energiesystem für den Wirtschaftsstandort Deutschland erhalten bleiben. In einem Beitrag wird in diesem Zusammenhang darauf verwiesen, dass die Diskussion zur Versorgungssicherheit sehr vielschichtig ist. Die erforderlichen Modellierungen seien von hoher Komplexität, weil sowohl Flexibilität, Preiselastizitäten als auch Wahrscheinlichkeiten berücksichtigt werden müssen. Dem werde die im Szenariorahmen vorgenommene, vergleichsweise schematische Leistungsbilanzrechnung auf Basis fest vorgegebener „technisch-wirtschaftlicher“ Kraftwerklaufzeiten nicht gerecht. Diese Thematik sollte daher direkt und umfassend im Rahmen der explizit für das Monitoring der Versorgungssicherheit vorgesehenen Berichte (insb. dem Bericht zum Stand und zur Entwicklung der Versorgungssicherheit im Bereich der Versorgung mit Elektrizität nach § 63 Abs. 2 EnWG) adressiert werden. Ein zusätzlicher Erkenntnisgewinn durch die Diskussion der Thematik im Szenariorahmen sei nicht erkennbar.

In einzelnen Beiträgen wird davor gewarnt, bei der Diskussion über die Versorgungssicherheit primär auf Gaskraftwerke zu setzen. Die Gasversorgung erfolge hauptsächlich über Pipelines aus Russland. Diese Abhän-

gigkeit könnte beim Verzicht auf andere konventionelle Erzeugung wie Kohlekraftwerke als politisches Druckmittel gegen Deutschland genutzt werden.

Ein Konsultationsteilnehmer rät, für alle Szenarien eine gesicherte Versorgungssicherheit auszuweisen. Eine zukünftige Entwicklung, die die Versorgungssicherheit nicht gewährleiste, sei unrealistisch und unwahrscheinlich. Auch wenn heute Tendenzen in eine solche Richtung zeigten, würde dies sicher korrigiert, wenn die ersten merklichen Versorgungsunterbrechungen auftreten.

Eine Stellungnahme geht auf die Problematik einer konventionellen Unterdeckung und das Abstellen der Versorgungssicherheit auf Gaskraftwerke in der Planung des Stromnetzes ein. Es sei nicht nachvollziehbar, dass unzureichend gesicherte Leistung als Basis für die Szenarien A, B und C unterstellt wird, wenn dies gleichzeitig einen heute wirtschaftlich noch nicht absehbaren, massiven Zubau von Gaskapazitäten beinhaltet. Gerade angesichts der Situation in Frankreich im Winter 2017 mit einer Reihe von außerplanmäßigen Abschaltungen von Kernkraftwerken (sowie dem zwischenzeitlich politisch verfügbaren, teilweisen Wiederaufstarten der KKW) werde deutlich, dass ein Stresstest für die Versorgungssicherheit in Deutschland zumindest auch auf Basis der begrenzten NEP-Szenarien erforderlich ist.

In einigen Beiträgen wird der unterstellte massive Zubau von Gaskraftwerken thematisiert. So steige die installierte Leistung von Gaskraftwerken gegenüber der heute installierten Leistung von ca. 24,2 GW netto auf 30,4 GW netto (A) bzw. 32,4 GW netto (Szenarien B und C) im Jahr 2030 an. Unter Berücksichtigung der altersbedingten Stilllegungen von Gaskraftwerken, die im Jahr 2030 mehr als 40 Jahre alt sind, wäre schon für diese Annahmen ein Zubau von 10 bis 15 GW Gaskraftwerksleistung bis 2030 erforderlich. Auch hier sollte wegen der sehr langen Vorlaufzeiten für die Genehmigung von Kraftwerksneubauten und die notwendige Gasversorgungsinfrastruktur, die ihrerseits teilweise von Genehmigungsverfahren abhängig ist, hinterfragt werden, ob diese Annahmen in Verbindung mit einer derzeit nicht gegebenen wirtschaftlichen Grundlage für die Investition in neue Gaskraftwerke ein realistisches, belastbares Szenario darstellt. Gleichzeitig sei es aus ordnungspolitischen Gründen nicht hinnehmbar, dass die Übertragungsnetzbetreiber offenbar bereits heute von einer starken Ausweitung des Instruments der sog. besonderen netztechnischen Betriebsmittel, also im Wesentlichen Gaskraftwerke in ihrer Verfügungsgewalt, bis 2030 ausgehen. Anders lasse sich jedoch der Wert von 4,6 GW an „zusätzlichen Reservekraftwerken (in Gas enthalten)“ nicht erklären. Schon die bereits genehmigten „besonderen netztechnischen Betriebsmittel“ in Höhe von 1,2 GW seien ein ordnungspolitischer Sündenfall. Eine Ausweitung dieses Instruments verbiete sich vor dem Hintergrund des Unbundling, das konstituierend für einen liberalisierten Strommarkt ist, der aus sich selbst heraus die Versorgungssicherheit bereitstellen soll. Schon jetzt eine Ausweitung von Gaskraftwerkskapazitäten in Reserven der Übertragungsnetzbetreiber zu unterstellen, hieße den „Strommarkt 2.0“ für gescheitert zu erklären.

In einer Stellungnahme wird darauf hingewiesen, dass - auch wenn die Versorgungssicherheit nicht gesetzliche Aufgabe der Übertragungsnetzbetreiber sei - die Systemstabilität dennoch zu ihren Aufgaben gehöre. Netzausbaubedarf und Systemstabilität ließen sich nicht sinnvoll voneinander trennen. Dies gelte umso mehr, als sich Erzeugungs- und Verbrauchsschwerpunkte auseinander entwickeln und die Abhängigkeit der Systeme innerhalb des EU-Elektrizitätsbinnenmarkts zunähme. Daher sei es sinnvoll, im Szenariorahmen historische Erfahrungen zur Abschätzung eines „Einspeiseparks“ zu nutzen. Aus diesem Grund werde die von den Übertragungsnetzbetreibern vorgenommene Integration der Leistungsbilanz in den Szenariorahmen grundsätzlich als zielführend erachtet.

Unter Annahme von ausreichend Speichermöglichkeit, Lastflexibilität und flexiblen Power-to-Heat bzw. Power-to Gas Anwendungen wäre die Versorgungssicherheit auch in einem 100 % Erneuerbaren Energien Stromsystem in jedem Fall gewährleistet, argumentieren einige Konsultationsteilnehmer.

In den Augen mehrerer Konsultationsteilnehmer hat die Versorgungssicherheit keinen unmittelbaren Einfluss auf den Netzausbau. Die Debatte zu Versorgungssicherheit sollte an anderer Stelle geführt werden und gegebenenfalls als Ergebnis in die Szenariengestaltung einfließen. Es müsse die Frage geklärt werden, wie in Zeiten geringer Einspeisung aus Erneuerbarer Energie und unter Nutzung aller verfügbaren Flexibilität und Speicher, die Deckung der Last sichergestellt werden könne. Da in solchen Knappheitssituationen auch die reduzierte Last zur Lösung der Versorgungssicherheitsfrage beitragen müsse und dies weitgehend durch Marktpreissignale erfolgen könne, sei ein starker Anstieg der Jahreshöchstlast nicht zu erwarten. Für die europäische Betrachtung zur Sicherstellung der Versorgungssicherheit könnten beispielsweise die Arbeiten des Pentalateralen Forums als Grundlage dienen. Zudem seien die im vorliegenden Dokument verwendeten Methoden nicht Stand der wissenschaftlichen Diskussion. Die Leistungsbilanz sollte zukünftig durch die Anwendung probabilistischer Methoden ermittelt werden. In einem gesonderten Prozess sollte die Anlagenverfügbarkeit zum Zeitraum der Jahreshöchstlast herangezogen werden. Anlagen mit Wärmeauskopplung hätten zu dieser Zeit einen sehr hohen Anreiz in Betrieb zu sein (Wärmelieferverträge und hohe Strompreise). Dies gelte insbesondere für Biogasanlagen, bei denen der Ausfall der Wärmeversorgung zu einer schweren Schädigung der biologischen Prozesse führte. Auch für elektrische Speicher gäbe es starke wirtschaftliche Anreize in diesem Zeitraum verfügbar zu sein, da hohe Erlöse zu erwarten seien.

Die Diskussion über die Versorgungssicherheit sei eine sehr wichtige politische Diskussion, die nicht primär innerhalb des von den Übertragungsnetzbetreibern vorgeschlagenen und von der Bundesnetzagentur genehmigten Szenariorahmens geführt werden sollte. Das Thema sei insofern für den Netzausbau relevant, da der Netznutzungsfall, in dem die Jahreshöchstlast auftritt, eine dimensionierende Wirkung auf den Netzausbau habe. Die Sicherstellung der Versorgungssicherheit sei im europäischen Verbundnetz und in einer "Energy Union" ein europäisches Problem und müsse auch als solches kooperativ gelöst werden, wenn die Herausforderungen nicht durch dezentrale Ansätze sinnvoll verringert werden können. Eine breite Diskussion über die Frage, wie genau die langfristige Versorgungssicherheit in einem europäischen Stromsystem mit sehr hohem Anteil von Erneuerbaren Energien sichergestellt werden könne, sei notwendig und sollte auch aktiv von Übertragungsnetzbetreibern und Bundesnetzagentur aufgegriffen werden.

## **2.3 Erneuerbare Energien Erzeugung**

### **2.3.1 Allgemeines**

Ein Konsultationsteilnehmer kritisiert Inkonsistenzen der Datenbestände des Entwurfs zum Szenariorahmen. Beispielsweise basiere die Modellierung der PV-Anlagen auf einem Bestand zum 31.07.2017 während Wind-Onshore Anlagen zum Stichtag 31.12.2016 bilanziert worden seien.

In einem Beitrag wird die Meinung vertreten, dass eine 100 %ige Vollversorgung mit Erneuerbaren Energien kein Problem darstellt solange genügend Speicher vorhanden sind. Ein 100 %-Szenario sollte als Vergleichsgröße allen Diagrammen hinterlegt sein. Eine weitere Stellungnahme legt dar, dass zuerst die Erreichung einer 100 % Erneuerbaren Energien Versorgung mit unseren heutigen technischen Möglichkeiten entwickelt werden sollte, bevor man Zwischenziele (für 2030/35) festlegt. Als Ziel für 2050 sollte man an 100 % Erneuerbaren Energien Anteil festhalten und nicht 80 – 95 %, wie es im Klimaschutzplan 2050 beschrieben werde.

Zahlreiche Konsultationsteilnehmer fordern, dass der Anteil Erneuerbarer Energien am Bruttostromverbrauch, der sich im Entwurf der Übertragungsnetzbetreiber zwischen 50,5 und 54,8 % bewegt, an die Vorgaben des Koalitionsvertrags angepasst wird. Im Koalitionsvertrag sei das Ziel von 65 % EE-Anteil am Bruttostromverbrauch genannt. Da dieser Koalitionsvertrag den erklärten politischen Willen der künftigen Bundesregierung darstellt, müsse er in allen Szenarien eingehalten werden. Eine Nichtbeachtung des Koalitionsvertrags würde zu einem unterdimensionierten Netzausbau führen, wodurch die Abregelungs- und Redispatchmaßnahmen stark anstiegen. Für das Jahr 2035 sei, so ein Konsultationsteilnehmer, ein Anteil von 75 - 80 % realistisch. In manchen Beiträgen wird ein EE-Anteil gefordert, der über das Ziel von 65 % hinausgeht, also beispielsweise 70 - 75 % in Szenario C 2030. Konkret fordert eine Stellungnahme die Annahme von 200 GW Onshore-Wind und 200 GW PV-Anlagen, besonders zur Erzeugung von Speichergas.

In diesem Zusammenhang wird von mehreren Konsultationsteilnehmern angeregt, eine größere Spannbreite für den EE-Anteil am Bruttostromverbrauch in den unterschiedlichen Szenarien anzunehmen. Die bisherige Spannbreite von 5 % sollte erhöht werden. Besonders das ambitionierte Szenario C 2030 sollte einen signifikant höheren Anteil Erneuerbarer Energien aufweisen. Die Beschreibung der Szenarien passe im Entwurf der Übertragungsnetzbetreiber nicht zu den angenommenen Zahlen. In Szenario C 2030 könne nicht von einer „sehr dynamischen Entwicklung“ die Rede sein, wenn die Unterschiede zu Szenario B 2030 nur marginal seien. Dazu sollten auch die im Koalitionsvertrag erwähnten technologiespezifischen Sonderausschreibungen einbezogen werden.

Generell herrscht über die Höhe der Ausbauraten unter den Konsultationsteilnehmern keine Einigkeit. Einige fordern massiv höhere Ausbauraten - sowohl bei Wind On- wie Offshore und PV. Andere fordern, dass nur noch PV stark zugebaut werden sollte, da die Flächen für Windkraftanlagen knapp würden und der Widerstand in der Bevölkerung wachse. Die Leistung von Windkraftanlagen könnte durch Repowering erhöht werden. Wiederum andere Teilnehmer fordern nur eine moderate Anhebung der Ausbauraten.

Die Formulierung im Koalitionsvertrag, dass der verstärkte Ausbau der Erneuerbaren Energien nur unter der Bedingung der Netzverträglichkeit erfolgen soll, dürfe kein Hindernis für den Szenariorahmen sein, merkt ein Beitrag an. Die Übertragungsnetzbetreiber müssten ein Netz planen, das die höhere Ausbaurate aufnehmen kann.

Neben den Zieljahren schlägt ein Konsultationsbeitrag vor, ein Zwischenszenario (Stützzenario) für das Jahr 2025 mit einem Erneuerbaren Energien Anteil am Bruttostromverbrauch von 55 % einzufügen.

Mehrere Konsultationsbeiträge kritisieren die generelle Methodik der Ermittlung der Erneuerbaren Energien. Die Übertragungsnetzbetreiber setzen auf ein Top-Down Verfahren, während der Beitrag ein Bottom-Up Verfahren für geeigneter hält. Die Mantelzahlen der Erneuerbaren Energien seien ein maßgeblicher Einflussfaktor für die Qualität des Szenariorahmens und somit für die gesamte Netzentwicklungsplanung. Es sei positiv, dass die Übertragungsnetzbetreiber diesen Dissens erstmalig konkret thematisierten. Ebenfalls würden die höheren Ausbauraten im Vergleich zum letzten Szenariorahmen den erwarteten Zubau besser wiedergeben.

In zahlreichen Beiträgen wird die Meinung vertreten, dass die Anteile regenerativer Energien von den Übertragungsnetzbetreibern nicht volkswirtschaftlich optimal, sondern nach eigenem Interesse gewählt wären. Das generelle Ausschreibungsverfahren stellt aus Sicht eines Teilnehmers einen massiven Eingriff in den Markt dar. Dies wäre mit den Prinzipien einer freien Marktwirtschaft unvereinbar. Außerdem würde es die großen Windparks gegenüber anderer EE-Erzeugung bevorzugen.

Die von Bundesländern und Branchenverbänden geäußerte Annahme, dass Bürgerenergieprojekte eine geringere Realisierungswahrscheinlichkeit haben, wird von einem Konsultationsteilnehmer nicht geteilt. Dem entgegnet eine andere Stellungnahme, dass eine vollständige Realisierung aller Projekte nicht zu erwarten sei. Da es keine Übertragung nicht gebauter Kapazitäten auf eine nächste Ausschreibungsrunde gibt, sollte man von einer Realisierungsquote von maximal 90 % in allen Szenarien ausgehen.

Nach Meinung eines Teilnehmers ist die Annahme des Rückbaus von Erneuerbaren Energien absurd. Selbst nach Ablauf der Förderung würden die Anlagen entweder durch Repowering ersetzt oder ohne Förderung weiterbetrieben. Ein anderer Konsultationsteilnehmer ergänzt, dass die Übertragungsnetzbetreiber überhaupt keinen Rückbau annehmen dürften. Durch die günstige Verfügbarkeit von Speichern würde sich in Zukunft eine neue Marktsituation einstellen, in welcher EE-Anlagen auch völlig ohne Förderung konkurrenzfähig wären.

Mehrere Teilnehmer sind überzeugt, dass die durchschnittliche Lebensdauer der Anlagen plausibel ist. Einige Konsultationsteilnehmer halten die angenommene Lebensdauer dagegen für zu kurz. Gerade für PV-Anlagen seien die Annahmen zu kurz, da für PV kaum variable Kosten anfallen und die Mehrzahl der PV-Anlagen auch bei sehr niedrigen Marktpreisen ertragreich ist. Dem gegenüber gibt ein Konsultationsteilnehmer zu bedenken, dass nicht von einer nennenswerten Ausweitung der Betriebsdauern ausgegangen werden kann, weil sich gegenläufige Effekte wie ein vorzeitiges Repowering und Anlagenweiterbetrieb teilweise ausgleichen würden. Das Verhältnis von am Markt erzielbaren Strompreisen zu den Wartungskosten bzw. den Erlösen aus einer Zweitverwertung sei maßgeblich für die Betriebsdauer nach dem Förderzeitraum. Für eine Mehrzahl der Altwindenergieanlagen sei ein rentabler Weiterbetrieb nach 2020 nicht zu erwarten. Über alle Konsultationsbeiträge hinweg werden verschiedene durchschnittliche Betriebsdauern gefordert: Für PV liegen diese Forderungen im Bereich von 24 bis 30 Jahren, bei Wind Onshore zwischen 20 und 25 Jahren.

Ein weiterer Konsultationsteilnehmer empfiehlt, die Methodik aus dem "Barometer der Energiewende 2017" von Fraunhofer IEE (IWES) für den Ersatz von EE-Anlagen zu verwenden. Es sollte in allen Szenarien dieselbe "Sterberate" angenommen werden.

Viele Beiträge halten die Weibull-Verteilung für geeignet, die statistische Modellierung der Lebensdauer darzustellen. Sie würde die Streubreite individueller Betreiberentscheidungen besser abbilden als die Annahme einer pauschalen Lebensdauer. Dies sei eine weitere Optimierung des Prognose- und Regionalisierungsmodells. Ergänzend dazu sollte die Entwicklung der realen Entwicklungen der Lebensdauern fortlaufend überprüft werden, um die angenommenen Werte ggf. im nächsten Szenariorahmen anzupassen. In einem Beitrag wird darauf hingewiesen, dass die Weibull-Verteilung zwar die technische Lebensdauer gut darstellt, aber nicht die ökonomische. Letztere sei abhängig von der Weiterentwicklung des Ausschreibungsdesigns und der Großhandelspreise, die sich mit der Weibull-Verteilung nicht abbilden ließen.

Ein Konsultationsteilnehmer ist dagegen der Meinung, dass die Nutzung einer Weibull-Verteilung nicht zielführend sei, weil es bei diesen neuen Technologien schwierig ist, die richtigen Parameter zu finden. Viele Anlagen liefen außerdem länger als prognostiziert und Windkraftanlagen werden überwiegend repowered. Dem zustimmend gibt ein Konsultationsteilnehmer zu bedenken, dass die Nutzung einer Verteilungsfunktion zu keinem wesentlichen Erkenntnisgewinn führen würde. Die Parameter der Weibull-Verteilung würden dabei Anlass zu Spekulationen bieten. Der Parameter Lambda nehme das Ergebnis der durchschnittlichen Lebensdauern vorweg und die gewählten Formfaktoren  $k$  würden sich aus dem Entwurf nicht erschließen. Die Anwendung einer Weibull-Verteilung würde Ergebnisse liefern, die die Bundesnetzagentur oder die Übertra-

gungsnetzbetreiber sehen wollen, wobei kaum jemand das Verfahren nachvollziehen könne, so eine weitere Kritik. Darüber hinaus hinterfragt der Konsultationsteilnehmer die Evaluierung der Weibull-Verteilung anhand der Stakeholder-Befragung.

### 2.3.2 Regionalisierung der Erneuerbaren Energien Erzeugung

Ein Beitrag regt an, die Regionalisierung nach einem Bottom-up-Ansatz in Abstimmung mit den Verteilnetzbetreibern durchzuführen. Die Verteilnetzbetreiber hätten durch Detailkenntnisse zu Regionalplanungen und der Antragslage beste Voraussetzungen, qualitativ hochwertige Prognosen zu erstellen. Dabei sollte sich die Regionalisierung auf die Übergabepunkte der Verteilnetzbetreiber zum Übertragungsnetz beschränken. Die derzeitige Regionalisierung nach dem Top-down-Ansatz (auf Grundlage von Mantelzahlen und Klimazielen) sei demnach nicht sinnvoll. Mehrere Konsultationsteilnehmer ergänzen, dass der Verbund der europäischen Übertragungsnetzbetreiber ENTSO-E in ihrem Ten Year Network Development Plan ebenfalls einen Bottom-up-Ansatz nutze. Mehrere andere Konsultationsteilnehmer halten die Regionalisierungsmethodik der Übertragungsnetzbetreiber für grundsätzlich nachvollziehbar, jedoch sollten Einschätzungen und Erfahrungen der regionalen Verteilnetzbetreiber berücksichtigt werden. Dies biete ein Potenzial zur Verbesserung der Prognosen. Die Stakeholder-Befragung und der Übertragungsnetzbetreiber-Verteilnetzbetreiber-Dialog seien dabei Schritte in die richtige Richtung.

In diesem Zusammenhang macht ein Konsultationsteilnehmer den Vorschlag, einen Abgleich der Annahmen des Szenariorahmens mit den Annahmen des Netzausbauplans der Verteilnetzbetreiber durchzuführen. Darüber hinaus könnten Projektierer in die Prognose des regionalen Zubaus stärker eingebunden werden.

Den von den Übertragungsnetzbetreibern vorgestellten Regionalisierungsansatz bewerten viele Konsultationsteilnehmer positiv. Bei eventuellen Änderungen der Ausschreibungsmethodik oder ggf. geänderten gesetzlichen Rahmenbedingungen müsste die Regionalisierungsmethodik jedoch entsprechend aktualisiert und angepasst werden.

Sehr viele Stellungnahmen fordern, den Zubau von Erneuerbaren Energien dezentral anzunehmen. Die angekommene (teil-)zentrale Erzeugung wird stark kritisiert. Die Energiewende solle auf Basis eines dezentralen, zellularen und regionalen Ansatzes geplant werden. Häufig wird dabei von Konsultationsteilnehmer der zelluläre Ansatz des Energietechnischen Gesellschaft im VDE (ETG) genannt. Dieser habe eine breite Akzeptanz in der Bevölkerung. Es dürfe keine Festlegungen im Szenariorahmen geben, die das Erzeugungsungleichgewicht zwischen der Nord- und Südregion vergrößert.

Bei der Zubau-Modellierung von PV-Freiflächenanlagen würde nur die Globalstrahlung als einzige Determinante betrachtet, kritisiert ein Beitrag. Auch in Gebieten mit vergleichsweise geringer Globalstrahlung könnten hohe PV-Erträge entstehen. Daher sollten neben der Globalstrahlung auch andere Einflussfaktoren berücksichtigt werden.

Viele Konsultationsteilnehmer zeigen auf, dass es bereits zahlreiche Landkreise, Orte und Regionen gibt, die schon heute einen großen Anteil ihres Energiebedarfs selber erzeugen. Es gäbe sogar viele Landkreise, Orte und Regionen, die bereits jetzt mehr Erneuerbare Energien erzeugen als sie selber verbrauchen. Diese dezentralen Erzeugungsstrukturen würden im Szenariorahmen keine oder nicht ausreichend Berücksichtigung finden. Regionale Autarkie sollte ein Ziel des Szenariorahmens sein.

Ergänzend fordern zahlreiche Konsultationsteilnehmer eine erzeugungs- und verbrauchsorientierte Netzausbauplanung. Ein zellulärer Ansatz fördere die lokale Wertschöpfung und führe zu einer besseren Identifikation mit der Energiewende. Der Stromtransportbedarf würde dabei stark verringert und sich zu einem großen Teil vom Übertragungsnetz auf das Verteilnetz verlagern. Darüber hinaus ließe sich die Energiewende so kostengünstiger durchführen.

Mehrere Teilnehmer fordern eine Offenlegung der Modellierung der lokalen Auflösung von EE-Anlagen. Es mache volkswirtschaftlich einen erheblichen Unterschied, ob man EE-Anlagen dort zubaue, wo die Energie benötigt wird, oder dort, wo die Energie erst zu den Verbrauchern transportiert werden muss.

Mehrere Beiträge werfen die Frage auf, warum in Süddeutschland nicht mehr Windenergieanlagen angenommen werden, wenn doch laut bewertetem Restpotenzial viel mehr Anlagen gebaut werden könnten. Auch im Koalitionsvertrag werde schließlich ein Mindestanteil Erneuerbarer Energien südlich des Netzengpasses gefordert. Diese Verlagerung des Ausbaus Erneuerbarer Energien nach Süden könnte den Netzausbaubedarf verändern und müsse daher im Szenariorahmen berücksichtigt werden.

Ein Konsultationsteilnehmer befürchtet, dass der Szenariorahmen die Erreichung der energiepolitischen Ziele Thüringens verhindert. Ausgewiesene Vorrangflächen für Windenergie sollten daher höher bewertet werden. Allerdings gibt der Beitrag auch zu bedenken, dass freiwerdende Flächen - so die eigenen Erfahrungen - nicht automatisch wieder für Windenergie zur Verfügung stehen. Die Planungsregionen würden sich sehr bewusst mit der Frage des Repowering von Anlagen auseinandersetzen, wodurch einige Flächen nicht mehr verfügbar wären. Insgesamt sollte jedoch eine höhere installierte Leistung für Wind-Onshore in Thüringen angenommen werden.

Für Nordrhein-Westfalen wäre der Zubau ebenfalls zu gering prognostiziert. Eine installierte Leistung in Höhe von 6,9 GW im Jahr 2030 würde nur einen absoluten Leistungszuwachs von 500 MW über ein Jahrzehnt bedeuten. Ein derart geringes Ausbauvolumen sei vor dem Hintergrund der gewaltigen Herausforderungen zur Erreichung der Energiewende- und Klimaschutzziele nicht nachvollziehbar. Auch hinsichtlich der konkreten Flächen-, Ausbau- bzw. Repowering-Potenziale und konkreter Genehmigungsverfahren sei ein solcher Einbruch des Windenergieausbaus nicht nachvollziehbar. Ein Ausbau von 500 MW entspräche dem derzeitigen Ausbau in NRW innerhalb eines drei Viertel Jahres. Auch Bestrebungen der Landesregierung den Windenergieausbau zurückzufahren, könnten aufgrund der sehr starken Netzaufnahmekapazität in Nordrhein-Westfalen nicht ausschlaggebend sein.

Nach Ansicht eines Konsultationsteilnehmers sind die Werte für Photovoltaik in Mecklenburg-Vorpommern im Szenario B 2035 zu niedrig. Der Zuwachs von nur 200 MW von B 2030 auf B 2035 scheine zu gering bemessen. Als Vorschlag werden 3.500 MW für B 2035 genannt.

Die Kennzahlen für Brandenburg in Szenario B 2030 seien weitgehend deckungsgleich mit dem Basisszenario des aktualisierten Entwurfs der Energiestrategie 2030 des Landes Brandenburg. Diese sehe im Jahr 2030 einen Ausbaustand von 9 GW für Windenergieanlagen und 5,6 GW für PV-Anlagen vor. Im Szenario C 2030 sei die angenommene Leistung für PV-Anlagen um 0,5 GW höher als im Entwurf der Energiestrategie. Ein anderer Konsultationsteilnehmer weist darauf hin, dass das maximal verfügbare Potenzial mit 87 GW sehr hoch gegriffen sei. Generell erscheint die angewandte Methodik der Regionalisierung nur dann zweckmäßig, wenn ein Abgleich mit den landespolitischen Zielen und dem örtlichen Planungsrecht erfolge.

Die angenommene installierte Leistung Erneuerbarer Energien für Baden-Württemberg ist zu gering, kritisiert ein Beitrag. Zur Erhöhung der Transparenz und besseren Vergleichbarkeit sei es sinnvoll, die für die verschiedenen Szenarien zugrunde gelegte Erzeugungsleistung nicht nur bundesländer- sondern landkreisscharf zu veröffentlichen.

Ein Teilnehmer weist auf ein Problem der Genehmigung hoher Windenergieanlagen mit Nabenhöhen über 140 Meter hin. Diese hohen Nabenhöhen würden durch das EEG 2017 besonders in windschwachen Regionen sehr stark angereizt. Durch diese großen Anlagen wären Bauschutzbereiche jedoch nur noch sehr eingeschränkt nutzbar, was die nutzbaren Flächen stark verringern würde.

In einem Beitrag wird kritisiert, dass der vorliegende Entwurf nicht durch ein Begleitdokument zur Regionalisierungsmethodik ergänzt wurde. Ohne dieses Begleitdokument sei nicht nachvollziehbar, welche Geodaten und festgelegten Ausschlussflächen zur Analyse der verfügbaren Flächen genutzt wurden. Die im Szenario-rahmen gemachten Angaben zu einbezogenen Flächen blieben daher nur sehr vage. Es fehle eine abschließende Auflistung der eingesetzten Geodaten und der jeweiligen Flächen, die als Ausschlussfläche oder Gebiete mit eingeschränkter Nutzbarkeit definiert sind. Außerdem müssten die jeweiligen Gebietsbegriffe eindeutig erläutert und definiert werden. Im Zuge dessen sei eine Differenzierung der unterschiedlichen Vorgaben der Bundesländer notwendig, um verfügbare Flächen für die weitere Potenzialberechnung realistischer abbilden zu können.

Für Mittelthüringen würde dies bedeuten, dass es neben den Flughäfen acht weitere Verkehrs- und Sonderlandeplätze gebe. Außerdem sei in allen Naturparks mit Ausnahme des Naturparks Thüringer Wald die Windenergienutzung verboten. Damit wären dies keine eingeschränkt nutzbaren Flächen, sondern Ausschlussflächen. Außerdem gebe es einen sachlichen Teilplan Windenergie der regionalen Planungsgemeinschaft Mittelthüringen. Dieser beinhalte 12 Vorranggebiete mit insgesamt 2.447 ha Fläche. Repowering sei in Thüringen nur innerhalb der ausgewiesenen Vorranggebiete zulässig. Es sollte beachtet werden, dass diverse Standorte mit Bestandsanlagen nach der Aktualisierung der Pläne nicht mehr in Vorranggebieten stehen und somit nicht durch Repowering ersetzt werden könnten.

Die installierte Leistung für Wind-Onshore in Bayern in Höhe von 2,6 GW halten mehrere Konsultationsteilnehmer für deutlich unterschätzt. Allein durch Repowering würde die installierte Leistung weiter steigen als im Szenario-rahmen angenommen.

Ein Konsultationsteilnehmer kritisiert die Ausbauprognosen für Hessen als zu niedrig. Heute wären bereits 2,0 GW installiert, der Szenario-rahmenentwurf sehe für das Szenario B 2030 aber nur 2,6 GW vor. Diese Prognose müsse angezweifelt werden, weil 2017 bereits 0,3 GW in Ausschreibungen bezuschlagt wurden und der hessische Anlagenbestand überwiegend nicht alt sei.

Für Niedersachsen sei es erfreulich, dass der Wert des Szenarios B 2030 von 11,9 GW im letzten Szenario-rahmen auf 15,7 GW angehoben wurde. Dieser Beitrag scheine aufgrund des hohen Winddargebots nur dann realistisch, wenn die Beschränkungen des Netzausbaugebiets noch längerfristig wirkten.

Ein Konsultationsteilnehmer schätzt die Lage in Sachsen-Anhalt wie im Entwurf des Szenario-rahmens ein. Eine andere Meinung hält die Ergebnisse des Szenario A 2030 für das angemessenste, während die anderen Szenarien für Sachsen-Anhalt abzulehnen seien. Ein weiterer Beitrag hält das bewertete Restpotenzial für

Sachsen-Anhalt mit 100,8 GW für überschätzt. Möglicherweise seien bei Ermittlung dieses Wertes fehlerhafte Annahmen getroffen worden.

Der prognostizierte Zubau für Schleswig-Holstein sei nicht konform mit dem Netzausbau, wie er im Koalitionsvertrag der Landesregierung gefordert sei. Laut des Monitoringberichts der Bundesnetzagentur würden bereits heute ständig 25 % der Erneuerbaren Energien wegen Einspeise Management Eingriffen abgeregelt. Ein weiterer Teilnehmer bezeichnet das maximale Flächenpotenzial in Höhe von 64 GW als absolut realitätsfern. Bis zum Jahr 2025 würde die Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien auf mindestens 37 TWh ausgebaut. Für die Windenergienutzung sollen im Zuge der Fortschreibung der Regionalpläne landesweit Vorranggebiete mit einer Fläche in Größe von 2 % der Landesfläche zur Verfügung gestellt werden.

### 2.3.3 Wind Onshore

Ein Konsultationsteilnehmer ist der Auffassung, dass es wegen der Akzeptanzprobleme nur einen maximalen Ausbau von 100 GW bei Wind Onshore geben wird. PV müsse daher ebenfalls einen sehr großen Erzeugungsanteil übernehmen. Ein weiterer Beitrag gibt zu bedenken, dass der Immissionsschutz bei weiterem Windenergieausbau zum begrenzenden Faktor werde. Diese Tatsache dürfe bei einem nachhaltigen Umbau der Netzstruktur nicht übersehen werden.

Der Zubau an Windenergieanlagen in den Jahren 2017 und 2018 scheint einem Konsultationsteilnehmer mit 11,3 GW zu hoch angesetzt. Diese Zahl unterstelle eine Realisierungswahrscheinlichkeit von 90 % und einen Realisierungszeitraum von einem Jahr. Dies sei jedoch zu kurz gewählt, da große Teile der Zuschläge an Bürgerenergiegesellschaften gingen, denen ein Realisierungszeitraum von vier Jahren zugestanden wird. Ein weiterer Konsultationsteilnehmer ergänzt, dass die Realisierungswahrscheinlichkeit geringer sein wird, weil vielen der bisher bezuschlagten Anlagen eine Genehmigung nach BImSchG fehlen würde. Es sollte daher nicht nur im Szenario A 2030, sondern in allen Szenarien von einer verringerten Realisierungswahrscheinlichkeit ausgegangen werden. Diese sollte unter 90 % liegen.

Die installierte Leistung für Wind Onshore-Anlagen ist nach Ansicht vieler Konsultationsteilnehmer zu niedrig. Nach einem Szenario des BUND wären im Jahr 2030 Leistungen von ca. 140 GW und im Jahr 2040 von ca. 200 GW erreichbar. Ein anderer Beitrag nennt installierte Leistung in Höhe von 84 – 86 GW für das Jahr 2030. Bei einer möglichen längeren Betriebsdauer der Anlagen könnte sich dieser Wert weiter erhöhen.

### 2.3.4 Wind Offshore

Mehrere Konsultationsteilnehmer empfehlen die stärkere Nutzung von Offshore- statt Onshore-Windenergie. Wegen des oft aus Kostengründen nur unvollständig durchgeführten Rückbaus sei langfristig mit der Versiegelung großer Flächen zu rechnen. Auch die Netzstruktur wäre bei Offshore-Windparks aufgrund möglicher Flächenkonzentrationen einfacher und nachhaltiger gestaltbar. Die letzten Ausschreibungen ließen auch starke Kostensenkungen bei der Offshore-Windenergie erkennen. Zudem seien aufgrund der Akzeptanzprobleme in der Bevölkerung und der politischen Diskussion um die Erhöhung der Mindestabstände von Onshore-Windparks erhebliche Auswirkungen auf die Flächenverfügbarkeit für Onshore-Windparks zu rechnen. Als weitere Argumente werden die höheren Volllaststunden der Offshore-Windenergieanlagen und die hohe Wahrscheinlichkeit der Realisierung bzw. der Einhaltung der Zielkorridore genannt. Folglich müssten doppelt so viele Onshore-Windenergieanlagen zugebaut werden, um den gleichen Effekt zu erzielen. Weiterhin seien die möglichen Flächenpotenziale für Offshore-Windenergie - anders als im Falle der landseitigen Windenergie - bei weitem nicht ausgereizt.

Ein anderer Konsultationsteilnehmer fordert die Beibehaltung des bisherigen gesetzlichen Ausbaupfads, während ein weiterer Teilnehmer zumindest für ein Szenario eine Begrenzung des Offshore-Ausbaus auf 10 GW im Jahr 2030 und 15 GW im Jahr 2035 vorschlägt, weil der Ausbau die Umwelt belastet, gegenüber der verbrauchsnahe Onshore-Windkraft nachrangig betrachtet werden sollte und den Netzausbau steigere.

Die Erhöhung der Ausbauziele für Erneuerbare Energien im Koalitionsvertrag auf 65 % am Bruttostromverbrauch sollte nach Ansicht mehrerer Konsultationsteilnehmer im Rahmen der Genehmigung des Szenariorahmens berücksichtigt werden. Die Teilnehmer fordern daher die Anhebung des Ausbauziels auf 20 GW (2030) bzw. 30 GW (2035) und mehr Netzressourcen bzw. eine bessere Auslastung und Optimierung bestehender Netzkapazitäten, um netzseitig die Anhebung der Ausbauziele zu ermöglichen. Ein Teilnehmer schlägt vor, das Ausbauziel für Offshore-Windenergie auf 20 GW in Szenario A 2030, auf 25 GW in Szenario B 2030, auf 30 GW in Szenario B 2030 und 30 GW in Szenario B 2035 anzuheben.

Eine andere Stellungnahme befürwortet die Einführung zusätzlicher Szenarien, die einen stärkeren Ausbau der Offshore-Windenergie vorsehen. Ein Szenario solle die im Koalitionsvertrag vereinbarten Sonderausweisungen für PV, Onshore- und Offshore-Windenergie berücksichtigen. Hierzu schlägt der Konsultationsteilnehmer 1,5 GW für Offshore-Windenergie vor, was den voraussichtlichen Restkapazitäten auf bestehenden oder bestätigten Offshore-Anbindungsleitungen entspräche; bei Ermittlung der Restkapazitäten solle NOR-5-2 mit einer Übertragungskapazität von 900 MW angesetzt werden. Ferner schlägt der Konsultationsteilnehmer vier Szenarien vor. Diese sollen den Ausbau an Erneuerbaren Energien berücksichtigen, der zusätzlich zu dem bisherigen Ausbaupfad für das Jahr 2030 erforderlich ist, um das Ausbauziel entsprechend des Koalitionsvertrags von 65 % Erneuerbarer Energien am Bruttostromverbrauch einzuhalten: (1.) 33,2 GW Offshore (74,4 GW Onshore, 76,8 GW PV; zusätzlicher Ausbau: 100 % Offshore); (2.) 29,2 GW Offshore (79,6 GW Onshore, 82 GW PV; zusätzlicher Ausbau: 50 % Offshore, 25 % Onshore, 25 % PV); (3.) 27 GW Offshore (82,6 GW Onshore, 85 GW PV; zusätzlicher Ausbau: 33 % Offshore, 33 % Onshore, 33 % PV); (4.) 23,6 GW Offshore (87,1 GW Onshore, 89,5 GW PV; zusätzlicher Ausbau: 15 % Offshore, 42,5 % Onshore, 42,5 % PV). Unter Berücksichtigung des zusätzlichen Flächenpotenzials entsprechend der Bundesfachpläne Offshore müsste zudem das Ausbauziel für Offshore-Windenergie - ausgehend von 23 GW für das Jahr 2030 - für das Jahr 2035 auf 35 GW angehoben werden.

Die Regionalisierung wird in mehreren Beiträgen als sinnvoll erachtet und als erforderlich für die landseitige Netzausbauplanung, während ein anderer Teilnehmer die Regionalisierung als Maßnahme ohne weitere Bedeutung einordnet. Zudem müsse die Regionalisierung die sich ändernden gesetzlichen Rahmenbedingungen berücksichtigen und erfordere einen Austausch zwischen Anlagenbetreibern, Übertragungsnetzbetreibern, Bundesnetzagentur und Bundesregierung.

Ein weiterer Konsultationsteilnehmer hält die Regionalisierung der Offshore-Windenergie nicht für sachgerecht. Die Ausbaupotenziale entsprechend der Bundesfachpläne Offshore, die Kosten der Offshore-Anbindungen, die Verteilung der Offshore-Windenergie der Anrainerstaaten und die natürlichen Umgebungsbedingungen (bspw. Seebodenbeschaffenheit, Eis, Windverhältnisse, Wassertiefen) sprächen für einen stärkeren Ausbau der Windenergie in der Nordsee. Daher seien in der Nordsee 85 % aller Netzanschlusskapazitäten zu errichten und nicht nur 50 %.

Ein Konsultationsteilnehmer bittet, im Rahmen der Genehmigung des Szenariorahmens - vergleichbar der Bestätigung des O-NEP 2017-2030 - bezüglich der Regionalisierung einen Vorbehalt hinsichtlich des Flächenentwicklungsplans aufzunehmen.

### 2.3.5 PV

Mehrere Konsultationsteilnehmer stimmen mit den getroffenen Ausbauprognosen der Photovoltaik überein. Dieser Ausbau sei in diesem Umfang gewünscht und würde als volkswirtschaftlich sinnvoll erachtet. Andere fordern dagegen eine Absenkung bzw. eine Anhebung der Prognose bezüglich des Ausbaus der Photovoltaik. Die Spannbreite geht von 43,7 GW bis zu 130 GW im Jahr 2030.

Als Gründe für eine Anhebung werden Sonderausschreibungen, sinkende Systempreise und Sektorenkopplung genannt. Die maximal installierte Leistung für Photovoltaik wurde von einem weiteren Konsultationsteilnehmer mit 400 GW beziffert. Dazu wäre eine Fläche von 0,6 % der Landesfläche notwendig.

Es wird bemängelt, dass die Nutzungsdauer von PV-Anlagen viel zu kurz angesetzt sei. Es sollten 30-35 Jahre anstatt der 21 Jahre angenommen werden. Auch fehle eine entsprechende Datenquelle.

Ein anderer Konsultationsteilnehmer findet die Größenordnung der PV-Speicher viel zu niedrig. Bis 2030 sollten 200 GW angenommen werden.

### 2.3.6 Wasserkraft

Ein Konsultationsteilnehmer sieht keinen Grund, die installierte Leistung von Wasserkraft zu reduzieren. Wegen der hohen Auflagen bei Gewässer- und Fischschutz ist die Wirtschaftlichkeit kleinerer Anlagen nicht mehr gegeben. Allerdings gäbe es viele große Anlagen, die eine unbefristete wasserrechtliche Zulassung haben, und daher scheint ein starker Rückgang unwahrscheinlich. Des Weiteren wird argumentiert, dass eine Marktanalyse des Bundeswirtschaftsministeriums ein Ausbaupotenzial von 1 GW sieht. Dieses Potenzial sollte im Szenario C 2030 angenommen werden und - analog zum Szenariorahmen 2017-2030 - auf die anderen Szenarien abgestuft werden.

### 2.3.7 Sonstige

Aus Sicht eines Konsultationsteilnehmers scheint das Verfahren bezüglich des Anlagenrückbaus unter dem Aspekt der nicht klar vorhersehbaren Rahmenbedingungen mittels Weibull-Verfahren sinnvoll. Bemängelt werden allerdings die fehlenden Angaben der Datenquellen.

Es sei nicht nachvollziehbar, warum in den Abbildungen der prognostizierten Leistung bezüglich Photovoltaik- und Windkraftzubau auch Studien zu sehr unwahrscheinlichen Szenarien aufgenommen werden. Als Beispiel wird ein Szenario mit einer installierten Leistung von unter 10 GW Photovoltaik im Jahr 2035 genannt.

Die Analyse der Photovoltaik- und Windenergieeinspeisung bezogen auf das Durchschnittsjahr 2012 wird in einer Stellungnahme begrüßt. Zwar enthalte das Jahr 2012 Extremwetterereignisse, aber dennoch sollten weitere europaweite extreme Wetterereignisse mit einbezogen werden.

### 2.3.8 Spitzenkappung

Ein Konsultationsteilnehmer begrüßt das gesetzliche Instrumentarium der Spitzenkappung und fügt hinzu, dass dieses Mittel zur Verringerung des Netzausbaus intensiver genutzt werden sollte.

Dass im vorliegenden Entwurf die Spitzenkappung ohne Ausnahme angewendet wird, bemängelt ein Beitrag. Tatsächlich würde Spitzenkappung nur in wenigen Pilotprojekten angewendet. Im Ergebnis wäre der tatsäch-

liche Ausbaubedarf der Übertragungsnetze größer. Weiter wird empfohlen, die Spitzenkappungspotenziale gezielt zwischen Übertragungsnetz- und Verteilnetzbetreibern abzustimmen. Ein weiterer Konsultationsteilnehmer ergänzt, dass der tatsächliche Ausbau des Höchstspannungsnetzes als Folge der Spitzenkappung größer sein könnte. In einer Stellungnahme wird eine starke Zunahme von Abregelungen mittels Spitzenkappung konstatiert. Die verwendeten Daten basieren auf älteren Untersuchungen und seien aktualisierungsbedürftig.

Die von den Übertragungsnetzbetreibern vorgeschlagene Spitzenkappung nach der Systematik der BMWi-Verteilnetzstudie weiche von der gesetzlichen Regelung ab. Der Hinweis der Übertragungsnetzbetreiber, ein „Bottom-up“ Vorgehen ausgehend von den Meldungen der Verteilnetzbetreiber bei der Spitzenkappung" erscheine schwierig, rechtfertige nicht das Abweichen von der gesetzlichen Regelung, meint ein Konsultationsteilnehmer. Im Szenariorahmen sei daher hinsichtlich der Verteilnetzebene auf diese gesetzlich vorgesehenen Anzeigen und Dokumentationen abzustellen. Außerdem sollte der Einfluss der Spitzenkappung besonders in grenznahen Regionen und im Umfeld von tatsächlichen Engpässen geprüft werden.

## 2.4 Sektorenkopplung und Flexibilisierung

### 2.4.1 Allgemeines

Zahlreiche Konsultationsteilnehmer fordern, der Erzeugung von Überschussstrom nicht mit der Abschaltung von Wind- und Sonnenstrom zu begegnen, sondern durch die konsequente Kopplung der Sektoren Strom, Wärme und Mobilität bei gleichzeitiger Schaffung von Flexibilisierungsmöglichkeiten bei Angebot und Nachfrage. So könnte Überschussstrom in Form von Fernwärme (Power-to-Heat), Wasserstoff (Power-to-Gas) und Methanol (Power-to-Liquid) gespeichert werden.

Es wird argumentiert, dass Flexibilitätspotenziale am besten durch Bürgerenergie mit Regionalstrom zu erschließen seien. Hierzu müssten allerdings die rechtlichen Rahmenbedingungen geschaffen werden (wie auch für die Förderung von Pumpspeicherwerken und regionalen Gaskraftwerken) und zudem müssten die Forschungsaktivitäten für Power-to-X ausgeweitet werden.

Eine unterschiedliche Betrachtung der Flexibilitätspotenziale je nach Region sei sinnvoll, so die Meinung zahlreicher Teilnehmer, die aber gleichzeitig glauben, dass die Potenziale zu passiv bzw. pessimistisch eingeschätzt wurden. Darüber hinaus regt ein Konsultationsteilnehmer an, eine Regionalisierung der Flexibilitätspotenziale erst für Anlagen ab einer gewissen Größenordnung vorzunehmen.

Ein Konsultationsteilnehmer findet, dass die Abbildung der beiden Flexibilisierungsszenarien durch die Übertragungsnetzbetreiber sehr gut differenziert und nachvollziehbar seien und wünscht sich eine detaillierte Betrachtung der möglicherweise zukünftig zu erwartenden Gleichzeitigkeitsfaktoren und deren Auswirkungen auf den Netzausbau - insbesondere auch im Hinblick auf die Rolle neuer Marktakteure wie Aggregatoren. Ein weiterer Beitrag geht davon aus, dass der Strombezug für Elektromobilität und Wärmeversorgung privater Haushalte zukünftig über Aggregatoren gemanagt wird.

Die Einflüsse der zunehmenden Sektorenkopplung würden in ihrem Umfang zu wenig berücksichtigt. Zudem sind einige Konsultationsteilnehmer der Meinung, dass die Flexibilitätswilligkeit der Verbraucher durch das Ausnutzen günstiger Strompreise sehr viel höher sei und sich daher der Verbrauch sehr viel stärker an der Last orientieren würde. Ein anderer Konsultationsteilnehmer vertritt die Meinung, dass die aufgelisteten Flexibili-

tätsoptionen zwar realistisch, die angesetzte Höhe für Wärmepumpen und E-Mobilität jedoch nur schwer nachvollziehbar seien.

Ein weiteres Argument ist, dass die Unterschiede zwischen den Landkreisen für eine Betrachtung der Flexibilitätspotenziale auf Landkreisebene zu klein sein dürften. Um die Klimaschutzziele zu erreichen, fordert ein Konsultationsteilnehmer eine viel stärkere Elektrifizierung der Sektoren Wärme und Verkehr. Zahlreiche Konsultationsteilnehmer halten die angenommenen Flexibilitätspotenziale für zu gering und sind der Auffassung, dass neue Wärmepumpen und Elektrofahrzeuge nicht als Treiber des zukünftigen Stromverbrauchs angesehen werden dürfen.

Ein Beitrag bringt vor, dass durch eine Reduzierung der Jahreshöchstlast erhebliche, von der Volkswirtschaft zu tragende, Kosten vermieden werden könnten und so von regulatorischer Seite Anreize geschaffen würden, um Flexibilitätspotenziale zu heben. Es wird prognostiziert, dass folgende Punkte bis zum Jahr 2030 eintreten:

- Power-to-X-Anwendungen würden zum Zeitpunkt der Jahreshöchstlast komplett abgeschaltet
- Elektromobilität sei in der Lage, die Ladeleistung bis zu 70 % zu verschieben
- Batterien seien regulatorisch und betriebstechnisch in der Lage, 70 % der installierten Leistung zur Lastreduktion (Eigenverbrauch/Ausspeisung) beizutragen.
- Wärmepumpen seien zu 50 % mit Speicher und Zusatzheizungen (z. B. Pelletöfen) ausgestattet und ermöglichen eine Lastverschiebung von sechs Stunden
- das Lastverschiebungspotenzial der Industrie nehme deutlich zu und stehe zur Senkung der Jahreshöchstlast zur Verfügung

#### **2.4.2 Gleichzeitigkeitsfaktor**

Zahlreiche Konsultationsteilnehmer diskutieren das Thema der Gleichzeitigkeit der neuen Stromanwendungen. Einige gehen davon aus, dass die Gleichzeitigkeit durch Regulierung, Marktpreise und technische Innovation klein gehalten und daher der Einfluss der neuen Stromanwendungen auf die Jahreshöchstlast nur leicht oder sogar gleich Null sein werde. Andere bezweifeln dies und argumentieren, dass besonders der gleichzeitige Bedarf von Wärmepumpen temperaturabhängig determiniert sei. Auch die Kombination von Wärmepumpen mit Solaranlagen würde nicht zu einer Glättung des Energiebedarfs der Wärmepumpen führen, da zum Zeitpunkt der Jahreshöchstlast in der Regel keine Sonne scheinen würde. Auch müsste zur Flexibilisierung des Ladeverhaltens von Elektroautos die Regulierung und die Gesetzgebung stark angepasst werden, damit z. B. ein Laden am Arbeitsplatz möglich wird. Die Ladezeit von 6-8 Stunden in der Nacht, also zwischen Rückkehr und Fahrt zur Arbeit, führe bei einer geringen Verbreitung der Elektromobile noch zu einer ausreichenden Verteilung der Gleichzeitigkeit. Würde die Verbreitung jedoch zu Ende gedacht, führe auch eine Verteilung des Ladens von vielen Millionen Elektroautos zu einer Steigerung der Jahreshöchstlast.

Ein Konsultationsteilnehmer gibt zu bedenken, dass neue Stromanwendungen nicht nur unter dem Gesichtspunkt des Gleichzeitigkeitsfaktors und somit als Last gesehen werden sollten, sondern auch als Flexibilitäts- und Entlastungspotenzial für das Stromnetz. Daher regt der Konsultationsteilnehmer die Aufnahme eines Flexibilitätsfaktors an.

Ein Beitrag beklagt, dass der Gleichzeitigkeitsfaktor nicht nachzuvollziehen sei, den die Übertragungsnetzbetreiber tatsächlich zu Berechnungen herangezogen haben. Darüber hinaus sollten hohe Gleichzeitigkeitsfaktoren durch entsprechende technologische, marktliche, ordnungsrechtliche und regulatorische Rahmenseetzungen verhindert werden.

Die Höhe des Gleichzeitigkeitsfaktors für Elektrofahrzeuge sei unangemessen, da die Fahrzeuge von Arbeitnehmern in Unternehmen über den Arbeitstag hinweg und über Nacht zuhause mittels einer Langzeitladung sehr flexibilisiert werden könnten, so die Meinung einiger Konsultationsteilnehmer.

Andere sind der Auffassung, dass die dargestellten Gleichzeitigkeitsfaktoren für das Übertragungsnetz keine Rolle spielten und nur für das Verteilnetz Relevanz hätten.

Zahlreiche Konsultationsteilnehmer sind überzeugt, dass die von den Übertragungsnetzbetreibern vorgeschlagenen Gleichzeitigkeitsfaktoren zu hoch angesetzt sind, da im Hinblick auf Elektromobilität und strombasierte Wärmeversorgung durch Marktanzreize, zu hebende Entwicklungspotenziale der E-Speicher-Technologie und von Wärmespeichern in den Haushalten und dem Gewerbe wesentlich geringere Gleichzeitigkeitseffekte auftreten würden. Mehrere Konsultationsteilnehmer finden jedoch, dass die angenommenen Gleichzeitigkeitsfaktoren bzw. die angenommenen Gleichzeitigkeitsspitzen im Bereich der frühen Abendstunden durch das Verbraucherverhalten von Privathaushalten realistisch seien.

Zahlreiche Stellungnahmen halten die von den Übertragungsnetzbetreibern vorgeschlagenen Gleichzeitigkeitsfaktoren für irrelevant, weil zu einer Energiewende in jeden Haushalt Stromspeicher gehören würden und dadurch die Verbraucher nur in geringem Maße auf das Netz zurückgreifen müssten. So würden keine Gleichzeitigkeiten auftreten, die die Nutzung von Flexibilitätsoptionen nötig machen.

Zudem fordert ein Konsultationsteilnehmer, dass bezüglich der Gleichzeitigkeitsfaktoren im Privatbereich weitere Studien durchgeführt und die Ergebnisse in die Szenarien eingearbeitet werden sollten.

### **2.4.3 Elektromobilität**

Mehrere Konsultationsteilnehmer sind der Meinung, dass die prognostizierten Stückzahlen an Elektrofahrzeugen zu gering angesetzt seien.

In mehreren Beiträgen wird die Auffassung vertreten, dass eine Anzahl von 10 Mio. Elektrofahrzeugen, was einem Anteil von ca. 20 % am Gesamtbestand aller Autos in Deutschland entspricht, im Jahr 2030 – wie im Szenario C 2030 unterstellt – eine gute Prognose darstellt, dass aber auch ein Anteil von ca. 35 % vorstellbar sei. Die zukünftige Kaufbereitschaft sei nicht etwa durch ein klimapolitisches Bewusstsein beeinflusst, sondern durch fallende Anschaffungs- und Betriebskosten. Dementgegen bringen einige Teilnehmer vor, dass die angenommenen Zahlen für den Bestand an Elektrofahrzeugen und Wärmepumpen mit den Annahmen der Übertragungsnetzbetreiber übereinstimmen würden.

Da der genutzte Strom mit einem sehr hohen CO<sub>2</sub>-Ausstoß behaftet sei, halten mehrere Konsultationsteilnehmer eine Reduktion des CO<sub>2</sub>-Ausstoßes durch den verstärkten Einsatz von Elektrofahrzeugen für nicht sachgerecht.

Es wird bemängelt, dass es keine Betrachtung von wasserstoffbetriebenen Elektrofahrzeugen gibt. Aufbauend auf dieser Betrachtung fordert ein Konsultationsteilnehmer, dass deshalb auch das Marktpotenzial von Power-to-Gas aus Offshore-Wind- Erzeugung neu geprüft und bewertet werden müsste.

Ein Konsultationsteilnehmer geht davon aus, dass sich die Verbreitung von Elektrofahrzeugen in den kommenden Jahren vor allem auf Ballungszentren und wirtschaftlich gut entwickelte Standorte konzentriert.

#### **2.4.4 Wärmepumpen**

Die Entwicklung des Wärmepumpenbestandes wird jeweils von mehreren Konsultationsteilnehmern als zu optimistisch, zu pessimistisch oder als realistisch eingeschätzt.

Ein Konsultationsteilnehmer fordert, dass Wärmepumpen nur in Verbindung mit PV-Anlagen und Speichern eingesetzt werden dürften.

#### **2.4.5 Ersatz KWK durch Power-to-Heat**

In vielen Beiträgen wird die Auffassung vertreten, dass die vorgeschlagene Methodik zum Ersatz für aus dem Markt ausscheidende KWK-fähige Kraftwerke angemessen sei, beklagen aber gleichzeitig, dass durch die „Entweder Gas-KWK oder Power-to-Heat“-Lösung nicht alle technischen Möglichkeiten ausgeschöpft würden und fordern daher eine „Sowohl-als-auch“-Lösung: Also KWK-Anlagen, die mit Power-to-Heat-Anlagen gekoppelt sind.

Zahlreiche Konsultationsteilnehmer sind überzeugt, dass die vorgeschlagene Variante des standortscharfen Ersatzes je zur Hälfte durch Gas-KWK und Power-to-Heat-Technologien am realistischsten sei.

Andere Teilnehmer beurteilen die verschiedenen Ansätze des Ersatzes von aus dem Markt ausscheidenden KWK-Anlagen als nicht zielführend und fordern, dass sämtliche aus dem Markt ausscheidende KWK-Anlagen durch neue Gas-KWK-Anlagen zu ersetzen seien. Diese würden zunächst mit Erdgas und später mit grünem Gas betrieben.

Einen kompletten Ersatz von aus dem Markt ausscheidenden KWK-Anlagen durch Power-to-Heat-Anlagen halten einige Konsultationsteilnehmer für absurd, weil der Strombedarf dieser Anlagen bei Dunkelflaute durch konventionell erzeugten Strom gedeckt werden müsste.

#### **2.4.6 Power-to-X**

##### **2.4.6.1 Power-to-Heat**

Einige Konsultationsteilnehmer glauben, dass der größte Teil der zukünftigen Power-to-Heat-Technologien der Bereich der Wärmepumpen sei. Es wird begrüßt, dass sich die Übertragungsnetzbetreiber dazu entschieden haben, Power-to-X-Technologien in den Entwurf des Szenariorahmens aufzunehmen. Es wird aber auch kritisiert, dass die Annahmen zu den installierten Kapazitäten für Power-to-Wasserstoff und Power-to-Methan nicht nachvollziehbar und zu niedrig seien.

Strom, der für Power-to-X (vorzugsweise Power-to-Gas) genutzt wird, sollte nicht mit EEG-Abgaben belastet werden. Diese Besteuerung diene nur dazu, die Technologie unwirtschaftlich zu machen.

Einige Beiträge sind der Meinung, dass die dargestellten Betrachtungen zu Power-to-X-Anlagen dem Grunde und der Höhe nach angemessen sind. Andere finden es nicht nachvollziehbar, dass der Umfang von Power-to-Heat-Kapazitäten in allen Szenarien - unabhängig vom Umfang der EE-Leistung - stabil bleibt.

Einige Teilnehmer bemängeln die Regionalisierung der Power-to-Heat-Anlagen, weil die Anlagen in den Regionen, die von massivem Einspeisemanagement betroffen sind, nur unzureichend zum Einsatz kämen.

Ein Konsultationsteilnehmer ist überzeugt, dass die Übertragungsnetzbetreiber nur einen Kompromiss zwischen „zu erwartender“ und „wünschenswerter“ Entwicklung gesucht hätten und die Potenziale bei Power-to-Heat höher und bei Power-to-Gas niedriger anzusetzen seien.

Eine andere Stellungnahme äußert zudem Bedenken, ob überhaupt Power-to-Liquid-, Power-to-Chemicals- und Power-to-Gas-Anlagen angesichts der Schädlichkeit in der Verarbeitung von Erdöl in Betracht gezogen werden sollten.

#### **2.4.6.2 Power-to-Gas**

Zahlreiche Konsultationsteilnehmer bemängeln die angenommenen Werte zur installierten Leistung bei Power-to-Gas als viel zu niedrig.

In mehreren Beiträgen wird gefordert, ab dem Jahr 2021 jeglichen Windkraftanlagenzubau mit einer entsprechenden Kapazität an Methanerzeugungsanlagen zu koppeln. Einen ähnlichen Ansatz verfolgen mehrere Konsultationsteilnehmer, die fordern, dass Windkraftanlagen nur noch 70 % ihrer erzeugten Energie in das Netz einspeisen und den Rest in Methan umwandeln sollten.

Mehrere Stellungnahmen betonen die Bedeutung von Power-to-Gas insbesondere für die Versorgungssicherheit bei einem wachsenden Anteil der Stromerzeugung aus Wind und Sonne für Perioden der sog. „Dunkelflaute“. Derzeit sei die Technologie eine alternativlose Option für eine erforderliche Langzeitspeicherung.

Die getroffenen Annahmen zu Power-to-Gas stellen eine sachgerechte Lösung dar, so einige Konsultationsteilnehmer, die aber gleichzeitig mahnen, dass diese Prognosen nur erreicht werden könnten, wenn zeitnah mit einem Zuwachs bei Power-to-Gas-Anlagen begonnen würde.

Einige Konsultationsteilnehmer bemängeln, dass die Regionalisierung der Power-to-Gas-Anlagen nicht klar nachvollziehbar sei und zu wenige CO<sub>2</sub>-Quellen zur Methanherstellung genannt würden. Es sollte im Szenariorahmen dargestellt werden, welche Mengen an Power-to-Gas und Power-to-Liquid importiert werden würden. Ein Beitrag merkt an, dass Power-to-Gas-Anlagen zunächst einmal neue Stromverbraucher darstellen und dem System lediglich negative Regelleistung zur Verfügung stellen können. Ein anderer kritisiert, dass es sich bei den dargestellten Power-to-Gas-Anlagen nicht etwa um kleine Anlagen handle, die EE-Überschüsse verarbeiten, sondern um kontinuierlich betriebene industrielle Großanlagen.

#### **2.4.7 Demand-Side-Management**

Zahlreiche Konsultationsteilnehmer halten das Instrument zum jetzigen Zeitpunkt für durchaus sinnvoll, sind aber der Ansicht, dass Demand-Side-Management in einem System mit ausreichend Speichern nicht benötigt werden würde.

Einige Stellungnahmen schätzen das angegebene Demand-Side-Management-Potenzial als realistisch ein, mahnen aber an, dass dieses Potenzial nur dann genutzt würde, wenn auch eine Wirtschaftlichkeit vorläge, und daher noch einige Hürden wie bspw. Netzentgelte überwunden werden müssten.

Die Annahmen zu den Demand-Side-Management-Potenzialen seien zu gering, meinen mehrere Teilnehmer, wogegen andere der Auffassung sind, dass das angesetzte Demand-Side-Management-Potenzial im Haushaltssektor viel zu hoch sei.

Es wird angeregt, das Lastverlagerungspotenzial zwischen Industrie- und Gewerbe/Handel/Dienstleistungssektor aufzuschlüsseln und die Regionalisierung transparenter zu gestalten.

Ein Konsultationsteilnehmer sieht das angegebene Potenzial als viel zu niedrig angesetzt und fordert folgende Punkte zu berücksichtigen:

- Alle Power-to-X-Anwendungen sollten in das Lastverschiebungspotenzial einfließen.
- E-Mobilität sollte zu 70 % als Lastverschiebungspotenzial angenommen werden.
- Wärmepumpen sollten zu 50 % als Lastverschiebungspotenzial angenommen werden.
- Der Beitrag von Batteriespeicher zum Lastmanagement müsse wesentlich höher angesetzt werden.

## **2.5 Stromverbrauch und Jahreshöchstlast**

### **2.5.1 Allgemeines**

Zahlreiche Konsultationsteilnehmer kritisieren, dass der aktuelle regulatorische Rahmen – insbesondere in Hinblick auf die Strompreise – in den Szenarien beibehalten wird. Die hohe EEG-Umlage und die hohen Netzentgelte würden eine Preissensibilisierung der Verbraucher verhindern. Die Reaktion auf Marktpreise würde auf diese Art marginalisiert, weil sie nur einen kleinen Teil des Gesamtstrompreises ausmachen. Eine Flexibilisierung des Verbrauchsverhaltens werde so nicht stattfinden. Viele Konsultationsteilnehmer kritisieren, dass ein großer Teil der Industrie von der EEG-Umlage befreit ist und besonders die verbrauchsintensive Industrie von dieser Befreiung profitiert. Diese Subvention schaffe massive Fehlanreize und würde Großverbraucher von der Pflicht zur Energieeinsparung befreien.

Ein Beitrag merkt an, dass bei der angenommenen Verlagerung der Stromnachfrage durch Strompreisanreize die ggf. begrenzten Kapazitäten in den Verteilernetzen berücksichtigt werden müssten.

### **2.5.2 Methodik der Ermittlung des Stromverbrauch und der Jahreshöchstlast**

Die Methodik der Übertragungsnetzbetreiber zur Prognose des Stromverbrauchs und dessen Verlauf wird in einigen Stellungnahmen abgelehnt. Es handele sich dabei um ein Top-Down-Verfahren, welches die regionalen Eigenschaften und dezentralen Möglichkeiten nicht ausreichen berücksichtige. Die Abschätzung des Stromverbrauchs obläge weiterhin den Verteilernetzbetreibern und sollte nicht von den Übertragungsnetzbetreibern durchgeführt werden.

In einigen Beiträgen wird darauf hingewiesen, dass das Fraunhofer ISI im Szenariorahmen 2017-2030 einen Vorschlag zur Entwicklung der Stromnachfrage zur Diskussion gestellt hatte. Dieser komplexe Ansatz sei im

vorliegenden Entwurf auf wesentliche Treiber reduziert worden, was die Konsultationsteilnehmer als richtig und konsequent ansehen. Eine Analyse der Ergebnisse sei jedoch ohne Detailkenntnisse der regionalen Auflösung nicht möglich. Hier wünschen sich einige Konsultationsteilnehmer einen intensiven Dialog mit den Übertragungsnetzbetreibern, wie er bereits im Hinblick auf die EE-Entwicklung etabliert wurde.

Die landkreisscharfe Begutachtung der Verbräuche anhand einer Vielzahl von Indikatoren wird von einem Konsultationsteilnehmer ausdrücklich begrüßt, weil sich so ein sehr genaues Modell des Stromverbrauchs in Deutschland ermitteln ließe. Auch andere Teilnehmer halten die regionalisierte und sektorspezifische Ermittlung des Stromverbrauchs für gut nachvollziehbar und sinnvoll.

Die Höhe des Stromverbrauchs ist starken konjunkturellen und witterungsbedingten Schwankungen ausgesetzt, so eine Meinung. Diese Nachfrageschwankungen sollten anhand regionaler Gewichtungsfaktoren abgeleitet und für die Regionalisierung der Nachfrage genutzt werden.

In einem Beitrag wird geäußert, dass das Aufwand-Nutzen Verhältnis nicht passen würde. Die Veränderung des Verbrauchs- und des Verbrauchsverhaltens sei in Zukunft nur marginal. Positive wie auch negative Effekte würden sich gegenseitig größtenteils aufheben. Als Beispiel werden die Einsparungen aus Effizienzmaßnahmen und der Zusatzverbrauch durch Sektorenkopplung genannt, die sich gegenseitig aufheben.

Die Methodik zur Ermittlung des Stromverbrauchs im Szenariorahmen ist nach Meinung einiger Konsultationsteilnehmer gut durchdacht und wurde gegenüber den vorherigen Versionen des Szenariorahmens verbessert. Die Jahresverbrauchswerte würden sowohl räumlich als auch zeitlich dimensioniert. Dabei werde der Verbrauch anhand von Indikatoren wie Bevölkerung, Anzahl der Haushalte, Wohngebäude- und Wohnungsbestand, Anzahl der Erwerbstätigen, Bruttowertschöpfung sowie der durchschnittlichen Fahrleistung im Nahverkehr landkreisscharf dargestellt. Für das Modell lasse sich so eine sehr detaillierte Angabe des Stromverbrauchs in Deutschland ermitteln. Die Annahmen zur wirtschaftlichen Entwicklung in Korrelation zur Bedarfsentwicklung sollten aber transparenter dargestellt werden.

In einigen Stellungnahmen wird geäußert, dass man auf die Methode der Übertragungsnetzbetreiber zur Ermittlung des zukünftigen Stromverbrauchs und dessen Verlauf verzichten könne. Besser wäre eine aktuelle Stromverbrauchsmessung in Echtzeit. Die Ausgabe der Daten müsse im Viertelstunden-Takt erfolgen, wozu jeder handelsübliche Smart-Meter in der Lage sei. Es müsste auch eine integrierte Steuerung von Eispeisung, Verbrauch, Speichern und Flexibilitätsoptionen möglich sein. Hardware und Software seien verfügbar und praktisch erprobt.

Einige Konsultationsteilnehmer kritisieren, dass die Methodik weder transparent noch nachvollziehbar sei. Alle Daten müssten im Detail offengelegt werden und die Berechnungsmethode des Stromverbrauchs, dessen Verlauf und die Jahreshöchstlast Schritt für Schritt erklärt werden. Weiterhin basiere die Methode auf zahlreichen Treibern, deren Entwicklung kaum oder auch ganz anders abgeschätzt werden könne. Einzelne Konsultationsteilnehmer unterstellen den Übertragungsnetzbetreibern, sie würden die Parameter so wählen, dass eine starke Steigerung der Last im Süden hervorgerufen werde, was zu mehr Netzausbau führe.

#### **2.5.2.1 Treiber des Stromverbrauchs**

In einem Beitrag wird die Frage gestellt, warum Wärmepumpen den Stromverbrauch so massiv steigern würden. Viele Anwender kombinieren ihre Wärmepumpe schließlich mit einer PV-Anlage, oft zusätzlich mit einem Kleinspeicher, die den Zusatzverbrauch der Wärmepumpen kompensiere.

Bei der unterstellten Entwicklung der Stromnachfrage verweist ein Konsultationsteilnehmer insbesondere auf die Anwendungen Wärmepumpen und Elektromobilität. Zu beiden Themen würden Annahmen getroffen, die im Dokument nicht näher erläutert werden. Für die Wärmepumpen würde eine Entwicklung des Bestandes von heute 0,7 Mio. auf 1,25 bis 5 Mio. Stück in 2030 gesehen. Diese Annahmen seien nicht realistisch.

Eine einfache Rechnung (Anzahl Neubauten p.a. ca. 100.000; Heizsystem Wärmepumpe heute ca. 35 % Anteil, perspektivisch Steigerung auf 50 %) lasse einen Zubau von 0,6 bis 0,8 Mio. Wärmepumpen erwarten. In der Gebäudemodernisierung spiele die Wärmepumpe aufgrund ihrer technischen Anforderungen nur eine untergeordnete Rolle. Somit sei eine geringere Entwicklung auf 1,3 bis 1,6 Mio. in 2030 realistischer.

In einem Beitrag werden die Übertragungsnetzbetreiber dafür gelobt, viele relevante Treiber identifiziert zu haben. Jedoch würden einige Treiber ignoriert. So sollte im Bereich der Elektromobilität zwischen Batteriebetrieb und Brennstoffzellenantrieb unterschieden werden. Ebenfalls müssten Gleichstromschnellladestationen berücksichtigt werden.

In einigen Stellungnahmen wird kritisiert, dass der zunehmende Verbrauch der Elektromobilität nicht ausreichend berücksichtigt werde. Besonders werde hier die Möglichkeit übersehen, dass ein Durchbruch in der Speichertechnik und die Preisdegression der Massenfertigung von Akkus die Preise für die Elektromobilität massiv senken und deren Verbreitung forcieren würden. Auch sei die Möglichkeit der Elektrifizierung des straßengebundenen Transportverkehrs mittels Oberleitung nicht berücksichtigt.

Ein Konsultationsteilnehmer gibt hingegen zu bedenken, dass für den maximal angenommenen Bestand von Elektromobilen im Szenario C 2030 eine drastische Anpassung der Infrastruktur (Ladestationen, Ertüchtigung von Leitungen) in Gemeinden und Städten notwendig sei.

In einem Beitrag wird dargestellt, dass die sehr ausführlich untersuchten Treiber Bevölkerungsentwicklung, Anzahl der Haushalte sowie Anzahl der Ein- und Zweifamilienhäuser kaum eine Auswirkung auf den ermittelten Strombedarf der Haushalte hätten. Das Szenario A 2030 ergebe eine Abweichung von weniger als 1 % zur Referenz 2014. Künftige Modellierungen sollten sich daher eher auf die Stromnachfrage von Gewerbe, Handel und Industrie konzentrieren, die an der Referenz 2014 zusammen einen Anteil von rund 70 % hätten und die als Treiber der Entwicklung (der Stromnachfrage) gar nicht angesprochen würden. Strukturelle und regionale Veränderungen bzw. Umbrüche in diesem Feld hätten sehr wahrscheinlich deutlich größeren Einfluss auf die absolute Stromnachfrage und deren regionale Verteilung als die untersuchten Faktoren aus dem Bereich Haushalte.

Wenige Konsultationsteilnehmer fordern, dass in einem Szenario ein maximaler Zubau aller Treiber angenommen werden sollte. Mit einer App sollte es dem Laien ermöglicht werden, verschiedene Szenarien durch Variation der Treiber anhand rechnerischer Tabellen durchzuspielen.

Die Auswahl der Treiber für die einzelnen Sektoren sei im Wesentlichen plausibel, so die Meinung einiger Beiträge. Das gelte jedoch nicht für das verarbeitende Gewerbe und die Industrie. Die Annahme eines konstanten Stromverbrauchs könne hier nicht nachvollzogen werden. Effekte wie das Wirtschaftswachstum könnten Effizienzsteigerungen durchaus überkompensieren und auch die Sektorenkopplung würde zu einer Elektrifizierung vieler Anwendungen und damit zu einem Mehrverbrauch führen.

Einmal wird hinterfragt, ob es in Zukunft tatsächlich zu einer sinkenden Bevölkerungszahl kommt. Die Realität zeige, dass die Bevölkerung nicht in dem Maße schrumpft wie von den Übertragungsnetzbetreibern angenommen. Zudem hatte Deutschland nach amtlicher Statistik in 2016 82,5 Mio. Einwohner und nicht 80,9 Mio. wie im Szenariorahmen angenommen. Wegen steigender Zuwanderung sei für 2030 daher mit einem Wert weit jenseits der angenommenen 79,3 Mio. Einwohner zu rechnen. Ein anderer Konsultationsteilnehmer stellt aus demselben Grund für 2030 die Zahl von 82,9 Millionen Menschen in den Raum.

Den Zusammenhang zwischen der in den letzten Jahren guten wirtschaftlichen Entwicklung in Deutschland und dem Stromverbrauch stellen andere Stellungnahmen heraus. Es ist zu hinterfragen, ob die Wirtschaftsleistung auf ähnlich hohem Niveau bis 2030 oder länger konstant gut bleibe oder sich sogar noch verbessern könne. Eine daraus resultierende leichte Steigerung oder zumindest die erkennbare konstante Entwicklung des Stromverbrauchs der letzten Jahre würde sich bei einer Abkühlung der Konjunktur schnell nach unten bewegen, wozu auch zukünftige Effizienzmaßnahmen beitragen würden. Effizienz einsparungen seien bisher kaum spürbar, weil sie von der guten Konjunktur kompensiert worden seien. Die Entwicklung des Stromverbrauchs sei daher stark abhängig von der künftigen der Konjunkturentwicklung, die eingehend untersucht und abzuschätzen sei.

#### **2.5.2.2 Energieeffizienzfaktoren**

Einige Beiträge erwarten höhere Effizienzsteigerungen als im Szenariorahmen angenommen. Regionale, praktische Beispiele zeigten, dass durch geringfügige Investitionen, Optimierung der Regel- und Steuertechnik, kleine Verhaltensänderungen und regelmäßiges Energiemanagement Einsparungen von mindestens 10 % möglich seien. Daher sollten die Annahmen in den Szenarien - besonders in den Szenarien B 2030/2030 auf 5 % und C 2030 auf 7,5 % - erhöht werden.

Ein Teilnehmer regt an, bei der Effizienzsteigerung im Wärmesektor von der zentralen Wärmeerzeugung abzurücken und Übertragungsverluste durch niedrigere Temperaturniveaus zu vermeiden. Zudem solle 90 % der bisherigen fossilen Primärenergieträger auf EE umgestellt werden.

In einem Beitrag werden die pauschalen Annahmen der Effizienzsteigerung in allen Sektoren kritisiert. Für die Industrie möge eine solche Annahme noch realistisch sein. Gerade im Haushalts- und Gewerbebereich zeige die Praxis jedoch, dass Effizienzsteigerungen oft durch zusätzliche Nachfrage kompensiert würde. Eine Steigerung der Effizienz um 5 % in Szenario C sei daher unrealistisch. Weiterhin sei nicht zu verstehen, warum in Szenario B 2035 ein höherer Wert als in Szenario B 2030 angenommen würde.

Es wird der Verdacht geäußert, dass die angenommenen hohen Effizienzsteigerungen (besonders in Szenario C 2030) nur gewählt wurden, um den zusätzlichen Strombedarf durch die Sektorenkopplung zu kompensieren. Dies führe zu einer Unterschätzung des tatsächlichen Stromverbrauchs und zu einer Fehldimensionierung des Stromnetzes, weil Steigerungen des Stromverbrauchs nicht rechtzeitig erkannt und eingepreist würden.

Einige Konsultationsteilnehmer erachten die Effizienzsteigerungen der Szenarien A 2030 (1 %) und B 2030 (2,5 %) als realistisch. Jenseits dieser Werte sei jedoch wegen des hohen notwendigen Investitions- oder Anreizbedarfs kaum eine wahrscheinliche Entwicklung von Effizienzsteigerungen. Es wird aber auch die Meinung vertreten, dass das Potenzial der Effizienzsteigerung im gesamten Szenariorahmen nicht ausreichend berücksichtigt wird. Durch den Wegfall der EEG-Umlagen-Befreiung wären Effizienzmaßnahmen zu-

künftig verstärkt auch in der Industrie zu erwarten. Da es sich hier um die besonders energie-intensiven Unternehmen handele, sei die Energieeinsparung umso höher zu bewerten.

### 2.5.3 Annahmen zur Höhe des Stromverbrauchs

Bei der Ermittlung zur Höhe des Stromverbrauchs sei zu beachten, dass durch den Rückgang der konventionellen Kraftwerke und der dazugehörigen Tagebaue auch der Eigenverbrauch der Kraftwerke und der zugehörigen Lieferkette verringert werde.

Durch die Sektorenkopplung wird es nach Meinung der meisten Konsultationsteilnehmer zu einer Steigerung des Stromverbrauchs kommen. Dies zeige auch der Trend der letzten Jahre, wo Effizienzsteigerung durch den höheren Stromverbrauch bedingt durch Wirtschaftswachstum und beginnender Sektorenkopplung kompensiert wurde. Treiber seien neben dem Wirtschaftswachstum hauptsächlich die Wärmeerzeugung mit Strom und die Elektrifizierung des individuellen, öffentlichen und gewerblichen Straßenverkehrs. In einigen Beiträgen wird daher darauf hingewiesen, dass die Annahmen des zusätzlichen Stromverbrauchs im Zuge der Sektorenkopplung zu gering ausfallen. Häufig wird für 2030 ein Nettostromverbrauch von mindestens 600 TWh als wahrscheinlich erachtet.

Wenige Konsultationsteilnehmer sind der Meinung, dass der Stromverbrauch zu hoch angesetzt ist. Jede Kilowattstunde, die nicht verbraucht werde, müsste auch nicht produziert und transportiert werden. Daher sollten Effizienzmaßnahmen vorrangig und flächendeckend gefördert werden.

Ein Beitrag regt an, länderscharfe Daten für den Verbrauch und auch für die angenommene Verbrauchsentwicklung zu veröffentlichen - wie es im Bereich der Erzeugung bereits getan wird.

Nach Ansicht eines Konsultationsteilnehmers ist die Wahl des Jahres 2014 als Referenzjahr für den Stromverbrauch unglücklich, weil es sowohl einen wetter- als auch konjunkturbedingten Rückgang der Stromnachfrage gegeben habe. Ein Bruttostromverbrauch von 650 TWh im Jahr 2030 sei realistischer.

Eine Stellungnahme verweist auf kürzlich veröffentlichte Studien, die sowohl beim Nettostromverbrauch als auch bei der installierten Power-to-X-Leistung teilweise wesentlich höhere Werte veranschlagen als die Übertragungsnetzbetreiber. Wenn auch nicht alle Studien und Szenarien 1:1 vergleichbar seien, bewerten sie doch in Summe die gleichen Parameter. Beispielhaft könnten die Werte des Szenariorahmens mit den Ergebnissen der Studie „Der Wert der Gasinfrastruktur für die Energiewende in Deutschland“ (Frontier-Studie, Oktober 2017) und mit „Energemarkt 2030 und 2050 – Der Beitrag von Gas- und Wärmeinfrastruktur zu einer effizienten CO<sub>2</sub>-Minderung“ (EWI-Studie, November 2017) verglichen werden. Der Nettostromverbrauch sei im Szenariorahmen mit 536 - 556 TWh in den Jahren 2030/2035 signifikant geringer als die entsprechenden Vergleichswerte in den beiden Studien. Die Frontier-Studie gehe von einem Nettostromverbrauch von ca. 1.000 TWh im Jahr 2050 aus, was einem fast doppelt so hohen Wert entspricht. Dabei werde bezüglich erneuerbarer Flüssigbrennstoffe (Power-to-Liquid) mit einem zusätzlichen Endenergiebedarf von ca. 500 TWh bereits unterstellt, dass diese zu 100 % importiert würden. Auch bei vorsichtiger Interpolation auf das Jahr 2035 würde der Nettostromverbrauch wesentlich über dem ermittelten der Übertragungsnetzbetreiber liegen. Auch die EWI-Studie stütze die Annahme eines voraussichtlich erheblich höheren Nettostromverbrauchs. Sie gehe – je nach Szenario - von Werten in Höhe von 701 TWh (Szenario Revolution) bzw. 656 TWh (Szenario Evolution) aus. Letzteres sei bemerkenswert, da im Szenario Evolution bereits ein wesentlich stärkerer Power-

to-X-Pfad – also ein eigentlich niedriger Nettostromverbrauch – angenommen und der Nettostromverbrauch trotzdem die Annahmen des Szenariorahmens um fast 20 % übersteigen würde.

#### 2.5.4 Annahmen zur Höhe der Jahreshöchstlast

Einige Konsultationsteilnehmer stellen die Frage, woraus die starke Steigerung der Jahreshöchstlast resultieren solle. Es sei erstaunlich, dass die Anpassung der Flexibilitätsoptionen (beispielsweise beim Szenario B 2030) bei Power-to-Gas um 0,5 GW, bei Power-to-Heat um 3,3 GW, bei PV-Speicher um 0,2 GW und bei der Sektorenkopplung und der Elektromobilität um 3 GW in der Summe zu einer Steigerung der Höchstlast um 11 GW führt. Für diese Steigerung der Höchstlast werde keine nachvollziehbare Quelle angegeben. Um eine solche von den Übertragungsnetzbetreibern prognostizierte Höchstlast zu vermeiden, seien ausreichend regulatorische Maßnahmen, technische Einrichtungen und/oder ökonomische Anreize möglich.

Zahlreiche Beiträge thematisieren die Gleichzeitigkeit der neuen Stromanwendungen. Einige gehen davon aus, dass die Gleichzeitigkeit durch Regulierung, Marktpreise und technische Innovation klein gehalten werden könnte und daher der Einfluss der neuen Stromanwendungen auf die Jahreshöchstlast nur leicht oder sogar gleich Null sein werde. Andere bezweifeln dies und gehen davon aus, dass besonders der gleichzeitige Bedarf von Wärmepumpen temperaturabhängig determiniert sei. Die Kombination von Wärmepumpen mit Solaranlagen würde nicht zu einer Glättung des Bedarfs der Wärmepumpen führen, weil zum Zeitpunkt der Jahreshöchstlast in der Regel keine Sonne scheint. Zur Flexibilisierung des Ladeverhaltens von Elektroautos müssten Regulierung und Gesetzgebung stark angepasst werden, damit z. B. Laden am Arbeitsplatz möglich sei. Ladezeiten von 6-8 Stunden in der Nacht - also zwischen Rückkehr und Fahrt zur Arbeit - würden nur bei einer geringen Verbreitung von Elektroautos noch zu einer ausreichenden Verteilung der Gleichzeitigkeit führen.

Mehrere Stellungnahmen halten die angenommenen Jahreshöchstlasten für angemessen und begrüßen die Erhöhung. Des Weiteren wird die Einbeziehung der unterschiedlichen Lastmanagement-Optionen wie Elektrofahrzeuge und Wärmepumpen begrüßt und als angemessen bezeichnet. Bei beschleunigter Marktdurchdringung neuer Stromanwendungen wie E-Mobilität und Wärmepumpen könnte sich die Jahreshöchstlast auch auf deutlich über 100 GW erhöhen.

Leider werde die Preiselastizität bei E-Mobilität nicht berücksichtigt. Daher werde die Nachfrageflexibilität systematisch unterschätzt und die Jahreshöchstlast überschätzt. Ein anderer Konsultationsteilnehmer ist dagegen der Meinung, dass die Annahme der 95 GW Jahreshöchstlast zu hoch ist.

Mehrere Konsultationsteilnehmer sind überzeugt, dass deutlich geringere Gleichzeitigkeitseffekte auftreten werden. Als Gründe führen sie die Elektromobilität, strombasierte Wärmeversorgung oder E-Speichertechnologien an. Auch Elektrofahrzeuge müssten als Speicher angesehen werden, weil sie einem hohen Gleichzeitigkeitsfaktor entgegenwirken.

Ein Konsultationsteilnehmer findet, hohe Gleichzeitigkeitsfaktoren sollten generell durch entsprechende technologische, marktliche, ordnungsrechtliche und regulatorische Rahmensetzungen verhindert werden.

## 2.6 Speicher

Das Geld für den Netzausbau sollte besser in die Speicherentwicklung investiert werden, meinen zahlreiche Konsultationsteilnehmer, während andere der Überzeugung sind, dass ein deutlich größerer Speicherausbau

angenommen werden sollte. Stellenweise wird gefordert, einen Wert von über 100 GW für das Jahr 2030 anzunehmen. Dies begründet sich teilweise dadurch, dass die Rolle von Batteriespeichern zur Aufrechterhaltung der Netzstabilität nur am Rande berücksichtigt worden sei und dadurch der prognostizierte Zubau zu gering ausfiele. Es wird aber auch die Meinung vertreten, dass die angenommene Verbreitung von PV-Speichern zu hoch gegriffen ist.

Mehrere Stellungnahmen fordern ein zusätzliches Szenario, in dem flächendeckend dezentrale Speicher zum Einsatz kommen. Ein Konsultationsteilnehmer ist der Auffassung, dass die unterstellten PV-Speicherkapazitäten und -leistungen auch durch zusätzliche zentrale Pumpspeicherkraftwerke geschaffen werden könnten. Zudem könnten die PV-Auswirkungen auf die Verteilernetze durch eine Kappung der Einspeisung bei 50 % der Peakleistung vermieden werden. Zahlreiche Konsultationsteilnehmer argumentieren, mit Hilfe von Speichern in der Nähe von stark schwankenden Verbrauchern könnte die Volatilität des Verbrauchs vom Netz entkoppelt werden.

In vielen Beiträgen wird die Ansicht vertreten, dass der Ausbau von Großspeichern sehr schwer abzuschätzen ist, aber die Annahmen des Bundesverbandes Energiespeicher e.V. schlüssig sind und in den Szenariorahmen übernommen werden sollten. Zudem sind viele Konsultationsteilnehmer der Meinung, dass die BVES-Klassifizierung von Speichern sinnvoll ist.

Andere Konsultationsteilnehmer schlagen dagegen folgende Einteilung vor:

- Kurzzeitspeicher  
Für Stunden- und Tagesbedarfe, vollautomatische Last- und Leistungsspitzenkompensation, Blindstromkompensation, Filterung und Beseitigung von unerwünschten Oberwellen und Phasenverschiebungen im Netz; galvanische Trennung von Verbrauchern vom Netz zur Flexibilisierung individueller und veränderlicher Bedarfe. Diese Speicher umfassen alle Arten von Speichern in den Netzebenen Niederspannung und Mittelspannung für Haushalte, Gewerbe/Handel/Dienstleistungen, kleine Industrie, und Elektromobilität. Bauarten seien diverse verfügbare Lithium-Ionen Technologien, ggf. Natrium-Schwefel ab 1 MW / 1 MWh und Redox-Flowspeicher. Wesentliches Merkmal sei das Verhältnis der Dimensionierung von Leistung und Kapazität, die von Betragsmäßig nahezu gleich bis betragsmäßig vielfach größere Leistung als Kapazität reiche.
- Mittelfristspeicher  
Größere produzierende Betriebe, versorgungskritische Infrastruktur, Reserveenergie und Reserveleistung an Netzknoten und lokale Überbrückung einiger Tage. Deren verhältnismäßiges hohes Leistungspotenzial bringe allein konstruktiv eine für mehrere Tage oder gar Wochen ausreichende Speicherkapazität mit sich. Mögliche Bauarten: Redox-Flow, Lithium-Ionen-Powerbanks auf Lithium-Eisen-Polonium-Basis, Power-to-Gas-Speicher für mittlere KWK, Pumpspeicherkraftwerke und punktuell Druckluftspeicher oder einzelne Schwungradspeicher.
- Langzeitspeicher  
Bei dieser Kategorie trete das Leistungsmerkmal endgültig weit hinter das der Energiekapazität zurück. Es handele sich ausnahmslos um Großspeicher, deren Leistung sozusagen automatisch mitgeliefertes Beiwerk für die Kapazität sei. Hier kämen Redox-Flow-Batterien und Gaskavernen mit Power-to-Gas und Gaskraftwerke in Betracht.

Großspeicher würden – wie größtenteils heute auch schon – fast ausschließlich im Markt für Primärregelleistung Anwendung finden und daher müssten der begrenzte Markt und die rückläufigen Marktpreise der letzten Jahre bei der Prognose des Zubaus berücksichtigt werden.

Mehrere Konsultationsteilnehmer fordern, den Speicherausbau grundsätzlich zu forcieren, damit Deutschland keine Energie ins Ausland verschenke und Erneuerbare Energien abregeln müsse. Speicher sollten als Netzelemente eingestuft und von den Übertragungsnetzbetreibern betrieben werden dürfen.

Ein Beitrag begrüßt, dass sich die Verbreitung von Heimspeichern an der Anzahl und Regionalisierung der PV-Aufdachanlagen orientiert. Er gibt allerdings zu bedenken, dass durch den starken Preisrückgang bei Speichern durchaus höhere Zubauraten realistisch sind und würde es begrüßen, diese Annahme in Szenario C 2030 wiederzufinden. Ein anderer Konsultationsteilnehmer ist dagegen der Meinung, dass es falsch sei, den privaten Speicherezubau nur vom PV-Zubau abhängig zu machen, weil auch sehr viele bestehende nicht mehr geförderte PV-Anlagen mit Batterien nachgerüstet würden.

Weitere Forderungen sind, dass den Speichertechnologien ein diskriminierungsfreier Marktzugang ermöglicht werden müsste, vor dem Bau von HGÜ-Leitungen ein Markteinführungsprogramm für Batteriespeicher gestartet werden, bei Batteriespeichern nicht nur die prognostizierte Leistung sondern auch die prognostizierte Kapazität dargestellt werden und dass der Speicherezubau im Privatbereich stärker forciert werden sollte. Diese Speicher sollten aber nicht nur der Eigenverbrauchsoptimierung dienen, sondern müssten auch netzdienlich eingesetzt werden.

Ein Konsultationsteilnehmer bemängelt, dass der multivalente Einsatz von Speichern keine Berücksichtigung fände.

## **2.7 Klimaschutzziele**

### **2.7.1 Allgemeines/CO<sub>2</sub>-Ziele**

Viele Konsultationsteilnehmer äußern sich generell zur Vorgabe eines verbindlichen CO<sub>2</sub>-Ziels im Szenario-rahmen:

Viele halten die Vorgabe einer CO<sub>2</sub>-Emissionsobergrenze für sinnvoll, um eine mit den klimapolitischen Anforderungen konsistente Netzplanung zu ermöglichen. Ohne eine solche Verbindlichkeit sei die Durchsetzung konkreter Maßnahmen nicht möglich.

Sollten kleine Abweichungen zu der Vorgabe bestehen (<1 %), so dürfe trotzdem das Ergebnis hinreichend genau sein, teilt ein Konsultationsteilnehmer mit. Die Vorgabe einer sich in dieser Bandbreite bewegenden CO<sub>2</sub>-Emissionsobergrenze wird als sinnvoll und notwendig erachtet. Ohne diese Vorgabe würden die CO<sub>2</sub>-Emissionen bei dem angenommenen Kraftwerkspark deutlich über den gesetzlich festgelegten Reduktionszielen liegen.

Die Vorgabe sei nur sinnvoll, wenn sie für 2050 kleiner gleich Null lautete, bereits 2030 die 50 % Marke erreicht wäre und es keine rechnerischen Tricks durch pauschale Freikontingente oder mehr gefühlte als rechnerisch nachgewiesene Emissions- und PE-Faktoren gäbe. Die Vorgabe eines Instruments in der Marktmodellierung sei sinnvoll, wenn es sich um die Vorgabe einer nach Emissionen und Primärenergiefaktoren extrapolierten Energiesteuer handele, die kontinuierlich bis zu einem Kompensationspreis für das komplette Recyc-

ling der CO<sub>2</sub>-Emissionen in jährlichen Erhöhungen gesteigert würde. Alle anderen Ansätze seien zwar realistisch, aber zu wenig ambitioniert.

Viele Konsultationsteilnehmer äußern sich zur Wahl des Modellierungsansatzes zur Einhaltung der nationalen CO<sub>2</sub>-Ziele. Hier stellten die Übertragungsnetzbetreiber vier Ansätze zur Diskussion:

- Methode 1: Anpassung des Kraftwerksparks durch Herausnahme von emissionsintensiven Kraftwerken.
- Methode 2: Verknappung der CO<sub>2</sub>-Zertifikate und dadurch künstliche Steigerung des nationalen CO<sub>2</sub>-Preises (indirekte Vorgabe einer CO<sub>2</sub>-Obergrenze).
- Methode 3: Modellierung von Nachrüstungen, Umbau und Modernisierung von Kraftwerken, z. B. CO<sub>2</sub>-Abtrennung (CCS-Technologien) oder Brennstoffwechsel.
- Methode 4: Emissionsbudgets für einzelne Kraftwerke (Betriebsstundenvorgabe, Einsatzrestriktionen).

Viele Konsultationsteilnehmer beurteilen diese Methoden als realistisch, während einige Teilnehmer einzelne oder auch alle Methoden ablehnen.

Zur Modellierung der nationalen CO<sub>2</sub>-Klimaschutzziele schlagen viele Stellungnahmen vor, die Anpassung des Kraftwerksparks durch Herausnahme von emissionsintensiven Kraftwerken vorzunehmen (s. o. Methode 1).

Ein erhöhter CO<sub>2</sub>-Preis (s. o. Methode 2) sollte um einen auf europäischer Ebene erhöhten CO<sub>2</sub>-Preis ergänzt werden, finden viele Konsultationsteilnehmer. So könnten unrealistischen Verzerrungen im Modell begegnet werden. Dieser erhöhte CO<sub>2</sub>-Preis sollte für die Länder angenommen werden, die ergänzende CO<sub>2</sub>-Preise (Steuern, Abgaben oder ähnliches) bereits eingeführt hätten oder diese einführen wollten.

Ein Konsultationsteilnehmer spricht sich grundsätzlich für marktbasierende Ansätze zur Erreichung von Klimaschutzziele und eine ambitionierte CO<sub>2</sub>-Bepreisung aus. Die Vorgabe eines erhöhten CO<sub>2</sub>-Preises nur in Deutschland hält ein Beitrag für nicht realistisch. Dies würde lediglich dazu führen, dass Emissionen in die Nachbarländer verlagert würden.

Ein Konsultationsteilnehmer schlägt vor, mindestens ein Szenario vorzusehen, das die Nichteinhaltung des 2030er-Ziels simuliert. Dies wäre ein sachgerechter Ausgleich zwischen den gesetzlichen Anforderungen bei der Erstellung des Szenariorahmens und dem Erfordernis, jede Planung so zu gestalten, dass sie auch die Möglichkeit von Zielverfehlungen einkalkuliert. Bei einer Gesamtbetrachtung der bisherigen Realisierungen energiewendebezogener Zielverwirklichungen erscheine dies angebracht.

Viele Stellungnahmen bringen das Pariser Klimaschutzabkommen zur Sprache. Da sich die deutsche Bundesregierung mehrfach zu den Pariser Klimaschutzziele bekannt habe, sollte das Abkommen auch im Szenariorahmen mehr Gewicht haben. Keines der vorgelegten Szenarien sei geeignet, die Anforderungen des Pariser Klimaschutzabkommens zu erfüllen, so die Kritik. Es wird vorgeschlagen, in Szenario A 2030 eine Klimaerwärmung bis 2,5°C, in B 2030 eine Erreichung des 2°C-Ziels und in C 2030 eine Erwärmung unter 2°C anzustreben. Nach Ansicht eines Konsultationsteilnehmers müssten die COP21-Ziele in Würdigung ihres völkerrechtlich verbindlichen Charakters als gesetzliche Grundlage als realistisch angenommen werden, selbst wenn entsprechende ambitionierte nationale Zielstellungen noch fehlten. Diese Ziele müssten daher zumindest in einem Szenario explizit berücksichtigt werden.

Der Klimaschutzplan 2050 ist in allen Konsultationsbeiträgen ein kontrovers diskutiertes Thema. Einige sind der Meinung, dass dem Pariser Klimaschutzabkommen mit dem Klimaschutzplan 2050 Genüge getan wird. Viele andere Teilnehmer sind jedoch überzeugt, dass die CO<sub>2</sub>-Einsparungen zur Einhaltung des Pariser Klimaschutzabkommens über die Ziele des Klimaschutzplans 2050 hinausgehen müssten. Es sei in Fachkreisen weitgehend unbestritten, dass der Einfluss des Klimaschutzplans nicht ausreiche, um die Pariser Ziele zu erreichen.

Ein Konsultationsteilnehmer ist der Ansicht, dass der Klimaschutzplan der Bundesregierung so zu interpretieren sei, dass dem Stromsektor keine zusätzlichen Emissionsbudgets durch die Sektorkopplung zugeordnet werden dürften.

Um eine übermäßige Steigerung der Stromnachfrage zu verhindern, lege der Klimaschutzplan eine Handlungsreihenfolge (Effizienz, EE im Ursprungssektor, Sektorübergang) fest. Wenn Nachfrage in den Stromsektor übergeht, sei zumindest perspektivisch davon auszugehen, dass diese Nachfrage durch CO<sub>2</sub>-freien Strom gedeckt wird. Das bedeutet, dass es keine Notwendigkeit gibt für diese Nachfrage zusätzliche CO<sub>2</sub>-Emissionen im Stromsektor zu verorten.

Es wird argumentiert, dass abgesehen vom Pariser Klimaabkommen Deutschland als Mitgliedsstaat der EU insbesondere auch zur Erfüllung der EU-Klimaschutzziele von 2009 verpflichtet sei. Diese Ziele sehen u.a. die Reduktion der Treibhausgas-Emissionen - und damit auch der Kohlendioxid-Emissionen - von 1990 bis 2050 um 80 bis 95 % vor.

Der von der Bundesnetzagentur vorgeschlagene Wert für die zulässigen Emissionen der Stromerzeugung sei etwas besser als der Vorschlag der Übertragungsnetzbetreiber und des Umweltbundesamtes, so ein Beitrag. Andere Konsultationsteilnehmer halten beide Modelle für gleichermaßen geeignet, die CO<sub>2</sub>-Emissionsobergrenze abzubilden. Ebenso gibt es Stimmen, die das neue Modell von Übertragungsnetzbetreiber und Umweltbundesamt für besser nachvollziehbar und damit geeigneter halten.

Zur Festlegung eines Ausgangswerts auf Grundlage des Klimaschutzplans und der dort genannten Handlungsfelder hätten die Übertragungsnetzbetreiber Überlegungen angestellt und die historischen CO<sub>2</sub>-Emissionen von 1990 um 11 Mio. t CO<sub>2</sub> auf 455 Mio. t CO<sub>2</sub> reduziert. Ein Beitrag bittet zu prüfen, ob die historischen CO<sub>2</sub>-Emissionen in Höhe von 455 Mio. t CO<sub>2</sub> mit der Systemgrenze des Marktmodells übereinstimmen. Auch wenn die CO<sub>2</sub>-Vorgaben mit dem UBA abgestimmt sein sollten, ist grundsätzlich festzuhalten, dass der rechtlich relevante Mengenrahmen durch das europäische Emissionshandelssystem mit seiner EU-weit geltenden Emissionsobergrenze gesetzt werde. Nationale oder sektorale Abgrenzungen seien in diesem System nicht vorgesehen.

Die Angaben im Klimaschutzplan 2050 der Bundesregierung zu gesamt- und sektorspezifischen Klimaschutzziele bilden derzeit die aktuellste und aussagekräftigste Datengrundlage, meint ein Konsultationsteilnehmer. Daher seien die CO<sub>2</sub>-Berechnungen der Übertragungsnetzbetreiber bzw. des Umweltbundesamtes plausibel und ihre Berücksichtigung als Inputgröße wichtige Bausteine für Modellierungen.

Die CO<sub>2</sub>-Vorgabe müsse nach dem Budget-Ansatz ermittelt werden, fordern zahlreiche Konsultationsteilnehmer. Der 5. Sachstandsbericht des Intergovernmental Panel on Climate Change (IPPC) beziffert das weltweite 2015 verbleibende CO<sub>2</sub>-Budget auf 890 Mrd. t. Dieses bilde die Grenze für kumulierte CO<sub>2</sub>-Emissionen, um mit einer Wahrscheinlichkeit von 66 % die Erderhitzung auf höchstens 2°C gegenüber dem vorindustriell-

len Niveau begrenzen zu können. Ein Konsultationsteilnehmer fordert, ein Szenario völlig ohne CO<sub>2</sub>-Ausstoss als Ziel zu setzen.

Ein Teilnehmer fordert die Ermittlung des Budgets für Deutschland nach dem Pro-Kopf-Ansatz, der für Deutschland tendenziell vorteilhaft wäre. Demnach stünden Deutschland etwa 9,9 Mrd. t CO<sub>2</sub> zur Emittierung zur Verfügung. Davon entfielen auf den Stromsektor, der für gut 40 % der deutschen Gesamtemissionen verantwortlich ist, 4 Mrd. t CO<sub>2</sub>. Der Stromsektor müsse aufgrund der geringsten spezifischen Emissionsvermeidungskosten überproportional zur Erreichung dieser Ziele beitragen und daher bereits deutlich vor 2050 vollständig dekarbonisiert sein.

Das Szenario C 2030 sollte nach Meinung eines Teilnehmers so ausgestaltet werden, dass es mit den Zielen des Paris-Abkommens kompatibel ist. Für das Sektorziel 2030 würde dies eine Emissionsminderung von mindestens 75 % im Jahr 2030 gegenüber 1990 bedeuten. Das Budget würde sich dann von aktuell 184 Mio. t auf 114 Mio. t CO<sub>2</sub> verringern. Alternativ könnte das Klimaschutzszenario 95 des Bundesumweltministeriums mit 113 Mio. t im Jahr 2030 herangezogen werden.

Mehrere Stellungnahmen schlagen vor, als CO<sub>2</sub>-Emissionsobergrenze für die Szenarien B 2030 und C 2030 zur Einhaltung des 2°-Ziels 120 Mio. t CO<sub>2</sub> zu verwenden. Für das Jahr 2035 sollten 65 Mio. t CO<sub>2</sub> angesetzt werden. Ein anderer Konsultationsteilnehmer schlägt eine CO<sub>2</sub>-Emissionsobergrenze von 70 Mio. t CO<sub>2</sub> in 2035 vor. In Szenario A 2030 könnten die 184 Mio. t CO<sub>2</sub> des Entwurfs beibehalten werden, wobei sich die Ziele des Pariser Klimaschutzabkommens dadurch nicht erreichen ließen. Außerdem weist ein Konsultationsteilnehmer darauf hin, dass zur Einhaltung eines 1,5° Ziels mit 50 %iger Wahrscheinlichkeit die Emissionen bereits im Jahr 2030 auf Null sinken müssten.

Ein Konsultationsteilnehmer schlägt folgende neuen CO<sub>2</sub>-Grenzen für die Szenarien vor:

Szenario A 2030: 184 Mio. t CO<sub>2</sub> (für Strom und anteilige Wärme aus KWK) als unterste Grenze 2030, wie er auch im Klimaschutzplan der Bundesregierung 2050 enthalten ist.

Szenario B 2030: 120 Mio. t CO<sub>2</sub> zur Einhaltung des 2°-Ziels (bisher 184 Mio. t CO<sub>2</sub>)

Szenario C 2030: 120 Mio. t CO<sub>2</sub> zur Einhaltung des 2°-Ziels (bisher 184 Mio. t CO<sub>2</sub>)

Ein Konsultationsteilnehmer bezeichnet die Vorgabe eines CO<sub>2</sub>-Budgets von 184 Mio. t CO<sub>2</sub> als „einen Schritt in die richtige Richtung“. Dieser Wert entspräche einer Minderung von 60 % gegenüber 1990. Es sei allerdings nicht klar, warum die Minderung wenige Prozentpunkte unter dem Minderungsziel von 61-62 % der Energiewirtschaft liege.

Vom Stromsektor werde ein angemessener Beitrag zum Gesamtminderungsziel gefordert. Dazu würden auch die Herausforderungen zählen, die sich für diesen aus der bereits bis 2030 stattfindenden Sektorkopplung ergeben. Trotz des expliziten Mitdenkens der Sektorkopplung werde die Emissionsobergrenze für den Stromsektor auf 175-183 Mio. t CO<sub>2</sub> festgelegt. Dies lässt nach Ansicht des Konsultationsteilnehmers keinen Interpretationsspielraum, um über etwaige zusätzliche CO<sub>2</sub>-Emissionsbudgets aus anderen Sektoren zu verhandeln.

In einer Stellungnahme wird festgestellt, dass im Strommarktmodell der Übertragungsnetzbetreiber die durch KWK-Anlagen anfallenden CO<sub>2</sub>-Emissionen bisher zu niedrig ausfallen, weil die Wirkungsgrade zu hoch angesetzt seien. Der Vergleich mit eigenen Modellierungen des Konsultationsteilnehmers zeige, dass auf diesen

Effekt Mehremissionen für die KWK-Strom- und Wärmeerzeugung aus fossilen Brennstoffen in der Größenordnung von rund 20 Mio. t CO<sub>2</sub> zurückzuführen sind. Daher solle das Strommarktmodell so angepasst werden, dass die Wirkungsgradabsenkung von KWK-Kraftwerken zutreffender abgebildet werden könne. Auch die CO<sub>2</sub>-Emissionen von Gichtgas-Kraftwerken würden im Netzentwicklungsplan bisher unterschätzt. Die Übertragungsnetzbetreiber sollten den in der Strommarktmodellierung verwendeten Emissionsfaktor für Gichtgas mit dem Emissionsfaktor im nationalen Treibhausgasinventar des Umweltbundesamtes abgleichen und anwenden. Wegen dieser nötigen Anpassung müssten die im Netzentwicklungsplan ausgewiesenen CO<sub>2</sub>-Emissionen der Energieträger „Abfall“ und „Sonstige Konventionelle“ zukünftig auf dem seit 1990 sehr konstanten Niveau von 41 Mio. t CO<sub>2</sub> liegen.

## **2.8 Marktmodell und Marktdesign**

### **2.8.1 Allgemeine Aussagen zum Marktdesign**

Mehrere Konsultationsteilnehmer sind der Ansicht, dass beim innereuropäischen Stromhandel Zurückhaltung angebracht sein sollte und jedes Land grundsätzlich zuerst seine eigene Stromversorgung sicherstellen sollte.

Mehrfach wird gefordert, den derzeitig unbegrenzten europäischen Stromhandel zu reglementieren. Regularien für einen Einspeisevorrang von regionalen Kraftwerken sollten eingeführt werden, damit diese nicht erst durch teuren Redispatch zum Zuge kämen. Großverbraucher seien in die Nähe von Erzeugungsanlagen und Stromerzeuger an Industriestandorten anzusiedeln. Die Erreichung der nationalen Klimaschutzziele und die nationale Versorgungssicherheit seien in den Focus des Marktdesigns zu stellen.

Entschädigungszahlungen für abgeregelte EE-Anlagen sollten von nichtregelbaren, konventionellen Kraftwerken getragen werden, die deutschen Stromkunden nicht in Form von Netzentgelten die Weiterleitung von überschüssig produziertem Strom ins Ausland bezahlen und Speicherenergie, die das Stromnetz stabilisiert, müsste honoriert werden. Privatkunden sollten nicht auf Dauer zur Finanzierung der Stromnetze herangezogen werden, die die von den Netzentgelten befreite Großindustrie benötigten. Des Weiteren bemängelt der Konsultationsteilnehmer, dass die Stromeinsparungen aufgrund der Stilllegungen von Kohlekraftwerken (Eigenverbrauch) und des Braunkohleabbaus nicht berücksichtigt worden sei.

In einem Beitrag wird kritisiert, dass konventionelle Kraftwerke trotz hoher Windeinspeisung nicht heruntergefahren werden. Stattdessen käme es zu einer Abregelung von EE-Anlagen. Dies führt der Konsultationsteilnehmer auf die mangelnde Flexibilität der konventionellen Kraftwerke zurück. Aus technischen oder ökonomischen Gründen würden sie auch in Zeiten hoher Windeinspeisung mit ihrer Mindesterzeugung am Netz betrieben, weil ein vollständiges Herunterfahren und Hochfahren in kurzer Zeit unwirtschaftlich oder technisch unmöglich sei. Prinzipiell sollten daher konventionelle Kraftwerke mit mangelndem Lastfolgeverhalten nicht mehr im Szenariorahmen angenommen werden, weil sie die Einspeisung der Erneuerbaren Energien Erzeugung blockieren und zu Engpässen im Übertragungsnetz führen. Anstelle von Kohlekraftwerken müssten hoch-flexible konventionelle Gaskraftwerke genutzt werden, um der fluktuierenden Einspeisung der EE-Anlagen zu folgen.

### **2.8.2 Allgemeine Aussagen zum Marktmodell**

Mehrere Konsultationsteilnehmer kritisieren die Modellierung der KWK-Kraftwerke. Sie sei falsch, weil diesen Kraftwerken grundsätzlich eine Wärmeauskopplung unterstellt wird, auch wenn sie ausschließlich Strom

erzeugen. Es wird gefordert, sämtliche fossilen Kraftwerke mit einer KWK-Wärmeauskopplung nach den realen Verhältnissen in jeweils zwei Anlagen aufzuteilen, eine mit und eine ohne KWK.

Ein Beitrag hält es für nicht hinnehmbar, dass vehement an einer einheitlichen Strompreiszone festgehalten wird.

Viele Konsultationsteilnehmer begrüßen, dass erstmals in allen Szenarien die CO<sub>2</sub>-Minderungsziele des Klimaschutzplans für den Stromsektor eingehalten werden.

Die prognostizierten Volllaststunden für neue Wind Onshore- (2.300) und Wind Offshore-Anlagen (4.300) sollten nochmals überprüft werden, regt ein Konsultationsteilnehmer an. In der Mittelfristprognose im Auftrag der Übertragungsnetzbetreiber vom Oktober 2017 für Wind Offshore-Anlagen des aktuellen Bestands und derer, die in den nächsten Jahren in Betrieb genommen werden, würden rund 4.050 Volllaststunden angenommen und für den Bestand an Wind Onshore-Anlagen im Jahr 2018 im mittleren (Trend-) Szenario nur von 1.774 Volllaststunden.

Ein Konsultationsteilnehmer fordert, dass die fortschreitende Digitalisierung und die damit verbundenen Flexibilisierungspotenziale stärker in die Nachfragemodellierung einfließen sollten.

### 2.8.3 Modellierung der CO<sub>2</sub>-Ziele im Marktmodell

Mehrere Konsultationsteilnehmer fordern, dass im Szenariorahmen ein CO<sub>2</sub>-Ziel vorgegeben wird. Einzelne Konsultationsteilnehmer bezweifeln jedoch, dass die Festsetzung eines konkreten Grenzwertes zu einem bestimmten Zeitpunkt ein probates Mittel ist.

Die Übertragungsnetzbetreiber stellten zur Modellierung der CO<sub>2</sub>-Ziele vier Ansätze zur Diskussion:

- Methode 1: Anpassung des Kraftwerksparks durch Herausnahme von emissionsintensiven Kraftwerken.
- Methode 2: Verknappung der CO<sub>2</sub>-Zertifikate und dadurch künstliche Steigerung des nationalen CO<sub>2</sub>-Preises (indirekte Vorgabe einer CO<sub>2</sub>-Obergrenze).
- Methode 3: Modellierung von Nachrüstungen, Umbau und Modernisierung von Kraftwerken, z. B. CO<sub>2</sub>-Abtrennung (CCS-Technologien) oder Brennstoffwechsel.
- Methode 4: Emissionsbudgets für einzelne Kraftwerke (Betriebsstundenvorgabe, Einsatzrestriktionen).

Viele Konsultationsteilnehmer sind der Ansicht, dass die Methode (1) am geeignetsten ist die Klimaschutzziele einzuhalten. Mehrere Konsultationsteilnehmer schlagen vor, eine Verbindung der Methoden (1) und (2) anzuwenden. Andere meinen, dass die von den Übertragungsnetzbetreibern favorisierte Methode (2) zielführend ist, würden aber persönlich Methode (3) vorziehen. Ein Konsultationsteilnehmer wünscht sich, dass alle vier vorgeschlagenen Methoden im Rahmen von Sensitivitätsanalysen berechnet werden.

Alle vier vorgeschlagenen Methoden seien zwar realistisch, aber nicht wünschenswert, so einige Teilnehmer. Sie geben weiter zu bedenken, dass nationale CO<sub>2</sub>-Ziele unbedeutend sind und die CO<sub>2</sub>-Reduktion im internationalen Konsens angegangen werden müsse.

Viele Konsultationsteilnehmer bringen vor, dass CO<sub>2</sub>-Beschränkungen europäisch zu betrachten wären und daher den europäischen Vorgaben des Emissionshandels gefolgt werden sollte. Sollte es dennoch bei einer nationalen Betrachtung bleiben, müsste die Bilanzierung der CO<sub>2</sub>-Emissionen um den Stromaustauschsaldo bereinigt werden.

Vor dem Hintergrund der Sektorenkopplung sollte die sektorale Betrachtung von CO<sub>2</sub>-Zielen verworfen werden und eine Orientierung ausschließlich an den Vorgaben des europäischen Emissionshandels erfolgen, so die Forderung mehrerer Konsultationsteilnehmer.

Ein Konsultationsteilnehmer fordert, die Emissionen des Stroms, der für die Sektoren Verkehr und Wärme verwendet wird, auch diesen Sektoren zuzurechnen.

#### **2.8.4 CO<sub>2</sub>- und Brennstoffpreise**

Für CO<sub>2</sub> sollte eine marktrealistische CO<sub>2</sub>-Lenkungsabgabe zwischen 50 bis 100 € /t CO<sub>2</sub> festgelegt werden. Diese sollte sich an den externalisierten Kosten der fossilen Brennstoffe orientieren,

Mehrere Konsultationsteilnehmer bemängeln, dass die Verdopplung des Braunkohlepreises gegenüber 2016 nicht nachvollziehbar und zu hoch angesetzt sei.

Die angenommenen CO<sub>2</sub>-Preise sind realistisch aufgrund der angestrebten Verknappung von CO<sub>2</sub>-Zertifikaten, wird in einigen Stellungnahmen konstatiert.

Andere Konsultationsteilnehmer finden, zur Erreichung der Klimaschutzziele sollte der CO<sub>2</sub>-Preis gemeinsam mit den anderen europäischen Staaten angehoben werden.

In mehreren Beiträgen wird fordert, dass es eine Neugestaltung der Preisbildung von Energieträgern geben sollte, in die die spezifischen CO<sub>2</sub>-Emissionen des jeweiligen Energieträgers einfließen müssten.

## **2.9 Europäischer Rahmen**

### **2.9.1 Allgemeines**

Viele Konsultationsteilnehmer fordern, den europäischen Stromhandel zu verringern, um den Netzausbau auf ein Minimum zu reduzieren. Es wird außerdem angeregt, den Szenariorahmen durch eine weitere Analyse zu ergänzen. Es sollte geprüft werden, welche Auswirkungen ein geringerer Stromhandel auf den Ausbaubedarf in Deutschland hätte. Überdies solle die Einhaltung von Klimaschutzschutz- und Umweltzielen bei den Szenarien uneingeschränkt berücksichtigt werden. Allgemein fehle ein abgestimmtes Gesamtkonzept.

Es müsse ein tragbares Verhältnis zwischen dem europäischen Binnenmarkt und den Beeinträchtigungen der deutschen Bürger durch weitere Trassen gefunden werden. Laut einem Konsultationsteilnehmer sei der Szenariorahmen unberechtigterweise weniger auf die Stromversorgung von Deutschland, als vielmehr auf den europäischen Stromhandel ausgerichtet. Dieser Handel diene ausschließlich dem Profit der Übertragungsnetzbetreiber und stehe zudem der von vielen deutschen Bürgern gewünschten dezentralen Energieversorgung entgegen.

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 Beiträge fordern dagegen eine stärkere europäische Ausrichtung der Szenarien. Die Übertragungsnetzbetreiber würden das Thema Europa nicht ausreichend adressieren.

Der Ausbau des europäischen Binnenmarktes sei nicht der eigentliche Auftrag des Szenariorahmens / Netzentwicklungsplans, meinen einige Konsultationsteilnehmer. Vielmehr müsse die Stromstabilität durch die Grundversorgung im Rahmen der Daseinsfürsorge sichergestellt werden. Der grenzüberschreitende Handel führe letztendlich ausschließlich zu höheren Kosten für die Endverbraucher.

Es sollte geprüft werden, inwieweit der grenzüberschreitende Handel über das Verteilnetz bewerkstelligt werden könnte, findet ein Konsultationsteilnehmer. Ein dezentraler und zellulärer Ansatz sei nachhaltiger, dafür könnte die Anzahl der Kuppelstellen erhöht werden, um so den Stromaustausch über das Wechselstromnetz zu ermöglichen.

Der europäische Energiebinnenmarkt dürfe die Umstellung auf Erneuerbare Energien nicht konterkarieren und europäische Regulierungsbehörden nicht die deutsche Energiewende verzögern, merken einige Konsultationsteilnehmer an. Weiterhin wird gefordert, keinen weiteren Netzausbau zu betreiben, der Deutschland zu einem Transitland für Kohle- und Atomstrom degradieren. Insbesondere der in Frankreich und Polen produzierte „Atom- und Braunkohlestrom“ sollte nicht importiert werden. Der Atomausstieg Deutschlands würde durch den verstärkten Import von Atomstrom aus dem Ausland konterkariert.

### **2.9.2 Zuordnung der europäischen Szenarien zu den Szenarien des Szenariorahmens**

Laut einer Stellungnahme ist unklar, welche Rolle der „Scenario Report“ in Bezug auf die nationale Netzentwicklung/nationalen Szenarien spielt. Der größte Teil des nationalen Netzausbaubedarfs sei auf die zentrale Lage Deutschlands und den damit verbundenen europäischen Stromtransit zurückzuführen. Daher sei es wünschenswert, zukünftig eine größere Transparenz herzustellen. Die netztechnischen nationalen Planungen müssten in viel größerem Umfang mit den europäischen Planungen verzahnt werden. Von einem Konsultationsteilnehmer wird gefordert, statt einfach auf den „Ten Year Network Development Plan“ zu verweisen, konkretere Zahlen zur Marktmodellierung vorzulegen. Dies würde eine bessere Abschätzung erlauben, welcher „Spielraum“ der nationalen Netzentwicklung im europäischen Binnenmarkt überhaupt bleibe.

Einige Konsultationsteilnehmer finden die Zuordnung zwischen nationalen und europäischen Szenarien grundsätzlich sinnvoll. Trotzdem sollten weitere Szenarien und Sensitivitäten berechnet werden.

Weil auf europäischer Ebene wegen der unterschiedlichen Interessen nicht von einer einheitlichen Entwicklung ausgegangen werden könne, sollten auch auf europäischer Ebene verschiedene Dynamiken abgebildet werden. Mehrere Konsultationsteilnehmer begrüßen, dass der zeitliche Horizont der nationalen Szenarien mit denen des „Ten Year Network Development Plan“ synchronisiert wurde.

Die heute bestehenden Verbindungen zu unseren Nachbarländern sind weitestgehend ausreichend, so ein Konsultationsteilnehmer. Es sei nur ein geringer Optimierungsbedarf vorhanden. Dagegen merken mehrere Konsultationsteilnehmer an, dass die Annahmen im Szenariorahmen schlussendlich zu einem überdimensionierten

nierten Netzausbau führen. Stromexport sei das einzige Geschäftsmodell der Übertragungsnetzbetreiber und Deutschland regele zu viele EE-Anlagen ab, verschenke aber gleichzeitig Strom in das benachbarte Ausland.

### 2.9.3 Handelskapazitäten

Ein Konsultationsteilnehmer verlangt auch bei den Leistungsbilanzen zum Höchstlastzeitpunkt die Betrachtung des europäischen Binnenmarktes. Es müsse aber auch die Wahrscheinlichkeit von zeitgleichem Auftreten der Jahreshöchstlast und die Möglichkeit des zeitgleichen Auftretens von Nichtverfügbarkeiten aus Erneuerbaren Energien in der Region betrachtet werden. Die Option einer sogenannten Dunkelflaute würde völlig außer Acht gelassen.

Mehrere Konsultationsteilnehmer sehen die angegebenen Übertragungskapazitäten der Anrainerstaaten mit Deutschland positiv. Teilweise wird gefordert, die aktuellen Kapazitäten auszuweisen und nicht nur die geplanten Transportkapazitäten.

Eine bessere Berücksichtigung von Erzeugungsanlagen im Ausland sei unabdingbar. Als Beispiel wird das Pumpspeicherkraftwerk Vianden genannt. Dieses sei ausschließlich an das deutsche Übertragungsnetz angebunden und daher von dessen Ausbau abhängig.

Der Stromimport aus dem Ausland stellt langfristig keine physikalisch und volkswirtschaftlich tragfähige Lösung dar, so die Überzeugung eines Konsultationsteilnehmers. Die grundsätzlich hohe Abhängigkeit Deutschlands von Erzeugungsanlagen im Ausland sei fragwürdig und wird daher von mehreren Konsultationsteilnehmern abgelehnt.

Dabei stellt sich die Frage, warum im Ausland konventionelle Kapazitäten über die Anforderungen zur dortigen Lastdeckung hinaus erhalten oder entstehen sollten, die dann exklusiv deutsche Bedarfslücken in Bezug auf die erzeugte Leistung bei unzureichender EE-Einspeisung schließen. Dieser Effekt sei besonders absurd, weil der Import oft in ausländischen Kohle- oder Atomkraftwerken erzeugt werde. Im Inland würden Altanlagen geschlossen und effiziente, umweltfreundliche Kraftwerksprojekte nicht realisiert, weil der deutsche Bedarf an sicherer konventioneller Kapazität durch das Ausland befriedigt werde, so der Vorwurf eines einzelnen Konsultationsteilnehmers.

Die Übertragungsnetzbetreiber müssten die Leistungsbilanzen der Nachbarländer in ihre Planungen einbeziehen. Die Annahmen des inländischen und ausländischen Kraftwerksparks sollten synchronisiert und die Planungen von ausländischen Kraftwerken wirtschaftlich und realistisch beurteilt werden. Eine länderübergreifende Prognosebetrachtung sei bisher nur unzureichend durchgeführt worden. Es wird bezweifelt, ob das Stromnetz bis 2035 für den prognostizierten Importbedarf ausreichend ausgebaut und mit dem Ausland vernetzt werden kann.

Einige Konsultationsteilnehmer kritisieren die Argumentation der Übertragungsnetzbetreiber, Deutschland sei zur Aufrechterhaltung der Versorgungssicherheit in den Zieljahren auf Stromimporte angewiesen. Wenn ausreichend Flexibilitätsoptionen wie Speicher und Power-to-Gas angenommen würden, sei eine Importabhängigkeit trotz volatiler EE-Einspeisung nicht vorhanden.

Ein erhöhter Importbedarf sei unproblematisch, wenn diese Importe vorzugsweise aus erneuerbaren Quellen gewonnen werden, so eine Stellungnahme. In einigen Beiträgen wird darauf hingewiesen, dass ein engeres Zusammenwachsen des europäischen Binnenmarktes zu einem höheren Maß an Versorgungssicherheit führe,

da Lastspitzen in Europa nicht zeitgleich auftreten würden. Außerdem erfolge die EE-Einspeisung auf europäischer Ebene zu unterschiedlichen Zeiten.

Wenn auf das europäische Ausland als sichere Versorgungsquelle gesetzt wird, müsste eine Analyse der Leistungsbilanz in den Nachbarländern durchgeführt werden, so eine weitere Forderung.

Ein Konsultationsteilnehmer weist darauf hin, dass die Bedeutung eines zuverlässigen und belastbaren Szenariorahmens als Grundlage der Netzentwicklungsplanung mit den jüngsten Entscheidungen zum EU-Winterpaket gewachsen sei. In den Berechnungen der zur Verfügung stehenden Handelskapazitäten an Grenzkuppelstellen würde auf Daten abgestellt, die zunächst den sog. TTC-Wert (Total transfer capacity) ermitteln. Nach den EU-weit bzw. über den europäischen Verband ENTSO-E abgestimmten Berechnungsverfahren müssten dabei neben den 380 kV-Netzelementen und Referenzdatenblätter zum Lastfluss (Sommer, Winter) auch regelmäßig netzgebietsbezogen kritische 110-kV-Netzbetriebsmittel einbezogen werden. Im Szenariorahmen seien daher die Auswirkungen der Spitzenkappung regelwerkskonform unter Betrachtung der danach einzubeziehenden Netzebenen transparent zu machen und in den Szenarien zum grenzüberschreitenden Stromaustausch darzulegen.

## 2.10 Sensitivitäten

Verschiedene Konsultationsteilnehmer geben an, die Sensitivitätsberechnungen als grundsätzlich sinnvoll zu erachten. Sie sollten genutzt werden, um einen volkswirtschaftlich sinnvollen, landschaftsschonenden Netzausbau zu ermöglichen.

Im Zusammenhang mit der Umsetzung der Klimaschutzziele wird vorgeschlagen, die Auswirkungen unterschiedlicher CO<sub>2</sub>-Preise in einer Sensitivitätsstudie zu untersuchen. Zur Schätzung der Klimafolgeschäden wurde die Verwendung von 30 €/t CO<sub>2</sub> als Wert für Österreich und die Beneluxländer empfohlen. In einer weiteren Stellungnahme wird vorgeschlagen, eine allgemein höhere CO<sub>2</sub>-Bepreisung für die Länder Deutschland, Frankreich, Niederlande und Schweden als Sensitivität zu untersuchen. Ein höherer CO<sub>2</sub>-Preis ausschließlich in Deutschland würde nur zu unerwünschten Emissionsverlagerungen in benachbarte Länder führen.

Ein Konsultationsteilnehmer schlägt eine Sensitivitätsberechnung vor, die untersucht, wie sich die Absenkung des konventionellen Must-run Kraftwerksparks auf ein aus netztechnischer Sicht erforderliches Mindestmaß niederschläge. Darüber hinaus sollten die Verbrauchsstrukturen im Bereich neue Stromanwendungen (Power-to-Gas, Elektromobilität und Wärmepumpen) in die Sensitivitätsuntersuchung aufgenommen werden.

Ein Beitrag fordert eine Umrüstung auf bedarfsgerechte Biomassestromerzeugung. Diese könne - ohne den Anteil der Biomasse an der Stromerzeugung zu erhöhen - zu Spitzenlastzeiten erheblich mehr zur Systemstabilisierung 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 werden könnten.

Es werden Sensitivitätsberechnungen angeregt, die sich mit dem in den betreffenden Zieljahren des Netzentwicklungsplans möglichen technischen Fortschritt beschäftigen. Dazu zählen u.a. die automatisierte Betriebs-

führung als Ergänzung zum NOVA-Prinzip und ein weiterer Ausbau der lastflussteuernenden Betriebsmittel im Netz.

Folgende weitere Themen wurden für eine Sensitivitätsberechnung vorgeschlagen: Die Orientierung des Ausbaupfades für Elektromobilität am nationalen Entwicklungsplan Elektromobilität (5 Mio. Elektrofahrzeuge im Jahr 2030), ein „Szenario 2050“ als Ergebnis des Transformationsprozesses „Energiewende“, die Anpassung des Kraftwerksparks durch Herausnahme von emissionsintensiven Kraftwerken, Spitzenkappung bei ausschließlich in den Verteilnetzen angeschlossenen Erzeugungsanlagen und vollständiger kurzfristiger Kohleausstieg zum Erreichen der Klimaschutzziele.

Als sinnvoll erachtet werden auch die nachfolgenden Sensitivitätsberechnungen: Ungünstige Wetterjahre, Bedeutung und Regionalisierung kleiner dezentraler KWK-Anlagen mit Leistung bis 10 MW, alternative Regionalisierung insbesondere mit mehr regenerativer Erzeugungsleistung im Süden Deutschlands, Betriebsdauer konventioneller Kraftwerke, Unterschiede lastferner sowie lastnaher Regionalisierung Erneuerbarer Energien, kontinuierliche industrielle Eigenstromerzeugung und abendliche Starklastsituationen beim Ausbau der Elektromobilität.

Weitere Sensitivitätsvorschläge betreffen 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 würden als Kohlekraftwerke weiter südlich, da für diese Kraftwerke höhere Transportkosten entstünden. Bei den gegenwärtigen Rahmenbedingungen sei ein Kohlekraftwerk umso weniger rentabler, je weiter es im Süden stehe. Die unterschiedliche Lastenverteilung innerhalb Deutschlands werde durch den freien Handel in Zukunft verschärft und erfordere überdimensionierten Netzausbau.

### **2.11 Konsultationsprozess (Verfahrensturnus, Transparenz, Akzeptanz)**

Es wird ausdrücklich begrüßt, dass die Bundesnetzagentur zum Entwurf der Übertragungsnetzbetreiber ein gesondertes Begleitdokument zur Konsultation des Szenariorahmens veröffentlicht hat. Dies erleichtere den Überblick über die wesentlichen Grundaussagen und ermögliche einen besseren Zugang zur Thematik. Allerdings wird auch angemerkt, dass es aus Gründen der Übersichtlichkeit hilfreich wäre, der Struktur und den Kapitelüberschriften des Entwurfs der Übertragungsnetzbetreiber zu folgen.

In einigen Stellungnahmen wird der fehlende Dialog zwischen Bundesnetzagentur und Öffentlichkeit bemängelt. Dies resultiere aus einer Nichtbeantwortung von Stellungnahmen und der Tatsache, dass diverse im Rahmen der Konsultation geäußerte Einwände nicht in den Szenariorahmen aufgenommen wurden. Das Prüfverfahren der Bundesnetzagentur hinsichtlich der durch die Übertragungsnetzbetreiber erstellten Unterlagen sei nicht transparent nachvollziehbar.

Weiterhin thematisiert ein Konsultationsteilnehmer, dass sich die Bundesnetzagentur nur in dem Rahmen bewegen kann, den ihr die Gesetzgebung zugesteht. Die Bundesnetzagentur sei auch nach Jahren der Kritik und des konstruktiven Feedbacks nicht in der Lage, dieses an die Bundesregierung oder den Bundestag weiterzugeben. Das Verfahren der Netzentwicklungspläne sei nur darauf ausgelegt, eine Art Bürgerbeteiligung zu suggerieren.

Von mehreren Konsultationsteilnehmern wird angemerkt, dass die Frist zur Konsultationsbeteiligung und Stellungnahme mit vier Wochen zu kurz sei. Dieser Zeitraum genüge nicht, sich intensiv mit denen im Entwurf der Übertragungsnetzbetreiber geschilderten Details zu beschäftigen. Kritik gibt es auch zur zeitlichen Ansetzung des gesamten Prozesses, weil neue Erkenntnisse aus dem noch nicht bestehenden Koalitionsvertrags nicht mit in den Prozess einfließen konnten.

Von einigen Konsultationsteilnehmern wird die grundsätzliche Vorgehensweise kritisiert. Der Prozess der Netzentwicklungsplanung inklusive des Szenariorahmens sei unzureichend unabhängig gegenüber dem Profitbestreben der Übertragungsnetzbetreiber. Es seien ausschließlich die Prozessteilnehmer involviert, die ein wirtschaftliches Interesse am Ausbau der Netze haben. Einige Konsultationsteilnehmer fordern in diesem Zusammenhang eine Änderung des EnWG, damit die Bundesnetzagentur in Zukunft den Szenariorahmen erstellen kann.

Für die Zusammenlegung des Strom- und Gas-Netzentwicklungsplans spricht sich ein Konsultationsteilnehmer aus, weil in den nächsten Jahren durch immer mehr Abschaltung von Kohlekraftwerken zusätzliche GasKapazitäten errichtet werden müssten. Entscheidend für den Netzausbau sei in diesem Zusammenhang, an welchen Standorten diese neuen Kapazitäten entstehen.

Ein Konsultationsteilnehmer schlägt vor, die strategische Umweltprüfung als Frühwarnsystem zu Beginn der Netzplanungen einzuführen.

## **2.12 Themen des Netzentwicklungsplans bzw. nachfolgende Prozessschritte**

Mehrere Konsultationsteilnehmer stellen die Annahme der Übertragungsnetzbetreiber in Frage, dass ein Ausbau der Erneuerbaren Energien automatisch zu mehr Stromtransport in Deutschland führt. Zusätzlich merken sie an, dass durch einen erhöhten Stromtransport im Vergleich zu einem regionalen Ausbau der Erneuerbaren Energien auch die Netzverluste steigen. Weiterhin sollte einer Überbündelung von Infrastrukturmaßnahmen in jedem Fall entgegengewirkt werden, um keine potenziellen Angriffspunkte für mögliche Terrorangriffe zu bieten. Die Planungen der Übertragungsnetzbetreiber zum Netzentwicklungsplan 2030 seien weder transparent, noch berücksichtigen sie in ausreichender Form die Anliegen der Bürgerinnen und Bürger sowie der Kommunen.

Mehrere Beiträge bringen vor, dass die empirischen Daten von HGÜ-Leitungen in Bezug auf mögliche Gesundheitsgefahren in dicht besiedelten Gebieten völlig unzureichend und nicht einschätzbar seien. Für das Vorhaben „Ultranet“ wird von vielen Konsultationsteilnehmern eine Realisierung als Erdkabel gefordert, wie dies auch bei anderen HGÜ-Projekten geplant sei. Im Zusammenhang mit dem Projekt „Ultranet“ wird argumentiert, dass gesundheitliche Risiken durch Gleich- und Wechselstromleitungen in derselben Trasse mangels entsprechender neutraler wissenschaftlicher Prüfungsstudien nicht ausgeschlossen werden könnten. Aus diesem Grund und zum Schutz des Menschen sei deshalb das Projekt in seiner Gesamtheit abzulehnen. In einer Stellungnahme wird angemerkt, dass das Vorhaben lediglich dem Transport von Kohlestrom dienen würde, da die Trasse nicht in den norddeutschen Windkraft-Regionen, sondern im nordrhein-westfälischen Kohlerevier endet.

Mehrere Konsultationsteilnehmer sind der Meinung, dass die Realisierung von Erdverkabelung in offener Grabenbauweise ein massiver Eingriff in die Kulturlandschaft ist und der Bodenschutz dabei nicht ausreichend betrachtet wird. Die nachhaltigen Folgen für Natur und Umwelt, Land- und Forstwirtschaft seien so

gravierend, dass es dringend notwendig ist Alternativen zur offenen Grabenbauweise in Betracht zu ziehen. Als Alternative wird die grabenlose (geschlossene) Bauweise (Röhrenbauweise) genannt. Diese würde weder Erdaushub auf großer Fläche noch eine vorübergehende Deponierung des Aushubs auf benachbarten Flächen erfordern. Der Eingriff in die Natur könnte so auf ein notwendiges Minimum reduziert werden.

Ein Konsultationsteilnehmer stellt fest, dass die Übertragungsnetzbetreiber in vielen ihrer Veröffentlichungen auf die hohen Redispatchkosten hinweisen. Diese seien dem schlechten Ausbau des deutschen Höchstspannungsnetzes geschuldet und würden als Argument für den Netzausbau dienen. Der Konsultationsteilnehmer bemängelt, dass das Jahr 2015 als Referenzjahr bei der Redispatchbetrachtung verwendet wird. In diesem Jahr seien aber die Kosten im Vergleich zu den Folgejahren besonderes hoch gewesen, weshalb man diese im Jahr 2015 Sondereffekten zuschreiben müsse. Es sei zu überprüfen ob, die Redispatchkosten nicht als Bestandteil der deutschen Energiepolitik akzeptiert werden müssten, anstatt sehr hohe Investitionen in Gleichstromtrassen zu tätigen.

Mehrere Konsultationsteilnehmer lehnen die HGÜ-Struktur grundsätzlich ab, weil sie flächenintensive Konverter-Stationen erfordert und zu einer starren zentralistischen Netzstruktur führe. Eine dezentrale Netzstruktur müsste als Leitbild im Szenariorahmen formuliert und als Rahmenbedingungen für die Netzentwicklungspläne aufgenommen werden.

Ein Konsultationsteilnehmer begrüßt, dass im zurückliegenden Netzentwicklungsplan von der Bundesnetzagentur erstmals Ad-Hoc-Maßnahmen geprüft und bestätigt wurden, die zur Überbrückungen des Zeitraums zwischen Abschaltung der Kernkraftwerke und Fertigstellung der HGÜ-Projekte dienen. Der Konsultationsteilnehmer schlägt eine weitere Ausgestaltung zur Einführung von Kurzfristmaßnahmen (Ad-Hoc-Maßnahmen) in der Netzentwicklungsplanung vor. Dazu schlägt er vor, die Berechnungen des Netzentwicklungsplans um ein Stützjahr im Zeitraum von drei bis vier Jahren (z. B. 2023) zusätzlich zu den zeitlich vorgegebenen Betrachtungszeiträumen nach EnWG § 12a Abs.1 zu erweitern, um an einzelnen neuralgischen Punkten im Netz Ad-Hoc-Maßnahmen zu identifizieren.

Mehrere Stellungnahmen weisen darauf hin, dass dem NOVA-Prinzip uneingeschränkt gefolgt werden müsse. Die Optimierung der bestehenden Strom-Infrastruktur trage erhebliches Potenzial in sich.

Die aus den Szenariorahmen resultierenden Stromtrassen und Folgeprojekte (insbesondere die Projekte P 43 und P 44) mindern stark den Wert der Eigenheime der Bewohner, so die Meinung in mehreren Beiträgen. Durch den Bau neuer Trassen seien wiederum gesundheitliche und landschaftliche Belastungen vorhanden, die - insbesondere im Hinblick auf den Tourismus in den betroffenen Regionen - nicht hingenommen werden könnten. Bei den geplanten Trassenführungen würden u.a. ausgewiesene Vogelschutzgebiete durchquert.

Eine Festlegung des Bereichs Grafenrheinfeld als Einspeiseschwerpunkt wird von einem Konsultationsteilnehmer abgelehnt. Da sich der Netzausbau vorrangig am Versorgungsbedarf der jeweiligen Zielregion zu orientieren habe, sei es völlig unverhältnismäßig, die Region Grafenrheinfeld weiter zu belasten. Die Region sei durch andere Infrastrukturprojekte schon stark betroffen und leiste bereits durch mehrere Windkraftanlagen und andere regenerative Energiequellen einen ausreichenden Beitrag zur Energiewende.

Ein Beitrag fordert beim Netzentwicklungsplan einen Bottom-up-Ansatz und nicht einen Top-down wie von den Übertragungsnetzbetreibern vorgeschlagen. Es sei die Aufgabe der Bundesnetzagentur, einen Plan für die

Energielandschaft Deutschlands und seine Netzentwicklung in Kooperation mit den Stadtwerken und lokalen Energieversorgern zu erstellen.

Mehrere Konsultationsteilnehmer weisen darauf hin, dass verschiedene Projekte (insbesondere die HGÜ-Korridore) nicht rechtskonform seien, da sie gegen geltendes Europarecht und auch gegen die Aarhus-Konvention verstoßen. Es sei keine wirksame Kontrolle der Entscheidung über die Bundesfachplanung durch den Gesetzgeber sichergestellt.

### 2.13 Sonstiges

Zusätzlich zu allen bisher genannten Themenschwerpunkten wurden im Rahmen des Konsultationsprozesses weitere Stellungnahmen und Argumente eingebracht, die sich nicht konkret auf den Prozess des Szenariorahmens beziehen. Dies waren u.a. Stellungnahmen zu folgenden Themen: Redaktionelle Anmerkungen zum Entwurf der Übertragungsnetzbetreiber, Netzentgelte, Themen der Strategischen Umweltprüfung (u.a. Schutzgut Mensch und Natur, Abfall- und Bodenschutz, Raumwiderstände, Baudenkmalpflege), Aussagen und Kritik zu nachgelagerten Prozessschritten (Bundesfachplanung und Planfeststellungsverfahren).

## 3 Umweltaspekte im Szenariorahmen 2019-2030

Bereits im Zuge des Netzentwicklungsprozesses 2017-2030 wurde die Bundesnetzagentur aufgefordert, Umweltaspekte schon im ersten Planungsschritt, also dem Szenariorahmen, verstärkt zu betrachten und nicht erst im Rahmen des Umweltberichts, der parallel zum Netzentwicklungsplan erarbeitet wird. Diese Forderung wurde während der Konsultation des Szenariorahmens 2019-2030 erneuert, weshalb die Bundesnetzagentur die Thematik in zwei Dialogveranstaltungen am 30.01.2018 in Berlin und am 01.02.2018 in Ingolstadt, öffentlich diskutieren ließ. Als Konsequenz aus diesem Dialog ist Folgendes festzuhalten:

Eine Vielzahl von Umweltaspekten ist bereits im Szenariorahmen 2019-2030 verankert. Der Szenariorahmen ist laut Gesetz dazu verpflichtet, die klimapolitischen Ziele der Bundesregierung als Planungsgrundlage zur berücksichtigen. Mit dem Ziel der Bundesregierung, bis 2030 65% des Bruttostromverbrauchs aus Erneuerbaren Energien zu decken, ist daher schon ein zentraler Umweltaspekt im Szenariorahmen verankert worden. Zur Abbildung dieses Umweltbelangs geht die Bundesnetzagentur bewusst über das derzeit noch gültige EEG 2017 hinaus. Auch das Ziel der Bundesregierung, die Offshore Windleistung auf 15 GW bis 2030 zu steigern, wird in allen Szenarien übererfüllt.

Ein weiteres klimapolitisches Ziel, welches im Szenariorahmen 2019-2030 berücksichtigt wird, ist das Ziel der Bundesregierung, die Emission von Treibhausgasen drastisch zu reduzieren. Dies wird im vorliegenden Szenariorahmen umgesetzt, indem eine Obergrenze von CO<sub>2</sub>-Emissionen definiert wird, die bezogen auf das Jahr 1990 eine Reduktion der CO<sub>2</sub>-Emissionen bis 2030 von 59,6 % im Netzentwicklungsplan 2019-2030 sicherstellt. Die Bundesnetzagentur hat den Übertragungsnetzbetreibern auch deshalb explizit aufgegeben, die Einhaltung dieser Ziele im Rahmen der Marktmodellierungen darzustellen.

Neben diesen sicher abgebildeten Zielen gibt es noch zahlreiche Umweltaspekte, die erst nach der Marktsimulation zum Netzentwicklungsplan 2019-2030 überprüft werden können. Dazu gehören z. B. die Reduktion des Primärenergieverbrauchs und das Ziel der Erzeugung von 120 TWh „KWK-Stroms“ bis 2025.

Über diese genannten Umweltaspekte hinaus gibt es aber auch andere Aspekte, die im Szenariorahmen nicht abgebildet werden können oder zu denen eine methodische Konzeption der Abbildung bis zum jetzigen Zeitpunkt noch fehlt. Dies kann an zwei prominenten Forderungen verdeutlicht werden.

Zum einen soll schon im Szenariorahmen der Flächenbedarf einer Windkraftanlage ermittelt werden, um diesen Bedarf dann gegen andere Stromerzeugungstechnologien abzuwägen. Dies ist im Prozessschritt des Szenariorahmens allerdings nicht möglich, da der Flächenbedarf einer Windkraftanlage maßgeblich von ihrer Leistungsklasse und ihrer Ausführung als z. B. Stark- oder Schwachwindanlage abhängig ist. Auch führt eine reine Bezifferung der benötigten Fläche nicht zu einem befriedigenden Ergebnis, da Flächen nicht pauschal bewertet werden können, sondern z. B. zwischen einem seltenen Biotop und einer einfachen Wiese aus Umweltsicht ein großer Unterschied besteht. Für eine Bewertung der benötigten Fläche ist es daher ausschlaggebend, wo genau der Standort einer Windkraftanlage zukünftig vermutet wird. Zwar wird im Anschluss zum Szenariorahmen eine Regionalisierung der Windkraftanlagen durchgeführt, in welcher bestimmt wird, wo welche Windkraftanlage stehen wird (vgl. Kapitel II C 2.1). Deren Vorverlegung bereits zum Zeitpunkt der Genehmigung des Szenariorahmens ist jedoch nicht sinnvoll. Durch die Rahmenzahlen der installierten Kapazitäten zur konventionellen wie zur Erneuerbaren Energien Erzeugung werden für Dritte gerade keine regionalen Standortverpflichtungen gesetzt. Denn mögliche Konsequenzen aus diesen Analysen liefen zwangsläufig auf Vorgaben hinaus, an welchen Orten die Anlagen entstehen dürfen oder sollen. Dies gehört nicht zum gesetzlichen Auftrag der Bundesnetzagentur und wäre im Übrigen auch nicht zu begrüßen, weil eine staatliche Standortplanung in einer grundsätzlich wettbewerblich organisierten Erzeugungswirtschaft keine positiven Ergebnisse verspricht.

Eine weitere Forderung ist die Untersuchung von unterschiedlichsten Konfigurationen der Eingangsparameter des Szenariorahmens auf den resultierenden Netzausbau. Gefordert wird häufig die Bewertung von unterschiedlichen Methoden der Regionalisierung von Windkraftanlagen oder des Aufkommens von Wärmepumpen oder Elektrofahrzeugen auf den Netzausbaubedarf. In den Augen mancher Konsultationsteilnehmer sind die Parameter dann so zu wählen, dass ein minimaler Netzausbau entsteht. Diesbezüglich gelten grundsätzlich die gleichen Erwägungen wie zum vorstehenden Punkt: Eine bindende Vorgabe der Bundesnetzagentur wo Anlagen entstehen oder wie Wärmepumpen oder Elektromobile zu nutzen sind, wären weder gesetzlich zulässig noch in der Sache sinnvoll.

Die Bundesnetzagentur hat dem Punkte dennoch soweit wie möglich Rechnung getragen, in dem sie den Übertragungsnetzbetreibern aufgegeben hat, die zur Verfügung stehenden Flexibilitätsoptionen im Sinne einer minimalen Jahreshöchstlast zu nutzen und die dabei eingesetzten Flexibilitätsoptionen neben dem Ergebnis der Jahreshöchstlast transparent im Entwurf des Netzentwicklungsplans darzustellen. (siehe dazu unten Kapitel II B 4.2).



## C Anhörung der Übertragungsnetzbetreiber

Mit E-Mail vom 11.06.2018 gab die Bundesnetzagentur den Übertragungsnetzbetreibern zur beabsichtigten Genehmigung des Szenariorahmens 2019-2030 mit Frist bis zum 13.06.2018 Gelegenheit zur Stellungnahme. Die Übertragungsnetzbetreiber nahmen die Gelegenheit in einer gemeinsamen Stellungnahme vom 13.06.2018 wahr.

Die Übertragungsnetzbetreiber kritisieren, dass wie in den Vorjahren auch, eine ordnungsgemäße Anhörung nicht stattgefunden hätte, da die Bundesnetzagentur die Anhörung auf die Übersendung des Tenors beschränke, ohne die Begründung zu übermitteln. Insgesamt seien für die Übertragungsnetzbetreiber zur Bewertung jedoch wesentliche Annahmen zur Einordnung des Zahlenwerks allein aus dem Tenor nicht ersichtlich. Ohne die Begründung zum Tenor seien die Zahlen für die Übertragungsnetzbetreiber nicht vollständig einzuordnen und die Konsistenz der Szenarien ohne zusätzliche Informationen nur bedingt nachvollziehbar. Auch sei die gewährte Anhörungsfrist mit drei Arbeitstagen deutlich zu kurz.

Die Übertragungsnetzbetreiber beanstanden, dass die Bundesnetzagentur vom Szenariodesign des Entwurfs der Übertragungsnetzbetreiber abgewichen sei. Während die Übertragungsnetzbetreiber noch unterschiedliche Anteile an Erneuerbaren Energien je Szenario vorgesehen hätten, um eine Spannbreite einer wahrscheinlichen Entwicklung abzubilden, sei nun in allen Szenarien ein Anteil von 65% Erneuerbarer Energien am Bruttostromverbrauch gemäß Koalitionsvertrag enthalten. Die Spreizung erfolge nur noch über die Technologien, wobei man die Unterschiede am Anteil Offshore-Windkraft, Onshore-Windkraft und PV erkennen könne.

Eine Zielnetzplanung sei aus Sicht der Übertragungsnetzbetreiber für das zusätzliche Szenario B 2025 zu hinterfragen, da der Zeithorizont für die Umsetzung möglicher neuer identifizierter Maßnahmen – jenseits von ad hoc-Maßnahmen, die im Rahmen des Netzentwicklungsplans 2017-2030 bereits von den Übertragungsnetzbetreibern eingebracht und von der Bundesnetzagentur bestätigt wurden – zu kurz sei. Darüber hinaus weisen die Übertragungsnetzbetreiber darauf hin, dass die Aufforderung zur Berechnung eines Szenarios 2025 nicht den Vorgaben von § 12a EnWG entspreche

Im Rahmen der Einschätzung des konventionellen Kraftwerksparks stellen die Übertragungsnetzbetreiber fest, dass die Gesamtleistung in allen Szenarien der Bundesnetzagentur nochmals unter den bereits niedrig angesetzten Zahlen der Übertragungsnetzbetreiber liege. Insofern nehme die Bundesnetzagentur eine forcierte Transformation des konventionellen Erzeugungsparks hin zu mehr erneuerbaren Energien an. Die konventionelle Erzeugung nehme dabei im Zahlenwerk der Bundesnetzagentur innerhalb von gegenwärtig 103,3 GW z. B. im Szenario C 2030 auf 68,9 GW ab, während sich die installierte Leistung der Erneuerbaren Energien im gleichen Zeitraum von 112,8 GW auf 219,9 GW fast verdoppele. Ein weiterer großer Unterschied zwischen dem Entwurf der Übertragungsnetzbetreiber und den Zahlen der Bundesnetzagentur betreffe die Ausgestaltung der Szenarien in Bezug auf die Gaskraftwerke. Die Übertragungsnetzbetreiber hätten in ihrem Entwurf des Szenariorahmens 2019-2030 bei Gaskraftwerken den genehmigten Szenariorahmen des Netzentwicklungsplans Gas 2018-2028 angesetzt. Im Zahlenwerk der Genehmigung des Szenariorahmens 2019-2030 und in der Kraftwerksliste finde sich demgegenüber ein weiterer Zubau von Gaskraftwerken als Ersatzneubauten, der für die Übertragungsnetzbetreiber nicht ohne weiteres einordbar sei.

Die Übertragungsnetzbetreiber sind sich bewusst, dass sie dazu verpflichtet sind, die in den Szenarien wahrscheinlich erzeugte Strommenge aus Kraft-Wärme-Kopplung zu ermitteln. Sie weisen aber darauf hin, dass in Szenario C 2030 eine vollständige Flexibilisierung des Kraftwerksparks ohne Must-Run-Bedingungen zu modellieren sei, so dass zumindest für dieses Szenario eine Berechnung des Teils der Stromerzeugung aus KWK-Anlagen, welcher direkt im Zusammenhang mit der Wärmeerzeugung (Wärmenachfrage) stehe, nicht explizit möglich sei. Die Nettostromerzeugung von KWK-fähigen Anlagen könne in diesem Szenario nur insgesamt und energieträgerscharf ausgewiesen werden. Die Installationen von Power-to-Heat Anlagen seien nach erster Einschätzung der Übertragungsnetzbetreiber nicht vollständig abgebildet.

Die Übertragungsnetzbetreiber stellen fest, dass die Größenordnung von PV im Zahlenwerk der Bundesnetzagentur deutlich über die Annahmen der Übertragungsnetzbetreiber hinausgehe. Von einem Bestand an PV von 42,4 GW im Jahr 2017 wäre im Szenario C 2030 ein Zubau von 62,1 GW bis 2030 notwendig, um die 104,5 GW installierte Leistung PV zu erreichen. Daraus ergebe sich eine jährliche Brutto-Zubaurate von etwa 5 GW. Solche und höhere Zubauraten seien in der Vergangenheit zwar beobachtet worden, doch in den letzten Jahren sei diese Größenordnung bei PV nicht erreicht worden. Zur Erreichung der Leistung Wind-Onshore wären jährliche Brutto-Zubauraten von ca. 4 GW notwendig. Zur Realisierung dieser Zubauraten von PV und Wind Onshore werde es wesentlich auf die Rahmensetzung und Ausschreibungsmodalitäten in einem aktuellen bzw. einem zu novellierenden EEG ankommen.

Die Übertragungsnetzbetreiber kritisieren, dass die Bearbeitungszyklen von Szenariorahmen und Netzentwicklungsplan Strom (alle zwei Jahre) sowie Flächenentwicklungsplan (mindestens alle vier Jahre) bislang noch nicht miteinander synchronisiert seien. So lägen bei der Vorlage der 1. und 2. Entwürfe des Netzentwicklungsplans 2019-2030 lediglich Entwürfe des Flächenentwicklungsplans vor, jedoch keine abschließend konsultierte und bekanntgemachte Fassung. Marktmodellierung und Netzanalysen im Rahmen des Netzentwicklungsplans 2019-2030 erfolgten somit auf Basis von Offshore-Daten, die im Rahmen des Konsultationsprozesses zum Flächenentwicklungsplan noch Veränderungen unterliegen könnten. Die Übertragungsnetzbetreiber weisen darauf hin, dass dies zu Inkonsistenzen bei den Offshore-Daten zwischen Netzentwicklungsplan und Flächenentwicklungsplan führe. So lege die Bundesnetzagentur in der Genehmigung des Szenariorahmens 2019-2030 für die Szenarien B 2030 und C 2030 17 GW und für das Szenario A 2030 20 GW Offshore-Erzeugungsleistung zugrunde. Im aktuellen Flächenentwicklungsplan-Vorentwurf werde unter Bezug auf § 4 Nr. 2 EEG hingegen eine Erzeugungsleistung von 15 GW bis 2030 definiert.

Die Übertragungsnetzbetreiber begrüßen, dass die Bundesnetzagentur dieser Methodik grundsätzlich zustimme und dass keine starre Vorgabe der Jahreshöchstlast erfolge. So könne die sich einstellende Spitzenlast ein Resultat der Optimierung sein. Die Anzahl der neuen Verbraucher (Treiber Sektorenkopplung) durch die Bundesnetzagentur orientiere sich an den Vorschlägen der Übertragungsnetzbetreiber, allerdings werde eine weitere Kategorie an Großbatteriespeichern eingeführt, deren Einsatz nach Markt oder Netzdienlichkeit noch zu klären sei. Dabei ignoriere die Bundesnetzagentur aber ein klares Ergebnis der von Übertragungsnetzbetreibern durchgeführten Stakeholderumfrage, nach der alle Beteiligten in den kommenden Jahren allein schon durch die Sektorenkopplung einen steigenden, mindestens aber konstanten, Stromverbrauch erwarten würden.

Die Übertragungsnetzbetreiber stellen fest, dass im Bereich der Interkonnektoren die Bundesnetzagentur eine ganze Reihe an Neuerungen für den Netzentwicklungsplan 2019-2030 vorsehe. Zum einen werde nun für alle gegenüber dem Bundesbedarfsplangesetz neu hinzukommenden Interkonnektoren eine volkswirtschaftliche

Kosten-Nutzen-Analyse gefordert. Zum anderen sollen die möglichen Handelsflüsse zu anderen Marktgebieten über eine lastflussbasierte Kapazitätsberechnung (Flow-based Market Coupling) ermittelt werden.

Die Übertragungsnetzbetreiber verstehen die Angaben im Tenor der Bundesnetzagentur so, dass in allen 2030er-Szenarien sowie im Szenario B 2035 dieselben Interkonnektoren anzunehmen seien. Anstatt den von den Übertragungsnetzbetreibern vorgeschlagenen Handelskapazitäten (Szenariorahmen für den Netzentwicklungsplan 2019-2030, Entwurf der Übertragungsnetzbetreiber, Seite 110) sollten die Interkonnektoren berücksichtigt werden, die in der „European power System 2040 – Completing the map – The Ten-Year Network Development Plan 2018 System Needs Analysis“ und dessen Anhang „European Power System 2040 – Completing the map – Technical Appendix“ vom Europäischen Verband der Übertragungsnetzbetreiber in mindestens zwei von drei Szenarien einen grenzüberschreitenden Kapazitätsbedarf aufgeführt würden. Hierzu merken die Übertragungsnetzbetreiber an, dass die „System Needs Analysis“ keine neuen Interkonnektor-Projekte ermittele, sondern lediglich einen zusätzlichen Bedarf an Handelskapazitäten identifiziere, die vor dem Hintergrund der Stärkung des europäischen Binnenmarkts einen Nutzen aufweise. Dies führe dazu, dass derzeit nicht für alle identifizierten Erhöhungen der Handelskapazitäten auch ein konkretes Projekt vorliege. Bei einer Marktmodellierung auf NTC-Basis würde das Fehlen des Ausbauprojektes unkritisch sein, da in diesem Ansatz keine Netzrestriktionen Berücksichtigung fänden. Bei einer lastflussbasierten Kapazitätsberechnung dagegen sei ein konkretes Projekt erforderlich, da sich die Austauschkapazitäten zwischen den Gebotszonen aus der Netztopologie ergäben. Des Weiteren seien in den Untersuchungen die NTC mit einer Standard-schrittweite von 500 MW erhöht worden. Die tatsächlichen NTC-Steigerungen könnten jedoch in Abhängigkeit der technischen Ausgestaltung des jeweiligen Projekts abweichen.

Aus diesen Gründen empfehlen die Übertragungsnetzbetreiber die Berücksichtigung der in Tabelle 1 aufgeführten Projekte:

Grenze	Projektname
Deutschland – Großbritannien	NeuConnect
Deutschland – Schweden	Hansa Power Bridge I
Deutschland – Schweden	Hansa Power Bridge II, nur im Zieljahr 2035
Deutschland – Belgien	zweiter Interkonnektor
Deutschland – Frankreich	Uchtelfangen – Ensdorf – Bundesgrenze
Deutschland – Frankreich	Eichstetten – Bundegrenze
Deutschland – Schweiz	Tiengen – Bundesgrenze
Deutschland – Luxemburg	Aach – Bofferdange
Deutschland – Polen	GerPol PowerBridge II, nur im Zieljahr 2035

Tabelle 1: Empfohlene Interkonnektorprojekt-Berücksichtigungen der Übertragungsnetzbetreiber

Der erste Entwurf des Ten-Year Network Development Plan 2018 werde voraussichtlich im Sommer 2018 veröffentlicht, der finale Bericht Ende 2018. In diesem würden die Ergebnisse der „Cost-Benefit-Analysis“ (CBA) für alle geplanten Interkonnektoren für ein Szenario mit dem Zieljahr 2025 und für drei Szenarien mit dem Zieljahr 2030 veröffentlicht. Für Erhöhungen der Handelskapazität, die aus der „System Needs Analysis“ hervorgegangen seien und für die noch kein konkretes Projekt existiere, werde keine CBA durchgeführt. Die CBA sei eine multikriterielle Bewertung des Nutzens von Ausbauprojekten. Ein reiner Vergleich des

„Social Economic Welfare“ mit den Investitionskosten unterschätze den Nutzen des Projektes. Daher seien auch andere Indikatoren zu berücksichtigen, wobei eine Monetarisierung aller Indikatoren grundsätzlich nicht möglich und sachgerecht sei. Zusätzlich besäßen einige Projekte sogenannte „Additional Benefits“, welche darüber hinaus mit einzubeziehen seien. Ob diese im 1. Entwurf des TYNDP 2018 veröffentlicht werden, sei derzeit noch offen.

Die Übertragungsnetzbetreiber gehen auf Grundlage des Tenors davon aus, dass alle Grenzen/Interkonnektoren von und nach Deutschland mit einer lastflussbasierten Kapazitätsberechnung modelliert werden sollten. Für andere, entfernter liegende Marktgebiete seien vereinfachte – gegebenenfalls NTC-basierte – Verfahren zulässig. Die Übertragungsnetzbetreiber sehen die Anwendung einer lastflussbasierten Kapazitätsberechnung in Langfristszenarien kritisch. Sie erfordere gegenüber der bisher angewandten NTC-Methodik bedeutend mehr Eingangsdaten und Annahmen, welche nur zum Teil so weit im Voraus bestimmt werden könnten. Der für marktgebietsübergreifenden Stromhandel freigegebene Lösungsraum hänge dabei auch von der innerdeutschen Netztopologie ab, welche für die Zieljahre jedoch erst das Ergebnis des Netzentwicklungsplans 2019-2030 sei und noch nicht vor der Marktsimulation bestimmt werden könne. Bisher würden lastflussbasierte Kapazitätsberechnungen nur an der Grenze zu Frankreich und den Benelux-Ländern angewandt. Es sei offen, wie sich die Verfahren und gesetzlichen Rahmenbedingungen zur Umsetzung lastflussbasierter Kapazitätsberechnungen bis zum Zieljahr an diesen und anderen Marktgrenzen gestalten würden. Darüber hinaus würden in der Praxis manuelle Anpassungen vorgenommen, um den berechneten Lösungsraum für den marktgebietsübergreifenden Handel zu vergrößern. Solche Anpassungen würden ein hohes Maß an Wissen über die lokalen Gegebenheiten des Netzes erfordern und seien in Langfristmodellen nicht automatisiert umsetzbar. Die fiktive und – notwendigerweise – vereinfachte Berücksichtigung einer lastflussbasierten Kapazitätsberechnung suggeriere eine Berechnungsgenauigkeit, die praktisch nicht gegeben sei. Insgesamt ergebe sich aus dieser Anforderung ein hohes Zeitverzugs- und Qualitätsrisiko.

Die Übertragungsnetzbetreiber stellen fest, dass die Bundesnetzagentur im Szenariorahmen 2019-2030 weitere Vorgaben zur Dimensionierung des Netzausbaus niedergelegt. Die Übertragungsnetzbetreiber nehmen positiv zur Kenntnis, dass die Bundesnetzagentur innovative Lösungen als Alternativen zum Netzausbau im Netzentwicklungsplan 2019-2030 berücksichtigt. Die Übertragungsnetzbetreiber weisen allerdings an dieser Stelle darauf hin, dass zur Planung und Umsetzung solcher Maßnahmen auch Anpassungen der rechtlichen und regulatorischen Rahmenbedingungen erforderlich seien. Mittelfristig könnte die Erweiterung des Szenariorahmens um Technologieaspekte und -bewertungen sowie die Anpassung der Planungs- und Bewertungsgrundsätze zur Verminderung von Netzengpässen zielführend sein. Eine umfassende Technologieanalyse sowie die Einführung deutlich veränderter Bewertungsverfahren seien allerdings im Netzentwicklungsplan 2019-2030 aufgrund zeitlicher Restriktionen nicht möglich.

## II Entscheidungsgründe

Rechtsgrundlage für die Genehmigung des Szenariorahmens 2019-2030 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 Nr. 4 EnWG. Nach Vorlage des Entwurfs des Szenariorahmens 2019-2030 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 2019-2030 auf ihrer Internetseite bekannt und gab der Öffentlichkeit Gelegenheit zur Äußerung. Die Genehmigung des Szenariorahmens 2019-2030 erfolgte unter Berücksichtigung der Ergebnisse der Öffentlichkeitsbeteiligung gem. § 12a Abs. 3 EnWG.

### B Materielle Voraussetzungen der Genehmigung

Der genehmigte Szenariorahmen 2019-2030 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 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 (dazu 6) sowie zur Spitzenkapung nach § 11 Absatz 2 (dazu 7) 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 2019-2030 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 2019-2030 gem. § 12b Abs. 1 Satz 1 EnWG der Bundesnetzagentur in 2019 vorzulegen ist, stellen drei Entwicklungspfade das Zieljahr 2030 – Szenarien A 2030, B 2030, C 2030 – und ein Entwicklungspfad das Zieljahr

2035 – Szenario B 2035 – dar. Darüber hinaus stellt ein weiterer Entwicklungspfad – Szenario B 2025 – das Zieljahr 2025 dar. Dieses Zwischenszenario wird zur Prüfung der von den Übertragungsnetzbetreibern eingebrachten kurzfristig durchführbaren Maßnahmen („Ad-Hoc“ Maßnahmen) genutzt. Die Bundesnetzagentur genehmigt damit in Abweichung zum Szenariorahmen 2017-2030 nicht nur die gesetzlich vorgeschriebene Mindestanzahl von vier Szenarien, sondern ein zusätzliches Zwischenszenario B 2025. Der von den Übertragungsnetzbetreibern in Ihrer Anhörung erhobene Vorwurf, die Erstellung dieses Zwischenszenarios verstoße gegen § 12a EnWG ist nicht zutreffend. Gemäß § 12a EnWG müssen die Übertragungsnetzbetreiber mindestens drei Szenarien mit einem Zeithorizont von 10-15 Jahre und mindestens ein Szenario mit einem Zeithorizont von 15-20 Jahre erstellen. Dabei handelt es sich aber nur um eine gesetzlich normierte Mindestzahl, die in geeigneter, erforderlicher und angemessener Art und Weise erhöht werden kann. Dies ist beispielsweise im Rahmen der Genehmigung des Szenariorahmens 2025 erfolgt, in dem die Übertragungsnetzbetreiber sogar sechs Szenarien erstellen mussten.

Die Bundesnetzagentur hat in allen Szenarien erneut verschiedene Werte für Treiber der Sektorenkopplung, Flexibilitätsoptionen sowie dezentrale Speicher vorgegeben, die von den Übertragungsnetzbetreibern für die Erstellung des Entwurfs des Netzentwicklungsplans 2019-2030 berücksichtigt werden müssen.

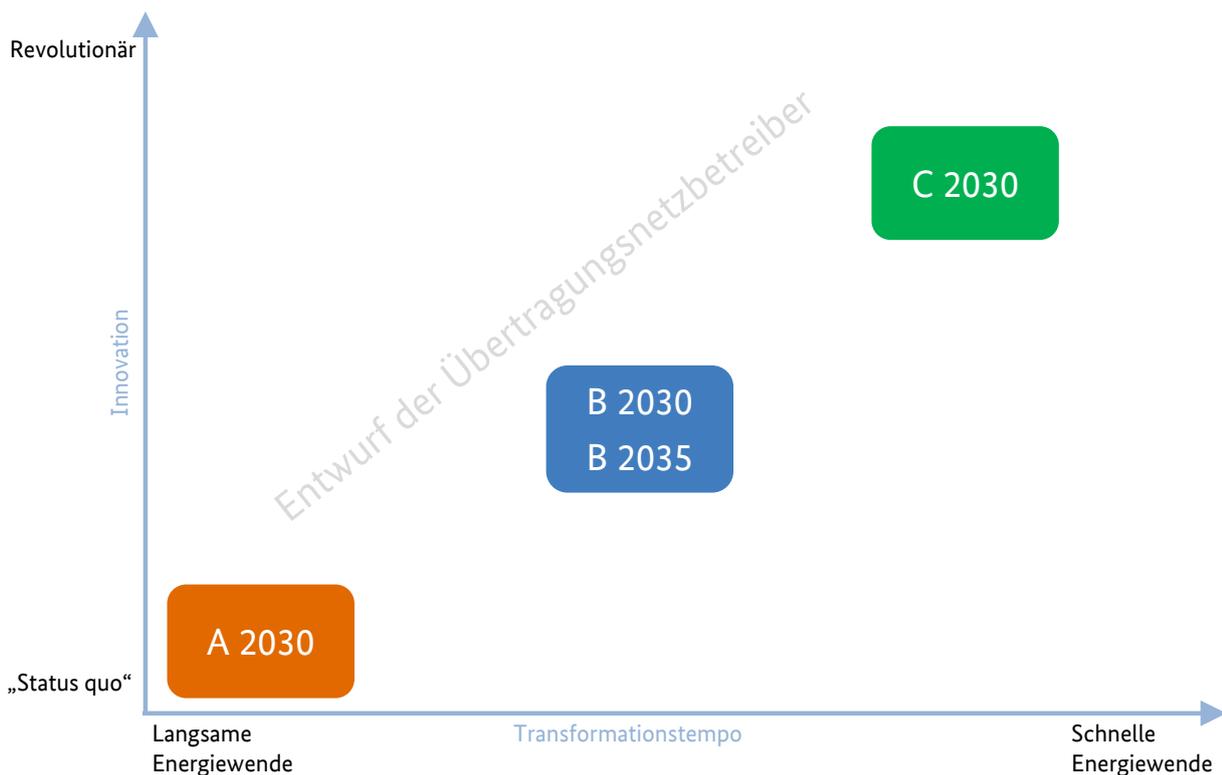


Abbildung 1: Einordnung der Szenarien: Vorschlag der Übertragungsnetzbetreiber

Die Bundesnetzagentur hat die Szenariengestaltung der Übertragungsnetzbetreiber, nach der alle Szenarien die Energiewende mit unterschiedlicher technischer Ausprägung und Umsetzungsgeschwindigkeit beschrieben werden, nicht vollständig übernommen. Damit folgt die Bundesnetzagentur der Ansicht sehr vieler Konsultationssteilnehmer, nach der der aktuelle Koalitionsvertrag vom 12.03.2018 bei der Genehmigung des Szenariorahmens 2019-2030 entsprechend berücksichtigt werden muss. Denn die Übertragungsnetzbetreiber

standen bei der Erstellung des Entwurfs des Szenariorahmens vor der besonderen Herausforderung, eine Abschätzung der energiepolitischen Ziele einer Bundesregierung antizipieren zu müssen, die sich zum Zeitpunkt der Entwurfsfassung noch gar nicht konstituiert hatte. Insofern waren mögliche Veränderungen in den energiepolitischen Zielen, die Auswirkungen auf den vorliegenden Szenariorahmen haben, zum Zeitpunkt der Vorlage durch die Übertragungsnetzbetreiber noch nicht vollständig absehbar. Die Kernelemente des neuen Koalitionsvertrages sind: Ein Anteil von 65 % Erneuerbarer Energien am Bruttostromverbrauch bis 2030, zusätzliche Sonderausschreibungen von Onshore Windenergie und Photovoltaik sowie höhere aber noch nicht hinreichend konkretisierte Offshore-Windenergiemengen.

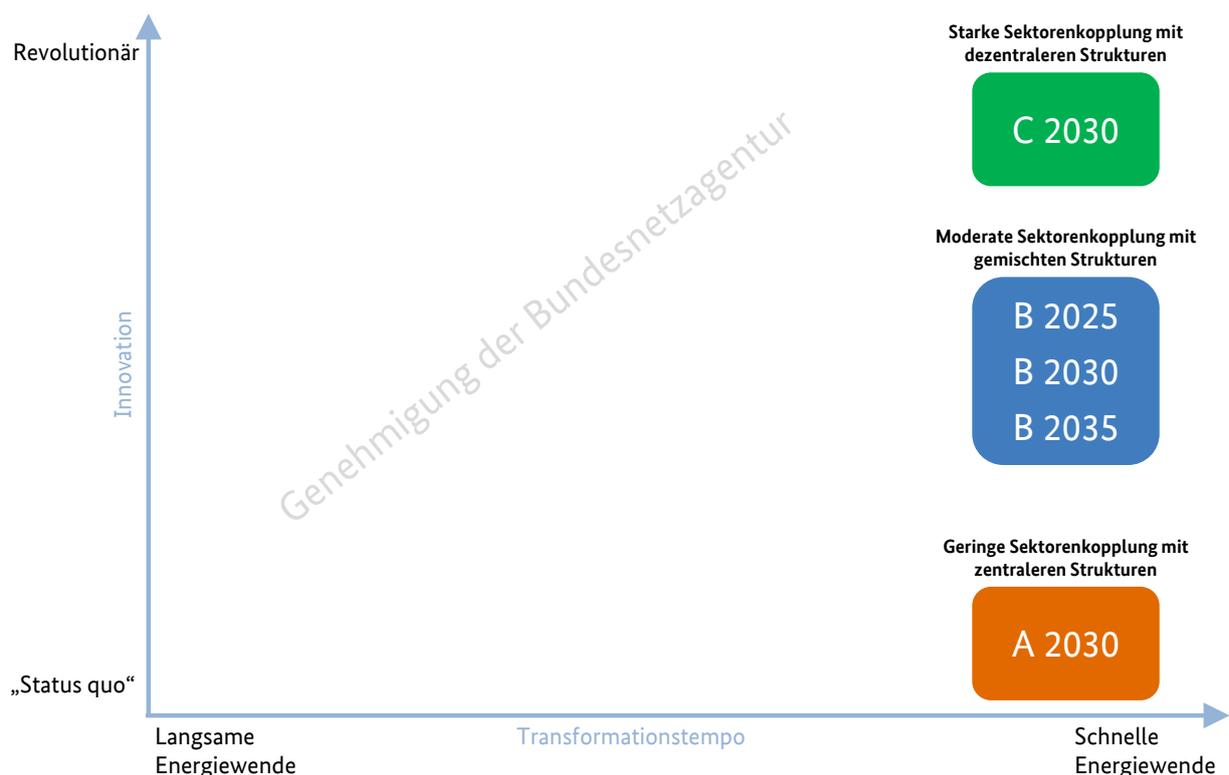


Abbildung 2: Einordnung der Szenarien: Genehmigung der Bundesnetzagentur

Die Bundesnetzagentur geht bei allen 2030er Szenarien von einem gleichen Transformationstempo aus. Maßgeblich für die Umsetzungsgeschwindigkeit der Energiewende ist hier die Zielvorgabe des Koalitionsvertrages vom 12.03.2018, nach der bis 2030 ein Anteil Erneuerbarer Energien von 65 % am Bruttostromverbrauch zu erreichen ist. Dies wird in den Szenarien A 2030, B 2030 und C 2030 angenommen. Das grundlegende Motiv dieser Konzeption ist das Ziel, deutlich zu machen, welchen Netzausbaubedarf und welchen Bedarf an anderen Maßnahmen (z. B. Windausbaubedarf an Land und auf See) die unterschiedlichen Möglichkeiten hervorrufen, das politisch angestrebte 65 % EE-Ziel zu erreichen. Ein Szenariorahmen mit Szenarien gemäß der aktuellen Gesetzeslage des EEG mit einem geringeren EE-Anteil als 65% kann dies nicht leisten. Er würde zu großen Teilen auch bereits getätigte Untersuchungen wiederholen, da die Bundesnetzagentur die Ausbaupfade für geringere EE-Quoten bereits im letzten Szenariorahmen 2017-2030 und im letzten Netzentwicklungsplan 2017-2030 geprüft und die Öffentlichkeit darüber informiert hat.

Im Gegensatz zum gleich hohen Transformationstempo geht die Bundesnetzagentur bei den Szenarien A 2030, B 2030 und C 2030 von einem unterschiedlichen Innovationsgrad aus. Einerseits bezeichnet Innovation in diesem Zusammenhang zentralere und dezentralere Erzeugungsstrukturen und den zunehmenden Einsatz von Treibern zur Sektorenkopplung (Mobilität und Wärme). Andererseits zeichnet sich Innovation durch den unterschiedlichen Einsatz neuer Technologien im Stromsektor zur Steigerung der Flexibilität und Bereitstellung von Speicherkapazitäten aus.

Das Szenario A 2030 (Geringe Sektorenkopplung mit zentraleren Strukturen) ist durch eine hohe Transformationsgeschwindigkeit bei der Umsetzung der Energiewende (65 %-EE am Bruttostromverbrauch) gekennzeichnet, in der Stromerzeugungskapazitäten eher zentral (Braun- und Steinkohle sowie Wind Offshore) und der Innovationsgrad (Treiber Sektorenkopplung, Flexibilitätsoptionen und Speicher) eher gering sind. Die Szenarien B 2025/2030/2035 (Moderate Sektorenkopplung mit gemischten Strukturen) zeichnen sich gegenüber dem Szenario A 2030 dadurch aus, dass zwar das Transformationstempo gleich hoch bleibt (65 %-EE am Bruttostromverbrauch in 2030), aber durch eine Vielzahl unterschiedlicher Maßnahmen und Technologien die Innovationsgeschwindigkeit der Energiewende erhöht wird. Im Szenario C 2030 (Starke Sektorenkopplung mit dezentraleren Strukturen) ist der Innovationsgrad bei gleichbleibenden hohen Transformationstempo (65 %-EE am Bruttostromverbrauch) am höchsten. Dies wird durch eine intensive Nutzung neuer Speicher- und Flexibilitätstechnologien 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 Treiber Sektorenkopplung) getroffen werden. Dadurch sind Auswirkungen bei der Veränderung einzelner Parameter auf den Gesamtprozess immer schwerer zu erkennen.

Die Bundesnetzagentur hat sich dazu entschieden, in allen 2030er-Szenarien einen prozentual gleich hohen aber unterschiedlichen Ausbau der maßgeblichen erneuerbaren Energieträger anzunehmen. Auch die Effizienzinsparungen sind mit -30 TWh in allen 2030er-Szenarien gleich. Die Dimensionierung des konventionellen Kraftwerkspark sinkt von Szenario A 2030 bis Szenario C 2030 aufgrund immer niedrigerer Annahmen zur technisch-wirtschaftlich Betriebsdauer der Kraftwerke. Die Treiber der Sektorenkopplung und damit der Nettostromverbrauch sowie die Jahreshöchstlast steigen demgegenüber von Szenario A 2030 bis Szenario C 2030 immer weiter an.

Das Ziel der Bundesregierung, die Treibhausgasemissionen gemäß des Klimaschutzplanes 2050 zu reduzieren, wird in allen Szenarien vollständig erreicht (sollte die sich modellendogen ergebende Reduzierung nicht ausreichen, dann hilfsweise mittels der Vorgabe eines nationalen CO<sub>2</sub>-Preises).

In allen Szenarien des Szenariorahmens 2019-2030 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 2025, 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. In diesem Zusammenhang ist das Ziel des Koalitionsvertrages vom 12.03.2018 maßgeblich, 65 % des zukünftigen Bruttostromverbrauchs durch die Erzeugung Erneuerbarer Energien abzudecken. Dieses Ziel der neuen Bundesregierung ist ein zentraler Bestandteil zukünftiger EEG-Novellierungen und somit auch Grundlage der vorliegenden Genehmigung des Szenariorahmens 2019-2030.

Ergänzend dazu soll der Szenariorahmen 2019-2030 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 CO<sub>2</sub>-Ausstoßes um 55 % bis 2030 und 70 % bis 2040 gegenüber 1990, zu erreichen.

Es ist weiterhin davon auszugehen, dass die Bundesregierung durch den Klimaschutzplan 2050 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, allen Szenarien im Szenariorahmen 2019-2030 vorzugeben, die Ziele des Klimaschutzplans 2050 zwingend zu erfüllen. Dieser politische Wille zum Klimaschutz spiegelt sich auch in der Konsultation wider, in der es zahlreiche Forderungen gab, für eine erfolgreiche Umsetzung der Klimaschutzziele sogar über den Klimaschutzplan 2050 hinauszugehen.

Der Ausbau der Erneuerbaren Energien orientiert sich im Szenariorahmen 2019-2030 eng am Ziel des Koalitionsvertrages vom 12.03.2018, 65 % des zukünftigen Bruttoverbrauchs durch die Erzeugung aus Erneuerbaren Energien abzudecken. Damit gehen die 2030er Szenarien weit über die konkreten Ausbaupfade des aktuell noch gültigen § 4 EEG hinaus. Allerdings ist davon auszugehen, dass die Ausbaupfade und die Ausschreibungsmengen der Erneuerbaren Energien in zukünftigen EEG-Novellierungen nach oben angepasst werden. Die EE-Prognose der Szenarien gemäß dem Koalitionsvertrag vom 12.03.2018, die weit über den gegenwärtig gesetzlich vorgeschriebenen EEG-Rahmen hinausgeht, wurde auch in den meisten Konsultationsbeiträgen gefordert.

Im Hinblick auf die Klimaschutzziele der Bundesregierung wurden in den 2030er Szenaren ergänzend Effizienzsteigerungen angenommen, die sich in einer signifikanten Reduktion (allerdings ohne Berücksichtigung der Sektorenkopplung) von -30 TWh im Vergleich zum Verbrauchsniveau des Jahres 2016 niederschlägt. Dass Effizienzmaßnahmen in Zukunft eine größere Rolle spielen werden, geht deutlich aus dem Aktionsprogramm Klimaschutz 2020 und dem nationalen Klimaschutzplan 2050 der Bundesregierung hervor.

### 3.2 Methodik zur Einhaltung einer CO<sub>2</sub>-Emissionsobergrenze

In allen Szenarien wird ein Erreichen der Klimaschutzziele unterstellt. Dies bezieht sich konkret auf die CO<sub>2</sub>-Reduktionsziele der Bundesregierung. Diese Vorgehensweise unterscheidet sich von den vorherigen Netzentwicklungsplänen, in welchen für mindestens ein Szenario keine CO<sub>2</sub>-Emissionsobergrenze vorgegeben wurde. Eine klare Mehrheit der Konsultationsteilnehmer befürwortet die verbindliche Vorgabe einer Obergrenze für alle Szenarien.

Die Zielwerte für die CO<sub>2</sub>-Emissionen werden ausgehend vom Klimaschutzplan 2050 ermittelt, in dem erstmalig sektorspezifische Minderungsziele berücksichtigt werden. Der Klimaschutzplan 2050 enthält sektorspezifisch konkrete Reduktionsziele für das Jahr 2030. Der Sektor Energiewirtschaft, welcher einen Großteil des Stromsektors beinhaltet, soll dabei überproportional zur Erreichung der CO<sub>2</sub>-Emissionsobergrenze beitragen. Der Sektor Industrie, welcher ebenfalls Kraftwerke beinhaltet, welche im Netzentwicklungsplan modelliert werden, muss einen geringeren Beitrag als der Stromsektor zur Zielerreichung leisten.

Auf Grundlage des Klimaschutzplan 2050 haben die Übertragungsnetzbetreiber zusammen mit dem Umweltbundesamt für den im Netzentwicklungsplan modellierten Kraftwerkspark im Jahr 2030 184 Mio. t CO<sub>2</sub> als Zielgröße festgelegt. Diese Zielgröße wurde beim vorliegenden Anlagenkonzept kraftwerksscharf modelliert und ermittelt. Dabei berücksichtigen die Übertragungsnetzbetreiber, neben den CO<sub>2</sub>-Emissionen der Stromerzeugung, erstmalig auch diejenigen Emissionen, die durch Wärmeproduktion in KWK-Anlagen entstehen. Da die CO<sub>2</sub>-Emissionen der Wärmeerzeugung in den bisherigen Netzentwicklungsplänen keine Beachtung fanden, musste immer ein interpolierter Zielwert für den Stromsektor und ein Korrekturterm für die KWK-Wärmeproduktion verwendet werden. Der neue CO<sub>2</sub>-Zielwert hat den Vorteil, dass die bisherige komplizierte sog. finnische Vorgehensweise entfällt. Der absolute Wert ist dabei zwar im Vergleich zum letzten Szenario-rahmen gestiegen, aber nicht weil die Zielsetzung zur CO<sub>2</sub>-Reduktion aufgeweicht worden wäre, sondern nur weil die Bilanzsumme von rein strommarktspezifischen Kraftwerksemissionen auf zusätzliche wärmarktspezifische Kraftwerksemissionen erweitert wurde.

Als Referenzwert im Entwurf des Szenario Rahmens 2019-2030 wurde der vom Umweltbundesamt ermittelte Wert von 454,9 Mio. t CO<sub>2</sub> für das Jahr 1990 angegeben. Dieser Referenzwert entspricht dem gesamthaften CO<sub>2</sub> Ausstoß der Kraftwerke des deutschen Kraftwerksparks. Die vorgeschlagenen 184 Mio. t CO<sub>2</sub> entsprächen einer Minderung des CO<sub>2</sub> Ausstoßes in 2030 gegenüber 1990 von 59,6 %.

Der Klimaschutzplan 2050 als Grundlage der Reduktionsziele enthält sechs verschiedene Handlungsfelder. Die Handlungsfelder „Industrie“ und „Energiewirtschaft“ enthalten Teilmengen, welche für die Berechnungen des Netzentwicklungsplans relevant sind. Industriekraftwerke werden dem Sektor „Industrie“ zugeordnet und müssen somit einen geringeren Beitrag zur Verringerung des CO<sub>2</sub>-Ausstoßes leisten (49 – 51 % Reduktion in 2030 gegenüber 1990) als Kraftwerke der öffentlichen Energieversorgung, welche unter „Energiewirtschaft“ geführt werden (61 – 62 % Reduktion in 2030 gegenüber 1990). Die CO<sub>2</sub>-Emissionen des Stromsektors bilden die Schnittmenge aus den beiden oben genannten Sektoren.

Nach Berechnungen der Bundesnetzagentur müssen die im Netzentwicklungsplan modellierten Kraftwerke in ihrer Gesamtheit eine Einsparung von 58,6 – 59,8 % bis zum Jahr 2030 gegenüber 1990 leisten, um die Vorgaben des Klimaschutzplan 2050 einzuhalten. Die angenommenen 184 Mio. t CO<sub>2</sub> liegen dabei am oberen Rand dieser Bandbreite und erscheinen angemessen, besonders im Hinblick auf den Koalitionsvertrag, welcher ambitionierte Ziele zum Ausbau der erneuerbaren Energien beinhaltet, wodurch auch die CO<sub>2</sub>-Emissionen reduziert werden sollen.

Für das Jahr 2025 gibt es keinen Vorschlag der Übertragungsnetzbetreiber oder des Umweltbundesamts für einen Emissionswert, da dieses Zwischenjahr erst in der Genehmigung eingeführt wird. Es erscheint naheliegend, für das Jahr 2025, wie auch bei der Festlegung weiterer Parameter, eine lineare Interpolierung durchzuführen. Ausgehend von einem Referenzwert im Jahr 2015 in Höhe von 352,8 Mio. t CO<sub>2</sub> und dem Zielwert von 184 Mio. t CO<sub>2</sub> für das Jahr 2030 ergibt sich alle fünf Jahre eine Reduzierung in Höhe von ca. 56 Mio. t CO<sub>2</sub>. Unter diesen Voraussetzungen ergibt sich für das Jahr 2025 ein CO<sub>2</sub>-Ausstoß von 240 Mio. t CO<sub>2</sub>. Dies entspricht einer Reduzierung gegenüber 1990 in Höhe von 47,2 %.

Wenn man diesen linearen Reduktionspfad für das Zieljahr 2035 fortschreibt, ergibt sich für das Jahr 2035 eine CO<sub>2</sub>-Emissionsobergrenze in Höhe von 127 Mio. t CO<sub>2</sub>. Dieser Wert entspricht einer Reduzierung gegenüber 1990 in Höhe von 72,1 %. Das Ziel der Bundesregierung, eine Reduktion der Treibhausgasemissionen um mindestens 70 % bis 2040 zu erreichen, würde nach diesen Annahmen im Stromsektor sogar schon vor dem Jahr 2035 erreicht. Dies scheint ambitioniert, es deckt sich jedoch mit den Vorgaben des Koalitionsvertrages und erscheint daher angemessen.

Die vorgeschlagene neue Methodik des Umweltbundesamtes wurde von einem Großteil der Konsultationsteilnehmer als positiv bewertet, da Transparenz und Vergleichbarkeit merklich steigen würde. Einige Konsultationsteilnehmer forderten dabei die Annahme noch ambitionierterer CO<sub>2</sub>-Emissionsobergrenzen. Wie in den vorhergehenden Abschnitten ausgeführt, finden sich die getroffenen Annahmen jedoch bereits an der Obergrenze der im Klimaschutzplan 2050 vorgegebenen Ziele. Die Bundesnetzagentur geht davon aus, dass die Erhöhung des Erneuerbaren Ausbauziels darauf abzielte, die Erreichung der Ziele des Klimaschutzplans sicherzustellen und nicht, diese Ziele noch weiter zu verschärfen. Dadurch soll die im Jahre 2020 wahrscheinlich bestehende Realisierungslücke spätestens bis zum Jahre 2030 geschlossen werden. Die Annahme einer weiteren Verschärfung der CO<sub>2</sub>-Emissionsobergrenze erscheint daher nicht gegeben.

Auch in diesem Szenariorahmen haben die Übertragungsnetzbetreiber verschiedene Methoden zur Einhaltung einer CO<sub>2</sub>-Emissionsobergrenze vorgeschlagen. Auch die Konsultationsteilnehmer schlagen unterschiedliche methodische Ansätze zur Einhaltung der CO<sub>2</sub>-Emissionsziele der Bundesregierung vor. Insgesamt ergibt sich bei den Konsultationsteilnehmern die Tendenz, einzelne besonders emissionsintensive konventionelle Kraftwerke gezielt aus der Kraftwerkliste 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. Auch die von den Übertragungsnetzbetreibern zwar nicht vorgeschlagene, aber von vielen Konsultationsteilnehmern geforderte, Annahme eines europaweit höheren CO<sub>2</sub>-Preises wird als unrealistisch eingestuft. Auf europäischer Ebene gibt es mit dem EU-Emissionshandel bereits ein Instrument, welches etabliert ist und im Netzentwicklungsplan berücksichtigt wird. Auch wenn der EU-Emissionshandel bisher nicht die Marktsignale aussendet, die sich viele Konsultati-

onsteilnehmer erhoffen, gibt es keine Anzeichen dafür, dass es auf europäischer Ebene hinaus weitere Maßnahmen zur Reduzierung der CO<sub>2</sub>-Emissionen wird.

In diesem Szenariorahmen wählt die Bundesnetzagentur daher als Methodik das Erhöhen des nationalen CO<sub>2</sub>-Preises zur Einhaltung der CO<sub>2</sub>-Emissionsobergrenze. Diese Methodik wird nur notwendig, wenn die im Vergleich zum letzten Szenariorahmen 2017-2030 weiter gesunkene installierte Leistung konventioneller Kraftwerke und die stark erhöhte installierte Leistung erneuerbarer Energien nicht ausreichen sollten, um die CO<sub>2</sub>-Emissionsobergrenze modellendogen einzuhalten. Die Übertragungsnetzbetreiber sollen dabei die theoretisch ausgestoßene CO<sub>2</sub>-Menge vor einer Preisanpassung sowie den zur Einhaltung notwendigen CO<sub>2</sub>-Preis transparent im Netzentwicklungsplan darlegen.

Zur Berechnung des CO<sub>2</sub>-Ausstoßes der Kraftwerke werden von den Übertragungsnetzbetreibern Emissionsfaktoren für die einzelnen Energieträger angenommen. Folgende Emissionsfaktoren der verschiedenen Primärenergieträger sind für die Berechnungen des Netzentwicklungsplans anzunehmen.

Primärenergieträger	Spezifische CO <sub>2</sub> -Emissionen [t CO <sub>2</sub> /GWh]
Braunkohle	31,1
Steinkohle	26,0
Erdgas	15,5
Kokereigas	11,5
Gicht- und Konvertergas	72,6
Öl	21,6

Tabelle 2: Emissionsfaktoren der Primärenergieträger

### 3.3 Methodik zur Bestimmung der installierten Erzeugungsleistung

#### 3.3.1 Regenerative Erzeugung

##### 3.3.1.1 Zubau regenerativer Erzeugung

Die Grundlage der Annahmen zur regenerativen Erzeugung bildet der Koalitionsvertrag vom 12.03.2018. Die Bundesregierung hat dort ambitionierte Ziele für die zukünftige Stromversorgung Deutschlands formuliert. Allem voran wird das Ziel eines Anteils von 65 % Erneuerbarer Energien am Bruttostromverbrauch bis 2030 genannt. Nach den immer noch gültigen Zielformulierungen des EEG 2017 würde dieses Ziel erst deutlich später erreicht. Das EEG 2017 sieht für das Jahr 2035 eine Bandbreite der Erneuerbaren Energien am Bruttostromverbrauch in Höhe von 55 – 60 % vor. Das nun im Koalitionsvertrag bereits für das Jahr 2030 ausgerufene Ziel von 65 % Erneuerbaren-Anteil am Bruttostromverbrauch würde nach diesen Zielformulierungen erst deutlich nach dem Jahr 2035 erreicht. Durch diese Ausführungen wird ersichtlich, dass der Ausbau der Erneuerbaren Energien zur Erreichung des vorgezogenen Ausbauziels deutlich beschleunigt werden muss.

Die bisherigen Ausführungen zeigen, dass die aktuelle Gesetzeslage die im Koalitionsvertrag festgelegte zukünftige Energiepolitik noch nicht ausreichend abbildet. Es besteht somit ein Zielkonflikt zwischen der aktuell gültigen Gesetzeslage und den Vorgaben des Koalitionsvertrags. Zur Lösung dieses Zielkonflikts werden im

Koalitionsvertrag jedoch erste Maßnahmen genannt, durch welche der Ausbau der Erneuerbaren Energien bereits kurzfristig über die jährlichen Ausbaupfade des EEG 2017 hinweg beschleunigt werden soll. Diese Diskrepanz wurde von den Übertragungsnetzbetreibern in der Anhörung ebenfalls beschrieben. Die Bundesnetzagentur hält – daher im Kern mit den Übertragungsnetzbetreibern übereinstimmend – die notwendige Änderung der Rahmensetzung für die wahrscheinlich eintretende Entwicklung

Als erstes Instrument zur Erreichung dieses Ziels werden im Koalitionsvertrag zwei Sonderausschreibungen genannt. Hierbei sollen je vier GW Onshore-Windenergie und PV-Anlagen jeweils hälftig in den Jahren 2019 und 2020 ausgeschrieben werden. Die Sonderausschreibungen werden von der Bundesnetzagentur als erstes Signal interpretiert, welches die Beschleunigung des Ausbaus der Erneuerbaren Energien voranbringt. Wie von den Übertragungsnetzbetreibern in der Anhörung angemerkt, wird die Realisierung der Sonderausschreibungen in allen Szenarien unterstellt. Es ist jedoch zu bemerken, dass zur Erreichung des 65 % Ziels weitere umfangreiche Maßnahmen notwendig werden, die den Ausbau der Erneuerbaren Energien beschleunigen. Dazu wäre insbesondere eine Anpassung der Ausbaupfade im § 4 EEG 2017 notwendig.

Aufgrund des klaren Bekenntnisses der Bundesregierung zum Koalitionsvertrag vom 12.03.2018 im Bereich Energie geht die Bundesnetzagentur davon aus, dass weitere Maßnahmen über das EEG 2017 hinaus als realistisch eingeschätzt werden können. Der Szenariorahmen 2019-2030 folgt daher der Annahme, dass in allen Szenarien das 65 % Ziel eingehalten wird.

Für die Zielvorgabe des Erneuerbaren Energien Anteils am Bruttostromverbrauch für 2025 und 2035 werden die Werte linear interpoliert. Für die interpolierten Prozentwerte für die Jahre 2025 und 2035 wird jedoch kein speziell darauf ausgerichteter Entwicklungspfad dargestellt. Das Jahr 2025 stellt einen Zwischenstand des Szenarios B 2030 dar. Für das Jahr 2035 werden die angenommenen Zubaumengen des Szenarios B 2030 bis 2035 fortgeschrieben. Die hier dargelegten Prozentwerte dienen somit nicht als Vorgabe zur Prognose, sondern rein als Hilfswert um die Zielerreichung in den Jahren 2025 und 2035 zu überprüfen. Für 2025 wird ausgehend von einem Referenzwert von 36,2 % in 2017 und dem Ziel von 65 % in 2030 interpoliert, womit sich ein Wert von 53,9 % ergibt. Für 2035 wird zwischen dem Wert für 2030 und dem Zielwert für 2050 in Höhe von 80 % interpoliert, wobei dieser Wert als Untergrenze anzusehen ist, da das EEG 2017 für 2050 einen Mindestwert von 80 % festlegt. Für 2035 ergibt sich so ein mindestens einzuhaltender EE Anteil von 68,8 %. Nimmt man an, dass sich die Ausbaudynamik auch nach 2030 auf einem hohen Niveau befindet, wird dieses Ziel deutlich übererfüllt.

Auch wenn die Ausbaupfade des § 4 EEG 2017 für die Annahmen des Szenariorahmens auf lange Sicht modifiziert werden müssen, wird das EEG 2017 doch mindestens für die kurzfristigen Annahmen weiterhin von maßgeblicher Bedeutung sein. Folgende Ausbauziele werden gemäß § 4 EEG 2017 beziffert:

*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.

In der vorliegenden Genehmigung des Szenariorahmens 2019-2030 werden die vorgegebenen Ausbaupfade des Energieträgers Biomasse in allen Szenarien eingehalten. Die Vorgaben der Energieträger Photovoltaik, Wind-Onshore sowie Wind-Offshore werden dagegen in allen Szenarien zum Teil deutlich überschritten. Dabei wird angenommen, dass die Vorgaben des EEG 2017 ab dem Jahr 2023 angepasst werden müssen. Bis dahin sind weiterhin jährlichen Ausbaupfade des EEG 2017, modifiziert durch die um aktuellen Koalitionsvertrag festgeschriebenen Sonderausschreibungen, gültig. Detaillierte Beschreibungen zu den einzelnen Ausbaupfaden der Erneuerbaren Energieträgern sind den Kapiteln zu den jeweiligen Szenarien zu entnehmen (Kapitel II B 4.3.4.1, II B 4.3.5.1, II B 4.3.6.1, II B 4.3.7.1 und II B 4.3.8.1). Die Übertragungsnetzbetreiber teilten in der Anhörung mit, dass nach erster Einschätzung die Potenzialflächen für den angenommenen Zubau grundsätzlich vorhanden seien.

Durch den gleichbleibenden Anteil Erneuerbarer Energien am Bruttostromverbrauch ist eine unterschiedliche Entwicklung zwischen den Szenarien hinfällig, welche in allen zurückliegenden Genehmigungen des Szenariorahmens eine grundlegende Unterscheidung zwischen den Szenarien darstellte. Um den Auftrag des Szenariorahmens nach § 12a EnWG trotzdem zu erfüllen, muss anderweitig eine deutlich erkennbare Spreizung zwischen den Szenarien entstehen, um die Bandbreite der wahrscheinlichen Entwicklungen darzustellen. Zum einen wird dies durch die Annahme einer gewissen Bandbreite des Bruttostromverbrauchs je Szenario erreicht. Da das 65 % EE-Anteil Ziel auf den Bruttostromverbrauch abstellt, verändern sich die Ausbaupfade der Erneuerbaren Energien dementsprechend. Um eine weitere Unterscheidung zwischen den Szenarien zu schaffen, werden in vorliegenden Szenariorahmen 2019-2030 unterschiedliche Wege beim Ausbau der erneuerbaren Energieträger dargestellt.

In Szenario A 2030 werden eher zentralere Strukturen angenommen, wobei im Bereich der Erneuerbaren Energien die Offshore Windenergie in Nord- und Ostsee eine große Rolle spielt. Szenario C 2030 dagegen entwickelt sich als dezentralere Energiewende, wobei sehr große dezentrale PV-Leistungen angenommen werden. Dies geschieht im Zusammenhang mit dem „Prosumer“-Gedanken, also in der Kombination von PV-Anlagen, PV-Batteriespeichern und weiteren Sektorenkopplungstechnologien. Die großen PV-Leistungen werden hauptsächlich auf Hausdächern angenommen, nicht als Freiflächenanlage. Es wird angenommen, dass die privaten PV-Anlagen in sehr großem Maße außerhalb des EEG-Förderregimes errichtet und betrieben werden, da der wirtschaftliche Einsatz, gerade in Verbindung mit einem PV-Batteriespeicher, auch ohne staatliche Förderung gegeben sei.

Wie im Szenariorahmen 2017-2030 berücksichtigt die Bundesnetzagentur im grenznahen Ausland liegende Speicher-sowie Laufwasserkraftwerke, die in der Regelzone der deutschen Übertragungsnetzbetreiber liegen

und überwiegend in das deutsche Stromnetz einspeisen. Diese ausländischen Kraftwerke mit einer Gesamtleistung von 1,5 GW finden sich in der Kraftwerksliste der Bundesnetzagentur. 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.

### 3.3.1.2 Rückbau regenerativer Erzeugung

Neben den Annahmen zum Zubau von Erneuerbaren Energien Erzeugungsanlagen stellen die Annahmen zum Rückbau von Erneuerbaren Energien für die Zieljahre 2025, 2030 und 2035 des Szenariorahmens ein ebenso wichtiges Kriterium dar. Auch wenn der Rückbau Erneuerbarer Energien Erzeugungsanlagen heute eine noch eher geringere Rolle spielt, wird er in den Jahren bis 2035 an Bedeutung gewinnen. Immer mehr Anlagen erreichen das Ende ihrer durch das EEG vorgegebenen Förderdauer. Ab dem Jahr 2020 werden dabei jährlich Windenergieanlagen mit einer Leistung von über einem GW keinen Anspruch mehr auf Vergütung nach dem EEG haben. Bei der Photovoltaik werden ab dem Jahr 2027 jährlich Anlagen mit einer Leistung von über einem GW keinen Anspruch mehr auf Vergütung nach dem EEG haben.

Es stellt sich die Frage, wie mit diesen Anlagen im Szenariorahmen 2019-2030 umgegangen werden soll. Wie soeben erläutert, ist dies eine Fragestellung, bei der nur in geringem Maße auf Erfahrungswerte zurückgegriffen werden kann, weshalb eine Vielzahl von Handlungsoptionen diskutiert werden kann und im Rahmen des Konsultationsprozesses auch diskutiert wurde. Im letzten Szenariorahmen 2017-2030 wurde eine pauschale Lebensdauer von Windenergieanlagen in Höhe von 20 Jahren angenommen.

Schon im Entwurf des Szenariorahmens 2019-2030 haben sich die Übertragungsnetzbetreiber von der Annahme einer pauschalen Lebensdauer für Windenergieanlagen entfernt. Dabei wurde Kritik laut, dass eine pauschale Lebensdauer von 20 Jahren für Windenergieanlagen die Realität nur ungenügend darstelle. Die Übertragungsnetzbetreiber haben sich daher im Entwurf für die Anwendung einer Weibull-Verteilung zur Ermittlung des Rückbaus entschieden. Die Weibull-Verteilung ist eine Wahrscheinlichkeitsverteilung, mit der häufig die Lebensdauer oder Ausfallhäufigkeit technischer Systeme beschrieben wird. Je nach Wahl der Parameter stellt sich die Funktion anders dar, womit in diesem Fall die Betriebsdauer und die Häufigkeit von Früh- oder Spätausfällen eingestellt werden kann. Die Funktion wird über zwei Parameter eingestellt. Zum einen muss ein Skalenparameter  $1/\lambda$  gewählt werden. Der Skalenparameter stellt indirekt die durchschnittliche Lebensdauer der Anlagen dar. Je größer der Skalenparameter gewählt wird, desto länger ist die Betriebsdauer der Anlagen. Zum anderen muss der Formparameter  $k$  gewählt werden, welcher die Glättung der Funktion über den Zeitverlauf bestimmt. Dadurch wird die Häufigkeit von Früh- oder Spätausfällen festgelegt.

Die Bundesnetzagentur hat in der Konsultation ebenfalls explizit nach Meinungen der Konsultationsteilnehmer zur Methodik, Parametern und durchschnittlichen Lebensdauern gefragt. Dabei zeigt sich, dass ein Großteil der Konsultationsteilnehmer die Annahme einer verlängerten Lebensdauer begrüßt. Die Verteilung des Rückbaus mittels Weibull wurde ebenfalls von einem Großteil der Beiträge als angemessen bezeichnet. Die Verwendung einer Weibull-Verteilung zur Ermittlung des Windenergieanlagenrückbaus wird daher als angemessen bestätigt.

Nach Meinung der Bundesnetzagentur könnten insbesondere Anlagen an Standorten, an denen Repowering nicht zu erwarten ist, möglichst lange über ihre Förderdauer hinaus betrieben werden. Allerdings bleibt es weiterhin fraglich, ob sich der Weiterbetrieb aus wirtschaftlicher Perspektive lohnt. Die gezahlte Festvergütung nach EEG dürfte teilweise drastisch über den zu erwartenden Erlösen bei Marktpreisen liegen. Mit Hilfe

des Marktpreises müssen die üblichen Kosten für Betrieb und Wartung, sowie die mit höherem Alter steigenden Instandhaltungskosten, finanziert werden. Neben den wirtschaftlichen Faktoren müssen auch alle nötigen Genehmigungen für einen Weiterbetrieb der Anlagen über die angesetzte Nutzungsdauer hinaus eingeholt werden. Die noch vielfach fehlende Erfahrung mit dem Weiterbetrieb von Anlagen über 20 Jahre hinaus bleibt also ein kritischer Punkt. Aufgrund der klaren Meinung der Konsultationsteilnehmer und der aus technischer Sicht durchaus gegebenen Möglichkeit des Weiterbetriebs nimmt die Bundesnetzagentur trotz der in der Konsultation geäußerten Bedenken eine längere Betriebsdauer als 20 Jahre an.

Da in allen Szenarien ein beschleunigter Ausbau der Erneuerbaren Energien angenommen wird, werden die Weibull-Parameter für alle Szenarien gleichermaßen gesetzt. Dabei wird die durchschnittliche Lebensdauer auf 22 Jahre festgesetzt. Dieser Wert liegt als Mittelwert zwischen den Vorschlägen der Übertragungsnetzbetreiber für das Szenario A 2030 und den Szenarien B 2025/2030/2035 sowie C 2030. Die Parameter sowie die durchschnittlichen Lebensdauern werden in der folgenden Tabelle 3 dargestellt.

<b>Weibull-Parameter</b>	<b>Szenario A 2030</b>	<b>Szenario B 2025/2030/2035</b>	<b>Szenario C 2030</b>
Skalenparameter $1/\lambda$	23	23	23
Formparameter k	11	11	11
Durchschnittliche Lebensdauer	22	22	22

Tabelle 3: Weibull-Parameter Wind-Onshore

In den bisherigen Genehmigungen der Szenariorahmen wurde kein Rückbau von PV-Leistung angenommen. Dies folgte der Annahme, dass PV-Anlagen auch nach dem Auslaufen der EEG-Förderung weiterbetrieben werden. Durch die im Gegensatz zu Windenergieanlagen geringere (mechanische) Komplexität des Aufbaus ist ein Weiterbetrieb von PV-Anlagen unkritischer als der Weiterbetrieb von Windenergieanlagen. Besonders bei privaten Aufdachanlagen ist zu erwarten, dass die Anlagen zur Eigenbedarfsdeckung bis zum Erreichen ihrer technischen Betriebsdauer weiterbetrieben werden. Für Hausbesitzer gibt es keinerlei Anreize die Anlagen vorher rückzubauen bzw. zu ersetzen.

Jedoch gibt es auch bei PV-Anlagen Faktoren, welche die Lebensdauer begrenzen. Neben den PV-Modulen ist in diesem Zusammenhang besonders der Wechselrichter, welcher für den Netzanschluss zwingend benötigt wird, zu nennen. Daher scheint die Annahme einer gewissen Lebensdauer auch für PV-Anlagen als angemessen. Auch die Konsultationsteilnehmer unterstützen die Annahme eines Rückbaus zum großen Teil. Die von den Übertragungsnetzbetreibern gewählte Weibull-Verteilung wurde dabei von einem Großteil der Konsultationsteilnehmer positiv bewertet.

Die von den Übertragungsnetzbetreibern vorgeschlagenen Parameter werden von der Bundesnetzagentur modifiziert bestätigt. Die durchschnittliche Lebensdauer des Entwurfs der Übertragungsnetzbetreiber für die Szenarien B 2025/2030/2035 und C 2030 wird dabei für alle Szenarien übernommen. Der von den Übertragungsnetzbetreibern für diese Szenarien gewählte Formparameter wird jedoch abgeändert. Der vorgeschlagene Formfaktor führt nach Ansicht der Bundesnetzagentur zu einer zu starken Glättung der Rückbauannahmen. Dabei würde für einen Teil der Anlagen eine unrealistisch kurze bzw. lange Lebensdauer unterstellt. Der nun gewählte Formfaktor befindet sich auf dem Niveau der Annahmen für Wind Onshore und stellt nach Meinung der Bundesnetzagentur den Rückbau angemessen dar.

Analog zu den Annahmen für Wind Onshore werden die Parameter für alle Szenarien gleichermaßen gesetzt. Die Parameter sowie die durchschnittlichen Lebensdauern werden in der folgenden Tabelle 4 dargestellt.

Weibull-Parameter	Szenario A 2030	Szenario B 2025/2030/2035	Szenario C 2030
Skalenparameter $1/\lambda$	26	26	26
Formparameter k	11	11	11
Durchschnittliche Lebensdauer	25	25	25

Tabelle 4: Weibull-Parameter Photovoltaik

Neben dem Rückbau von Windenergie- und Photovoltaikanlagen ist der Rückbau von Biomasseanlagen bis zum Jahr 2030/2035 ebenfalls eine wichtige Stellgröße. Die installierte Leistung der Biomasseanlagen ist zwar im Vergleich zu den Energieträgern Wind Onshore und Photovoltaik gering, durch die hohen Volllaststunden tragen diese Anlagen dennoch einen signifikanten Beitrag zur Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien bei. Ebenso können Biomasseanlagen im Gegensatz zur Nutzung von Wind- oder Strahlungsenergie flexibler eingesetzt werden, da die Stromerzeugung nicht in direktem zeitlichem Zusammenhang mit dem Energieträger Biomasse steht.

Der flexible Einsatz der Biomasse wird gemäß EEG 2017 weiter gefördert. Es ist nicht zu erwarten, dass Biomasseanlagen über die Förderdauer nach EEG hinaus weiterbetrieben werden. Neben den Wartungs- und Instandhaltungskosten müssen Biomasseanlagen auch die Verbrauchskosten für die Biomasse erlösen. Bei Bezug nach Marktpreisen erwartet die Bundesnetzagentur, dass sich die Biomasseanlagen nicht wirtschaftlich betreiben lassen. Es wird daher angenommen, dass Biomasseanlagen bei Erreichen einer Lebensdauer von 20 Jahren vom Markt gehen.

Eine Ausnahme gilt in diesem Zusammenhang für diese Biomasseanlagen, welche einem Verwertungsauftrag von Altholz und Schwarzlaube nachkommen. Die Förderung der energetischen Verwertung wurde zwar mit der letzten EEG-Novelle beendet, es besteht jedoch weiterhin eine abfallrechtliche Verwertungspflicht nach dem Kreislaufwirtschaftsgesetz. Folglich ist davon auszugehen, dass die Stromerzeugung in Altholzkraftwerken auch nach Auslaufen der EEG-Förderung größtenteils erhalten bleibt. Eine Ausnahme bildet dabei der Import von Altholz, da zu erwarten ist, dass der Import ohne Förderung durch das EEG größtenteils beendet wird. Die Stromerzeugung aus Schwarzlaube wird ebenfalls aufgrund der thermischen Verwertungspflicht als konstant angenommen. Insgesamt ergeben sich ca. 0,8 GW Biomasseanlagen, welche nach der angenommenen Lebensdauer bis zum Jahr 2030 aus dem Markt ausscheiden würden, aber aufgrund des Verwertungsauftrages weiterhin als in Betrieb angenommen werden.

Für den Energieträger Wasserkraft wird kein Rückbau angenommen. Dies gilt ebenso für die sonstigen Erneuerbaren Energien, unter welchen Geothermie, Klärgas sowie hälftig die Leistung von Abfallkraftwerken angenommen wird.

### 3.3.2 Konventionelle Erzeugung

Die installierte Kraftwerksleistung basiert auf der Kraftwerkliste (Anlage 1) der Bundesnetzagentur, sowie geplanten Kraftwerksprojekten und der Bundesnetzagentur bekannten Stilllegungsanzeigen. Es wird zwischen den Kategorien „in Betrieb“, „in Bau“, „in Planung“ und „vorläufig stillgelegt“ unterschieden. Weiterhin

wird die Kategorie „prognostizierter KWK-Ersatzneubau“ eingeführt, wobei es sich um innovative KWK-Systeme handelt, die als Ersatz für aus dem Markt scheidende KWK-Kraftwerke angenommen werden (vgl. Kapitel II B 3.3.3). Endgültig stillgelegte Kraftwerke werden in der Kraftwerksliste nicht aufgeführt. 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 (vgl. Kapitel II B 4.3.4.2, II B 4.3.5.2, II B 4.3.6.2, II B 4.3.7.2, II B 4.3.8.2). „In Bau“ befindliche Kraftwerke, deren voraussichtliches Inbetriebnahmedatum vor 2025, 2030 bzw. 2035 liegt, werden in den Szenarien als „in Betrieb“ angenommen.

In der den Übertragungsnetzbetreibern im Rahmen der Anhörung zugesandten Kraftwerksliste wurden drei in Planung befindliche Power-to-Heat Anlagen aufgeführt, die dem Monitoring der Bundesnetzagentur von den Anlagenbetreibern gemeldet wurden. Diese drei Power-to-Heat Anlagen wurden in die Kraftwerksliste aufgenommen, da sie von den Übertragungsnetzbetreibern in der Marktmodellierung standortscharf berücksichtigt werden sollten. Die Übertragungsnetzbetreiber wiesen in der Anhörung darauf hin, dass die Installation von Power-to-Heat Anlagen in der Kraftwerksliste nicht vollständig abgebildet sei. Die Bundesnetzagentur hat sich dazu entschlossen, die drei Power-to-Heat Anlagen aus der Kraftwerksliste der Genehmigung des Szenariorahmens 2019-2030 zu streichen. Denn in der Kraftwerksliste des Szenariorahmens 2019-2030 sollen nur Erzeugungsanlagen elektrischer Energie geführt werden. Power-to-Heat Anlagen erzeugen jedoch keine elektrische Energie, sondern sie beziehen elektrische Energie und wandeln diese in Wärme um.

Diese Einschätzung der Übertragungsnetzbetreiber einer unzureichenden Berücksichtigung von Power-to-Heat Anlagen ist aus Sicht der Bundesnetzagentur jedoch verfehlt. Jenseits der drei dem Monitoring konkret gemeldeten Power-to-Heat Anlagen, werden im Szenariorahmen 2019-2030 bezüglich Power-to-Heat noch umfangreiche weitere Annahmen getroffen. Dies umfasst z. B. Annahmen zu privaten Wärmepumpen (vgl. Kapitel II B 3.4.1) und großtechnischen Wärmeprozessen (vgl. Kapitel II B 3.4.2). Diese werden jedoch nicht einzeln in der Kraftwerksliste aufgeführt, sondern aggregiert in den jeweiligen Kapiteln dargestellt. Denn deren zukünftige Standorte werden erst im Zuge der Regionalisierung der neuen Stromanwendungen und damit nach der Genehmigung des Szenariorahmens 2019-2030 ermittelt. Weiterhin werden im vorliegenden Szenariorahmen von der Bundesnetzagentur Annahmen zum Neubau innovativer KWK-Systeme getroffen, die als Ersatz für aus dem Markt scheidende KWK-fähige Kraftwerke vorgesehen sind (vgl. Kapitel II B 3.3.3). Diese Anlagen verfügen über integrierte Power-to-Heat Anlagen, die eine Flexibilisierung des Gesamtsystems ermöglichen. Diese innovativen KWK-Systeme werden in der Kraftwerksliste ebenfalls standortscharf geführt, wobei nur deren elektrische Nennleistung ausgewiesen wird. Denn nur die elektrische Nennleistung ist für die Modellierung des Strommarktes und die folgende Netzberechnung relevant. Der thermische Teil dieser innovativen KWK-Systeme wird unter der Position der großtechnischen Wärmeprozesse aggregiert ausgewiesen.

Die Bundesnetzagentur berücksichtigt in der angehängten 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.

### 3.3.2.1 Betriebsdauer der Kraftwerke im Allgemeinen

Mit der Annahme einer pauschalen, zwischen den Szenarien unterschiedlichen, technisch-wirtschaftlichen Betriebsdauer der Kraftwerke wird die in den letzten Szenariorahmen gewählte Vorgehensweise zur Modellierung des Kraftwerksrückbaus erneut angewandt.

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 Scheingenauigkeit 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.

### 3.3.2.2 Betriebsdauer von Braun- und Steinkohlekraftwerken

Im Gegensatz zu den Annahmen der Übertragungsnetzbetreiber und den Annahmen im Szenariorahmen 2017-2030 reduziert die Bundesnetzagentur die technisch-wirtschaftliche Betriebsdauer von Braun- und Steinkohlekraftwerken in allen Szenarien um 5 Jahre. Die technisch-wirtschaftliche Betriebsdauer von Braun- und Steinkohlekraftwerken beträgt damit in Szenario A 2030 45 Jahre, in Szenario B 2025, Szenario B 2030 und Szenario B 2035 40 Jahre und in Szenario C 2030 35 Jahre.

Die Reduktion der technisch-wirtschaftlichen Betriebsdauer von Braun- und Steinkohlekraftwerken ist insbesondere den Ergebnissen der Koalitionsverhandlungen der aktuellen Bundesregierung geschuldet, in denen eine Kommission für „Wachstum, Strukturwandel und Beschäftigung“ vereinbart wurde, deren Aufgabe die Erarbeitung eines Ausstiegspfad aus der Kohleverstromung ist, um die CO<sub>2</sub>-Ziele für das Jahr 2030 zu erreichen. Ebenfalls sollen Pläne für einen sozial verträglichen Strukturwandel in den betroffenen Kohleregionen erarbeitet werden. Die Bundesnetzagentur geht daher davon aus, dass sich der wirtschaftliche Druck auf Kohlekraftwerke erhöhen wird und bildet diese Verschärfung der wirtschaftlichen Rahmenbedingungen entsprechend ab. Deshalb wird die Annahme zur technisch-wirtschaftlichen Betriebsdauer der Kohlekraftwerke in allen Szenarien maßvoll reduziert. Eine Aussage zur tatsächlichen Lebensdauer von Kohlekraftwerken oder zum Zeitpunkt eines in der Öffentlichkeit diskutierten „Kohleausstiegs“ ist damit nicht verbunden.

Die Reduktion der technisch-wirtschaftlichen Betriebsdauer von Braun- und Steinkohlekraftwerken ist im weiteren auch auf die steigende installierte Leistung der Erneuerbaren Energien zurückzuführen, mit der eine stärker schwankende Einspeisung erneuerbarer elektrischer Energie einhergeht. Konventionelle Kraftwerke müssen immer flexibler auf diese Schwankungen reagieren, um die residuale Last zu decken. Insbesondere

ältere Kohlekraftwerke sind jedoch nicht auf ein solches Betriebsverhalten mit schnell veränderlicher Lastfolge ausgelegt, was dazu führt, dass sich die technische Betriebsdauer dieser Anlagen tendenziell verringert. Die Bundesnetzagentur hält es daher für angemessen, die technisch-wirtschaftliche Betriebsdauer von Kohlekraftwerken in allen Szenarien pauschal um 5 Jahre zu verkürzen.

Nach der Meinung mehrerer Konsultationsteilnehmer müsse 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 leiste. Zwar sei die Wirtschaftlichkeit von Braunkohlekraftwerken in Zukunft weiterhin unklar. Durch politische und wirtschaftliche 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 Bundesländer, in denen Braunkohle gefördert wird, ein Ausstiegsdatum erst nach 2030 vor.

Die Bundesnetzagentur hält demgegenüber an der Verkürzung der Laufzeiten der Braunkohlekraftwerke in allen Szenarien 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. Weiterhin ist eine eindeutige Zuordnung eines Braunkohlekraftwerks zu einem Tagebau nicht zwangsweise gegeben. Zudem wird die Wirtschaftlichkeit von Braunkohlekraftwerken im gegenwärtigen Marktdesign zukünftig schwieriger. Zwar befinden sich Braunkohlekraftwerke aufgrund verhältnismäßig geringer Grenzkosten in der Merit-Order innerhalb der konventionellen Kraftwerke (ausgenommen der Kernkraftwerke) im vorderen Bereich 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 schwieriger. Mit dem Festhalten an den Klimazielen für 2030 und 2050 hat die Bundesregierung ein klares Zeichen zur Absenkung der Einspeisung aus CO<sub>2</sub>-intensiven Technologien gesetzt. Angesichts des verhältnismäßig großen Beitrags der Braunkohlekraftwerke am CO<sub>2</sub>-Ausstoß des gesamten Kraftwerksparks ist es im Sinne der Methodik des Szenariorahmens wahrscheinlich, dass Braunkohlekraftwerke einen erheblichen Beitrag zur Erreichung der zusätzlichen CO<sub>2</sub>-Einsparung leisten werden müssen. Die genannten Gründe sprechen gegen eine Verlängerung der technisch-wirtschaftlichen Betriebsdauer von Braunkohlekraftwerken. 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 kategorisch ablehnen. Darüber hinaus wäre mit der Kopplung an die Genehmigung der Tagebaue ungeachtet der nicht eindeutigen Zuordnung von solchen Kraftwerken auch eine Aussage der Bundesnetzagentur zum Schicksal und zur Abschaltung einzelner Kraftwerk oder zumindest der Kraftwerke einer bestimmten Region verbunden. Eine solche Aussage trifft die Bundesnetzagentur mit dem Szenariorahmen 2019-2030 gerade nicht. Der vorliegende Szenariorahmen nimmt keinen Kohleausstieg vorweg und enthält bewusst keine Vorgaben, wie lange einzelne Kraftwerke laufen werden.

### 3.3.2.3 Betriebsdauer von Kuppelgaskraftwerken

Kuppelgaskraftwerke nutzen Kuppelgase als Brennstoff. Als Kuppelgase bezeichnet man alle Prozessgase, die bei der Stahl- oder Kokserzeugung entstehen. Die Bundesnetzagentur folgt den Bedenken einiger Konsultationsteilnehmer im Rahmen der Konsultation zum Szenariorahmen 2019-2030. Die Kuppelgaskraftwerke der Stahlindustrie würden aufgrund eines Entsorgungsauftrages betrieben, da Kuppelgase aufgrund immissionsrechtlicher Gründe nicht abgefackelt werden dürften. 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, wie bereits im Szenariorahmen 2017-2030, keine Limitierung durch eine technisch-wirtschaftliche Betriebsdauer für Kuppelgaskraftwerke vor.

### 3.3.2.4 Kraftwerke in Planung

Die Annahme einzelner in Planung befindlicher Kraftwerke basiert auf konkreten Kraftwerksmeldungen und erfolgt auf Basis unterschiedlicher Kriterien (vgl. Kapitel II B 4.3.4.2, II B 4.3.5.2, II B 4.3.6.2, II B 4.3.7.2, II B 4.3.8.2).

In keinem Szenario werden in Planung befindliche Braun- oder Steinkohlekraftwerke angenommen. Diese Entscheidung ist in erster Linie auf die Klimaschutzziele der Bundesregierung zurückzuführen. Das dort erklärte Ziel der Dekarbonisierung der Stromerzeugung ist nicht mit dem Neubau von CO<sub>2</sub>intensiven Kohlekraftwerken vereinbar. Auch die Einberufung der Kommission für „Wachstum, Strukturwandel und Beschäftigung“ durch die Bundesregierung, die bis Ende 2018 ein Kohleausstiegsszenario entwickeln soll, widerspricht dem Neubau von Kohlekraftwerken in der Zukunft.

Für den Zubau in Planung befindlicher Gaskraftwerke wird die Methodik aus dem Vorgängerprozess angepasst. Bisher wurde der Planungsstand der der Bundesnetzagentur im Rahmen des Monitoring gemeldeten Kraftwerksprojekte anhand der Antragslage nach § 38 GasNZV und § 39 GasNZV bewertet und die jeweiligen Gaskraftwerke dann den einzelnen Szenarien zugeordnet. In Szenario A 2030 wurde bisher kein Zubau in Planung befindlicher Gaskraftwerke angenommen.

Auch diesem Szenariorahmen liegen zunächst diejenigen Neubau-Gaskraftwerksprojekte zugrunde, die der Bundesnetzagentur im Rahmen des Monitoring gemeldet werden. Die Methodik der Bewertung, welche dieser Projekte als realisiert angenommen werden, basiert auf einer integrierten und abgestimmten Planung mit dem Szenariorahmen für den Netzentwicklungsplan Gas 2018-2028. Dabei orientiert sich der Szenariorahmen Strom 2019-2030 bezüglich der in Planung befindlichen Gaskraftwerke grundsätzlich an der Bewertung des Szenariorahmens für den Netzentwicklungsplan Gas 2018-2028, der am 12.12.2017 von der Bundesnetzagentur bestätigt wurde. Für die Berücksichtigung der in Planung befindlichen Gaskraftwerke, für welche ein Anschluss an das Gas-Fernleitungsnetz vorgesehen ist, haben die Fernleitungsnetzbetreiber dort neben dem bloßen Vorliegen von Anträgen nach §§ 38, 39 GasNZV zusätzliche Kriterien aufgestellt. Für eine detaillierte Darstellung dieser Kriterien wird auf den Szenariorahmen für den Netzentwicklungsplan Gas 2018-2028 vom 11.08.2017, S. 21 f., verwiesen. Der Szenariorahmen Strom 2019-2030 schließt sich der Bewertung des Szenariorahmens für den Netzentwicklungsplan Gas 2018-2028 an, wobei aktualisierte Daten zu in Planung befindlichen Gaskraftwerken berücksichtigt werden, die im Rahmen des Monitoring der Bundesnetzagentur gemeldet wurden.

Neben solchen in Planung befindlichen Gaskraftwerken, für die ein Anschluss an das Gas-Fernleitungsnetz vorgesehen ist, gibt es noch solche Gaskraftwerksprojekte, deren Anschluss an das Gas-Verteilernetz vorgesehen ist. Diese Kraftwerke werden im Rahmen des Szenariorahmens für den Netzentwicklungsplan Gas 2018-2028 nicht einzeln aufgeführt, da sie über die sog. Interne Bestellung des jeweiligen Gasverteilernetzbetreibers in den Netzentwicklungsplan Gas 2018-2028 Eingang finden. Für den Szenariorahmen Strom 2019-2030 müssen sie jedoch einzeln in der angehängten Kraftwerksliste aufgeführt werden, weshalb eine Einschätzung darüber vorgenommen werden muss, ob diese Kraftwerksprojekte im Zieljahr als realisiert angenommen werden oder nicht. Um eine größtmögliche Kohärenz mit den Kriterien für die Kraftwerksprojekte mit geplantem Anschluss an das Gasfernleitungsnetz herzustellen, wurden die entsprechenden Kraftwerksprojekte einzeln bewertet, indem der jeweilige Planungsstand beim zuständigen Gasnetzbetreiber abgefragt wurde. Wenn das Projekt dem Gasnetzbetreiber bekannt war und eine konkrete Anfrage beim Gasnetzbetreiber nach der notwendigen Leistung vorlag, wurde das Gaskraftwerksprojekt berücksichtigt.

Im Szenario B 2025, Szenario B 2030, Szenario B 2035 und im Szenario C 2030 werden alle in Planung befindlichen Gaskraftwerke berücksichtigt, die entweder auf Basis des Szenariorahmens für den Netzentwicklungsplan Gas 2018-2028 berücksichtigt oder deren Realisierung nach Rückfrage beim Gas-Verteilernetzbetreiber als wahrscheinlich eingestuft werden. In Szenario A 2030 wird dieses Kriterium auf Grund der bereits vergleichbar hohen installierten Erzeugerleistung verschärft. Es werden nur solche in Planung befindliche Gaskraftwerke angenommen, die über oben genannte Kriterien hinaus auch als KWK-fähige Gaskraftwerke geplant sind und so über die Möglichkeit der Wärmebereitstellung verfügen.

### 3.3.2.5 Stilllegung von Kraftwerken

Neben den Stilllegungen aufgrund der angenommenen technisch-wirtschaftlichen Betriebsdauer ist die Bundesnetzagentur zudem allen 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.

Als systemrelevant eingestufte Kraftwerke können vom Kraftwerksbetreiber nicht ohne weiteres vom Netz genommen werden, da deren dauerhafte Stilllegung die Sicherheit oder die Zuverlässigkeit des Elektrizitätsversorgungssystems gefährden würde. Da die Netzentwicklungsplanung jedoch das Ziel hat, ein Übertragungsnetz zu entwickeln, welches gerade ohne diese heute als systemrelevant ausgewiesenen Kraftwerke sicher betrieben werden kann, dürfen Kraftwerke, die der Kraftwerksbetreiber derzeit nur auf Grund ihrer Systemrelevanz am Netz hält, für alle Szenarien nicht berücksichtigt werden.

Die Kraftwerksliste der Bundesnetzagentur unterscheidet weiterhin zwischen endgültiger Stilllegung mit und ohne Stilllegungsanzeige. Dabei werden für die Annahmen der Stilllegungen in den Szenarien nur solche Stilllegungen 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.

### 3.3.2.6 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.

Zahlreiche Konsultationsteilnehmer fordern, dass all diese Reservetypen in der Genehmigung des Szenariorahmens 2019-2030 berücksichtigt werden. In welcher Art diese Mechanismen 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 2019-2030 nicht berücksichtigt. Die Szenarien dienen als Grundlage des Netzentwicklungsplans 2019-2030, 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 verlangsamer 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 umfangreiche 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 2019-2030 folgerichtig nicht berücksichtigt.

Die Kraftwerke der Kapazitätsreserve werden demgegenüber im Szenariorahmen 2019-2030 berücksichtigt. § 13e EnWG als Rechtsgrundlage für die Kapazitätsreserveverordnung wird aller Voraussicht nach in Kürze angepasst werden. Eine verabschiedete Kapazitätsreserveverordnung liegt zum gegenwärtigen Zeitpunkt noch nicht vor. Stattdessen werden die Bestimmungen aus dem am 30.04.2018 veröffentlichten Referentenentwurf zur Kapazitätsreserveverordnung herangezogen. Dieser setzt unter anderem die Vorgaben einer beihilferechtlichen Genehmigung der Europäischen Kommission um. Insofern ist hier nicht mit grundlegenden Anpassungen bis zur tatsächlichen Verordnungsumsetzung zu rechnen.

Die Kapazitätsreserve wird nach dem aktuellen Verordnungstext in einem Zeitraum vom 1.10.2019 bis zum 30.9.2025 in drei zweijährigen Phasen vorgehalten. Die Leistung aus der Kapazitätsreserve wird eingesetzt, wenn sowohl der Energiemarkt als auch die zur Verfügung stehende Regelleistung nicht ausreichen, um die nachgefragte Energiemenge bereitzustellen. Kraftwerke, die in der Kapazitätsreserve gebunden sind, dürfen selber nicht am Energiemarkt teilnehmen. Die Kapazitätsreserve soll aus Erzeugungseinheiten, Speichern oder Lasten bestehen, welche per Ausschreibungsverfahren bestimmt werden. Der Gesamtumfang der Reserve soll bei einer Gesamtleistung von 2 GW liegen. Erzeugungsanlagen dürfen nach ihrer Bindung in der Kapazitätsreserve nicht mehr an den regulären Strommarkt zurückkehren. Selbstverständlich kann die Kapazitätsreserveverordnung bis Ende 2025 deutlichen Änderungen unterworfen werden. Auch ist denkbar, dass die beihilferechtliche Genehmigung der Reserve nicht verlängert wird. So sind allein durch die kommenden Vorgaben aus der noch umzusetzenden europäischen Strommarktverordnung Anpassungen zu erwarten.

Angesichts der Unkenntnis über die zukünftige Entwicklung der Kapazitätsreserveverordnung wie auch des zukünftig erforderlichen Reservebedarfs ist es aus Sicht der Bundesnetzagentur vertretbar, die Regelungsinhalte der Kapazitätsreserve gemäß dem Referentenentwurf vom 30.04.2018 auch für den über 2025 hinausreichenden Zeitraum fortzuschreiben. Insbesondere hinsichtlich der zukünftig erforderlichen Menge liegen der Bundesnetzagentur keine eindeutigen Kenntnisse oder Studien vor, die ein Mehr oder Weniger als 2 GW an Reservebedarf im Sinne der Leistungsbilanz für die Jahre nach 2025 erkennen lassen.

Sofern sich bei der Marktmodellierung eine Lastdeckungslücke ergibt, wird den Übertragungsnetzbetreibern aufgegeben, Kraftwerke, die den Kriterien des Referentenentwurf vom 30.04.2018 genügen und die nach den Vorgaben der Bundesnetzagentur zur technisch-wirtschaftlichen Betriebsdauer des Szenario A 2030 als letztes aus dem Markt ausscheiden, als Kapazitätsreserve im Netzentwicklungsplan 2019-2030 auszuweisen. Zur Vereinheitlichung der als Kapazitätsreserve ausgezeichneten Kraftwerke über alle Szenarien wird 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.

### 3.3.3 Kraft-Wärme-Kopplung

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

Bei der entkoppelten Produktion von Strom wird ein Brennstoff, z. B. Gas, verbrannt, um Wasser zu verdampfen, mit dem dann unter hohem Druck eine Turbine angetrieben wird, die wiederum Strom erzeugt. Am Ende des Prozesses verbleibt ein abgekühlter Dampf, der wieder zu Wasser kondensiert werden muss. Die in diesem Dampf noch verbleibende Energie geht für die Strom- oder Wärmeerzeugung verloren. Auch bei der entkoppelten Erzeugung von Wärme, z. B. durch die Verbrennung von Gas zur Erwärmung von Wasser in einem Heizkraftwerk, entstehen Verluste, da niemals die gesamte im Brennstoff enthaltene Energie in Wärme überführt werden kann.

Der Vorteil der KWK-Technologie basiert auf dem Effekt, dass die Produktion von Strom und Wärme in einem gekoppelten Prozess effizienter ist, als die Produktion von Strom und Wärme in oben beschriebenen entkoppelten Prozessen. In einem KWK-Kraftwerk wird die nach dem Antrieb der Turbine im Dampf verbleibende Wärme nicht kondensiert, sondern zur Warmwassererzeugung genutzt. Die im Dampf enthaltene Energie geht also nicht verloren, sondern kann dem Wärmemarkt zur Verfügung gestellt werden. Eine separate Erzeugung dieser Wärme durch die Verbrennung von Gas in einem Heizkraftwerk wird so überflüssig. Sofern im Rahmen der Wärmebereitstellung höhere Temperaturen benötigt werden, kann in einer KWK-Anlage ein Teil des sehr heißen Dampfes noch vor der Turbine ausgekoppelt werden und zur Wärmeproduktion bereitgestellt werden. So wird zwar die Effizienz der Stromerzeugung verringert, jedoch kann die Wärmeproduktion deutlich erhöht werden. Insbesondere ist so in einem bestimmten Bereich eine flexible Steuerung der Anlage bezüglich des Verhältnisses der Strom- und Wärmeerzeugung möglich.

In der Gesamtbilanz der gekoppelten Strom- und Wärmeproduktion wird die Energie des eingesetzten Brennstoffes deutlich besser genutzt, als bei der entkoppelten Erzeugung. In Verbindung mit dem verhältnismäßig CO<sub>2</sub>-armen Brennstoff Erdgas leistet KWK so einen wichtigen Beitrag zum Erreichen der Klimaschutzziele der Bundesregierung, weil die CO<sub>2</sub>-Bilanz der reinen Stromerzeugung tendenziell zwar schlechter ist, sektorenübergreifend bei Strom und Wärme jedoch besser ist. Daher findet die KWK-Technologie entsprechend Ein-

gang in allen Szenarien des Szenariorahmens 2019-2030. Erstmals wird in diesem Prozess auch eine CO<sub>2</sub>-Emissionsobergrenze vorgegeben, welche die durch Nutzwärme verursachten Emissionen der KWK-Kraftwerke beinhaltet (vgl. Kapitel II B 3.2). Dadurch wird der Sektor übergreifend gute CO<sub>2</sub>-Wirkungsgrad der KWK-Anlagen berücksichtigt.

In der Genehmigung des Szenariorahmens 2017-2030 wurden KWK-fähige Gaskraftwerke in allen Szenarien nach Ablauf ihrer technisch-wirtschaftlichen Betriebsdauer mit gleicher Leistung an denselben Standorten baugleich ersetzt, d.h. in der Praxis wurde eine unendliche technisch-wirtschaftliche Betriebsdauer unterstellt. Dies begründete sich dadurch, dass die vergleichsweise emissionsarmen Gaskraftwerke in der Regel hauptsächlich der Wärmeversorgung dienten und dieser Bedarf vor Ort weiterhin bestand. Dieser angenommene virtuelle Ersatzneubau galt jedoch nicht für KWK-fähige Erzeugungsanlagen, die mit einem anderen Brennstoff als Erdgas befeuert wurden, zum Beispiel mit Stein- oder Braunkohle. Die Bundesnetzagentur ging davon aus, dass der lokale Wärmebedarf dieser Erzeugungsanlagen nach Ablauf der technisch-wirtschaftlichen Betriebsdauer der KWK-Anlagen durch Sektorenkopplung von Wärme- und Stromsektor (Power-to-Heat) übernommen wurde. Der dazu notwendige Wärmebedarf wurde in allen Szenarien pauschal geschätzt.

Im Szenariorahmen 2019-2030 wird jetzt erstmalig für alle auf Grund der technisch-wirtschaftlichen Betriebsdauer aus dem Markt scheidenden KWK-fähigen Kraftwerke - unabhängig vom genutzten Brennstoff - angenommen, dass sie durch ein KWK-fähiges Erdgaskraftwerk ersetzt werden. Dabei wird jedoch kein eins-zu-eins Ersatz angenommen, sondern ein Zubau von innovativen KWK-Systemen. Innovative KWK-Systeme sind besonders energieeffiziente und treibhausgasarme Systeme, in denen KWK-Anlagen in Verbindung mit hohen Anteilen von Wärme aus Erneuerbaren Energien KWK-Strom und Wärme bedarfsgerecht erzeugen oder umwandeln, § 2 Nr. 9a KWKG. Dies bedeutet, dass für die im Szenariorahmen angenommenen Ersatzneubauten eine Kombination von KWK-Anlagen, Gaskesseln und Power-to-Heat Anlagen angenommen wird. Grundlegend für dieses Vorgehen ist das Kraft-Wärmekopplungsgesetz (KWKG), in dem eine Förderung innovativer KWK-Systeme (neben klassischen KWK-Anlagen) festgeschrieben ist. Diese innovativen Technologien stehen zwar erst noch am Anfang ihrer Entwicklung und der Marktdurchdringung. Angesichts der politisch gewollten integrierten Nutzung der Energieinfrastrukturen, der sich die Bundesnetzagentur verpflichtet sieht und der sie in diesem Szenariorahmen besondere Aufmerksamkeit widmet, kann es jedoch als wahrscheinlich angenommen werden, dass sich diese innovativen Formen der Kraft-Wärme-Kopplung deutlich weiter verbreiten als die rein fossile KWK-Anlagen, die auch bei hoher Effizienz letztlich eine Technologie mit erheblichen CO<sub>2</sub>-Emissionen bleibt.

Die Kombination einer klassischen Erdgas-KWK-Anlage mit einem Gaskessel und einer Power-to-Heat Anlage ermöglicht es dem Anlagenbetreiber den Anlageneinsatz flexibel an den Strommarkt anzupassen. Sind die Strompreise ausreichend hoch, wird der Anlagenbetreiber dazu tendieren, die elektrische Erzeugerleistung seiner KWK-Anlage am Strommarkt einzusetzen. Ist die dabei entstehende thermische Erzeugung seiner Anlage nicht groß genug, um den benötigten (Fern-) Wärmebedarf zu decken, kommt der Gaskessel als Spitzenlastkessel zum Einsatz. Sind die Strompreise hingegen gering, so hat der Anlagenbetreiber keinen Anreiz mit seiner KWK-Anlage Strom zu erzeugen. Jedoch wird der Anlagenbetreiber mit günstigem Strom seine Power-to-Heat Anlage betreiben, um seine (Fern-) Wärmekunden mit Wärme zu versorgen. Sofern die Leistung der Power-to-Heat Anlage nicht ausreicht, um die benötigte Wärme zu erzeugen, kann er zusätzlich den Gaskessel zur Wärmeerzeugung nutzen.

Der in der Genehmigung angenommene Erdgas-KWK-Ersatzneubau basiert auf den technischen Daten der Altanlage. Hierbei wird unterstellt, dass die thermische Leistung der Altanlage nicht in gleicher Höhe ersetzt wird, sondern in etwas reduziertem Umfang. Zusammen mit den Stromkennzahlen moderner für den flexiblen Betrieb geeigneter Gaskraftwerke ergibt sich so ein Gesamtfaktor von installierter elektrischer Leistung zu installierter thermischer Leistung von 50 %.

Die Bundesnetzagentur hält diesen Faktor von 50 % (0,5) für realistisch. In der Vergangenheit gebaute KWK-Anlagen stellten ihr Geschäftskonzept häufig auf die Stromproduktion ab. Sie konnten auf Grund der attraktiven Strompreise den bei ihrer Wärmeproduktion anfallenden Strom gewinnbringend verkaufen. Deshalb wurde der elektrische Teil der früheren KWK-Anlagen oft größer gewählt, als – aller Voraussicht nach – bei zukünftigen KWK-Anlagen, für die sich die Stromproduktion auf Grund der gefallenen Strommarktpreise in Zukunft weniger lohnen wird. Ein weiterer Grund für die vergleichsweise moderate Höhe des Strom-Wärme-Verhältnisses ist, dass teilweise die installierte thermische Leistung der Bestands-KWK-Anlagen nicht 100%ig mit der tatsächlich genutzten thermischen Leistung übereinstimmt. Einige KWK-Altanlagen wurden bereits durch neue KWK-Anlagen ersetzt, wobei die Altanlagen nicht zurückgebaut wurden. Sie dienen häufig als Redundanzanlagen oder werden erst aktiviert, wenn die Strommarktpreise ausreichend attraktive Anreize setzen. Ihre thermische Leistung wird jedoch nicht mehr benötigt. Geht eine Altanlage im Szenariorahmen aus dem Markt, wird ihre thermische Leistung durch den Erdgas-KWK-Ersatzneubau fast komplett ersetzt, obwohl die Versorgungsaufgabe der Altanlage in der Realität bereits durch eine existierende Anlage übernommen wurde. Die von der Bundesnetzagentur angenommene pauschale Methodik überschätzt so tendenziell die Gesamtsumme der ersetzten thermischen Leistung.

Diese bewusste Unschärfe wird mit Hilfe des moderat angesetzten Faktors von 0,5 wieder korrigiert. Denn durch diesen kommt es zu einem realistischen Zubau des elektrischen Teils der Erdgas-KWK-Ersatzneubauten. Der für das Marktmodell und die Netzberechnung relevante elektrische Teil der KWK-Anlagen wird so in der Gesamtsumme regional und national auf ein wahrscheinliches Niveau gebracht.

Im Szenariorahmen 2019-2030 wird über die Szenarien ein unterschiedliches Kombinationsverhältnis von KWK-Teil und innovativem Teil der innovativen KWK-Systeme angenommen. In Szenario A 2030 wird unterstellt, dass sich innovative KWK-Systeme eher verhalten durchsetzen. Die angenommenen KWK-fähigen Erdgasersatzneubauten sind daher mit vergleichsweise kleinen innovativen Komponenten, wie Power-to-Heat Anlagen oder Solarthermie ausgestattet. In den Szenarien B 2025, B 2030 und B 2035 wird unterstellt, dass sich innovative KWK-Systeme auf einem moderaten Niveau durchsetzen. Der innovative Teil der angenommenen KWK-fähigen Erdgasersatzneubauten wird daher deutlich größer als in Szenario A 2030 dimensioniert. In Szenario C 2030 kommt es zur stärksten Verbreitung innovativer KWK-Systeme, weshalb die angenommenen KWK-fähigen Erdgasersatzneubauten mit noch größeren innovativen Komponenten ausgestattet werden, als im Szenario B 2030.

Die oben dargelegte Methode führt in den Szenarien zu einem unterschiedlichen Zubau verschieden dimensionierter innovativer Erdgas-KWK-Systeme. Dies wirkt sich direkt auf die nationale Bilanz der installierten elektrischen Leistung der angenommenen innovativen KWK-Systeme aus. In Szenario A 2030 werden insgesamt 5,7 GW elektrische Leistung an innovativen KWK-Systemen zugebaut. In Szenario B 2030 werden 5,5 GW zugebaut, in Szenario C 2030 werden 5,1 GW zugebaut, in Szenario B 2025 werden 4,0 GW zugebaut und in Szenario B 2035 werden insgesamt 7,1 GW zugebaut.

Die Übertragungsnetzbetreiber kritisierten in der Anhörung, dass jenseits des im Szenariorahmen zum Netzentwicklungsplan Gas 2018-2028 angenommenen Zubaus an Erdgaskraftwerken noch ein weiterer Zubau von Erdgaskraftwerken in Form oben dargestellter KWK-Ersatzneubauten angenommen wird. Diese neue Methodik zum Ersatz auf Grund der technisch-wirtschaftlichen Betriebsdauer aus dem Markt scheidenden KWK-Kraftwerke wurde jedoch im Sinne einer integrierten Planung eng mit dem Prozess der Gasnetzentwicklung abgestimmt. Im Szenariorahmen zum Netzentwicklungsplan Gas 2018-2028 werden erdgasbefeuerte Gaskraftwerke nach Ablauf ihrer technisch-wirtschaftlichen Betriebsdauer ersetzt, während für anders befeuerte KWK-Kraftwerke kein explizierter Ersatzneubau berücksichtigt wird. Aus diesem Vorgehen entsteht aus Perspektive der Gasnetzplanung keine Diskrepanz zum Szenariorahmen Strom 2019-2030. Denn bei den im Szenariorahmen Strom 2019-2030 als Ersatz angenommenen KWK-fähigen Erdgaskraftwerke handelt es sich überwiegend um vergleichsweise kleine Anlagen, die nicht an das Gas-Fernleitungsnetz angeschlossen werden. Im Szenariorahmen zum Netzentwicklungsplan Gas 2018-2028 werden aber nur solche Gaskraftwerke, die direkt an das Gas-Fernleitungsnetz angeschlossen werden blockscharf berücksichtigt. Kleinere Gaskraftwerke mit einem vergleichsweise geringen Gasbedarf werden indirekt über die interne Bestellung der Gas-Verteilernetzbetreiber berücksichtigt und tauchen daher nicht in der Kraftwerksliste des Szenariorahmen zum Netzentwicklungsplan Gas 2018-2028 auf. Für den Netzentwicklungsprozess Strom müssen diese Kraftwerke jedoch blockscharf aufgeführt werden, da deren Einspeisung zu einer netzknotenscharfen Belastung des Strom-Übertragungsnetzes führen kann.

In der Kraftwerksliste der Bundesnetzagentur sind weiterhin 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 2017-2030, Berücksichtigung und sind in der angehängten Kraftwerksliste aggregiert enthalten.

In den Genehmigungen der Szenariorahmen der letzten Jahre wurde in allen Szenarien ein Zubau von KWK-fähigen erdgasbefeuerten Kleinkraftwerken mit einer installierten Leistung < 10 MW unterstellt. Analog zur Bestätigung des Szenariorahmens 2017-2030 wird dieser Zuwachs ausgehend vom aktuellen Bestand von etwa 4,3 GW (davon 3 GW KWK-fähige Erdgaskraftwerke und 1,3 GW mit anderen Brennstoffen befeuerte KWK-fähige Kraftwerke) mit etwa 300 MW pro Jahr beziffert. Für die Szenarien bis 2025 bedeutet dieser jährliche Zubau einen Zuwachs von etwa 2,7 GW, bis 2030 einen Zuwachs von weiteren 1,5 GW und für 2035 von nochmals 1,5 GW in Bezug auf das Referenzjahr 2017 (Stand 31.12.2016). Für die Szenarien A 2030, B 2030 und C 2030 ergibt sich so ein Zubau von KWK-fähigen Gaskraftwerken mit einer installierten Leistung kleiner als 10 MW in Höhe von insgesamt 4,2 GW, in Szenario B 2025 von 2,7 GW und in Szenario B 2035 von 5,7 GW. Dieser Zuwachs wurde von den Übertragungsnetzbetreibern aus den Zuwachsraten der neu installierten, nach KWK-G förderfähigen Kleinanlagen (Liste nach BAFA) zwischen 2009 und 2016 ermittelt. Nach Prüfung der BAFA-Daten schließt sich die Bundesnetzagentur den Folgerungen der Übertragungsnetzbetreiber an. Da es sich bei diesen Zubauten nicht um konkret geplante Kraftwerke handelt, sind sie auch nicht in der Zubauliste des Monitoring der Bundesnetzagentur enthalten. Der zukünftige Zubau der KWK-fähigen Kraftwerke kleiner 10 MW basiert daher auch auf der historischen Entwicklung der BAFA-Daten und nicht auf konkret gemeldeten Planungsständen. Folglich werden diese Kraftwerke nicht blockscharf in der angehängten Kraftwerksliste aufgeführt sondern im Block mit der entsprechenden summierten Leistung als Erdgaskraftwerke kleiner 10 MW geführt. Die Übertragungsnetzbetreiber müssen diese KWK-fähigen Erdgaskraftwerke kleiner 10 MW vor der Marktmodellierung regionalisieren, wobei als Zubaukriterium der regionale Wärmebedarf ausschlaggebend ist.

Insgesamt sind entsprechend der angehängten Kraftwerksliste zum Stichtag 23.03.2018 in Deutschland 56,7 GW KWK-fähige Kraftwerke installiert. Davon handelt es sich bei 52,2 GW um KWK-fähige Kraftwerke mit einer elektrischen Leistung  $\geq 10$  MW und bei 4,5 GW um KWK-fähige Kleinkraftwerke, die eine installierte Leistung  $< 10$  MW aufweisen. Aufgrund des hohen Anteils bereits gegenwärtig installierter KWK-fähiger Kraftwerke sowie der oben erläuterten Annahmen zur Berücksichtigung des Zubaus KWK-fähiger Kraftwerke kommt der KWK-Erzeugung in den Szenarien eine große Bedeutung zu.

In Tabelle 5 sind die installierten Leistungen KWK-fähiger Kraftwerke je Energieträger in den einzelnen Szenarien abgebildet. Insgesamt sind im Szenario A 2030 49,6 GW KWK-fähige Kraftwerke angenommen. In Szenario B 2030 beträgt die installierte Leistung KWK-fähiger Kraftwerke 46,1 GW und in Szenario C 2030 sind 42,4 GW KWK-fähige Kraftwerke vorhanden. Im Zwischenszenario B 2025 sind 46,4 GW KWK-fähige Kraftwerke vorhanden und im Langfristszenario B 2035 45,9 GW.

Energieträger [GW]	2017	A 2030	B 2030	C 2030	B 2025	B 2035
Braunkohle	13,2	5,7	5,6	5,3	5,7	5,3
Steinkohle	18,3	11,2	8,3	6,7	11,2	6,7
Mineralöl	1,7	0,9	0,9	0,8	0,9	0,8
Erdgas	19,0	27,4	26,9	25,2	24,2	28,7
Sonstige Energieträger	1,2	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1
Kuppelprodukte der Stahl- und Kokserzeugung	1,8	1,8	1,8	1,8	1,8	1,8
Abfall	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5
<b>Summe</b>	<b>56,7</b>	<b>49,6</b>	<b>46,1</b>	<b>42,4</b>	<b>46,4</b>	<b>45,9</b>

Tabelle 5: Installierte Leistung KWK-fähiger Kraftwerke nach Energieträgern

Die angenommene KWK-Leistung verteilt sich in den Szenarien unterschiedlich auf die Leistungsklassen der Kraftwerke. Tabelle 6 veranschaulicht die Beiträge der verschiedenen Leistungsklassen zur KWK-Erzeugung in den einzelnen Szenarien.

Leistungsklasse [GW]	2017	A 2030	B 2030	C 2030	B 2025	B 2035
<10	4,5	8,8	8,8	8,9	7,3	10,3
10 $\geq$ x<100	11,0	11,9	11,6	10,6	11,7	11,5
100 $\geq$ x<1000	41,2	27,8	24,6	21,8	26,3	23,0
$\geq$ 1000	0,0	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1
<b>Summe</b>	<b>56,7</b>	<b>49,6</b>	<b>46,1</b>	<b>42,4</b>	<b>46,4</b>	<b>45,9</b>

Tabelle 6: Installierte Leistung KWK-fähiger Kraftwerke nach Leistungsklassen

### 3.3.4 Verbrauchsnahe Erzeugung

Sehr viele Konsultationsteilnehmer fordern, nur Szenarien zu untersuchen, bei denen der Netzausbaubedarf mittels dezentraler Stromerzeugung minimiert werde. In diesem Zusammenhang wird häufig ein „zellulärer“ Ansatz propagiert, nach dem sich Angebot und Nachfrage nach Strom innerhalb eines lokal eingeschränkten Gebiets vollständig ausgleichen.

Die Bundesnetzagentur hat bereits in den letzten Genehmigungen des Szenariorahmens die in mehreren Studien angeblich propagierte Aussage des Vorzugs der ausschließlichen dezentralen Energieerzeugung mehrfach als zukünftig unwahrscheinliche Entwicklung beurteilt (siehe Szenariorahmen 2025, Entscheidung vom 19.12.2014, S. 74 f., Szenariorahmen 2017-2030, Entscheidung vom 30.06.2016, S. 97 ff.). Die Studie „*Impacts of restricted transmission grid expansion in a 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. Ferner erfordere eine verbrauchsnahe Erzeugung eine gezielte politische Steuerung der Standortentscheidung von Kraftwerkbetreibern, die dem gegenwärtig auf Marktsignalen basierten Ansatz diametral entgegensteht. Die Studie „*Der Zelluläre Ansatz – Grundlage einer erfolgreichen, regionenübergreifenden Energiewende*“ von der **Energietechnischen Gesellschaft im VDE (ETG)** untersuchte ebenfalls nicht, wie das bestehende Energiesystem durch Aus- und Zubau für die zukünftigen Aufgaben zu ertüchtigen sei, sondern vielmehr, einen absehbaren Energiebedarf mit einem neuen Energiesystem (sog. „Grüne-Wiese-Ansatz“) zu decken. Die Studie unterstellte dabei eine massive Reduktion des Endenergiebedarfs (von 2400 TWh auf 1335 TWh) in Verbindung mit einem massiven Anstieg des Strombedarfs mit bis zu 800 TWh. Die erforderliche installierte Leistung an Erneuerbaren Energien zur Deckung wurde mit bis 516 GW beziffert.

Die Bundesnetzagentur stellt fest, dass zum Themenkomplex „Dezentralität und Netzausbau“ eine Vielzahl von Studien unterschiedlichster Prämissen, Zielstellungen und Modellierungsansätzen existiert. Da diese Vielfalt ohne einheitlichen Bewertungsrahmen eine sachliche Diskussion erschwert, geht die Bundesnetzagentur gesondert auf die Meta-Studie „*Dezentralität, Regionalität und Stromnetze*“ des **Öko-Institutes** im Auftrag der „Renewable Grids Initiative (RGI)“ ein, die zehn existierende Publikationen (Publikationsliste siehe Anlage 3) mit insgesamt 28 Szenarien sowohl qualitativ als auch quantitativ auf den Begriff Dezentralität analysiert und vergleicht.

Zunächst untersucht die Metastudie, was Dezentralität im allgemeinen Sprachgebrauch der einzelnen Studien bedeutet. Die Metastudie arbeitet letztlich nachfolgendes Spektrum heraus.

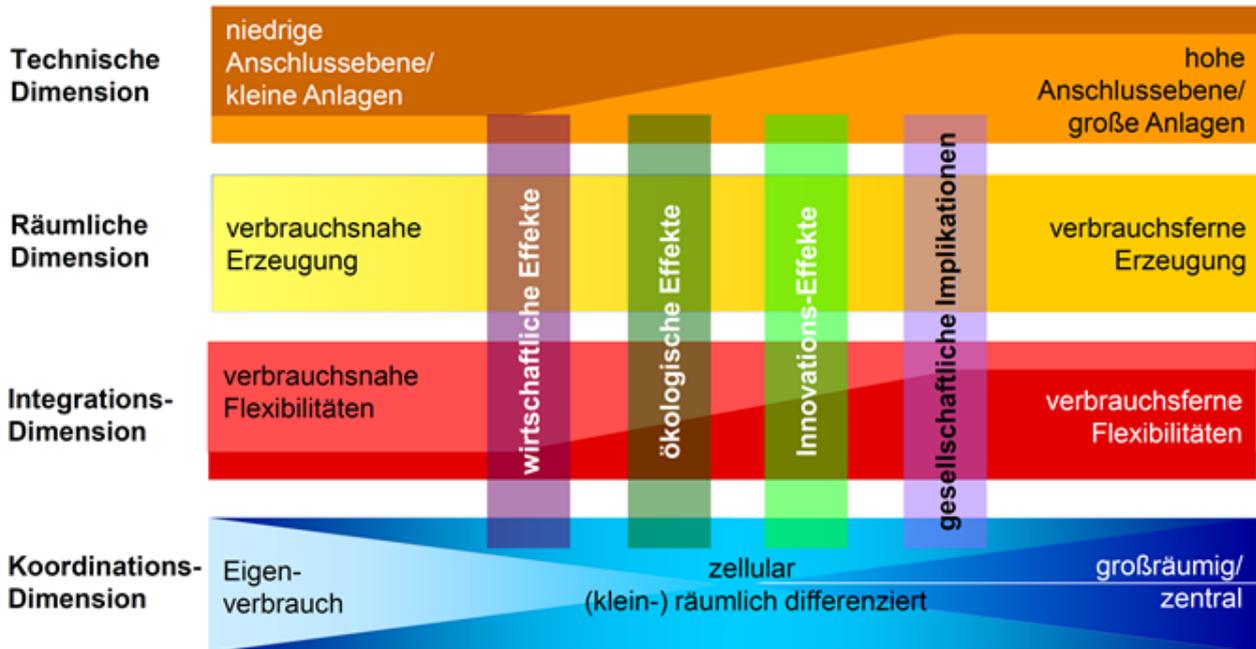


Abbildung 3: Die unterschiedlichen Dimensionen von Dezentralität und Zentralität (Quelle: Öko-Institut)

Dabei kommt die Metastudie zu drei zentralen Aussagen:

- Das zukünftige Stromsystem wird sowohl dezentrale als auch zentrale Elemente enthalten müssen, womit eine Verbindung dieser Elemente unumgänglich ist.
- Notwendige Voraussetzungen für die Umgestaltung des Systems sind technische Machbarkeit, ökonomische Tragfähigkeit, Erreichung ökologischer Ziele, Passfähigkeit zum geltenden regulativen Rahmen, Akzeptanz.
- Die Abwägung aller Aspekte soll in transparenten und fairen politischen Prozessen erfolgen.

Wichtigstes Bewertungs- bzw. Vergleichskriterium ist letztlich die Darstellung der Potenzialausnutzung der EE-Erzeugung, sowie des Verbrauchs unter Berücksichtigung nicht nur technisch-ökonomischer Faktoren, sondern insbesondere auch von Implikationen akzeptanzzeitiger Flächenpotenzialbegrenzungen. Dabei wird festgestellt, dass

- sich der Verbrauch großräumig auf Industrieregionen und Ballungsräume konzentriert
- sich das Potenzial für PV auf Süddeutschland sowie Ballungsräume mit hohem Dachflächenanteil verteilt
- das Potenzial für Windkrafterzeugung im Norden sowie in mitteldeutschen Landkreisen am größten ist

Die wesentlichen Schlussfolgerungen der Metastudie hinsichtlich der Implikationen von Dezentralität auf den Netzausbau lassen sich wie folgt zusammenfassen:

- Selbst bei Betrachtung von lediglich theoretisch verfügbaren EE-Erzeugungspotenzialen und der Unterstellung von perfekten Speichermöglichkeiten ist eine rein regional begrenzte Strombilanzierung nicht möglich. Dies ist auf höheren Aggregationsebenen erkennbar. So müsste selbst bei sehr großen Zuschnitten ein signifikanter überregionaler Stromaustausch stattfinden. Gerade bei kleinräumiger, zellulärer Aggregation kommt dem Stromaustauschbedarf sogar eine noch größere Rolle zu.

- Rein zellulare Konzepte auf Landkreisebene lassen sich ohne Nutzung von Netzinfrastruktur nur durch eine sehr breite Nutzung von anderen Flexibilitätsoptionen umsetzen, welche wiederum höhere Kosten und Emissionen (Gaskraftwerke) sowie zusätzliche Landinanspruchnahme mit sich bringen.
- Alle Szenarien, die einen geringeren Netzausbau als Ergebnis haben, zeichnen sich durch einen besonders starken Ausbau der Onshore-Windenergie im Süden aus (teilweise das Sechsfache der im NEP 2017-2030 angenommenen Wind Onshore Werte).

Bedeutsam bleibt also 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 ausreichende Akzeptanz für eine vollständige dezentrale EE-Erzeugung.

### 3.4 Sektorenkopplung

Die Sektorenkopplung beschreibt einen Prozess, der die drei großen Sektoren, Strom, Wärme und Verkehr zukünftig immer stärker miteinander verknüpfen wird. In allen drei Sektoren wird Energie eingesetzt, um das Bedürfnis der Verbraucher nach elektrischer Energie, Wärme oder Mobilität zu befriedigen. Diese Energie wurde in der Vergangenheit durch die Verbrennung fossiler Brennstoffe – meist in Form von Kohle, Gas, Öl, Benzin oder Diesel – bereitgestellt, womit stets die Emission von CO<sub>2</sub> verbunden war.

In den letzten Jahren ermöglichte die stetige Integration der Erneuerbaren Energien in den Energiesektor die Möglichkeit einer CO<sub>2</sub>-freieren Energiegewinnung. Bei Betrachtung der Anteile, die die Erneuerbaren Energien am Primärverbrauch haben, wird jedoch deutlich, dass die Versorgung der einzelnen Sektoren aus erneuerbaren Energiequellen unterschiedlich stark erfolgt. Während der Anteil der Erneuerbaren Energien im Stromsektor etwa 36,2 % erreicht, liegt der Anteil im Wärmesektor bei ca. 13 % und im Verkehrssektor bei ca. 5 %. Dabei gilt es zu beachten, dass der Wärmesektor mit etwa 1.430 TWh in 2017 den größten Energiebedarf aufwies, gefolgt vom Verkehrssektor mit etwa 749 TWh und dem Stromsektor mit etwa 588 TWh.

Der Stromsektor weist den höchsten Anteil an Erneuerbaren Energien auf, da erneuerbare Energiequellen – ob Windkraftanlagen, PV-Anlagen, Wasserkraftwerke oder Biomasseanlagen – in aller Regel direkt elektrische Energie liefern. Zur Deckung des Wärme – oder Mobilitätsbedarfs direkt aus Erneuerbaren Energien müssen Solarthermie, Biogas oder andere biologische Kraftstoffe, wie Biodiesel, Pflanzenöl, Bioethanol oder Biomechan genutzt werden. Wird hingegen ein Elektroauto genutzt oder die Wärme mit einer Wärmepumpe erzeugt, kann dies nur mit Strom erfolgen, weshalb deren elektrische Verbräuche im Stromsektor bilanziert werden.

Auch die indirekte Nutzung des Stroms ist möglich. So kann mit Hilfe von Strom mittels Elektrolyse Wasserstoff hergestellt werden, der als wichtiger Grundstoff für die Industrie bisher aus Erdgas gewonnen wird. In einem weiteren Prozessschritt kann dieser Wasserstoff methanisiert werden, wodurch er als synthetisches Gas genutzt werden kann. Auch die Produktion von anderen synthetischen Treibstoffen ist mit Hilfe von Strom

möglich. Diese Produkte können dann in allen drei Sektoren genutzt werden, wobei der Grundstoff „Strom“ im Energiesektor erzeugt wird.

Die oben dargestellten Prozesse werden als Sektorenkopplung bezeichnet. In Anbetracht der Gesamtverbrauchsdaten der einzelnen Sektoren wird deutlich, dass ohne die Sektorenkopplung die von der Bundesregierung als Ziel formulierte Dekarbonisierung in allen Sektoren kaum umzusetzen ist. Es wird nicht ausreichen, wenn unter dem Begriff der Sektorenkopplung lediglich die Nutzung von vergleichsweise selten verfügbarem „Überschussstrom“ zur Speicherung oder Elektrolyse als Alternative zur Abregelung Erneuerbarer Energien verstanden wird. Es ist auch nicht ausreichend, wenn die Sektoren Wärme und Verkehr nur bei günstigen Strompreisen gekoppelt werden und bei ungünstigen Preisen oder Netzengpässen auf eine fossile Alternative gesetzt wird. Wenn das Ziel einer nahezu vollständigen Dekarbonisierung erreicht werden soll, muss der Stromsektor dazu in der Lage sein, die Bedürfnisse von Wärmekunden, der Transportbranche und der Industrie zu befriedigen und sich nach deren Bedürfnissen und Prioritäten zu richten. Innovationen im Bereich der neuen Stromanwendungen können hier bei der Flexibilisierung der Bedürfnisse helfen. Prinzipiell entbindet dies den Stromsektor jedoch nicht davon, sich am Verhalten seiner neuen (Wärme- und Mobilitäts-) Kunden auszurichten.

Die Bundesnetzagentur redet damit nicht einer All-Electric-Society Zukunft das Wort. Ob der Wärmesektor, der Verkehrssektor und die industrielle Produktion ihre CO<sub>2</sub>-Reduzierungen zukünftig ausschließlich durch eine Umstellung auf den Primärenergieträger Strom erreichen, kann hier offen bleiben. Diese Frage stellt sich in dem vorliegenden Szenariorahmen für das Jahr 2030 und einem EE-Anteil von 65 % am Bruttostromverbrauch noch nicht. Entscheidungserheblich ist hier allein die Feststellung, dass es die hohe Wahrscheinlichkeit einer vermehrten Nutzung des Energieträgers Strom gibt und diese Nutzung sich wie in allen am Markt orientierten Wirtschaftszweigen primär an den Anforderungen der anderen Sektoren orientieren wird.

Die Technologien, um das Vorhaben Sektorenkopplung umzusetzen, sind in weiten Bereichen bereits vorhanden. Die Bundesregierung hat daher in jüngster Zeit – zuletzt im Koalitionsvertrag vom 12.03.2018 – die Sektorenkopplung als gesellschaftliches Ziel formuliert. Es ist daher davon auszugehen, dass die Technologien der Sektorenkopplung zukünftig noch stärker in den Fokus der politischen Debatte geraten werden.

Da die Geschwindigkeit der zukünftigen Umsetzung der Sektorenkopplung ungewiss ist, sieht der Szenariorahmen unterschiedliche schnelle Entwicklungen in den einzelnen Szenarien voraus. Dies äußert sich insbesondere in der unterschiedlich starken Durchdringung des Energiemarktes mit innovativen Technologien der Sektorenkopplung. Die verschiedenen Entwicklungspfade und die sich daraus für das Stromnetz ergebenden neuen Herausforderungen bezüglich benötigter Leistung und Jahresenergie der einzelnen Sektoren, werden in eigenen Kapiteln beschrieben: Elektrofahrzeuge und Wärmepumpen in Kapitel II B 3.4.1, Power-to-Heat in Kapitel II B 3.4.2 und Power-to-Gas in Kapitel II B 3.4.3.

### **3.4.1 Elektrofahrzeuge und Wärmepumpen**

Bezüglich der Anzahl der zukünftigen Elektrofahrzeuge, wurden die Vorschläge der Übertragungsnetzbetreiber aus dem Entwurf zum Szenariorahmen in der Konsultation diskutiert und von den Teilnehmern als zu ambitioniert, realistisch und als zu gering eingeschätzt. Die Bundesnetzagentur hält die Annahmen der Übertragungsnetzbetreiber für realistisch und passt ihre Prognosen aus dem letzten Szenariorahmen 2017-2030 im Hinblick auf die 10 Mio. Elektrofahrzeugen nach oben an. Die Bundesnetzagentur geht davon aus, dass in der Zukunft die Präferenz der Autofahrer für neue Technologien und das energie- und klimapolitische Bewusst-

sein weiter steigt. Des Weiteren wird eine noch stärkere Kostendegression der Batteriespeicher von Elektrofahrzeugen unterstellt. Im Rahmen neuer Mobilitätskonzepte können auch Hybrid-Oberleitungs-Lkw eine Möglichkeit darstellen, die Energieeinspar- und Klimaschutzziele der Bundesregierung zu erreichen. 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. Als durchschnittliche Ladeleistung wird ein Wert von 3,7 kW je PKW angenommen. Unter diesen Annahmen ergeben sich die in Tabelle 7 dargestellten Werte.

<b>Elektromobilität</b>	<b>A 2030</b>	<b>B 2030</b>	<b>C 2030</b>	<b>B 2025</b>	<b>B 2035</b>
Anzahl	1,0 Mio.	6,0 Mio.	10,0 Mio.	2,0 Mio.	8,0 Mio.
Ladeleistung	3,7 GW	22,2 GW	37,0 GW	7,4 GW	29,6 GW
Jahresverbrauch	2,5 TWh	15,0 TWh	25,0 TWh	5,0 TWh	20,0 TWh

Tabelle 7: Anzahl, Ladeleistung und Jahresverbrauch der Elektromobilität in den einzelnen Szenarien

Ähnlich wie bei der prognostizierten Anzahl an Elektrofahrzeugen, gehen auch die Meinungen der Konsultationsteilnehmer zu den Vorschlägen der Übertragungsnetzbetreiber hinsichtlich der prognostizierten Anzahl an Wärmepumpen auseinander. Diese wurden von zu pessimistisch, über realistisch, bis als zu optimistisch bewertet. Die Annahmen der Übertragungsnetzbetreiber sind, mit Ausnahme des Szenario B 2030, optimistischer als die Annahmen des letzten Szenariorahmens 2017-2030 und gehen von einem leicht erhöhten Wärmepumpenbestand in den Szenarien aus. Die Bundesnetzagentur hält die im letzten Prozess getroffenen Annahmen immer noch für ausreichend ambitioniert und sieht daher von einer weiteren Erhöhung des Bestandes ab. Für das neu hinzugekommene Szenario B 2025 wird von einem weitestgehend linearen Anstieg des Bestandes an Wärmepumpen bis zum Szenario B 2030 ausgegangen.

Zur Abschätzung des Jahresverbrauchs der Wärmepumpen wird ein durchschnittlicher Jahresverbrauch von 7.000 kWh je Wärmepumpe zu Grunde gelegt. Als durchschnittliche Leistung wird ein Wert von 5,2 kW angenommen. Unter diesen Annahmen ergeben sich die in Tabelle 8 dargestellten Werte.

<b>Wärmepumpen</b>	<b>A 2030</b>	<b>B 2030</b>	<b>C 2030</b>	<b>B 2025</b>	<b>B 2035</b>
Anzahl	1,1 Mio.	2,6 Mio.	4,1 Mio.	1,7 Mio.	2,9 Mio.
Leistung	5,7 GW	13,5 GW	21,3 GW	8,8 GW	15,1 GW
Jahresverbrauch	7,7 TWh	18,2 TWh	28,7 TWh	11,9 TWh	20,3 TWh

Tabelle 8: Anzahl, Leistung und Jahresverbrauch von Wärmepumpen in den einzelnen Szenarien

### 3.4.2 Power-to-Heat bei großtechnischen Wärmeprozessen

Im aktuellen Entwurf des Szenariorahmens werden erstmals Annahmen zur Elektrifizierung großtechnischer Wärmeprozesse getroffen. Unter großtechnischen Wärmeprozessen werden sowohl industrielle und gewerbliche Anwendungen, z. B. bei industriellen Fertigungsprozessen, als auch großtechnische Anwendungen im Bereich der Fernwärmeproduktion, z. B. durch innovative KWK-Systeme verstanden (vgl. II B 3.3.3)

. Bisher mit fossilen Brennstoffen befeuerte Anlagen zur Wärmegewinnung für industrielle Fertigungsprozess werden zukünftig durch klassische Tauchsieder oder innovative Technologien wie Großwärmepumpen mit thermischer Energie versorgt werden. Z. B. kann die im Rahmen eines Fertigungsprozesses anfallende Ab-

wärme durch den Einsatz einer Wärmepumpe wieder auf Prozesstemperatur „hochgepumpt“ werden. Innovative KWK-Systeme verfügen über integrierte Power-to-Heat Technologien, z. B. Tauchsieder, Wärmepumpen oder Solarthermie-Anlagen. Um flexible auf die Signale des Strommarktes reagieren zu können, verfügen sie über die Möglichkeit ihre Wärmeproduktion mit elektrischer Energie zu betreiben. Unter den Bereich der großtechnischen Wärmeprozesse fallen zum Großteil jene Anlagen, die im Rahmen des „Nutzen-statt-Abregeln“ (NSA-Anlagen) genutzt werden. Ekeltische Energie, die z. B. durch die Spitzenkappung der elektrischen Erzeugung abgeregelt würde, kann für genannte großtechnische Wärmeprozesse genutzt werden.

Im Rahmen der Konsultation wurde von zahlreichen Konsultationsteilnehmern die Berücksichtigung signifikanter Power-to-Heat Anwendungen gefordert. Auch wurde darauf hingewiesen, dass die durch Spitzenkappung abgeregelte Energie besser im Wärmemarkt genutzt werden sollte. Die Bundesnetzagentur hat bei der Genehmigung des Szenariorahmens 2019-2030 beide Aspekte berücksichtigt, was in Tabelle 9 deutlich wird.

<b>Power-to-Heat</b>	<b>A 2030</b>	<b>B 2030</b>	<b>C 2030</b>	<b>B 2025</b>	<b>B 2035</b>
Leistung	2,5 GW	9,1 GW	16,1 GW	5,8 GW	12,6 GW
Jahresverbrauch	2,5 TWh	9,1 TWh	19,2 TWh	5,8 TWh	12,6 TWh

Tabelle 9: Leistung und Jahresverbrauch von Power-to-Heat-Anlagen in den einzelnen Szenarien

Dem Vorschlag der Übertragungsnetzbetreiber, die Power-to-Heat-Anlagen strompreisgetrieben einzusetzen und als Opportunität vereinfacht den Wärmepreis anzusetzen, der sich beim Betrieb eines erdgasbefeuerten Heizkessels ergäbe, wird seitens der Bundesnetzagentur entsprochen.

### 3.4.3 Power-to-Gas

Die Bundesnetzagentur und zahlreiche Konsultationsteilnehmer begrüßen, dass die Übertragungsnetzbetreiber erstmals in ihrem Entwurf zum Szenariorahmen Annahmen zur Höhe der installierten Leistung von Power-to-Gas Anlagen, deren Einsatzzwecken und der räumlichen Verteilung treffen. Bezüglich der prognostizierten Annahmen gehen die Meinungen der Konsultationsteilnehmer allerdings auseinander. Die Bundesnetzagentur hat sich dazu entschlossen, bei den installierten Kapazitäten von Power-to-Gas Anlagen die von den Übertragungsnetzbetreibern vorgeschlagene Werte und die Aufteilungen zwischen Power-to-Wasserstoff und Power-to-Methan zu übernehmen. Der vorgeschlagenen Fahrweise von Power-to-Wasserstoff Anlagen folgt die Bundesnetzagentur nicht, sondern gibt vor, dass diese Anlagen hauptsächlich dazu dienen sollen, den CO<sub>2</sub>-Ausstoß der Industrie zu reduzieren. Die Power-to-Wasserstoff Anlagen laufen also nur dann, wenn viel Strom aus Erneuerbare Energien verfügbar ist und damit der Wasserstoff vollständig CO<sub>2</sub>-neutral erzeugt werden kann. Des Weiteren ist der Strompreis bei hoher Einspeisung aus Erneuerbaren Energien tendenziell niedriger, wodurch die Wirtschaftlichkeit erhöht werden kann. Das hat zur Folge, dass bei höheren installierten Power-to-Wasserstoff-Kapazitäten die Volllaststunden rückläufig sind (vgl. Tabelle 10). Power-to-Methan Anlagen werden hingegen unter rein ökonomischen Gesichtspunkten betrieben. Das bedeutet, dass Power-to-Methan Anlagen nur dann Methan erzeugen und ggf. ins Erdgasnetz einspeisen, wenn die Produktionskosten unter dem Marktpreis von konventionellem Erdgas liegen. Bezüglich der Regionalisierung der Power-to-Gas Anlagen folgt die Bundesnetzagentur dem Vorschlag der Übertragungsnetzbetreiber. In Tabelle 10 sind die installierten Leistungen und die jährlichen Strombedarfsmengen aufgelistet.

<b>Power-to-Methan</b>	<b>A 2030</b>	<b>B 2030</b>	<b>C 2030</b>	<b>B 2025</b>	<b>B 2035</b>
Leistung	0,2 GW	0,4 GW	0,6 GW	0,1 GW	0,6 GW
Jahresverbrauch	0,4 TWh	0,8 TWh	1,2 TWh	0,2 TWh	1,2 TWh
<b>Power-to-Wasserstoff</b>	<b>A 2030</b>	<b>B 2030</b>	<b>C 2030</b>	<b>B 2025</b>	<b>B 2035</b>
Leistung	0,8 GW	1,6 GW	2,4 GW	0,4 GW	2,4 GW
Jahresverbrauch	4,6 TWh	6,2 TWh	7,8 TWh	2,0 TWh	8,4 TWh

Tabelle 10: Leistung und Jahresverbrauch von Power-to-Gas-Anlagen in den einzelnen Szenarien

### 3.5 Flexibilitätsoptionen und Speicher

Im letzten Szenariorahmen zum NEP 2017-2030 wurde erstmalig das Lastmanagement als weitere Flexibilitätsoption berücksichtigt. Dies wurde von sämtlichen Stakeholdern begrüßt und findet auch im Szenariorahmen 2019-2030 wieder Anwendung. Es werden dabei zwei Arten von Lastmanagement unterschieden. Zum einen die Lastabschaltung und zum anderen die Lastverlagerung. Bei der Lastabschaltung wird eine dafür geeignete Last temporär gekappt, zu einem späteren Zeitpunkt aber 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, so dass die Höhe des Jahresstromverbrauchs konstant bleibt.

Für das Lastmanagement sind generell klassische und neue Stromanwendungen, die sich durch die Sektorenkopplung ergeben, 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 Gewerbe/Handel/Dienstleistung Sektors betrachtet. Die im Entwurf zum Szenariorahmen genannten Lastverlagerungspotentiale im Haushaltssektor schätzt die Bundesnetzagentur zwar für theoretisch möglich ein, ist aber im Einklang mit vielen Konsultationsteilnehmern der Auffassung, dass dieses Potential aufgrund fehlender Infrastruktur und mangelnder ökonomischer Anreize in den Zieljahren 2030/2035 noch nicht abgerufen wird. Daher finden die Lastverlagerungspotentiale im Haushaltssektor keine Berücksichtigung.

Neben der Verringerung des CO<sub>2</sub>-Ausstoßes, eröffnet die Sektorenkopplung dem Stromsektor zudem neue Flexibilitätsoptionen. Daher wird in den Szenarien nicht nur eine unterschiedlich starke Durchdringung mit den einzelnen Technologien unterstellt. Es wird auch die technische Innovation, unter dem Aspekt des Lastmanagements der neuen Stromanwendungen, differenziert. So macht es einen großen Unterschied für die Belastung der Stromnetze, ob ein Großteil der Elektrofahrzeuge gleichzeitig geladen wird oder ob es möglich ist, den Ladevorgang der Fahrzeuge auf mehrere Stunden zu verteilen und damit die Gleichzeitigkeit der Stromentnahme zu verringern. Auch Wärmepumpen können in einem gewissen Bereich mit Hilfe von Wärmespeichern den Strombedarf von der Wärmebereitstellung entkoppeln und einer starken momentanen Belastung des Netzes entgegenwirken.

Die Übertragungsnetzbetreiber sind verpflichtet sämtliche Potenziale der soeben genannten Flexibilitätsoptionen im Sinne eines minimalen Netzausbaubedarfs vollständig auszunutzen.

### 3.5.1 Klassische Stromanwendungen

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 Leistungen gemäß Tabelle 11 zu verwenden. Die angegebenen Werte stellen Maximalwerte dar, die bei der Modellierung höchstmöglich genutzt werden sollen.

<b>Lastmanagement in Industrie und GHD</b>	<b>A 2030</b>	<b>B 2030</b>	<b>C 2030</b>	<b>B 2025</b>	<b>B 2035</b>
Leistung	2,0 GW	4,0 GW	6,0 GW	3,0 GW	5,0 GW

Tabelle 11: Leistung des Lastmanagements klassischer Stromanwendungen in den Szenarien

Die Energiemengen, die sich durch Lastabschaltung und Lastverschiebung ergeben, sind Ergebnis der Marktmodellierung.

### 3.5.2 Neue Stromanwendungen

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. Das Lastverlagerungspotenzial von Elektrofahrzeugen steht im Jahres- und im Wochenverlauf kontinuierlich zur Verfügung. Wärmepumpen können ebenfalls im Rahmen des Lastmanagements berücksichtigt werden, da die zum Heizen benötigte Energie eine zusätzliche Last darstellt. Im Gegensatz zur Elektromobilität, deren Lastverlagerungspotenzial ohne zusätzliche Hardware vollumfänglich genutzt werden kann, benötigen Wärmepumpen einen zusätzlichen Wärmespeicher, um das Potenzial in großem Umfang nutzen zu können. Darüber hinaus gibt es bei der Nutzung der Potenziale saisonale Beschränkungen. Im Sommer ist eine Lastverschiebung aufgrund der kaum vorhandenen Last nicht sinnvoll. Im Winter hingegen an sehr kalten Tagen ist nur eine geringe Lastverschiebung möglich, da die Wärmepumpen ununterbrochen in Betrieb sein müssen, um die Wärmelast zu decken. Aus diesen Gründen kann das größte Lastverschiebungspotenzial von Wärmepumpen hauptsächlich in den Übergangsjahreszeiten genutzt werden. 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 Lastmodell 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 Preissignale ergibt. Hierzu wird für Deutschland ein 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 Elektromobili-

tät und Wärmepumpen für den gesamten Jahresverlauf. Aus der Gegenüberstellung des ursprünglichen, ungesteuerten Lastverlaufs mit dem optimierten Lastverlauf können die Lastverlagerungspotenziale abgeleitet werden.

Die für Elektrofahrzeuge in Tabelle 7 (Kapitel II B 3.4.1) dargestellten Werte stellen die Maximalwerte dar, die bei der Modellierung, unter Berücksichtigung eines Gleichzeitigkeitsfaktors und einem Anteil von lastmanagementfähigen Fahrzeugen zwischen 25 und 75 % höchstmöglich genutzt werden sollen.

Das gleiche gilt für die in Tabelle 8 (Kapitel II B 3.4.1) dargestellten Werte für Wärmepumpen. Auch sie stellen Maximalwerte dar, die bei der Modellierung, unter Berücksichtigung eines Gleichzeitigkeitsfaktors und einem Anteil von lastmanagementfähigen Wärmepumpen zwischen 25 und 75 %, höchstmöglich genutzt werden sollen.

Power-to-Heat-Anlagen können - wie Wärmepumpen - durch einen Wärmespeicher flexibilisiert werden oder - unter der Annahme, dass sie an ein Wärmenetz angeschlossen sind - durch eine Erhöhung der Vorlauf-temperatur das Potenzial der Flexibilisierung nutzen. Unter der in Kapitel II B 3.3.3 beschriebenen ökonomischen Betriebsweise der Power-to-Heat-Anlagen durch den Anlagenbetreiber stellen die in Tabelle 9 (Kapitel II B 3.4.2) nur theoretische Maxima dar, die im Zuge der Modellierung höchstmöglich anzusetzen sind.

Das Gleiche gilt auch für Power-to-Gas-Anlagen, die zum einen in Abhängigkeit der EE-Einspeisung (Power-to-Wasserstoff) und zum anderen nach ökonomischen Gesichtspunkten (Power-to-Methan) betrieben werden. Auch hier stellen die in Tabelle 10 (Kapitel II B 3.4.3) nur theoretische Maxima dar, die im Zuge der Modellierung höchstmöglich anzusetzen sind.

### 3.5.3 Speicher

Die Bundesnetzagentur begrüßt, dass die Übertragungsnetzbetreiber im Vergleich zum letzten Prozess die Annahmen zu PV-Speichern noch detaillierter konkretisiert haben. Dies wurde auch von den Konsultationsteilnehmern positiv wahrgenommen. Bezüglich der Höhe der installierten Leistungen hatte die Bundesnetzagentur in ihrem Begleitdokument zur Konsultation statt der prognostizierten Annahmen der Übertragungsnetzbetreiber die Annahmen des Bundesverbands Energiespeicher vorgeschlagen. Diese höheren Werte wurden von den meisten Konsultationsteilnehmern als realistischer begrüßt. Es wurden aber auch mehrfach noch höhere Werte gefordert. Die Bundesnetzagentur folgt in den Szenarien B 2030 und C 2030 der Systematik des PV-Speicherzubaues des Bundesverbands Energiespeicher, passt allerdings die Werte nach oben an, da aufgrund des 65%-EE Ziels des Koalitionsvertrages vom 12.303.2018 mittlerweile ein deutlich höherer PV-Zubau angenommen werden muss, als den Prognosen des Bundesverbands Energiespeicher zugrunde lag. In Szenario A 2030 wird von einem Wegfall der Eigenstromprivilegierung und folglich von deutlich niedrigeren PV-Speicher Zubauraten ausgegangen. Darüber hinaus übernimmt die Bundesnetzagentur für die Szenarien B 2030 und C 2030 die Annahmen des Bundesverbands Energiespeicher bzgl. der installierten Leistungen von Großbatteriespeichern. Diese agieren zum einen am Regelleistungsmarkt und werden auch in neuen Geschäftsfeldern wie bspw. der Direktvermarktung von PV- und Wind-Strom eingesetzt. In Szenario A 2030 wird aufgrund des begrenzten Regelleistungsmarkts und einer Zurückhaltung der Investoren in neue Geschäftsfelder von einem geringeren Zuwachs an Großbatteriespeichern ausgegangen. In Tabelle 12 sind die Anzahl und die Kapazitäten und Leistungen von Batteriespeichern dargestellt.

Batteriespeicher		2017	A 2030	B 2030	C 2030	B 2025	B 2035
Kleiner 30 kW (private PV-Speicher)	Anzahl	86.000	300.000	1.100.000	1.400.000	600.000	1.700.000
	Kapazität	0,6 GWh (Ø 6,8 kWh)	2,1 GWh (Ø 7,0 kWh)	7,7 GWh (Ø 7,0 kWh)	9,8 GWh (Ø 7,0 kWh)	4,2 GWh (Ø 7,0 kWh)	11,9 GWh (Ø 7,0 kWh)
	Leistung	0,3 GW (Ø 3,0 kW)	2,1 GW (Ø 7 kW)	7,7 GW (Ø 7 kW)	9,8 GW (Ø 7 kW)	3,0GW (Ø 5 kW)	11,9 GW (Ø 7 kW)
30 bis 150 kW (gewerbliche Anwendungen)	Anzahl	600	2.000	7.000	8.000	5.000	9.000
	Kapazität	18 MWh (Ø 30 kWh)	150 MWh (Ø 70 kWh)	490 MWh (Ø 70 kWh)	560 MWh (Ø 70 kWh)	350 MWh (Ø 70 kWh)	630 MWh (Ø 70 kWh)
	Leistung	24 MW (Ø 40 kW)	80 MW (Ø 40 kW)	280 MW (Ø 40 kW)	320 MW (Ø 40 kW)	200 MW (Ø 40 kW)	360 MW (Ø 40 kW)
Ab 150 kW (Regelleistungsmarkt)	Anzahl	34	250	1.000	1.200	600	1.700
	Kapazität	0,3 GWh (Ø 7,8 MWh)	1,3 GWh (Ø 5 MWh)	5,0 GWh (Ø 5 MWh)	6,0 GWh (Ø 5 MWh)	3,0 GWh (Ø 5 MWh)	8,5 GWh (Ø 5 MWh)
	Leistung	0,1 GW (Ø 4,2 MW)	0,5 GW (Ø 2 MW)	2,0 GW (Ø 2 MW)	2,4 GW (Ø 2 MW)	1,2 GW (Ø 2 MW)	3,4 GW (Ø 2 MW)

Tabelle 12: Anzahl, Kapazität und Leistung von Batteriespeichern in den einzelnen Szenarien

Die Abbildung der PV-Batteriespeicher in der Modellierung erfolgt über eine Anpassung der regionalen Last in Abhängigkeit der PV-Einspeisung. In der Modellierung wird unterstellt, dass die PV-Batteriespeicher ausschließlich zur 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 größtenteils für Ein- und Zweifamilienhäuser wirtschaftlich werden (vgl. Tabelle 12). Daher wird die Verbreitung der PV-Batteriespeicher in allen Szenarien an die PV-Aufdachanlagen gekoppelt. Als Datengrundlage dienen Zahlen zum Gebäudebestand auf Landkreisebene des Statistischen Bundesamts. Die Großbatteriespeicher für den Regelleistungsmarkt sind durch eine geeignete Methode zu modellieren.

## 4 Versorgung, Stromverbrauch, Erzeugung

### 4.1 Nettostromverbrauch

Die Bundesnetzagentur definiert den Nettostromverbrauch als 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 die genauen Einsatzzeiten der Pumpspeicherkraftwerke ergeben sich 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 Übertragungsebene. Sie sind somit keine im Szenariorahmen genehmigte Eingangsgröße, sondern ein Ergebnis der Netzberechnungen auf Übertragungsebene. 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 2017-2030 ermittelt die Bundesnetzagentur den Referenzwert des Nettostromverbrauchs für das Jahr 2016 auf Basis des Monitoringberichts der Bundesnetzagentur. Derzeit liegt als aktuelle Datengrundlage der Monitoringbericht 2017 (Stand 13.12.2017) vor, in dem das Verbrauchsniveau des Jahres 2016 dargestellt wird. Prinzipiell basieren die Parameter der Szenarien auf Referenzwerten des Jahres 2017. Der Nettostromverbrauch ist dabei eine Ausnahme, da dessen Werte für 2030 und 2035 auf Basis des Referenzwertes 2016 ermittelt wird. Dies ist dem Umstand geschuldet, dass der Monitoringbericht 2018, in welchem die Daten zum Stromverbrauchsniveau 2017 veröffentlicht werden, voraussichtlich erst gegen Ende des Jahres 2018 erscheint.

In dem Monitoringbericht 2017 wird für das Jahr 2016 ein Letztverbrauch von 475,6 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 36,9 TWh, die in Netze eingespeist wird, die nicht der allgemeinen Versorgung dienen ( $512,5 \text{ TWh} = 475,6 \text{ TWh} + 36,9 \text{ TWh}$ ). Von diesem Wert muss für die folgende Berechnung des Nettostromverbrauchs noch der in 2016 anfallende Strombedarf von Wärmepumpen in Höhe von 5,5 TWh abgezogen werden, damit es zu keiner bilanziellen Doppelzählung dieses Strombedarfs in den Zieljahren kommt. Der Referenzwert des klassischen Nettostromverbrauchs in 2016 (ohne den Strombedarf von Wärmepumpen) ergibt sich so als Gesamtsumme von 507 TWh ( $507 \text{ TWh} = 512,5 \text{ TWh} - 5,5 \text{ TWh}$ ).

Der für die Übertragungsnetzberechnung relevante Referenzwert des Nettostromverbrauchs inklusive der Verteilnetzverluste in 2016 ergibt sich wie folgt: Zum klassischen Nettostromverbrauch von 507 TWh wird der Strombedarf der Wärmepumpen von 5,5 TWh in 2016 addiert. Zu diesem Wert sind die Verluste im Verteilernetz in 2016 hinzuzurechnen, da für die Übertragungsnetzberechnung die Verluste des Verteilernetzes wie ein normaler Verbraucher wirken. Der Referenzwert des Nettostromverbrauchs inklusive Verteilernetzverluste in 2016 ergibt sich so zu einer Gesamtsumme von 530,1 TWh ( $530,1 \text{ TWh} = 507 \text{ TWh} + 5,5 \text{ TWh} + 17,6 \text{ TWh}$ ).

Abbildung 4 zeigt schematisch die Darstellung von Aufkommen und Verbrauch der elektrischen Energiemenge des Jahres 2016 (Monitoringbericht der Bundesnetzagentur 2017 vom 13.12.2017, S. 35). Die dort auf der Verwendungsseite dargestellte Entnahmemenge von Pumpspeicherkraftwerken von 12,5 TWh und die Übertragungsnetzverluste von 8,4 TWh sind nicht zu berücksichtigen. Der Strombedarf der Wärmepumpen ist im Letztverbrauch enthalten. Da es sich beim Nettostromverbrauch um einen nationalen Wert handelt, bleiben auch die in der Abbildung dargestellten Exporte von 74,5 TWh unberücksichtigt.

## Aufkommen und Verwendung in den deutschen Versorgungsnetzen 2016 in TWh

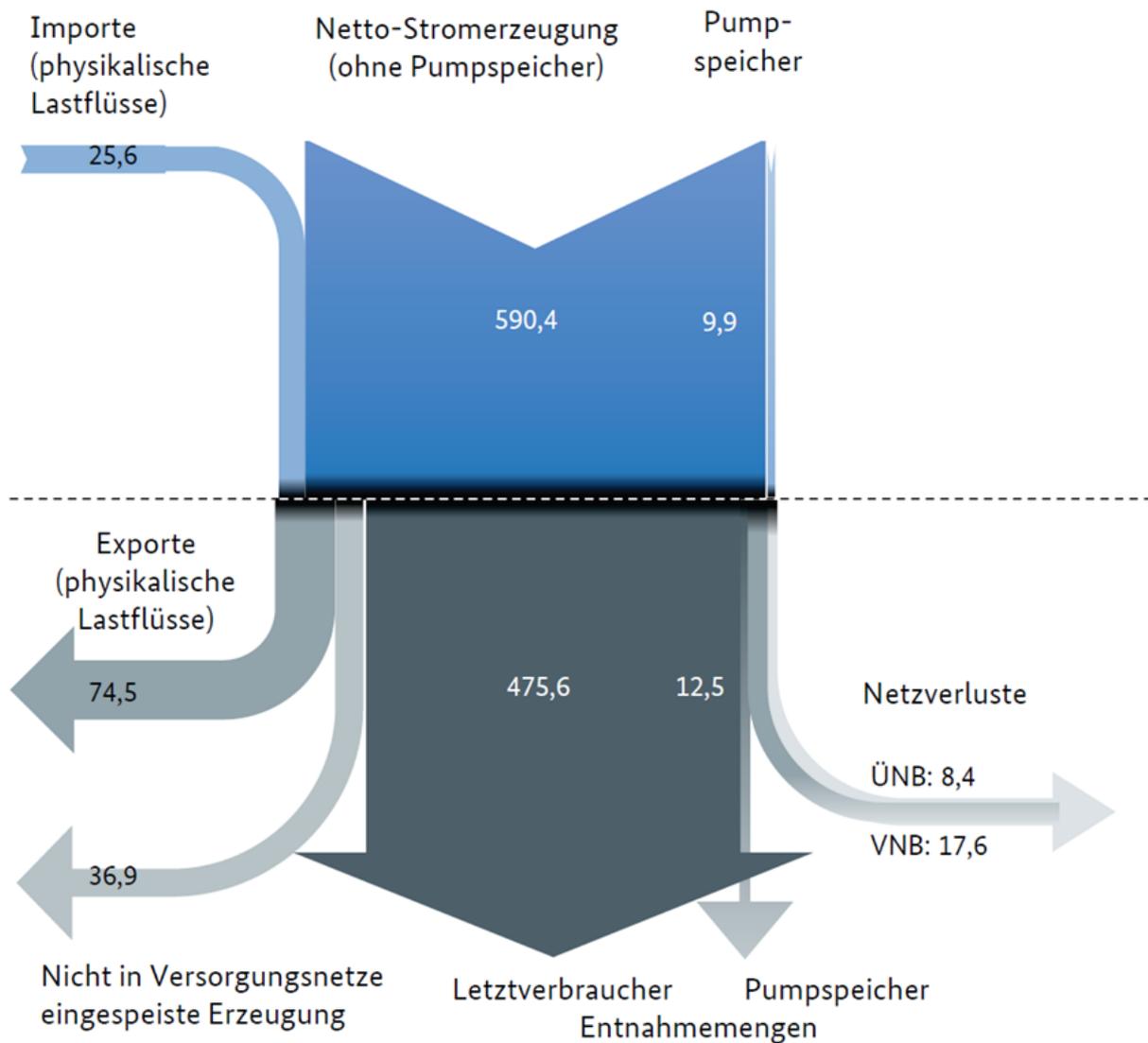


Abbildung 4: Aufkommen und Verwendung in den deutschen Versorgungsnetzen 2016

Für den Szenariorahmen 2019-2030 werden drei Entwicklungspfade des Nettostromverbrauchs angenommen. Diese unterscheiden sich in der Prognose einer unterschiedlich starken Kopplung des Stromsektors mit dem Verkehrs- und Wärmesektor (sog. Sektorenkopplung), welche maßgeblich von den neuen Stromanwendungen (Elektromobilität, Wärmepumpen und Power-to-X) getrieben werden. Die Szenarien B 2025 und B 2035 gehen von denselben Rahmenbedingungen des Szenarios B 2030 aus und werden linear inter- bzw. extrapoliert. In allen Szenarien werden Effizienzsteigerungen angenommen. 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 und im Klimaschutzplan 2050 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.

Es wird davon ausgegangen, dass bis 2030 in allen Szenarien eine Effizienzsteigerung von 5,7 % gegenüber dem Nettostromverbrauch des Referenzjahres 2016 erreicht wird. In Szenario A 2030, Szenario B 2030 und Szenario C 2030 werden deshalb 30 TWh Stromeinsparungen durch Effizienzmaßnahmen angenommen. Für 2025 werden Effizienzeinsparungen von 4 % gegenüber 2016 angenommen, womit sich in Szenario B 2025 Stromeinsparungen von 21,2 TWh ergeben. Für 2035 werden Effizienzeinsparungen von 7 % gegenüber 2016 angenommen, womit sich in Szenario B 2035 Stromeinsparungen von 37,1 TWh ergeben. Die Effizienzsteigerung über die Jahre 2025, 2030 bis 2035 zeigt keinen linearen Verlauf, sondern flacht im späteren Betrachtungszeitpunkt leicht ab. Dies basiert auf der Annahme, dass es im Zeitverlauf immer schwieriger werden wird, zusätzliche Effizienzsteigerungen im Bereich der klassischen Stromanwendungen zu erreichen, welche im Betrachtungszeitraum maßgeblich Gegenstand von Effizienzsteigerungen sein werden.

Den Effizienzeinsparungen stehen mit der Sektorenkopplung verbrauchsteigernde Effekte gegenüber. Zukünftig sollen bisher auf fossilen Brennstoffen basierende Anwendungen elektrifiziert werden, womit sich die genutzte elektrische Energie erhöhen wird. Im Folgenden werden die verbrauchssteigernden Treiber der Sektorenkopplung in vier Teilbereiche gegliedert, für die in jedem Szenario ein zusätzlicher elektrischer Energiebedarf angesetzt wird. Diese vier Teilbereiche sind: Elektromobilität, Wärmepumpen im Haushaltssektor (vgl. Kapitel II B 3.4.1), großtechnische Wärmeprozesse (vgl. II B 3.4.2) und Power-to-Gas (vgl. Kapitel II B 3.4.3). Ausführliche Betrachtungen zu den beschriebenen Verfahren und Technologien dieser vier Teilaspekte, einschließlich der Herleitung des prognostizierten zusätzlichen elektrischen Energieverbrauchs, finden sich in den jeweiligen Kapiteln.

Die Elektromobilität hat für die Bundesregierung einen hohen Stellenwert (z. B. Kaufprämie zur Förderung der Elektromobilität). Des Weiteren spielen elektrisch betriebene Wärmepumpen, vor allem bei Neubauten im Haushaltssektor, eine immer größere Rolle bei der Wärmeversorgung. Auch ist davon auszugehen, dass im Bereich großtechnischer Wärmeprozesse zukünftig vermehrt Power-to-Heat Verfahren zur Wärmeengewinnung genutzt werden. In diesem Zusammenhang werden bisher fossil betriebene KWK-fähige Kraftwerke durch innovative KWK-Systeme ersetzt werden. Dabei wird unterstellt, dass zwar die elektrische Leistung des konventionellen KWK-fähigen Kraftwerks zukünftig auf Grund des fortschreitenden Ausbaus der Erneuerbaren Energien nicht mehr vollständig benötigt wird, dessen Wärmebedarf jedoch weiter bestehen bleiben wird. Dabei ermöglichen innovative KWK-Systeme mit integrierten Power-to-Heat Technologien eine flexible Bereitstellung von Wärme. Großtechnische Wärmeprozesse werden zukünftig auch im Bereich der Industrieprozesse elektrifiziert. Dabei ist ein Ersatz von bisher fossil betriebenen Gaskesseln durch klassische Tauchsieder und die Durchdringung des Marktes mit innovativen Technologien wie industriellen Großwärmepumpen zu erwarten. Letztere können z. B. dazu genutzt werden, um die im Produktionsprozess entstehende Abwärme unter Nutzung von elektrischer Energie wieder auf Prozesstemperatur „hochzupumpen.“ Auch Power-to-Gas-Technologien werden in Zukunft auf dem Energiemarkt zu finden sein, wobei deren Verbreitung erheblich von den unterstellten Einsatzmöglichkeiten und Wirtschaftlichkeitsbetrachtungen abhängen wird.

Szenario A 2030 beschreibt eine vergleichsweise schwache Ausprägung der Sektorenkopplung. Sowohl die Durchdringung des Energiemarktes mit Anwendungen der Sektorenkopplung als auch die technologische Innovation der Sektorenkopplung sind hier am geringsten ausgeprägt. Durch den Einsatz von etwa einer Million Elektroautos entsteht ein Mehrverbrauch von 2,5 TWh (durchschnittliche jährliche Fahrleistung je Elektrofahrzeug von 10.000 km und durchschnittlicher Verbrauch von 25 kWh pro 100 km). Auf den Bereich der Wärmepumpen im Haushaltssektor entfallen 7,7 TWh, die für den Einsatz von 1,1 Millionen Wärmepumpen benötigt werden (durchschnittlicher jährlicher Verbrauch je Wärmepumpe von 7.000 kWh). Für großtechni-

sche Wärmeprozesse wird in Summe ein zusätzlicher Stromverbrauch von 2,5 TWh angenommen. Die vergleichsweise geringe Verbreitung von Power-to-Gas Anwendungen führt zu einem Mehrverbrauch an elektrischer Energie von 5 TWh. Insgesamt kommt es in Szenario A 2030 durch die Sektorenkopplung zu einem zusätzlichen Stromverbrauch von 17,7 TWh.

In Szenario B 2030 kommt es zu einer stärkeren Sektorenkopplung als in Szenario A 2030. Es wird eine moderate Durchdringung des Energiemarktes mit Anwendungen der Sektorenkopplung unterstellt. Mit der Annahme von 6 Millionen Elektroautos kommt es zu einem Mehrverbrauch von 15,0 TWh im Verkehrssektor. Der Einsatz von 2,6 Millionen Wärmepumpen im Haushaltssektor führt zu einem Stromverbrauch von 18,2 TWh. Für großtechnische Wärmeprozesse wird in Summe ein zusätzlicher Stromverbrauch von 9,1 TWh angenommen. Durch die stärkere Verbreitung von Power-to-Gas Anwendungen entsteht 7,0 TWh zusätzlicher Strombedarf. Insgesamt kommt es in Szenario B 2030 durch die Sektorenkopplung zu einem zusätzlichen Stromverbrauch von 49,3 TWh.

Das Szenario C 2030 geht von der am stärksten ausgeprägten Sektorenkopplung aus. Sowohl die angenommene Durchdringung des Energiemarktes mit Anwendungen der Sektorenkopplung als auch das Maß der technologischen Innovation befinden sich am oberen Rand der wahrscheinlichen Entwicklung. Im Verkehrssektor kommt es durch den Einsatz von 10 Millionen Elektroautos zu einem Mehrverbrauch von 25,0 TWh. Der starke Zubau von 4,1 Millionen Wärmepumpen im Haushaltssektor bedingt einen Mehrverbrauch von 28,7 TWh. Für großtechnische Wärmeprozesse wird in Summe ein zusätzlicher Stromverbrauch von 19,2 TWh angenommen. Die stärkere Verbreitung von Power-to-Gas Anwendungen führt zu einem Mehrverbrauch von 9,0 TWh. Insgesamt kommt es in Szenario C 2030 durch die Sektorenkopplung zu einem zusätzlichen Stromverbrauch von 81,9 TWh.

Im Zwischenszenario B 2025 wird die Durchdringung des Energiemarktes mit Anwendungen der Sektorenkopplung und die technologische Entwicklung des Szenario B 2030 um fünf Jahre vorverlegt. Der Einsatz von 2 Millionen Elektroautos führt zu einem Mehrverbrauch von 5,0 TWh im Verkehrssektor. Der Einsatz von 1,7 Millionen Wärmepumpen im Haushaltssektor führt zu einem Stromverbrauch von 11,9 TWh. Für großtechnische Wärmeprozesse wird in Summe ein zusätzlicher Stromverbrauch von 5,8 TWh angenommen. Durch die stärkere Verbreitung von Power-to-Gas Anwendungen entsteht 2,3 TWh zusätzlicher Strombedarf. Insgesamt kommt es im Langfristszenario B 2030 durch die Sektorenkopplung zu einem zusätzlichen Stromverbrauch von 25,0 TWh.

Im Langfristszenario B 2035 wird die Durchdringung des Energiemarktes mit Anwendungen der Sektorenkopplung und die technologische Entwicklung des Szenario B 2030 um fünf Jahre fortgeschrieben. Der Einsatz von 8 Millionen Elektroautos führt zu einem Mehrverbrauch von 20,0 TWh durch den Verkehrssektor. Der Einsatz von 2,9 Millionen Wärmepumpen im Haushaltssektor führt zu einem Stromverbrauch von 20,3 TWh. Für großtechnische Wärmeprozesse wird in Summe ein zusätzlicher Stromverbrauch von 12,6 TWh angenommen. Durch die stärkere Verbreitung von Power-to-Gas Anwendungen entsteht 9,0 TWh zusätzlicher Strombedarf. Insgesamt kommt es in Langfristszenario B 2030 durch die Sektorenkopplung zu einem zusätzlichen Stromverbrauch von 61,9 TWh.

Der Nettostromverbrauch inklusive Sektorenkopplung, Effizienz und Verlusten im Verteilernetz in den einzelnen Szenarien ergibt sich demnach wie folgt: Vom Referenzwert des klassischen Nettostromverbrauchs des Jahres 2016 sind die für das jeweilige Szenario angenommenen Effizienzeinsparungen abzuziehen und der durch die Sektorenkopplung bedingte zusätzliche Stromverbrauch sowie die Verluste im Verteilernetz zu

addieren. Für Szenario A 2030 ergibt sich ein Nettostromverbrauch von 512,3 TWh, für Szenario B 2030 von 543,9 TWh, für Szenario C 2030 ein Nettostromverbrauch von 576,5 TWh, für Szenario B 2025 ein Nettostromverbrauch von 528,4 TWh und in Szenario B 2035 ein Nettostromverbrauch von 549,4 TWh. Die Zusammensetzung dieser Werte kann in Tabelle 13 nachvollzogen werden.

Energiemengen [TWh]	2016	A 2030	B 2030	C 2030	B 2025	B 2035
Klassischer Nettostromverbrauch in 2016	507,0	507,0	507,0	507,0	507,0	507,0
Elektromobilität	---	2,5	15,0	25,0	5,0	20,0
Wärmepumpen (Haushalte)	5,5	7,7	18,2	28,7	11,9	20,3
Großtechnische Wärmeprozesse	---	2,5	9,1	19,2	5,8	12,6
Power-to-Gas	---	5,0	7,0	9,0	2,3	9,0
Effizienz	---	-30,0	-30,0	-30,0	-21,2	-37,1
<b>Nettostromverbrauch</b>	<b>512,5</b>	<b>494,7</b>	<b>526,3</b>	<b>558,9</b>	<b>510,8</b>	<b>531,8</b>
Verteilernetz-Verluste	17,6	17,6	17,6	17,6	17,6	17,6
<b>Nettostromverbrauch inkl. Sektorenkopplung, Effizienz und Verteilernetz-Verluste</b>	<b>530,1</b>	<b>512,3</b>	<b>543,9</b>	<b>576,5</b>	<b>528,4</b>	<b>549,4</b>

Tabelle 13: Bestimmung des zukünftigen Nettostromverbrauchs

Die Übertragungsnetzbetreiber gehen im Entwurf des Szenariorahmens von einer nahezu konstanten Entwicklung des Nettostromverbrauchs in Szenario A 2030 bzw. von einem moderaten Anstieg in Szenario B 2030 und einem starken ansteigenden Nettostromverbrauch in Szenario C 2030 aus. In der Anhörung zur Genehmigung des Szenariorahmens gingen die Übertragungsnetzbetreiber auf die Unterschiede zu den Annahmen der Bundesnetzagentur ein und stellten die Frage, warum die Bundesnetzagentur trotz Sektorenkopplung und entgegen der Einschätzung der von den Übertragungsnetzbetreibern durchgeführten Stakeholderbefragung von einem sinkenden Stromverbrauch ausgehe. Die Bundesnetzagentur kommt bei ihren Annahmen zum Nettostromverbrauch zu der Einschätzung, dass das Maß und die Umsetzungsgeschwindigkeit der Sektorenkopplung ungewiss sind. Der in der Genehmigung des Szenariorahmens in Szenario A 2030 im Vergleich zum Referenzjahr prognostizierte sinkende Stromverbrauch basiert auf der Annahme, dass die Sektorenkopplung eher langsam und verhalten umgesetzt wird, hingegen deutliche Effizienzinsparungen realisiert werden. Dies verbrauchsteigernden Effekte der Sektorenkopplung werden von den verbrauchssenkenden Effekten der Effizienzinsparungen überkompensiert, was in Summe zu einem sinkenden Nettostromverbrauch führt. Diese Annahme steht im Übrigen in Einklang mit der von den Übertragungsnetzbetreibern selbst ausgewerteten und im Entwurf des Szenariorahmens dargestellten Auswertung einschlägiger Studien zur zukünftigen Entwicklung des Nettostromverbrauchs (vgl. Entwurf des Szenariorahmens 2019-2030 der Übertragungsnetzbetreiber, S. 25). Die von der Bundesnetzagentur getroffenen Annahmen zum Nettostromverbrauch befinden sich für alle Szenarien im Spektrum der Studienlandschaft, wobei das Szenario A 2030 dabei den unteren Rand abbildet.

## 4.2 Jahreshöchstlast

Die Bundesnetzagentur ist nach wie vor der Ansicht, dass eine reine Skalierung der Jahreshöchstlast proportional zur Entwicklung des Stromverbrauchs den Einfluss neuer Stromanwendungen auf den Lastverlauf und

damit auf die Jahreshöchstlast nicht angemessen abbildet. Die Analysen der Marktsimulation zum Netzentwicklungsplan 2017-2030 bestätigen diese Einschätzung, dass insbesondere das marktorientierte Nutzungsverhalten der neuen Stromanwendungen die Jahreshöchstlast maßgeblich beeinflusst. Dabei handelte es sich primär um den witterungsgetriebenen Einsatz von Wärmepumpen zur Bereitstellung von Heizwärme im Winter. Auch die Nutzung von Elektrofahrzeugen zeigte in schwächerer, jedoch keinesfalls zu vernachlässigender Weise, ihren Einfluss auf den Verlauf der Stromnachfrage und damit auf die Jahreshöchstlast.

Am Beispiel der Elektromobilität kann der Einfluss einer neuen Technologie auf die Jahreshöchstlast anschaulich dargestellt werden. Mit dem Anstieg der Anzahl von Elektrofahrzeugen 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 bleibende 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 Carport geladen werden. Ebenso könnten Elektroautos jedoch auch zu einer Lastglättung führen, wenn 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. Deutlich wird, dass das Lade- bzw. Entladeverhalten von Elektroautos je nach Nutzung die Jahreshöchstlast belasten oder entlasten kann. Entsprechende Stromtarife, nach denen das Laden nicht direkt bei Anschluss des Elektrofahrzeuges ans Netz erfolgen muss, sondern gesteuert über die gesamte Nacht erfolgen kann, werden zukünftig verfügbar sein. Andererseits ist es dem Verteilnetzbetreiber bei hoher Last möglich, das Laden der in seiner Netzregion angeschlossenen Fahrzeuge zu unterbrechen bzw. auf einen längeren Zeitraum zu strecken, wodurch sich die Last im Verteilnetz reduziert. Es ist wahrscheinlich, dass der Verteilnetzbetreiber durch geeignete Mechanismen auf ein solches Ladeverhalten hinwirken wird. Allerdings wäre ein erheblicher Netzausbau im Verteilnetz die Folge, der zu deutlich höheren Netzentgelten für diejenigen Verbraucher führen müsste, die auf einem nicht netzkompatiblen Laden bestehen.

Anders ist das Nutzungsverhalten von Wärmepumpen, wobei zwischen Anwendungen im Haushaltsbereich und im industriellen Bereich zu unterscheiden ist. Im Haushaltsbereich ist der witterungsbedingte Wärmebedarf ausschlaggebend für das Betriebsverhalten der Haushaltswärmepumpen. Die Versorgung der Haushalte mit Wärme ist naturgemäß und auf Grund technischer Restriktionen der Haushaltswärmepumpen nur in engen Grenzen verschiebbar oder sogar auszusetzen, weshalb es besonders im Winter zu starken Lastspitzen aufgrund des Strombedarfs von Haushaltswärmepumpen kommt.

Bei industriellen Wärmepumpen kann durchaus eine höhere Flexibilität vorliegen. Produktionsprozesse können teilweise unterbrochen oder verschoben werden. Auch können Heizphasen in energieintensiven Industrien in Grenzen an Netzengpässe angepasst werden, bzw. industrielle Wärmespeicher erlauben eine zeitliche Entkopplung von Wärmeproduktion durch elektrische Energie und der Nutzung der Wärme. Deutlich wird jedoch, dass das Betriebsverhalten von Wärmepumpen im Durchschnitt weniger flexibler gesteuert werden kann, als jenes von Elektrofahrzeugen, weshalb der Einfluss von Wärmepumpen auf die Jahreshöchstlast größer sein wird.

Neben der Elektromobilität und Wärmepumpen gibt es weitere neue Stromanwendungen, die Einfluss auf den Verlauf der Last und damit auch die Jahreshöchstlast haben. Bekannte neue Anwendungen sind 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 in vielen Stunden des Jahres auftreten, wobei nicht zwingend vorhersehbar ist, wie die Elektromobilität, Wärmepumpen, 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 daher nicht pauschal bestimmt werden.

Eine strikte Kopplung der Jahreshöchstlast an den Stromverbrauch ist auf Grund des situativ nur unzureichend bestimmbareren Verhaltens der neuen Stromanwendungen nicht sachgerecht. Auch ist es schwierig, eine Jahreshöchstlast abzuschätzen, ohne das marktgetriebene Verhalten der neuen Stromanwendungen zu simulieren. Die Übertragungsnetzbetreiber haben daher in ihrem Entwurf eine Methodik vorgestellt, wie der Verlauf des Stromverbrauchs für die Zieljahre 2030 und 2035 prognostiziert werden kann (vgl. Kapitel 5 des Entwurfs des Szenariorahmens 2019-2030). Basierend auf dieser Methodik wird der Stromverbrauch ausgehend vom Referenzjahr 2016 für alle 8.760 Stunden der einzelnen Szenarien unter Berücksichtigung der unterschiedlich starken Verbreitung der neuen Stromanwendungen prognostiziert. Anhand dieser Stromverbrauchssimulation kann die Stunde mit der höchsten Last als Jahreshöchstlast des jeweiligen Szenarios identifiziert werden.

Die Jahreshöchstlast ist also keine Eingangsgröße der Stromverbrauchssimulation sondern ein Ergebnis derselben. Deshalb wird die Jahreshöchstlast den Übertragungsnetzbetreibern im Szenariorahmen 2019-2030 auch nicht mehr als fester Wert vorgegeben. Dieses Vorgehen steht auch im Einklang mit zahlreichen Konsultationsteilnehmern, die kritisiert haben, dass die Bundesnetzagentur im letzten Szenariorahmen einen festen Wert von 84 GW für alle Szenarien festgelegt hatte. Weil die Jahreshöchstlast auf Grund des schwer abzuschätzenden Verhaltens der neuen Stromanwendungen ein Ergebnis und nicht eine Eingangsgröße der Stromverbrauchssimulation ist, hätte die Bundesnetzagentur einen zu restriktiven Wert vorgegeben. Als Konsequenz hätten die Übertragungsnetzbetreiber eigenen Angaben zufolge massive Flexibilitätpotenziale annehmen müssen, die sich an der Grenze des realistischen Betriebsverhaltens der damals erstmalig angenommenen neuen Stromanwendungen bewegt hätten. Allerdings sei die Jahreshöchstlast ein maßgeblich den Netzausbau definierender Faktor, weshalb deren Wert nicht völlig frei und vom reinen Marktverhalten der neuen Stromanwendungen getrieben sein dürfe.

Dieser Argumentation schließt sich die Bundesnetzagentur an. Es ist in den kommenden Jahren davon auszugehen, dass besonders die Verteilnetzbetreiber mit zunehmender Integration von neuen Stromanwendungen in ihre Stromnetze Tarifkomponenten forcieren werden, die ein Nutzungsverhalten, das nicht netzverträglich ist oder bei dem Verteilnetzbetreiber keine Steuerungsbefugnisse zugestanden werden, erheblich verteuern. Dies wird notwendig sein, um einem überdimensionierten Ausbau besonders auf Ebene der Verteilernetze entgegenzuwirken und den Anstieg der Jahreshöchstlast zu beschränken. Die Bundesnetzagentur legt daher keinen festen Wert für die Jahreshöchstlast fest, wie es in den letzten Genehmigungen des Szenariorahmens üblich war. Die Übertragungsnetzbetreiber haben die Jahreshöchstlast für jedes Szenario basierend auf der Stromverbrauchssimulation zu ermitteln und die Ergebnisse im Entwurf des Netzentwicklungsplans darzu-

stellen. Dabei haben sie die zur Verfügung stehenden Flexibilitätsoptionen im Sinne einer minimalen Jahreshöchstlast zu nutzen. Die dabei eingesetzten Flexibilitätsoptionen sind neben dem Ergebnis der Jahreshöchstlast transparent im Entwurf des Netzentwicklungsplans darzustellen.

### 4.3 Erzeugung

#### 4.3.1 Referenzwerte für das Jahr 2017

Die Referenzwerte für das Jahr 2017 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 2016 (31.12.2016) als Referenz genutzt wurden, werden in der Genehmigung die Werte zum Jahr 2017 (31.12.2017) angegeben.

##### 4.3.1.1 Regenerative Erzeugung

Erzeugungstyp	Entwurf des Szenariorahmens Werte für 2016 (31.12.2016) [GW]	Genehmigung des Szenariorahmens Werte für 2017 (31.12.2017) [GW]
Wind Onshore	46,2	50,5
Wind Offshore	4,1	5,4
Photovoltaik	40,5	42,4
Biomasse	7,3	7,6
Wasserkraft	5,6	5,6
Sonstige reg. Erzeugung	0,5	1,3

Tabelle 14: Referenzwerte regenerativer Kapazitäten im Jahr 2016/2017

Die Referenzwerte für die installierte regenerative Erzeugungsleistung wurden im Vergleich zum Entwurf des Szenariorahmens im Hinblick auf alle Energieträger geändert. Die Referenzwerte für die Genehmigung werden zum großen Teil aus der Veröffentlichung „Zeitreihen zur Entwicklung der Erneuerbaren Energien in Deutschland“ (Stand: März 2018) der Arbeitsgruppe Erneuerbare Energien-Statistik (AGEE-Stat) entnommen. Diese Arbeitsgruppe ist ein unabhängiges Fachgremium, welches Statistiken zu Erneuerbaren Energien erstellt und regelmäßig aktualisiert. Die Leitung dieser Arbeitsgruppe unterliegt dem Umweltbundesamt, die Bundesnetzagentur selber ist ebenfalls aktiv an der Arbeitsgruppe beteiligt. Als weitere Quelle dient die Kraftwerksliste der Bundesnetzagentur, in welcher in regelmäßigen Abständen aktualisierte Kraftwerksdaten sowie Daten zu Erneuerbaren Energien Erzeugungsanlagen veröffentlicht werden.

Für die installierte Leistung Wind Onshore beträgt der Referenzwert 50,5 GW. Dieser Wert entspricht dem für den 31.12.2017 ausgewiesenen Wert der „Zeitreihen zur Entwicklung der Erneuerbaren Energien in Deutschland“ (Stand: Februar 2018).

Zur Prognose des zukünftigen Rückbaus der Windenergieanlagen werden neben dem Referenzwert auch historische Zubauwerte benötigt, da der im EEG 2017 angegebene Bruttozubauwert durch den Rückbau auf einen prognostizierten Nett Zubauwert reduziert wird. Die historischen Zubauwerte werden von 2003-2016 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“ (Stand: Februar 2018) der AGEE-Stat entnommen.

Der Referenzwert für die installierte Leistung Wind Offshore beträgt 5,4 GW und stammt aus der Veröffentlichung „Zeitreihen zur Entwicklung der Erneuerbaren Energien in Deutschland“ (Stand: Februar 2018) der AGEE-Stat.

Für die installierte Leistung Photovoltaik beträgt der Referenzwert 42,4 GW. Der Wert stammt ebenfalls aus der Veröffentlichung „Zeitreihen zur Entwicklung der Erneuerbaren Energien in Deutschland“ (Stand: Februar 2018) der AGEE-Stat. Die Übertragungsnetzbetreiber haben in diesem Szenariorahmen zum ersten Mal eine Rückbauprognose für Photovoltaikanlagen integriert, weshalb neben dem Referenzwert auch historische Zubauwerte benötigt werden, welche den angenommenen Bruttozubauwert auf einen Nettozubauwert reduzieren. Die historischen Zubauwerte werden von 2003-2016 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 AGEE-Stat entnommen.

Der Referenzwert für die installierte Leistung Biomasse beträgt 7,6 GW und stammt aus der Veröffentlichung „Zeitreihen zur Entwicklung der Erneuerbaren Energien in Deutschland“ (Stand: Februar 2018) der AGEE-Stat. Dieser Wert berechnet sich als Summe aus den Unterpunkten „biogene Festbrennstoffe“, „biogene flüssige Brennstoffe“ und „Biogas und Biomethan“. Da der Rückbau der Biomasseanlagen in diesem Szenariorahmen nicht pauschal, sondern nach dem historischen Zubau ermittelt wird, werden auch historische Zubauwerte benötigt. Diese ergeben sich von 2003 bis 2016 aus dem EEG-Statistikbericht der Bundesnetzagentur („EEG in Zahlen“). Von 1990-2003 werden Zubauwerte aus der Veröffentlichung „Zeitreihen zur Entwicklung der Erneuerbaren Energien in Deutschland“ (Stand: Februar 2018) der AGEE-Stat entnommen.

Der Referenzwert für die installierte Leistung Wasserkraft in Höhe von 5,6 GW stammt aus der Veröffentlichung „Zeitreihen zur Entwicklung der Erneuerbaren Energien in Deutschland“ (Stand: Februar 2018) der AGEE-Stat, angepasst durch Werte der Kraftwerkliste der Bundesnetzagentur. Dieser Wert umfasst die Laufwasser- und Speicherwasserkraftanlagen. Darin sind auch diejenigen Anlagen der Kraftwerkliste der Bundesnetzagentur 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 angehängten Kraftwerkliste mit ausschließlich konventionellen Kraftwerken 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 hier die Kraftwerkliste der Bundesnetzagentur (Kraftwerksdaten Erneuerbare Energien, Stand: 02.02.2018) zugrunde.

#### **4.3.1.2 Konventionelle Erzeugung**

Die installierte Kraftwerksleistung im Jahr 2016/17 ist der nachfolgenden Tabelle 15 zu entnehmen.

<b>Erzeugungstyp</b>	<b>Entwurf des Szenariorahmen Werte für 2016 (31.12.2016) [GW]</b>	<b>Genehmigung des Szenariorahmen Werte für 2017 (23.03.2018) [GW]</b>
Kernenergie	10,8	9,5
Braunkohle	20,7	21,2
Steinkohle	26,9	25,0
Erdgas	24,2	29,6
Öl	2,7	4,4
Pumpspeicher	8,9	9,5
Sonstige konv. Erzeugung	5,1	4,3

Tabelle 15: Referenzwerte konventioneller Erzeugungsleistung im Jahr 2016/2017

Die in der Tabelle 15 abgebildete konventionelle Erzeugungsleistung ergibt sich aus der Kraftwerksliste der Bundesnetzagentur. Diese gilt im Weiteren für die Referenzwerte für Ende 2017. Die Tabelle beinhaltet die Kraftwerksleistung der in Deutschland „in Betrieb“, „gesetzlich an Stilllegung gehinderten“ und „vorläufig stillgelegten“ sowie z. B. in Reparatur befindlichen Kraftwerke. Auch die Braunkohlekraftwerke der Sicherheitsbereitschaft werden in der Tabelle aufgeführt.

Die Referenzwerte für die installierte konventionelle Erzeugungsleistung wurden im Vergleich zum Entwurf des Szenariorahmens geändert. Die Abweichungen bei allen Energieträgern entstehen hauptsächlich aufgrund von Abweichungen bei der Zuordnung von Kraftwerken, die mit mehreren Energieträgern befeuert werden können. Hier gibt es teilweise abweichende Bilanzierungsmethoden. Ein weiterer Grund liegt in der Wahl des 23.03.2018 als Stichtag, im Gegensatz zum Entwurf der Übertragungsnetzbetreiber, in dem der 31.12.2016 als Stichtag gewählt wurde.

Die relativ große Abweichung bei der installierten Leistung von Atomkraftwerken hängt mit der Stilllegung des Kernkraftwerks Gundremmingen (Block B) im Jahr 2017 zusammen. Die Diskrepanz bei Steinkohlekraftwerken ist auf die endgültige Stilllegung von insgesamt sechs Steinkohlekraftwerken im Jahr 2017 zurückzuführen. Die erhebliche Abweichung beim Referenzwert für Erdgaskraftwerke entsteht, da Kraftwerke der Netzreserve in der angehängten Kraftwerksliste im Bestand geführt werden, während diese in der Bestandsliste der Übertragungsnetzbetreiber nur teilweise aufgelistet werden.

Abfallkraftwerke werden weiterhin mit ihrer kompletten Erzeugungsleistung in der angehängten 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. Von der konventionellen Erzeugungsleistung von insgesamt 103,5 GW nehmen Kraftwerke mit einer Gesamtleistung von 92,9 GW am Energy Only Markt teil (Stand: März 2018). Kraftwerke mit einer Gesamtleistung von 10,6 GW agieren außerhalb des Energy Only Markts. Zu den Kraftwerken außerhalb des Energy Only Markt gehören gesetzlich an der Stilllegung gehinderte Kraftwerke mit einer Gesamtleistung von 7,0 GW (davon befinden sich Kraftwerke  $\geq 50$  MW mit einer Gesamtleistung von 6,6 GW in der Netzreserve), vorläufig stillgelegte Kraftwerke mit einer Gesamtleistung von 2,7 GW sowie drei Braunkohleblöcke mit insgesamt 0,9 GW,

die in die Sicherheitsbereitschaft überführt wurden. Kraftwerke der Netzreserve und der Braunkohlesicherheitsbereitschaft, die außerhalb des Energy Only Marktes agieren, werden zwar in der angehängten Kraftwerksliste im Bestand geführt, werden jedoch in allen Szenarien als nicht mehr am Markt agierend angenommen.

#### 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 von Kraftwerken (Must-Run) als Eingangsgrößen für die Marktsimulationen definiert. Diese Mindesteinsatzbedingungen (Must-Run) sind von den Mindestenergieleistungen von Anlagen zu unterscheiden, die technisch bedingt sind und nicht unter einem bestimmten Anteil der Anlagennennleistung liegen können. Die Mindesteinsatzbedingungen (Must-Run) haben einen 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“ sind Anlagen enthalten, welche in der Marktmodellierung rein strommarktgetrieben eingesetzt werden. Eine Kopplung zum Wärmemarkt oder anderen Prozessen besteht hier nicht oder wird in der Marktmodellierung 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 Wärmeenergie beispielsweise durch einen 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 (Must-Run) 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 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, Mindesterzeugung modelliert.

Die Annahmen zum Mindesteinsatz (Must-Run) 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. Die Mindesteinsatzbedingungen von KWK-Anlagen werden nach Angaben der Übertragungsnetzbetreiber im Netzentwicklungsplan über ein vom Lehrstuhl für Energiewirtschaft der Universität Duisburg-Essen entwickeltes Berechnungstool abgeschätzt. Dabei werden 35 detaillierte Fernwärmenetze mit jeweils einer spezifischen Wärmenachfrage modelliert. Für die Deckung der Wärmenachfrage stehen je Fernwärmenetz die zugeordneten Entnahmekondensations- und Gegendruckturbinen sowie Heizwerke, Spitzenlastkessel, Heizelemente und Wärmespeicher einschließlich ihrer Erzeugungsrestriktionen und -flexibilität zur Verfügung.

Für die Wärmebereitstellung wird in den detaillierten Fernwärmenetzen eine Merit-Order über die Netztowärmeerzeugungskosten der Wärmeerzeuger im jeweiligen Netz gebildet. Diese Merit-Order bestimmt, welche Anlagen prioritär für die Wärmebedarfsdeckung herangezogen werden und entsprechende Restriktionen für die Stromerzeugung aufweisen. Kleinere Netze oder Netze, die nicht innerhalb der Fokusgebiete der Strommarktsimulation liegen, werden vereinfacht modelliert. Hier wird von einem ähnlichen Erzeugungsprofil je Brennstoff und Technologietyp ausgegangen.

Insgesamt werden über 80 % des heutigen Fernwärmebedarfs in detaillierten Netzen modelliert. Jede Erzeugungseinheit wird von den Übertragungsnetzbetreibern abhängig von den in einem Szenario unterstellten politischen und wirtschaftlichen Rahmenbedingungen einer der genannten Kategorien zugeordnet.

Um die Klimaschutzziele zu erreichen, müssen auch im Wärmesektor starke Transformationen stattfinden, die sich auch wesentlich auf die Stromseite auswirken werden. Um diese Rückwirkungen abschätzen zu können, haben die Übertragungsnetzbetreiber die Forschungsstelle für Energiewirtschaft beauftragt, eine Kurzstudie zur zukünftigen Flexibilisierung der KWK und zur Bestimmung der zukünftigen Fernwärmeabsätze und Erzeugungsstrukturen durchzuführen.

Im Gegensatz zum letzten Prozess wird in Szenario A 2030 eine geringfügige Flexibilisierung der gegenwärtigen technischen Konfigurationen der Erzeugungsanlagen angenommen. Die Rahmenbedingungen und Preise haben in Szenario A 2030 nur begrenzt ausreichende Anreize für eine weiterreichende Flexibilisierung der Erzeugungsanlagen geschaffen. Eine Entkopplung von Strom- und Wärmeerzeugung über das heutige Maß hinaus ist in einem geringen Umfang zu erwarten. Die im Stromerzeugungssystem befindliche Must-Run-Erzeugung orientiert sich am heutigen Niveau.

In den Szenarien B 2025/2030/2035 gibt es keine Änderungen zum Vorgängerprozess, es wird eine teilweise Flexibilisierung des Kraftwerksparks und eine stückweise Entkopplung von Strom und Wärmeerzeugung angenommen. Damit liegen diese Szenarien 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.

In Szenario C 2030 gibt es gegenüber der letzten Genehmigung des Szenariorahmens 2017-2030 leichte Änderungen. Diese resultieren aus der in Kapitel II B 3.3.3 beschriebenen neuen Methodik zu Erdgas-KWK-Ersatzneubauten. Da diese Anlagen unter Umständen in gewissen Stunden des Jahres auch wärmegeführt betrieben werden müssen, kann in Szenario C 2030 nicht mehr von einer vollständigen Entkopplung von Strom- und Wärmeerzeugung und einem rein strommarktgetriebenen KWK-Einsatz ausgegangen werden. Allerdings werden trotzdem nahezu alle blockscharf modellierten Kraftwerke rein strommarktgetrieben eingesetzt werden. Dezentralen KWK-Anlagen < 10 MW erhalten nach wie vor 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 Tauchsiedern, Großwärmepumpen und Solarthermie für das Szenario C 2030 angenommen werden, so dass eine Stromeinspeisung dieser KWK-Anlagen zu Zeiten geringer Strompreise in jedem Fall ausgeschlossen wird.

### 4.3.3 Produktionskosten

Die Annahmen zu Brennstoffpreisen und CO<sub>2</sub>-Zertifikatskosten sind wichtige Informationen, die für eine transparente, nachvollziehbare und gut begründete Marktmodellierung unerlässlich sind. Die auf Basis des Szenariorahmens 2019-2030 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 CO<sub>2</sub>-Zertifikatskosten beruhen auf Angaben der International Energy Agency. Die Übertragungsnetzbetreiber haben für Ihre Annahmen bereits den aktuellen World Energy Outlook 2017 verwendet. Die von den Übertragungsnetzbetreibern beantragte Zuordnung der Szenarien im World Energy Outlook zu den Szenarien in der Genehmigung des Szenariorahmens wird grundsätzlich beibehalten.

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 Kraftwerkslaufzeiten und höherem Ausbau der Erneuerbaren Energien eher dem „New Policies“ Szenario. Das neu hinzugekommene Szenario B 2025 wird dem „Current Policies“ Szenario zugeordnet. Dies folgt der Annahme, dass die

B-Szenarien grundsätzlich zwar eher den Grundgedanken der „New Policies“ Szenarien folgen, aber es bis 2025 nicht zu einer Umsetzung der zusätzlichen Maßnahmen kommen muss.

Die Prognosen der zukünftigen Braunkohlepreise werden, wie von den Übertragungsnetzbetreibern vorgeschlagen, aus dem Projektionsbericht 2017 des Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz, Bau und Reaktorsicherheit entnommen. Als Referenzwechselkurs wurde, in Anlehnung an die Annahmen des World Energy Outlook 2017, der Durchschnittswert für das Jahr 2016 gewählt (siehe World Energy Outlook 2017, S. 740). Für die Marktmodellierung sind somit die Werte aus Tabelle 16 zu verwenden.

	Szenario A 2030		Szenario B 2025	Szenario B 2030 Szenario C 2030	Szenario B 2035
	Referenz 2016	WEO Szenario „Current Policies“	WEO Szenario “Current Policies”	WEO Szenario „New Policies	WEO Szenario „New Policies“
CO <sub>2</sub> -Zertifikats- preise [€ <sub>2016</sub> /t]	7,2	25,2	19,8	29,4	36,3
Rohöl [€ <sub>2016</sub> /MWh]	21,1	56,6	49,9	48,3	53,0
Erdgas [€ <sub>2016</sub> /MWh]	15,0	27,6	25,2	26,4	27,9
Steinkohle [€ <sub>2016</sub> /MWh]	6,6	8,9	8,5	8,4	8,5
Braunkohle [€ <sub>2016</sub> /MWh]	3,0	5,6	5,6	5,6	5,6

Tabelle 16: 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 Zubauten der regenerativen Erzeugung von der Bundesnetzagentur modifiziert genehmigt.

Die Annahmen zur installierten regenerativen Erzeugungsleistungen orientieren sich in ihrer Gesamtsumme in Szenario A 2030 an den Vorgaben des Koalitionsvertrages vom 12.03.2018. Aufgrund einer mehr auf zentrale bzw. größere Erzeugungseinheiten ausgerichteten Stromproduktion, verbunden mit einem geringer angenommenen Bruttostromverbrauch, stellt sich der Ausbaupfad der Erneuerbaren Energien in Szenario A 2030 – mit Ausnahme von Offshore Windenergie – von allen Szenarien am konservativsten dar.

Die in § 4 EEG vorgeschriebenen Ausbaupfade werden dabei zum Teil eingehalten. Nur bei den Energieträgern Wind Onshore und Wind Offshore werden die Zubauraten überschritten, bei Wind-Offshore dabei stark. Bei der Photovoltaik findet der 52 GW Deckel keine Beachtung, die Ausschreibungsmengen werden jedoch eingehalten. Dies ist erforderlich, um trotz stark steigenden Stromverbrauchs durch die Annahme starker Sektorenkopplung das Ziel von 65 % EE-Anteil am Bruttostromverbrauch einzuhalten.

Für Wind Onshore wird eine installierte Leistung in Höhe von 74,3 GW angenommen. Diese ergibt sich aus der installierten Kapazität im Jahr 2017 in Höhe von 50,4 GW zuzüglich eines durchschnittlichen jährlichen

Bruttoszubaus in Höhe von 3,6 GW. Dieser Zubau beinhaltet die von der Bundesregierung im Koalitionsvertrag festgeschriebenen Sonderausschreibungen in den Jahren 2019 und 2020 in Gesamthöhe von 4 GW.

Für die Prognose wird vereinfachend angenommen, dass die bezuschlagten Mengen im 2. Folgejahr realisiert werden. In der Realität haben die Projektierer zwar einen längeren Zeitraum zur Verfügung, für die Prognose erscheint die pauschale Annahme einer kürzeren Zeitraums jedoch gerechtfertigt. Zum einen, da ab dem 24. Monat, mit Ausnahme von Bürgerenergiegesellschaften, Pönalen fällig werden. Zum anderen, da bei der Erstellung des Netzentwicklungsplans nur die Werte aus den Zieljahren benötigt werden und mögliche Verschiebungen im Pfad bis zum Zieljahr an Bedeutung verlieren. Des Weiteren wird angenommen, dass 100 % der ausgeschriebenen Mengen realisiert werden.

Der Zubau in den Jahren 2018 – 2022 orientiert sich an den Ausbaupfade des EEG 2017. In den Jahren 2021 und 2022 beträgt der angenommene Brutto-Zubau 4,8 GW und ergibt sich aus dem Ausbaupfad nach EEG 2017 zuzüglich der Sonderausschreibungsmengen in Höhe von jeweils 2 GW. Ab 2023 bis 2030 wird ein Ausbaupfad angenommen, welcher über die vorgegebenen Werte aus § 4 EEG 2017 hinausgeht und bei durchschnittlich 3,3 GW liegt. Hierbei wird somit unterstellt, dass Gesetzesänderungen in den nächsten Jahren dazu führen, dass eine erhöhte Menge an Wind-Onshore zugebaut wird. Durch den angenommenen Rückbau auf Grundlage der Weibull-Verteilung (siehe Kapitel II B 3.3.1.2) ergibt sich für die Prognose ein durchschnittlicher Netto-Zubau in Höhe von 1,8 GW.

Für Wind Offshore ist entgegen dem Antrag der Übertragungsnetzbetreiber ein Wert von 20 GW anzunehmen. Ausgangspunkt ist die installierte Leistung der bis einschließlich des Jahres 2025 voraussichtlich realisierten Windparkprojekte, die bereits aufgrund von unbedingten Netzanschlusszusagen (§ 118 Abs. 12 EnWG in Verbindung mit § 17 Abs. 2a EnWG a.F.), zugewiesener Kapazität (§ 118 Abs. 12 EnWG in Verbindung mit § 17d EnWG a.F.) oder der Bezuschlagung eines Windparks (§ 37 Abs. 1 Nr. 2 lit. b) WindSeeG) durch Offshore-Anbindungsleitungen erschlossen werden. Die voraussichtlich installierte Leistung dieser Windparks beträgt ca. 10,8 GW.

Mit Einführung des Zielmodells werden für Windparks mit Inbetriebnahmen ab dem Jahr 2026 Ausschreibungen auf staatlich vorentwickelten Flächen durchgeführt. Zwar sieht das WindSeeG derzeit (für Inbetriebnahmen) in den Jahre 2026 bis 2030 ein jährliches Ausschreibungsvolumen von 840 MW vor (vgl. § 17 Nr. 1 WindSeeG in Verbindung mit § 5 Abs. 5 Satz 1 WindSeeG) und damit entsprechend dem Ausbaupfad nach § 4 Nr. 2 lit. b) EEG eine Steigerung von 4,2 GW in den Jahren 2026 bis 2030. Allerdings weicht die Prognose des Szenarios A 2030 für Wind Offshore in den Jahren 2026 bis 2030 von den Vorgaben des aktuellen WindSeeG und EEG 2017 ab. Entsprechend des Ansatzes einer zentralen Energieerzeugung wird in diesen Jahren ein stärkerer Ausbau der Offshore Windenergie von jährlich durchschnittlich 1.840 MW, d.h. insgesamt ca. 9,2 GW angenommen. Der Wert von 20 GW für das Zieljahr deckt sich insoweit auch mit den im Rahmen der Konsultation erhobenen politischen Forderungen nach einer stärkeren Berücksichtigung des Ausbaus an seeseitiger Windenergie.

Um eine angemessene Spreizung über alle Szenarien zu erreichen, erscheint auch der seitens der Übertragungsnetzbetreiber in Szenario C 2030 beantragte Wert von 17,3 GW zu niedrig; dieser Wert bietet sich vielmehr als Grundlage für die beiden anderen Szenarien mit einer stärker dezentralen Energieerzeugung an (siehe unten Nr. 4.3.5.1 und 4.3.6.1).

Ein noch stärkerer Ausbau der Offshore Windenergie – seitens einiger Konsultationsteilnehmer wurde eine Verdoppelung des Zielwertes von 15 GW auf ca. 30 GW gefordert – kommt indes nicht in Betracht. Hierdurch würden sich die Annahmen des Szenariorahmens zu weit von der bestehenden Gesetzeslage entfernen, ohne dass dies zur Einhaltung eines 65 % EE-Anteils tatsächlich erforderlich wäre. Dies gilt umso mehr, als dass der Ausbau der Windenergie auf See unmittelbar netzausbaudimensionierend wirkt und den Bau zusätzlicher Anbindungsleitungen einschließlich der landseitigen Netzverknüpfungspunkte auslöst. Insoweit muss die Prognose des Szenariorahmens einen noch realistischen Ausbaupfad aufzeigen (ohne dass hierdurch die tatsächliche Realisierbarkeit eines Szenarios vorweggenommen werden kann, welches einen Ausbau auf 20 GW Offshore Windenergie im Jahr 2030 unterstellt). Ob zukünftig eine Sonderausschreibung für Offshore Windenergie auf freien Restkapazitäten – wie seitens eines Konsultationsteilnehmers vorgeschlagen – gesetzlich implementiert wird, kann zunächst dahinstehen. Eine solche wird als Bestandteil der Annahmen zum Gesamtausbau bis 2030 betrachtet, d.h. der Zubaupfad würde sich nach vorliegender Annahme nicht durch eine Sonderausschreibung erhöhen. Insoweit kommt es – entgegen der Forderung eines Konsultationsteilnehmers – auch nicht darauf an, ob konkrete Offshore-Anbindungsleitungen noch Restkapazitäten aufweisen und wie hoch diese sind.

Die installierte Leistung in Höhe von 72,9 GW für Photovoltaik ergibt sich aus der installierten Kapazität im Jahr 2017 in Höhe von 42,4 GW zuzüglich eines durchschnittlichen jährlichen Bruttozubaues in Höhe von 2,7 GW. Dieser Zubau beinhaltet die von der Bundesregierung im Koalitionsvertrag festgeschriebenen Sonderausschreibungen in den Jahren 2019 und 2020 in Gesamthöhe von 4 GW. Der Zubau in den Jahren 2018 – 2022 orientiert sich an den Ausbaupfaden des EEG 2017. Im Jahr 2021 und 2022 wird darüber hinaus die Realisierung der in den Sonderausschreibungen ausgeschriebenen Mengen in Gesamthöhe von 4 GW angenommen. Ab 2023 entfernt sich die Prognose von den Vorgaben des aktuellen EEG 2017. Dem für Szenario A 2030 vorgesehenen Ansatz der eher zentraleren Erzeugung folgend, verringert sich die prognostizierte Menge in den Jahren 2023 – 2030. Im Durchschnitt werden dabei noch 2,2 GW Bruttozubau pro Jahr angenommen.

Wie in Kapitel II B 3.3.1.2 erläutert, werden in diesem Szenariorahmen erstmalig Rückbauannahmen für PV-Anlagen getroffen. Der Bruttozubau verringert sich daher von durchschnittlich 2,7 GW pro Jahr auf einen Nettozubau von 2,3 GW pro Jahr.

Die installierte Leistung in Höhe von 6,0 GW für Biomasse ergibt sich aus der installierten Kapazität im Jahr 2017 in Höhe von 7,6 GW zuzüglich eines Nettorückbaus in Höhe von durchschnittlich 0,12 GW bis zum Jahr 2030. Dieser Nettorückbau, der trotz eines Bruttozubaues in Höhe von 0,18 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 das Ziel eines 65 % EE-Anteils. Die Ziele des in § 4 EEG 2017 genannten jährlichen Ausbaupfades werden dabei leicht unterschritten.

Für Wasserkraft ist eine installierte Leistung in Höhe von 5,6 GW anzunehmen. Diese ergibt sich aus der installierten Kapazität im Jahr 2017 in Höhe von 5,6 GW, wobei angenommen wird, dass ein gegebenenfalls aufgrund verschärfter Umwelt- und Naturschutzauflagen entstehender Rückbau durch Effizienzsteigerungen der Wasserkraftwerke mindestens kompensiert wird. Unter dem Begriff Wasserkraft werden Laufwasser- sowie Speicherwasserkraftwerke geführt. Zusätzlich zu den geographisch in Deutschland installierten Leistungen, werden Wasserkraftwerke mit einer Leistung in Höhe von 1,5 GW 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 2017 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 angehängten 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 2017	50,5	5,4	42,4	7,6	5,6	1,3
Nettozubau bis 2030	23,8	14,6	30,5	- 1,6	0,0	0,0
Σ Genehmigung	74,3	20,0	72,9	6,0	5,6	1,3

Tabelle 17: Entwicklung regenerativer Kapazitäten in Szenario A 2030

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

- Erhöhung der installierten Leistung Wind Onshore von 60,2 auf 74,3 GW
- Erhöhung der installierten Leistung Wind Offshore von 14,3 GW auf 20,0 GW
- Erhöhung der installierten Leistung Photovoltaik von 57,3 GW auf 72,9 GW
- Senkung der installierten Leistung Biomasse von 6,2 GW auf 6,0 GW
- Erhöhung der installierten Leistung Wasserkraft von 5,1 GW auf 5,6 GW
- Erhöhung der installierten Leistung sonstige regenerative Erzeugung von 0,5 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 Tabelle 18 angenommen.

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

Tabelle 18: Technisch-wirtschaftliche Betriebsdauer konventioneller Kraftwerke in Szenario A 2030

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

Die installierte Leistung der konventionellen Kraftwerke ist in Szenario A 2030 im Vergleich zu den anderen Szenarien am höchsten, was maßgeblich auf die längeren angenommen technisch-wirtschaftlichen Betriebsdauern der einzelnen Kraftwerkstypen zurückzuführen ist. Die Wahl von längeren technisch-wirtschaftlichen Betriebsdauern resultiert aus der Ausrichtung des Szenario A 2030 auf zentrale Erzeugerstrukturen, wozu Kraftwerksblöcke jenseits der 10 MW gezählt werden. Es wird unterstellt, dass die politisch-ökonomischen Rahmenbedingungen in Szenario A 2030 eher zentrale Strukturen begünstigen, was mit den längeren technisch-wirtschaftlichen Betriebsdauern für konventionelle Kraftwerke abgebildet wird.

Die Kriterien zum Zubau von in Planung befindlichen Kraftwerken werden entsprechend Tabelle 19 angenommen.

Erzeugungstyp	Szenario A 2030
Braunkohle	Kein Zubau
Steinkohle	Kein Zubau
Erdgas	Entsprechend Szenariorahmen Gas 2018-2028, wenn KWK
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 19: Kriterien zum Zubau von in Planung befindlichen Kraftwerken in Szenario A 2030

Für in Planung befindliche Braun- und Steinkohlekraftwerke wird kein Zubau angenommen. Es wird ein Zubau bei in Planung befindlichen Erdgaskraftwerken gemäß Szenariorahmen Gas 2018-2028 angenommen, sofern das in Planung befindliche Erdgaskraftwerksprojekt als KWK-Anlage geplant ist. Den Zubau lediglich auf KWK-fähige Erdgaskraftwerke zu beschränken ist damit begründet, dass Szenario A 2030 die höchste installierte konventionelle elektrische Kraftwerkskapazität ausweist. Der Zubau weiterer elektrischer Kraftwerkskapazität ist daher aus Marktsicht im Vergleich zu den anderen Szenarien am wenigsten wahrscheinlich. Hingegen kann der Zubau KWK-fähiger Erdgaskraftwerke mit ihrer Fähigkeit der Wärmeproduktion hergeleitet werden. In Szenario A 2030 ist die Sektorenkopplung im Bereich Power-to-Heat am wenigsten weit fortgeschritten, weshalb in diesem Szenario die Wärmeproduktion mit KWK-Anlagen am rentabelsten beurteilt wird. 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 3.3.2 angenommenen Entwicklung der konventionellen Erzeugung und der oben beschriebenen Methodik ergibt sich aus der angehängten Kraftwerkliste Tabelle 20.

Entwicklung [GW]	Braunkohle	Steinkohle	Erdgas	Öl	Pumpspeicher	Sonstige
Referenzwert 2017	21,2	25,0	29,6	4,4	9,5	4,3
- Rechnerische oder geplante Außerbetriebnahme bis 2030	11,7	12,6	9,0	3,1	0,0	0,4
+ In Bau	0,0	1,1	5,1	0,0	0,4	0,0
+ In Planung	0,0	0,0	7,1	0,0	1,7	0,2
= Bestand 2030	9,5	13,5	32,8	1,3	11,6	4,1

Tabelle 20: Entwicklung regenerativer Kapazitäten in Szenario A 2030

Die Annahmen zu den installierten Braun- und Steinkohlekraftwerkskapazitäten sind keine Vorwegnahme der Arbeit der Kohlekommission und auch keine kraftwerksscharfe Prognose, sondern lediglich eine Bandbreite denkbarer Entwicklungen, die als wahrscheinlich angesehen werden kann, und die auf Basis standardisierter Annahmen zu technisch-wirtschaftlichen Lebensdauer von Kraftwerken erfolgt.

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

- Senkung der installierten Leistung Braunkohle von 11,5 GW auf 9,5 GW
- Senkung der installierten Leistung Steinkohle von 19,2 GW auf 13,5 GW
- Erhöhung der installierten Leistung Erdgas von 30,4 GW auf 32,8 GW
- Senkung der installierten Leistung Öl von 1,6 GW auf 1,3 GW
- Erhöhung der installierten Leistung Pumpspeicher von 9,3 GW auf 11,6 GW
- Senkung der installierten Leistung sonstige konventionelle Erzeugung von 4,9 GW auf 4,1 GW

#### 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 Zubauten der regenerativen Erzeugung von der Bundesnetzagentur modifiziert genehmigt.

Die Annahmen zur installierten regenerativen Erzeugungsleistungen orientieren sich in ihrer Gesamtsumme in Szenario B 2030 an den Vorgaben des Koalitionsvertrages vom 12.03.2018, sowie den Vorgaben des aktuell gültigen EEG 2017. Aufgrund des gegenüber 2017 leicht gestiegenen Bruttostromverbrauchs, welcher im Vergleich mit Szenario A 2030 und Szenario C 2030 einen Mittelweg abbildet, stellt sich der Ausbaupfad der Erneuerbaren Energien in Szenario B 2030 bereits ambitioniert dar.

Die in § 4 EEG vorgeschriebenen Ausbaupfade werden dabei nur in den nächsten Jahren eingehalten. Darauf folgend werden die Ausbaupfade bei den Energieträgern Wind-Onshore, Wind-Offshore und Photovoltaik überschritten. Dies ist erforderlich, um trotz leicht steigenden Stromverbrauchs durch die Annahme mittlerer Sektorenkopplung das Ziel von 65 % EE-Anteil am Bruttostromverbrauch einzuhalten.

Für Wind Onshore wird eine installierte Leistung in Höhe von 81,5 GW angenommen. Diese ergibt sich aus der installierten Kapazität im Jahr 2017 in Höhe von 50,4 GW zuzüglich eines durchschnittlichen jährlichen Bruttozubaues in Höhe von 4,1 GW. Dieser Zubau beinhaltet die von der Bundesregierung im Koalitionsvertrag festgeschriebenen Sonderausschreibungen in den Jahren 2019 und 2020 in Gesamthöhe von 4 GW. Das Szenario B 2030 bildet einen Mittelweg zwischen dem Szenario A 2030 mit eher zentraleren Strukturen und Szenario

rio C 2030 mit eher dezentraleren Strukturen. Die installierte Leistung Wind Onshore ist daher etwas geringer als die installierte PV-Leistung. Die Annahmen sind jedoch bereits sehr ambitioniert. Ein Großteil der von den Bundesländern für Windenergieanlagen vorgesehenen Flächen müsste zur Erreichung dieser installierten Leistung genutzt werden.

Für die Prognose wird vereinfachend angenommen, dass die bezuschlagten Mengen im 2. Folgejahr realisiert werden. In der Realität haben die Projektierer zwar einen längeren Zeitraum zur Verfügung, für die Prognose erscheint die pauschale Annahme einer kürzeren Zeitraums jedoch gerechtfertigt. Zum einen, da ab dem 24. Monat, mit Ausnahme von Bürgerenergiegesellschaften, Pönalen fällig werden. Zum anderen, da bei der Erstellung des Netzentwicklungsplans nur die Werte aus den Zieljahren benötigt werden und mögliche Verschiebungen im Pfad bis zum Zieljahr an Bedeutung verlieren. Des Weiteren wird angenommen, dass 100 % der ausgeschriebenen Mengen realisiert werden.

Der Zubau in den Jahren 2018 – 2022 orientiert sich an den Ausbaupfade des EEG 2017. In den Jahren 2021 und 2022 ergibt sich der Ausbaupfad aus dem EEG 2017 zuzüglich der Sonderausschreibungsmengen in Höhe von jeweils 2 GW. Ab 2023 wird ein Ausbaupfad angenommen, welcher deutlich über die vorgegebenen Werte aus § 4 EEG 2017 hinausgeht. Hierbei wird somit unterstellt, dass Gesetzesänderungen in den nächsten Jahren dazu führen, dass eine erhöhte Menge an Wind Onshore zugebaut wird. Durch den angenommen Rückbau auf Grundlage der Weibull-Verteilung (siehe Kapitel II B 3.3.1.2) ergibt sich für die Prognose ein durchschnittlicher Nettozubau in Höhe von 2,4 GW.

Für Wind Offshore ist ein Wert von 17 GW anzunehmen. Dies entspricht nahezu den Annahmen der Übertragungsnetzbetreiber zu Szenario C 2030. Ausgangspunkt ist wie in allen Szenarien die installierte Leistung der bis einschließlich des Jahres 2025 voraussichtlich realisierten Windparkprojekte in Höhe von ca. 10,8 GW.

Mit Einführung des Zielmodells werden für Windparks mit Inbetriebnahmen ab dem Jahr 2026 Ausschreibungen auf staatlich vorentwickelten Flächen durchgeführt. Insoweit sieht das WindSeeG derzeit in den Jahren 2026 bis 2030 ein jährliches Ausschreibungsvolumen von 840 MW vor und damit eine Steigerung von 4,2 GW in den Jahren 2026 bis 2030. Allerdings weicht die Prognose des Szenarios A 2030 für Wind Offshore in den Jahren 2026 bis 2030 von den Vorgaben des aktuellen WindSeeG und EEG 2017 ab und unterstellt entsprechend dem zentralen Ansatz einen Wert von 20 GW für das Zieljahr 2030 (siehe oben Nr. 4.3.4.1). Demgegenüber bilden die Prognosen des Szenarios B 2030 und C 2030 entsprechend dem dezentralen Ansatz den bisherigen Ausbaupfad ab und unterstellen einen Wert von 17 GW für das Zieljahr 2030 (siehe auch unten Nr. 4.3.6.1). Die beiden Szenarien sehen insoweit einen Ausbau an Offshore Windenergie auf 17 GW im Jahr 2030 vor, der eine moderate Anhebung des durchschnittlichen jährlichen Ausbaus von 840 MW nach derzeitiger Rechtslage auf 1.240 MW unterstellt.

Die installierte Leistung in Höhe von 91,3 GW für Photovoltaik ergibt sich aus der installierten Kapazität im Jahr 2017 in Höhe von 42,4 GW zuzüglich eines durchschnittlichen jährlichen Bruttozubaues in Höhe von 4,1 GW. Dieser Zubau beinhaltet die von der Bundesregierung im Koalitionsvertrag festgeschriebenen Sonderausschreibungen in den Jahren 2019 und 2020 in Gesamthöhe von 4 GW. Bis zum Jahr 2022 werden die Ausbaupfade des § 4 EEG 2017 angenommen. Im Jahr 2020 und 2021 wird darüber hinaus die Realisierung der in den Sonderausschreibungen ausgeschriebenen Mengen in Gesamthöhe von 4 GW angenommen. Ab 2023 stimmt die Prognose nicht mehr mit dem Ausbaupfad des EEG 2017 überein. Der durchschnittliche Bruttozubau pro Jahr liegt ab dann deutlich über dem Ausbaupfad. Es wird angenommen, dass ein Großteil dieser Anlagen ohne eine Förderung nach EEG gebaut wird, da die PV-Anlagen zur Eigenverbrauchsoptimie-

rung, besonders im Zusammenhang mit einem PV-Batteriespeicher, genutzt werden. Es wird unterstellt, dass die Wirtschaftlichkeit solcher PV-Anlagen/Batteriespeicher Kombinationen in großem Maße gegeben sei und von vielen Hausbesitzern genutzt wird.

Wie in Abschnitt II B 3.3.1.2 erläutert werden in diesem Szenariorahmen erstmalig Rückbauannahmen für PV-Anlagen getroffen. Der Bruttozubaup verringert sich daher von durchschnittlich 4,1 GW pro Jahr auf einen Nettozubaup von 3,8 GW pro Jahr.

Für Biomasse ist eine installierte Leistung in Höhe von 6,0 GW anzunehmen. Dieser Wert ergibt sich aus dem Referenzwert 2017 in Höhe von 7,6 GW zuzüglich eines durchschnittlichen Nettorückbaus in Höhe von 0,12 GW pro Jahr. Aufgrund eines angenommenen Rückbaus von Biomasseanlagen ergibt sich trotz eines Bruttozubaup von durchschnittlich 0,18 GW pro Jahr in Summe ein Nettorückbau. Diese Ausbaurrate erfüllt nach Berechnungen der Bundesnetzagentur in Verbindung mit den anderen Erneuerbaren Energien und dem angenommenen Bruttostromverbrauch das Ziel eines 65 % EE-Anteils. Die Ziele des in § 4 EEG 2017 genannten jährlichen Ausbaupfades werden dabei leicht unterschritten.

Für Wasserkraft ist eine installierte Leistung in Höhe von 5,6 GW anzunehmen. Diese ergibt sich aus der installierten Kapazität im Jahr 2017 in Höhe von 5,6 GW, wobei angenommen wird, dass ein gegebenenfalls aufgrund verschärfter Umwelt- und Naturschutzaufgaben entstehender Rückbau durch Effizienzsteigerungen der Wasserkraftwerke mindestens kompensiert wird. Unter dem Begriff Wasserkraft werden Laufwasser- sowie Speicherwasserkraftwerke geführt. Zusätzlich zu den geographisch in Deutschland installierten Leistungen, werden Wasserkraftwerke mit einer Leistung in Höhe von 1,5 GW 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 2017 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 angehängten konventionellen Kraftwerkliste 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 2017	50,5	5,4	42,4	7,6	5,6	1,3
Nettozubaup bis 2030	31,0	11,6	48,9	- 1,6	0,0	0,0
Σ Genehmigung	81,5	17,0	91,3	6,0	5,6	1,3

Tabelle 21: Entwicklung regenerativer Kapazitäten in Szenario B 2030

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

- Erhöhung der installierten Leistung Wind Onshore von 69,5 auf 81,5 GW
- Erhöhung der installierten Leistung Wind Offshore von 15,0 GW auf 17,0 GW
- Erhöhung der installierten Leistung Photovoltaik von 68,3 GW auf 91,3 GW
- Senkung der installierten Leistung Biomasse von 6,2 GW auf 6,0 GW
- Erhöhung der installierten Leistung Wasserkraft von 5,1 GW auf 5,6 GW
- Erhöhung der installierten Leistung sonstige regenerative Erzeugung von 0,5 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 Tabelle 22 angenommen.

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

Tabelle 22: Technisch-wirtschaftliche Betriebsdauer konventioneller Kraftwerke in Szenario B 2030

Für Braun- und Steinkohlekraftwerke wird eine Betriebsdauer von 40 Jahren angenommen, was eine Verkürzung gegenüber Szenario A 2030 von 5 Jahren bedeutet. Für Kraftwerke die mit Erdgas, Mineralöl oder sonstigen Brennstoffen betrieben werden, wird ebenfalls eine im Vergleich zum Szenario A 2030 um fünf Jahre verkürzte Betriebsdauer von 40 Jahren unterstellt. Die Betriebsdauer von Pumpspeichern und Abfallkraftwerken wird als unbegrenzt angenommen.

Die installierte Leistung der konventionellen Kraftwerke liegt in Szenario B 2030 unter dem Wert des Szenario A 2030 aber über dem Wert von Szenario C 2030. Die Wahl einer mittleren technisch-wirtschaftlichen Betriebsdauer von 40 Jahren basiert auf der Annahme, dass in Szenario B 2030 weniger auf zentrale Strukturen gesetzt wird, wie in Szenario A 2030, jedoch stärker, als in Szenario C 2030. Entsprechend werden politisch-ökonomische Rahmenbedingungen zu Grunde gelegt, die eine Mischung aus zentralen und nicht-zentralen Strukturen begünstigen.

Die Kriterien zum Zubau von in Planung befindlichen Kraftwerken werden entsprechend folgender Tabelle 23 angenommen.

Erzeugungstyp	Szenario B 2030
Braunkohle	Kein Zubau
Steinkohle	Kein Zubau
Erdgas	Entsprechend Szenariorahmen Gas 2018-2028
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 23: Kriterien zum Zubau von in Planung befindlichen Kraftwerken in Szenario B 2030

Für in Planung befindliche Braun- und Steinkohlekraftwerke wird kein Zubau angenommen. Es wird ein Zubau bei in Planung befindlichen Gaskraftwerken gemäß Szenariorahmen Gas 2018-2028 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 3.3.2 angenommenen Entwicklung der konventionellen Erzeugung und oben beschriebenen Methodik ergibt sich aus der angehängten Kraftwerksliste Tabelle 24.

Entwicklung [GW]	Braunkohle	Steinkohle	Erdgas	Öl	Pumpspeicher	Sonstige
Referenzwert 2017	21,2	25,0	29,6	4,4	9,5	4,3
- Rechnerische oder geplante Außerbetriebnahme bis 2030	11,9	16,3	9,2	3,2	0,0	0,4
+ In Bau	0,0	1,1	5,1	0,0	0,4	0,0
+ In Planung	0,0	0,0	9,8	0,0	1,7	0,2
= Bestand 2030	9,3	9,8	35,3	1,2	11,6	4,1

Tabelle 24: Entwicklung konventioneller Kapazitäten in Szenario B 2030

Die Annahmen zu den installierten Braun- und Steinkohlekraftwerkskapazitäten sind keine Vorwegnahme der Arbeit der Kohlekommission und auch keine kraftwerksscharfe Prognose, sondern lediglich eine Bandbreite denkbarer Entwicklungen, die als wahrscheinlich angesehen werden kann, und die auf Basis standardisierter Annahmen zu technisch-wirtschaftlichen Lebensdauer von Kraftwerken erfolgt.

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

- Senkung der installierten Leistung Braunkohle von 9,5 GW auf 9,3 GW
- Senkung der installierten Leistung Steinkohle von 13,9 GW auf 9,8 GW
- Erhöhung der installierten Leistung Erdgas von 32,4 GW auf 35,3 GW
- Senkung der installierten Leistung Öl von 1,6 GW auf 1,2 GW
- Erhöhung der installierten Leistung Pumpspeicher von 9,6 GW auf 11,6 GW
- Senkung der installierten Leistung sonstige konventionelle Erzeugung von 4,8 GW auf 4,1 GW

### 4.3.6 Szenario C 2030

#### 4.3.6.1 Annahmen zur regenerativen Erzeugung

Im Hinblick auf das Szenario C 2030 werden die von den Übertragungsnetzbetreibern beantragten Zubauten der regenerativen Erzeugung von der Bundesnetzagentur modifiziert genehmigt.

Die Annahmen zur installierten regenerativen Erzeugungsleistung orientieren sich in ihrer Gesamtsumme in Szenario C 2030 an den Vorgaben des Koalitionsvertrages vom 12.03.2018 der Bundesregierung, sowie den Vorgaben des aktuell gültigen EEG 2017. Aufgrund einer mehr auf dezentrale Erzeugungseinheiten ausgerichteten Stromproduktion verbunden mit einem gegenüber 2017 stark angestiegenen Bruttostromverbrauch, welcher im Vergleich mit Szenario A 2030 und Szenario B 2030 einen Maximalwert abbildet, stellt sich der Ausbaupfad der Erneuerbaren Energien in Szenario C 2030 – mit Ausnahme der Offshore Windenergie – sehr ambitioniert dar.

Die in § 4 EEG vorgeschriebenen Ausbaupfade werden dabei nur in den nächsten Jahren eingehalten. Darauf folgend werden die Ausbaupfade bei den Energieträgern Wind Onshore und Photovoltaik massiv, bei Wind Offshore leicht, überschritten. Dies ist erforderlich, um trotz stark steigenden Stromverbrauchs durch die Annahme starker Sektorenkopplung das Ziel von 65 % EE-Anteil am Bruttostromverbrauch einzuhalten.

Für Wind Onshore wird eine installierte Leistung in Höhe von 85,5 GW angenommen. Diese ergibt sich aus der installierten Kapazität im Jahr 2017 in Höhe von 50,4 GW zuzüglich eines durchschnittlichen jährlichen Bruttozubaus in Höhe von 4,4 GW. Dieser Zubau beinhaltet die von der Bundesregierung im Koalitionsvertrag festgeschriebenen Sonderausschreibungen in den Jahren 2019 und 2020 in Gesamthöhe von 4 GW. Das Szenario C 2030 bildet einen klar dezentralen Ansatz im Vergleich mit den Szenarien A 2030 und B 2030 ab. Prosumer und dezentrale Erzeugung mittels PV stehen dabei im Fokus. Zum Erreichen der EE-Anteile ist ein ambitionierter Ausbau der Windenergieanlagen Onshore trotzdem unverzichtbar.

Für die Prognose wird vereinfachend angenommen, dass die bezuschlagten Mengen im 2. Folgejahr realisiert werden. In der Realität haben die Projektierer zwar einen längeren Zeitraum zur Verfügung, für die Prognose erscheint die pauschale Annahme einer kürzeren Zeitraums jedoch gerechtfertigt. Zum einen, da ab dem 24. Monat, mit Ausnahme von Bürgerenergiegesellschaften, Pönalen fällig werden. Zum anderen, da bei der Erstellung des Netzentwicklungsplans nur die Werte aus den Zieljahren benötigt werden und mögliche Verschiebungen im Pfad bis zum Zieljahr an Bedeutung verlieren. Des Weiteren wird angenommen, dass 100 % der ausgeschriebenen Mengen realisiert werden.

Der Zubau in den Jahren 2018 – 2022 orientiert sich an den Ausbaupfade des EEG 2017. In den Jahren 2021 und 2022 ergibt sich der Ausbaupfad aus dem EEG 2017 zuzüglich der Sonderausschreibungsmengen in Höhe von jeweils 2 GW. Ab 2023 bis 2030 wird ein Ausbaupfad angenommen, welcher deutlich über die vorgegebenen Werte aus § 4 EEG 2017 hinausgeht. Hierbei wird somit unterstellt, dass Gesetzesänderungen in den nächsten Jahren dazu führen, dass eine erhöhte Menge an Wind-Onshore zugebaut wird. Durch den angenommen Rückbau auf Grundlage der Weibull-Verteilung (siehe Kapitel II B 3.3.1.2) ergibt sich für die Prognose ein durchschnittlicher Netto-Zubau in Höhe von 2,7 GW.

Für Wind Offshore ist ein Wert von 17 GW anzunehmen. Dies entspricht nahezu den Annahmen der Übertragungsnetzbetreiber zu Szenario C 2030. Ausgangspunkt ist wie in allen Szenarien die installierte Leistung der bis einschließlich des Jahres 2025 voraussichtlich realisierten Windparkprojekte in Höhe von ca. 10,8 GW.

Mit Einführung des Zielmodells werden für Windparks mit Inbetriebnahmen ab dem Jahr 2026 Ausschreibungen auf staatlich vorentwickelten Flächen durchgeführt. Insoweit sieht das WindSeeG derzeit in den Jahren 2026 bis 2030 ein jährliches Ausschreibungsvolumen von 840 MW vor und damit eine Steigerung von 4,2 GW in den Jahren 2026 bis 2030. Allerdings weicht die Prognose des Szenarios A 2030 für Wind Offshore in den Jahren 2026 bis 2030 von den Vorgaben des aktuellen WindSeeG und EEG 2017 ab und unterstellt entsprechend dem zentralen Ansatz einen Wert von 20 GW für das Zieljahr 2030 (siehe oben Nr. 4.3.4.1). Demgegenüber bilden die Prognosen des Szenarios B 2030 und C 2030 entsprechend dem dezentralen Ansatz den bisherigen Ausbaupfad ab und unterstellen einen Wert von 17 GW für das Zieljahr 2030 (siehe auch unten Nr. 4.3.6.1). Die beiden Szenarien sehen insoweit einen Ausbau an Offshore-Windenergie auf 17 GW im Jahr 2030 vor, der eine moderate Anhebung des durchschnittlichen jährlichen Ausbaus von 840 MW nach derzeitiger Rechtslage auf 1.240 MW unterstellt.

Die Szenarien bilden insoweit nicht mehr den gesetzlichen Ausbaupfad mit einem Zielwert von 15 GW ab und entsprechen damit nicht den Vorgaben des aktuellen WindSeeG und EEG 2017. Zwar basiert der Vorentwurf des Flächenentwicklungsplans vom 25. Mai 2018 noch auf den derzeit bestehenden gesetzlichen Grundlagen. Allerdings muss der Szenariorahmen bereits die zukünftigen Entwicklungen beim Ausbau erneuerbarer Energien berücksichtigen wie sie im Koalitionsvertrag vom 12.03.2018 vorgesehen sind und voraussichtlich durch den Gesetzgeber umgesetzt werden. Daher ist Grundlage aller Szenarien das im Koalitionsvertrag vereinbarte Ausbauziel für erneuerbare Energien in Höhe von 65 % am Bruttostromverbrauch. Aufgrund der höheren Volllastbenutzungsstunden der Offshore-Windenergie gegenüber Onshore Windenergie (Faktor 1/2) oder Photovoltaik (Faktor 1/4) sowie der beschränkten Flächenverfügbarkeit für landseitigen Windenergieausbau erscheint daher auch im eher dezentralen C-Szenario ein moderates Anheben der Annahmen zur Offshore Windenergie als erforderlich, um das Ziel eines 65 % EE-Anteil noch zu erreichen. Insoweit muss die Prognose des Szenariorahmens einen noch realistischen Ausbaupfad auch im Hinblick auf die übrigen Erneuerbaren Energieträger aufzeigen. Es erscheint aus Sicht der Bundesnetzagentur sinnvoll, dass diese Erwägungen Eingang in den laufenden Prozess zur Aufstellung des Flächenentwicklungsplans finden. Im Übrigen sieht bereits der Vorentwurf des Flächenentwicklungsplans – allerdings noch für die Jahre nach 2030 – weitere Flächen mit einer Leistung zwischen 2,4 GW und 2,8 GW vor.

Ein noch geringerer Ausbau der Offshore Windenergie – seitens eines Konsultationsteilnehmers wurde ein Zielwert von 10 GW gefordert – kommt ebenso wenig in Betracht.

Ein nicht vollständiges Erreichen der Offshore-Ausbauziele – sei es der des EEG 2017, sei es der in den Szenarien A 2030 und B 2030 angenommene – entsprechend dem seitens der Übertragungsnetzbetreiber beantragten Szenario A 2030 erscheint zudem auch deshalb als eher unwahrscheinlich, da im Zielmodell das jährliche Ausschreibungsvolumen aufgrund der Vorgaben des Flächenentwicklungsplans klar umrissen ist und ein nahezu vollständiges Ausschöpfen des Ausschreibungsvolumens den bisherigen Erfahrungen entspricht. Zumal sich auch eine vielleicht noch denkbare Unterschreitung in einem Bereich abspielt, der unter einem GW installierter Leistung liegt, so dass hier keine ausreichende Spreizung der Szenarien gegeben wäre. Dies spiegelt den grundlegenden Unterschied in der Stoßrichtung der einzelnen Offshore-Annahmen wider zwischen dem Szenariorahmen 2017-2030, der sich an das enge gesetzliche Korsett des Offshore-Deckels anlehnte, und dem Szenariorahmen 2019-2030, der unterschiedliche Offshore-Ausbaupfade aufzeigt, die in Abhängigkeit von der Zentralität bzw. Dezentralität des zukünftigen Ausbaus Erneuerbarer Energien sowie der Erreichung des Ziels eines Anteils von 65 % Erneuerbarer Energien am Bruttostromverbrauch stehen.

Die installierte Leistung in Höhe von 104,5 GW für Photovoltaik ergibt sich aus der installierten Kapazität im Jahr 2017 in Höhe von 42,4 GW zuzüglich eines durchschnittlichen jährlichen Bruttozubaues in Höhe von 5,1 GW. Die Übertragungsnetzbetreiber merkten in der Anhörung an, dass ein Zubau dieser Größenordnung in letzter Zeit nicht erreicht wurde. Der Bundesnetzagentur ist bewusst, dass der zukünftige PV-Ausbau in etwa in der Mitte zwischen den Rekordausbauzahlen am Anfang dieses Jahrzehnts und dem Einbruch in den letzten Jahren liegen müsste. Dieser Zubau beinhaltet die von der Bundesregierung im Koalitionsvertrag festgeschriebenen Sonderausschreibungen in den Jahren 2019 und 2020 in Gesamthöhe von 4 GW. Bis zum Jahr 2022 werden die Ausbaupfade des § 4 EEG 2017 angenommen. Im Jahr 2020 und 2021 wird darüber hinaus die Realisierung der in den Sonderausschreibungen ausgeschriebenen Mengen in Gesamthöhe von 4 GW angenommen. Ab 2023 stimmt die Prognose nicht mehr mit dem Ausbaupfad des EEG überein. Es wird angenommen, dass ein Großteil dieser Anlagen ohne eine Förderung nach EEG gebaut wird, da die PV-Anlagen zur Eigenverbrauchsoptimierung, besonders im Zusammenhang mit einem PV-Batteriespeicher, genutzt werden. Es wird unterstellt, dass die Wirtschaftlichkeit solcher PV-Anlagen/Batteriespeicher Kombination gegeben ist und von vielen Hausbesitzern ausgenutzt wird. Das Prosumer Konzept ist eines der Kernthesen des ambitionierten Szenario C 2030. Die überwiegend dezentrale Erzeugung durch PV-Anlagen spielt in diesem Konzept eine sehr große Rolle. Der ambitionierte Ausbaupfad erscheint in diesem Zusammenhang angemessen.

Wie in Abschnitt II B 3.3.1.2 erläutert werden in diesem Szenariorahmen erstmalig Rückbauannahmen für PV-Anlagen getroffen. Der Bruttozubau verringert sich daher von durchschnittlich 5,1 GW pro Jahr auf einen Nettozubau von 4,8 GW pro Jahr.

Für Biomasse ist eine installierte Leistung in Höhe von 6,0 GW anzunehmen. Dieser Wert ergibt sich aus dem Referenzwert 2017 in Höhe von 7,6 GW zuzüglich eines durchschnittlichen Nettorückbaus in Höhe von 0,12 GW pro Jahr. Aufgrund eines angenommenen Rückbaus von Biomasseanlagen ergibt sich trotz eines Bruttozubaues von durchschnittlich 0,18 GW pro Jahr in Summe ein Nettorückbau. Diese Ausbaurrate erfüllt nach Berechnungen der Bundesnetzagentur in Verbindung mit den anderen Erneuerbaren Energien und dem angenommenen Bruttostromverbrauch das Ziel eines 65 % EE-Anteils. Die Ziele des in § 4 EEG 2017 genannten jährlichen Ausbaupfades werden dabei leicht unterschritten.

Für Wasserkraft ist eine installierte Leistung in Höhe von 5,6 GW anzunehmen. Diese ergibt sich aus der installierten Kapazität im Jahr 2017 in Höhe von 5,6 GW, wobei angenommen wird, dass ein gegebenenfalls aufgrund verschärfter Umwelt- und Naturschutzauflagen entstehender Rückbau durch Effizienzsteigerungen der Wasserkraftwerke mindestens kompensiert wird. Unter dem Begriff Wasserkraft werden Laufwasser- sowie Speicherwasserkraftwerke geführt. Zusätzlich zu den geographisch in Deutschland installierten Leistungen, werden Wasserkraftwerke mit einer Leistung in Höhe von 1,5 GW 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 2017 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 angehängten 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 2017	50,5	5,4	42,4	7,6	5,6	1,3
Nettozubau bis 2030	35,0	11,6	62,1	- 1,6	0,0	0,0
Σ Genehmigung	85,5	17,0	104,5	6,0	5,6	1,3

Tabelle 25: Entwicklung regenerativer Kapazitäten in Szenario C 2030

#### Zusammenfassung der Änderungen in Szenario C 2030 zum Entwurf der Übertragungsnetzbetreiber Erneuerbare Energieträger

- Erhöhung der installierten Leistung Wind Onshore von 70,4 auf 85,5 GW
- Senkung der installierten Leistung Wind Offshore von 17,3 GW auf 17,0 GW
- Erhöhung der installierten Leistung Photovoltaik von 72,8 GW auf 104,5 GW
- Senkung der installierten Leistung Biomasse von 6,2 GW auf 6,0 GW
- Erhöhung der installierten Leistung Wasserkraft von 5,1 GW auf 5,6 GW
- Erhöhung der installierten Leistung sonstige regenerative Erzeugung von 0,5 GW auf 1,3 GW

#### 4.3.6.2 Annahmen zur konventionellen Erzeugung

Die technisch-wirtschaftliche Betriebsdauer der einzelnen Energieträger wird in Szenario C 2030 entsprechend Tabelle 26 angenommen.

Erzeugungstyp	Szenario C 2030
Braunkohle	35 Jahre
Steinkohle	35 Jahre
Erdgas	35 Jahre
Mineralöl	35 Jahre
Pumpspeicher	unbegrenzt
Abfall	unbegrenzt
Sonstige	35 Jahre

Tabelle 26: Technisch-wirtschaftliche Betriebsdauer konventioneller Kraftwerke in Szenario C 2030

Für Braun- und Steinkohlekraftwerke wird eine Betriebsdauer von 35 Jahren angenommen. Für Kraftwerke die mit Mineralöl, Erdgas und sonstigen Brennstoffen betrieben werden wird ebenfalls eine Betriebsdauer von 35 Jahren unterstellt. Die Betriebsdauer von Pumpspeichern und Abfallkraftwerken wird als unbegrenzt angenommen.

Die Betriebsdauer von Erdgaskraftwerken wurde gegenüber der Genehmigung des Szenariorahmens 2017-2030 von 40 Jahre auf 35 gekürzt. Diese Verkürzung basiert auf der Annahme von verschärften Betriebsbedingungen der konventionellen Erdgaskraftwerke in Szenario C 2030. Diese müssen in einem Stromsystem, welches von den höchsten installierten Erneuerbaren Energien Erzeugungskapazitäten geprägt ist, viel flexibler auf die starken Schwankungen der Erneuerbaren Energien Einspeisung reagieren, als in den anderen Szenarien. Da ein Betriebsverhalten mit ausgeprägtem Lastfolgeverhalten die technischen Anlagen eines Kraftwerks

stark belasten, wird die technisch-wirtschaftliche Betriebsdauer von Erdgaskraftwerken – wie auch bei allen anderen konventionellen Kraftwerken – im Vergleich zu Szenario B 2030 um fünf Jahre verkürzt.

Die installierte Leistung der konventionellen Kraftwerke ist in Szenario C 2030 im Vergleich zu den anderen Szenarien am geringsten, was maßgeblich auf die teilweise stark verkürzte technisch-wirtschaftlichen Betriebsdauern der einzelnen Kraftwerkstypen zurückzuführen ist. Die Wahl dieser eher kurzen technisch-wirtschaftlichen Betriebsdauern basiert auf der Annahme, das Szenario C 2030 am wenigsten stark von zentralen Erzeugungsstrukturen geprägt ist. Zu diesen zentralen Strukturen gehört in erster Linie der konventionelle Kraftwerkspark mit Kraftwerken von mehr als 10 MW.

Die Kriterien zum Zubau von in Planung befindlichen Kraftwerken werden entsprechend Tabelle 27 angenommen.

Erzeugungstyp	Szenario C 2030
Braunkohle	Kein Zubau
Steinkohle	Kein Zubau
Erdgas	Entsprechen Szenariorahmen Gas 2018-2028
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 27: Kriterien zum Zubau von in Planung befindlichen Kraftwerken in Szenario C 2030

Für in Planung befindliche Braun- und Steinkohlekraftwerke wird kein Zubau angenommen. Es wird ein Zubau bei in Planung befindlichen Gaskraftwerken gemäß Szenariorahmen Gas 2018-2028 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 3.3.2 angenommenen Entwicklung der konventionellen Erzeugung und oben beschriebenen Methodik ergibt sich aus der angehängten Kraftwerksliste Tabelle 28.

Entwicklung [GW]	Braunkohle	Steinkohle	Erdgas	Öl	Pumpspeicher	Sonstige
Referenzwert 2017	21,2	25,0	29,6	4,4	9,5	4,3
- Rechnerische oder geplante Außerbetriebnahme bis 2030	12,2	18,0	10,7	3,5	0,0	0,4
+ In Bau	0,0	1,1	5,1	0,0	0,4	0,0
+ In Planung	0,0	0,0	9,4	0,0	1,7	0,2
= Bestand 2030	9,0	8,1	33,4	0,9	11,6	4,1

Tabelle 28: Entwicklung konventioneller Kapazitäten in Szenario C 2030

Die Annahmen zu den installierten Braun- und Steinkohlekraftwerkskapazitäten sind keine Vorwegnahme der Arbeit der Kohlekommission und auch keine kraftwerksscharfe Prognose, sondern lediglich eine Bandbreite denkbarer Entwicklungen, die als wahrscheinlich angesehen werden kann, und die auf Basis standardisierter Annahmen zu technisch-wirtschaftlichen Lebensdauer von Kraftwerken erfolgt.

#### **Zusammenfassung der Änderungen in Szenario C 2030 zum Entwurf der Übertragungsnetzbetreiber konventionelle Energieträger**

- Senkung der installierten Leistung Braunkohle von 9,3 GW auf 9,0 GW
- Senkung der installierten Leistung Steinkohle von 10,2 GW auf 8,1 GW
- Erhöhung der installierten Leistung Erdgas von 32,4 GW auf 33,4 GW
- Senkung der installierten Leistung Öl von 1,3 GW auf 0,9 GW
- Erhöhung der installierten Leistung Pumpspeicher von 11,0 GW auf 11,6 GW
- Senkung der installierten Leistung sonstige konventionelle Erzeugung von 4,8 GW auf 4,1 GW

#### **4.3.7 Szenario B 2025**

Das Szenario B 2025 ist ein Zwischenszenario, welches in dieser Form im Szenariorahmen 2019-2030 erstmalig betrachtet wird. Bereits im letzten Netzentwicklungsprozess 2017-2030 wurde nachträglich ein Zwischenszenario durch einen Gutachter erstellt, in welchem das Zieljahr 2023 untersucht wurde. Dieses Zwischenszenario wird zur Prüfung der von den Übertragungsnetzbetreibern eingereichten kurzfristig durchführbaren Maßnahmen („Ad-Hoc“ Maßnahmen) genutzt.

Die in der Anhörung von den Übertragungsnetzbetreibern vorgebrachten Bedenken, dass Szenario B 2025 solle für eine Zielnetzplanung genutzt werden, sind daher unbegründet. Das Zieljahr 2025 dient ausschließlich zur Prüfung von möglicherweise eingereichten Ad-Hoc Maßnahmen. Eine vollständige Bearbeitung und maßnahmenscharfe Ausweisung ist für das Szenario B 2025 nicht erforderlich.

Es erscheint der Bundesnetzagentur angemessen, die zu treffenden Annahmen erstmalig bereits in der Genehmigung des Szenariorahmens 2019-2030 mittels Zwischenszenario transparent darzustellen. Durch den beschleunigten Ausbau der Erneuerbaren Energien, welcher bis 2025 besonders durch die Sonderausschreibungen geprägt ist, besteht nämlich das Risiko, dass der Bedarf für Redispatch im Übertragungsnetz bereits kurzfristig ansteigt. Somit besteht die Möglichkeit, dass die Übertragungsnetzbetreiber wieder „Ad-Hoc“ Maßnahmen vorschlagen, welche zur volkswirtschaftlich günstigen Vermeidung dieses Redispatchbedarfs geeignet sind. Dieses Zwischenszenario soll die Möglichkeit bieten, diese Maßnahmen, falls benötigt, in dem hier definierten Szenario B 2025 vorzustellen. Die Bundesnetzagentur sieht es als unkritisch an, dass ein neues Szenario ohne Entwurf der Übertragungsnetzbetreiber erstellt wird, da sich das Szenario B 2025 dem für das Szenario B 2030 entworfenen Entwicklungspfad bedient. Alle grundlegenden Annahmen stimmten daher mit dem Szenario B 2030 überein.

##### **4.3.7.1 Annahmen zur regenerativen Erzeugung**

Die Annahmen zur regenerativen Erzeugung ergeben sich aus dem in Kapitel II B 4.3.5.1 beschriebenen Entwicklungspfad des Szenario B 2030. Für das Szenario B 2025 wurden somit keine unabhängigen Annahmen getroffen, sondern es wird ein Zwischenstand der Entwicklung des Szenario B 2030 dargestellt.

Bereits enthalten sind die Sonderausschreibungen in Höhe von jeweils 4 GW für Wind-Onshore und Photovoltaik, deren Realisierung für die Jahre 2021 und 2022 angenommen wird.

Für Wind Onshore ergibt sich, den Zubauraten des Szenario B 2030 folgend, eine installierte Leistung für das Jahr 2025 in Höhe von 70,5 GW. Dieser Wert ergibt sich durch einen durchschnittlichen jährlichen Bruttozubaup in Höhe von 4,0 GW. Dieser reduziert sich durch Rückbau auf einen durchschnittlichen jährlichen Nettozubau in Höhe von 2,5 GW.

Für Wind Offshore ergibt sich der Wert bis einschließlich des Jahres 2025 aus der installierten Leistung der bestehenden und voraussichtlich realisierten Windparkprojekte, wobei die Annahmen auf den unbedingten Netzanschlusszusagen der Übertragungsnetzbetreiber (§ 118 Abs. 12 EnWG in Verbindung mit § 17 Abs. 2a EnWG a.F.) sowie der Zuweisung von Kapazität durch die Bundesnetzagentur (§ 118 Abs. 12 EnWG in Verbindung mit § 17d EnWG a.F.) oder Zuweisung von Kapazität infolge der Bezuschlagung eines Windparkprojekts (§ 37 Abs. 1 Nr. 2 lit. b) WindSeeG) beruhen. Die bestehende und voraussichtlich installierte Leistung dieser Windparkprojekte beträgt ca. 10,8 GW.

Für Photovoltaik ergibt sich, den Zubauraten des Szenario B 2030 folgend, eine installierte Leistung für das Jahr 2025 in Höhe von 73,3 GW. Dieser Wert ergibt sich durch einen durchschnittlichen jährlichen Bruttozubaup in Höhe von 3,9 GW. Dieser Bruttozubaup wird bis 2025 durch Rückbau nur minimal reduziert, weshalb sich der durchschnittliche jährliche Nettozubau gerundet ebenfalls in Höhe von 3,9 GW darstellt.

Für Biomasse ist eine installierte Leistung in Höhe von 7,3 GW anzunehmen. Dieser Wert ergibt sich aus dem Referenzwert 2017 in Höhe von 7,6 GW zuzüglich eines durchschnittlichen Nettorückbaus in Höhe von 0,03 GW pro Jahr. Aufgrund eines angenommenen Rückbaus von Biomasseanlagen ergibt sich trotz eines Bruttozubaup von durchschnittlich 0,18 GW pro Jahr in Summe ein leichter Nettorückbau.

Für Wasserkraft ist eine installierte Leistung in Höhe von 5,6 GW anzunehmen. Dies entspricht dem Referenzwert von 2017 sowie dem Wert für 2030. Dies folgt der Annahme, dass für Wasserkraft kein Zubau oder Rückbau angenommen wird.

Die installierte Leistung in Höhe von 1,3 GW für sonstige regenerative Erzeugung ergibt sich aus der installierten Kapazität im Jahr 2017 in Höhe von 1,3 GW, wobei kein Zu- oder Rückbau angenommen wird.

Entwicklung [GW]	Wind Onshore	Wind Offshore	Photovoltaik	Biomasse	Wasserkraft	Sonstige
Referenzwert 2017	50,5	5,4	42,4	7,6	5,6	1,3
Nettozubaup bis 2025	20,0	5,4	30,9	- 0,3	0,0	0,0
Σ Genehmigung	70,5	10,8	73,3	7,3	5,6	1,3

Tabelle 29: Entwicklung regenerativer Kapazitäten in Szenario B 2025

#### 4.3.7.2 Annahmen zur konventionellen Erzeugung

Das Szenario B 2025 ist eine zeitliche Vorausschau des Szenario B 2030. Annahmen zur technisch-wirtschaftlichen Betriebsdauer und deren Herleitung auf Grund der angenommenen politisch-ökonomischen Rahmenbedingungen entsprechen daher denen des Szenario B 2030. Die technisch-wirtschaftliche Betriebsdauer der einzelnen Energieträger in Szenario B 2035 wird entsprechend Tabelle 30 angenommen.

Erzeugungstyp	Szenario B 2025
Braunkohle	40 Jahre
Steinkohle	40 Jahre
Erdgas	40 Jahre
Mineralöl	40 Jahre
Pumpspeicher	unbegrenzt
Abfall	unbegrenzt
Sonstige	40 Jahre

Tabelle 30: Technisch-wirtschaftliche Betriebsdauer konventioneller Kraftwerke in Szenario B 2025

Für Braun- und Steinkohlekraftwerke wird eine Betriebsdauer von 40 Jahren angenommen, was eine Verkürzung gegenüber Szenario A 2030 von fünf Jahren bedeutet. Für Kraftwerke die mit Erdgas, Mineralöl oder sonstigen Brennstoffen betrieben werden wird eine im Vergleich zum Szenario A 2030 um fünf Jahre verkürzte Betriebsdauer von 40 Jahren unterstellt. Die Betriebsdauer von Pumpspeichern und Abfallkraftwerken wird als unbegrenzt angenommen.

Die Kriterien zum Zubau von in Planung befindlichen Kraftwerken werden entsprechend Tabelle 31 angenommen.

Erzeugungstyp	Szenario B 2025
Braunkohle	Kein Zubau
Steinkohle	Kein Zubau
Erdgas	Entsprechend Szenariorahmen Gas 2018-2028
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 31: Kriterien zum Zubau von in Planung befindlichen Kraftwerken in Szenario B 2025

Für in Planung befindliche Braun- und Steinkohlekraftwerke wird kein Zubau angenommen. Es wird ein Zubau bei in Planung befindlichen Gaskraftwerken gemäß Szenariorahmen Gas 2018-2028 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 3.3.2 angenommenen Entwicklung der konventionellen Erzeugung und oben beschriebenen Methodik ergibt sich aus der angehängten Kraftwerksliste Tabelle 32.

Entwicklung [GW]	Braunkohle	Steinkohle	Erdgas	Öl	Pumpspeicher	Sonstige
Referenzwert 2017	21,2	25,0	29,6	4,4	9,5	4,3
- Rechnerische oder geplante Außerbetriebnahme bis 2030	11,8	12,6	9,0	3,1	0,0	0,4
+ In Bau	0,0	1,1	3,6	0,0	0,4	0,0
+ In Planung	0,0	0,0	8,3	0,0	1,7	0,2
= Bestand 2030	9,4	13,5	32,5	1,3	11,6	4,1

Tabelle 32: Entwicklung konventioneller Kapazitäten in Szenario B 2025

Die Annahmen zu den installierten Braun- und Steinkohlekraftwerkskapazitäten sind keine Vorwegnahme der Arbeit der Kohlekommission und auch keine kraftwerksscharfe Prognose, sondern lediglich eine Bandbreite denkbarer Entwicklungen, die als wahrscheinlich angesehen werden kann, und die auf Basis standardisierter Annahmen zu technisch-wirtschaftlichen Lebensdauer von Kraftwerken erfolgt.

#### 4.3.8 Szenario B 2035

##### 4.3.8.1 Annahmen zur regenerativen Erzeugung

Im Hinblick auf das Szenario B 2035 werden die von den Übertragungsnetzbetreibern beantragten Zubauten der regenerativen Erzeugung von der Bundesnetzagentur modifiziert bestätigt.

Die Annahmen zur installierten regenerativen Erzeugungsleistung sind in Szenario B 2035 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. Für die grundsätzliche Methodik des Szenarios B 2035 wird daher auf Kapitel II B 4.3.4.1 verwiesen. Im Folgenden wird dennoch auf die konkreten Annahmen für die Jahre 2030 – 2035 eingegangen.

Für Wind Onshore ergibt sich für 2035 eine installierte Leistung in Höhe von 90,8 GW. Dabei wird der für das Jahr 2023 – 2030 prognostizierte Bruttozubau bis 2035 fortgeschrieben. Die Annahmen zum Rückbau ergeben sich aus dem historischen Zubau und werden nach derselben Methodik des Szenarios B 2030 ermittelt. Resultierend aus dem Bruttozubau in den Jahren 2031-2035 in Höhe von 4,2 GW ergibt sich ein durchschnittlicher Nettozubau in Höhe von 1,9 GW. Der durchschnittliche Nettozubau von 2017 – 2035 ergibt sich somit zu 2,2 GW.

Für Wind Offshore ist entgegen den Annahmen der Übertragungsnetzbetreiber ein Wert von 23,2 GW anzunehmen. Ausgangspunkt ist der Ausbaupfad des Szenarios B 2030, welches einen durchschnittlichen jährlichen Zubau von 1.240 MW unterstellt. Dieser jährliche Zuwachs an Offshore Windenergie wird auch für die Jahre 2031 bis 2035 unterstellt. Es erscheint sachgerecht, auch für das Langfristszenario einen eher moderaten zusätzlichen Ausbau an Offshore Windenergie anzunehmen.

Ein Ausbaupfad, der wesentlich über diesen Wert hinaus geht oder wesentlich darunter liegt (beides wurde in der Konsultation gefordert, letzteres seitens der Übertragungsnetzbetreiber beantragt), würde die Gefahr einer einseitigen (Fehl-)Prognose deutlich erhöhen. Auch ist derzeit nicht erkennbar, dass der Gesetzgeber nach

2030 einen stärkeren oder geringeren Ausbau an Offshore Windenergie anstrebt. Eine Fortführung des B-Szenarios unter Berücksichtigung des EE-Ziels von 65 % für das Jahr 2035 erscheint insoweit valide.

Für die Photovoltaik ergibt sich für das Jahr 2035 eine installierte Leistung in Höhe von 97,4 GW. Analog zur Vorgehensweise bei der Prognose der Wind Onshore Zahlen wird auch bei der Photovoltaik der für das Jahr 2023 – 2030 prognostizierte Bruttozubau bis 2035 fortgeschrieben. Die Annahmen zum Rückbau ergeben sich aus dem historischen Zubau und werden nach derselben Methodik des Szenarios B 2030 ermittelt. Resultierend aus dem Bruttozubau für die Jahre 2031 – 2035 in Höhe von 4,3 GW ergibt sich ein durchschnittlicher Nettozubau in Höhe von 1,2 GW. Durch die angenommenen Lebensdauern der PV-Anlagen und die Parameter der Weibull-Verteilung ergibt sich für die Jahre 2031 – 2035 ein massiver Rückbau der PV-Anlagen, weshalb der Nettozubau verhältnismäßig niedrig liegt. Die Ursache dieses starken Rückbaus liegt hauptsächlich in den Jahren 2010 – 2012, in welchen ein extremer Zubau an PV-Leistung stattfand. Der durchschnittliche Nettozubau von 2017 – 2035 ergibt sich somit zu 3,1 GW.

Für Biomasse ist eine installierte Leistung in Höhe von 4,6 GW anzunehmen. Die Zubauannahmen werden analog zur Vorgehensweise bei Wind Onshore und Photovoltaik für die Jahre 2031-2035 fortgeschrieben. So ergibt sich weiterhin ein durchschnittlicher jährlicher Bruttozubau in Höhe von 0,18 GW. Dieser Bruttozubau wird durch den angenommenen Rückbau sehr stark reduziert, wodurch ein Nettorückbau in Höhe von 0,16 GW entsteht. In den Jahren 2031-2035 erreichen, verglichen mit dem Zeitraum 2017-2030, sehr viele Biomasseanlagen das Ende ihrer Förderdauer, wodurch nach der Methodik aus Kapitel II B 3.3.1.2 ein Rückbau angenommen wird.

Für Wasserkraft ist eine installierte Leistung in Höhe von 5,6 GW anzunehmen. Dies entspricht dem Referenzwert von 2017 sowie dem Wert für 2030. Dies folgt der Annahme, dass für Wasserkraft kein Zubau oder Rückbau angenommen wird.

Die installierte Leistung in Höhe von 1,3 GW für sonstige regenerative Erzeugung ergibt sich aus der installierten Kapazität im Jahr 2017 in Höhe von 1,3 GW, wobei kein Zu- oder Rückbau bis 2035 angenommen wird

Entwicklung [GW]	Wind Onshore	Wind Offshore	Photovoltaik	Biomasse	Wasserkraft	Sonstige
Referenzwert 2017	50,5	5,4	42,4	7,6	5,6	1,3
Nettozubau bis 2035	40,3	17,8	55,0	- 3,0	0,0	0,0
Σ Genehmigung	90,8	23,2	97,4	4,6	5,6	1,3

Tabelle 33: Entwicklung regenerativer Kapazitäten in Szenario B 2035

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

- Erhöhung der installierten Leistung Wind Onshore von 73,8 auf 90,8 GW
- Erhöhung der installierten Leistung Wind Offshore von 19,0 GW auf 23,2 GW
- Erhöhung der installierten Leistung Photovoltaik von 71,3 GW auf 97,4 GW
- Senkung der installierten Leistung Biomasse von 5,5 GW auf 4,6 GW
- Erhöhung der installierten Leistung Wasserkraft von 5,1 GW auf 5,6 GW
- Erhöhung der installierten Leistung sonstige regenerative Erzeugung von 0,5 GW auf 1,3 GW

#### 4.3.8.2 Annahmen zur konventionellen Erzeugung

Das Szenario B 2035 ist eine zeitliche Fortschreibung des Szenario B 2030. Annahmen zur technisch-wirtschaftlichen Betriebsdauer und deren Herleitung auf Grund der angenommenen politisch-ökonomischen Rahmenbedingungen entsprechen daher denen des Szenario B 2030. Die technisch-wirtschaftliche Betriebsdauer der einzelnen Energieträger in Szenario B 2035 wird entsprechend Tabelle 34 angenommen.

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

Tabelle 34: Technisch-wirtschaftliche Betriebsdauer konventioneller Kraftwerke in Szenario B 2035

Für Braun- und Steinkohlekraftwerke wird eine Betriebsdauer von 40 Jahren angenommen, was eine Verkürzung gegenüber Szenario A 2030 von fünf Jahren bedeutet. Für Kraftwerke die mit Erdgas, Mineralöl oder sonstigen Brennstoffen betrieben werden wird eine im Vergleich zum Szenario A 2030 um fünf Jahre verkürzte Betriebsdauer von 40 Jahren unterstellt. Die Betriebsdauer von Pumpspeichern und Abfallkraftwerken wird als unbegrenzt angenommen.

Die Kriterien zum Zubau von in Planung befindlichen Kraftwerken werden entsprechend Tabelle 35 angenommen.

Erzeugungstyp	Szenario B 2035
Braunkohle	Kein Zubau
Steinkohle	Kein Zubau
Erdgas	Entsprechend Szenariorahmen Gas 2018-2028
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 35: Kriterien zum Zubau von in Planung befindlichen Kraftwerken in Szenario B 2035

Für in Planung befindliche Braun- und Steinkohlekraftwerke wird kein Zubau angenommen. Es wird ein Zubau bei in Planung befindlichen Gaskraftwerken gemäß Szenariorahmen Gas 2018-2028 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 3.3.2 angenommenen Entwicklung der konventionellen Erzeugung und oben beschriebenen Methodik ergibt sich aus der angehängten Kraftwerksliste Tabelle 36.

<b>Entwicklung [GW]</b>	<b>Braunkohle</b>	<b>Steinkohle</b>	<b>Erdgas</b>	<b>Öl</b>	<b>Pumpspeicher</b>	<b>Sonstige</b>
Referenzwert 2017	21,2	25,0	29,6	4,4	9,5	4,3
- Rechnerische oder geplante Außerbetriebnahme bis 2030	12,2	18,0	10,7	3,5	0,0	0,4
+ In Bau	0,0	1,1	6,6	0,0	0,4	0,0
+ In Planung	0,0	0,0	11,4	0,0	1,9	0,2
= Bestand 2030	9,0	8,1	36,9	0,9	11,8	4,1

Tabelle 36: Entwicklung konventioneller Kapazitäten in Szenario B 2035

Die Annahmen zu den installierten Braun- und Steinkohlekraftwerkskapazitäten sind keine Vorwegnahme der Arbeit der Kohlekommission und auch keine kraftwerksscharfe Prognose, sondern lediglich eine Bandbreite denkbarer Entwicklungen, die als wahrscheinlich angesehen werden kann, und die auf Basis standardisierter Annahmen zu technisch-wirtschaftlichen Lebensdauer von Kraftwerken erfolgt.

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

- Senkung der installierten Leistung Braunkohle von 9,3 GW auf 9,0 GW
- Senkung der installierten Leistung Steinkohle von 10,2 GW auf 8,1 GW
- Erhöhung der installierten Leistung Erdgas von 36,6 GW auf 36,9 GW
- Senkung der installierten Leistung Öl von 1,3 GW auf 0,9 GW
- Erhöhung der installierten Leistung Pumpspeicher von 11,3 GW auf 11,8 GW
- Senkung der installierten Leistung sonstige konventionelle Erzeugung von 4,8 GW auf 4,1 GW

## **5 Mittel- und langfristige energiepolitische Ziele der Bundesregierung**

Sämtliche 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. Darüber hinaus bildet der Szenariorahmen 2019-2030 wichtige grundsätzliche Annahmen des Koalitionsvertrages vom 12.03.2018 ab. Die bisherigen Ziele des Energiekonzepts werden dabei teilweise vorgezogen und verschärft, allen voran das Ziel eines Anteils der Erneuerbaren Energien am Bruttostromverbrauch von 65 % bis 2030. Die Klimaschutzpolitischen Grundsätze und weitergehende Annahmen zur Reduktion der CO<sub>2</sub>-Emissionen wurden von der Bundesregierung im Klimaschutzplan 2050 vom 01.11.2016 festgelegt und handlungsfeldscharf definiert. Weiterhin gibt es zahlreiche gesetzlich verankerten Ziele, welche im Szenariorahmen 2019-2030 Beachtung finden. Nicht abschließend, aber besonders zu nennen sind dabei das aktuelle EEG, das WindSeeG sowie das KWKG, welches die neuen KWK-Ziele der Bundesregierung festlegt.

Folgende energiepolitische Ziele werden im Rahmen der Genehmigung des Szenariorahmens 2019-2030 berücksichtigt:

- Reduktion der Treibhausgasemissionen nach Vorgabe des Klimaschutzplans 2050: Reduktion der Gesamtemissionen gegenüber 1990 um 55 % bis 2030 und 80 – 95 % bis 2050. Die Emissionen der für den Netzentwicklungsplan relevanten Handlungsfelder sollen dabei in der Industrie um 49 bis 51 % bis 2030 und der Energiewirtschaft um 61 bis 62 % bis 2030 reduziert werden.
- Erhöhung des Anteils des aus Erneuerbaren Energien erzeugten Stroms am Bruttostromverbrauch bis 2030 auf 65 % 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 2019-2030 beruhen, kann eine erste Einschätzung getroffen werden, ob die Szenarien die angeführten energiepolitischen Ziele der Bundesregierung erreichen.

### 5.1 Einhaltung der CO<sub>2</sub>-Ziele

Auf Grund der CO<sub>2</sub>-Emissionsobergrenze, die von der Bundesnetzagentur in allen Szenarien als unbedingt einzuhaltende Nebenbestimmung vorgegeben wird, ist sicher davon auszugehen, dass alle Szenarien die Emissionsobergrenzen einhalten werden. Die Einhaltung der CO<sub>2</sub>-Emissionsobergrenze soll dabei notfalls durch die Erhöhung des nationalen CO<sub>2</sub>-Preis sichergestellt werden.

Die Übertragungsnetzbetreiber werden im Fall der Notwendigkeit einer verpflichtenden Nebenbestimmung dazu aufgefordert, die Emissionen vor einem solchen Eingriff in die Marktmodellierung und die zur Einhaltung notwendige Erhöhung des nationalen CO<sub>2</sub>-Preises transparent im Entwurf des Netzentwicklungsplans 2019-2030 darzulegen.

### 5.2 Einhaltung der EE-Anteile am Bruttostromverbrauch

Der Anteil des aus Erneuerbaren Energien erzeugten Stroms am Bruttostromverbrauch liegt in allen Szenarien mit Zieljahr 2030 bei ca. 65 % und somit deutlich über den jährlichen Ausbaupfad des aktuellen EEG. Nur so werden die Ziele des Koalitionsvertrages vom 12.03.2018 in allen Szenarien eingehalten. Da sich der Anteil der Erneuerbaren Energien weiterhin nach dem Bruttostromverbrauch richtet, ist dieser in der Genehmigung des Szenariorahmens 2019-2030 zu prognostizieren.

Die Prognose des Bruttostromverbrauchs ist dabei lediglich als Basis für die Ermittlung des 65%-Anteils der Erneuerbaren Energien ausschlaggebend und nicht mit dem Bruttostromverbrauch zu verwechseln, welcher sich letztlich erst verlässlich nach der Marktsimulation und der Netzberechnung ergibt. Dies ist dem Umstand geschuldet, dass einzelne Komponenten des Bruttostromverbrauchs erst das Ergebnis der Marktsimulation und der Netzberechnung sind und folglich zum Zeitpunkt der Genehmigung des Szenariorahmens 2019-2030 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 und können folglich in der Genehmigung des Szenariorahmens 2019-2030 nur abgeschätzt werden. Ähnlich verhält es sich mit der von Pumpspeicherkraftwerken genutzten Energie und dem Kraftwerkseigenverbrauch, die sich erst nach der Simulation des Kraftwerkeinsatzes in der Marktmodellierung ergeben.

Zur Abschätzung des Referenzwertes des Bruttostromverbrauchs in 2016 bezieht sich die Bundesnetzagentur auf die Daten des Monitoringberichts 2017 der Bundesnetzagentur. Für die Angaben zum Kraftwerkseigenverbrauch sind die Angaben des Jahresberichtes 2017 der AGEB (AG Energiebilanzen EV) maßgeblich. Tabelle 37 zeigt, wie sich der Referenzwert des Bruttostromverbrauchs näherungsweise bestimmen lässt.

<b>Verbrauchstyp</b>	<b>Energieverbrauch [TWh]</b>
Nettostromverbrauch 2016	530,1
+ Übertragungsnetzverluste	8,4
+ Pumpspeicherenergie	12,5
+ Kraftwerkseigenverbrauch	36,5
= Bruttostromverbrauch 2016	587,5

Tabelle 37: Ermittlung des Bruttostromverbrauchs 2016

Ausgangsgröße zur Ermittlung des Bruttostromverbrauchs in 2016 ist der in Kapitel II B 4.1 berechnete Nettostromverbrauch von 530,1 TWh in 2016. Hinzu kommen Energieverluste des Übertragungsnetzes von 8,4 TWh und die Energiemenge von 12,5 TWh zum Betrieb der Pumpspeicherkraftwerke. Ferner ist der Eigenverbrauch der Kraftwerke von 36,5 TWh zu berücksichtigen. Aufsummiert ergibt sich ein Bruttostromverbrauch von 587,5 TWh für das Jahr 2016.

Die Prognose des Bruttostromverbrauchs für die einzelnen Szenarien erfolgt methodisch analog zur Ermittlung des Referenzwertes, jedoch werden für die Übertragungsnetzverluste, die Pumpspeicherarbeit und den Kraftwerkseigenverbrauch andere Datengrundlagen genutzt. Die dem Netz für Pumpspeicherkraftwerke entnommene Energie und der Kraftwerkseigenverbrauch sind Ergebnisse der Marktsimulation zum Netzentwicklungsplan 2019-2030, welche zum Zeitpunkt der Genehmigung des Szenariorahmens jedoch nicht vorliegen. Die Verluste im Übertragungsnetz sind Ergebnis der Netzberechnung im Rahmen des Netzentwicklungsplan 2019-2030, die wiederum auf der Marktmodellierung aufsetzt und daher zum Zeitpunkt der Genehmigung des Szenariorahmens ebenfalls nicht vorliegen. Daher wird die zum Betrieb von Pumpspeicherkraftwerken benötigte Energie den Ergebnissen der Marktsimulation aus dem zweiten Entwurf des Netzentwicklungsplans 2017-2030 entnommen. Auch der Kraftwerkseigenverbrauch wird basierend auf Daten des Netzentwicklungsplans 2017-2030 ermittelt. Für Verluste im Übertragungsnetz werden die Ergebnisse der Netzberechnung aus dem Netzentwicklungsplan 2017-2030 genutzt (basierend auf dem Übertragungsnetz, welches sich durch das Bundesbedarfsplangesetz BBPlG ergibt). Bei der Nutzung der Daten aus dem Netzentwicklungsplan 2017-2030 wird davon ausgegangen, dass die Werte der Pumpspeicherarbeit, des Kraftwerkseigenverbrauchs und der Übertragungsnetzverluste des Netzentwicklungsplans 2017-2030 voraussichtlich näher an den Ergebnissen des Netzentwicklungsplans 2019-2030 liegen, als die Werte aus dem Monitoringbericht für das Jahr 2016. Da im Netzentwicklungsplan 2017-2030 kein Szenario B 2025 existierte, wird als Annahme der Mittelwert der Szenarien A 2030 und B 2030 gewählt, da das Szenario B 2025 am ehesten diesen Szenarien entspricht.

[TWh]	Szenario A 2030	Szenario B 2030	Szenario C 2030	Szenario B 2025	Szenario B 2035
Nettostromverbrauch	512,3	543,9	576,5	528,4	549,4
+ Kraftwerkseigenverbrauch	22,7	16,5	16,2	19,6	13,3
+ Entnahme der Pumpspeicherkraftwerke	9,9	10,4	12,1	10,2	11,6
+ Verluste im Übertragungsnetz	11,9	11,9	11,9	11,9	11,9
= Bruttostromverbrauch in den Szenarien	556,8	582,7	616,7	570,1	586,2

Tabelle 38: Prognose des Bruttostromverbrauchs in den Szenarien

Für den Bruttostromverbrauch ergibt sich in Szenario A 2030 nach Addition des Kraftwerkseigenverbrauchs, der Pumpspeicherentnahme und der Übertragungsnetzverluste ein Wert von 556,8 TWh. In Szenario B 2030 ergibt sich analog ein Saldo von 582,7 TWh. In Szenario C 2030 wird anhand genannter Methodik mit 616,7 TWh der höchste Bruttostromverbrauch prognostiziert. Die Szenarien B 2025 und B 2035 ergeben sich nach derselben Methodik. Für B 2025 ist ein Bruttostromverbrauch von 570,1 TWh anzunehmen, für B 2035 von 586,2 TWh.

Für die Prognose der EE-Anteile am Bruttostromverbrauch werden zusätzlich in allen Szenarien die nachfolgenden Volllastbetriebsstunden zu Grunde gelegt:

Energieträger	Volllastbetriebsstunden [h/a]
Wind Onshore installiert vor dem 31.12.2017	1.700
Wind Onshore installiert nach dem 31.12.2017	2.300
Wind Offshore	4.300
Photovoltaik installiert vor dem 31.12.2017	920
Photovoltaik installiert nach dem 31.12.2017	950
Photovoltaik > 750 kW installiert nach dem 31.12.2017	1.000
Biomasse vor dem 31.12.2017	6.200
Biomasse nach dem 31.12.2017	5.000
Wasserkraft	4.000
Sonstige regenerative Erzeugung	3.460

Tabelle 39: Volllastbetriebsstunden der Erneuerbaren Energien Erzeugungsanlagen

Die Volllastbetriebsstunden in Tabelle 39 (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 4.500 auf 4.000 herabgesetzt. Dies hängt damit zusammen, dass im Szenariorahmen 2019-2030, wie im letzten Prozess, 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 7.000 bis 8.000 h/a realisieren werden. Daneben werden Holzkraftwerke zugebaut, die zwischen 6.000 und 7.000 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 Schwarzlaube wird ebenfalls aufgrund der thermischen Verwertungspflicht als konstant angenommen. Um den soeben genannten Umständen Rechnung zu tragen, wurden die Volllaststunden aller Biomassekraftwerke pauschal um 1.000 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 % im Bereich von Standortqualitäten zwischen 65 und 90 %. 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. Einige Konsultationsteilnehmer haben 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. 2.750 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 % 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 7) 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 4.3.4.1, II B 4.3.5.1, II B 4.3.6.1, II B 4.3.7.1 und II B 4.3.8.1 dargestellten Erneuerbaren Energien Kraftwerksparks, der in Tabelle 39 dargestellten Volllaststunden, der Spitzenkappung (vgl. II B 7) sowie des in Tabelle 38 prognostizierten Bruttostromverbrauchs, werden voraussichtlich alle Szenarien des Szenariorahmen 2019-2030 einen EE-Anteil von ca. 65 % in 2030 bzw. 55 % in 2025 und 74 % 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 C 2030	Szenario B 2025	Szenario B 2035
Anteil Erneuerbarer Energien am Bruttostromverbrauch	65 %	65 %	65 %	55 %	74 %

Tabelle 40: 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 gibt die Bundesnetzagentur für die meisten Szenarien eine optimistische Einschätzung ab. 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 in allen Szenarien erreicht. Alle Szenarien folgen einem Ausbaupfad, welcher über das Ziel von 15 GW in 2030 hinausgeht. Dies folgt der Argumentation des Koalitionsvertrags vom 12.03.2018, welcher zur Beschleunigung des Ausbaus der Erneuerbaren Energien einen noch nicht näher konkretisierten höheren Anteil der Offshore Windenergie zur Erreichung der Ziele fordert. Die Annahme eines erhöhten Wind-Offshore Ausbaus allen Szenarien erscheint daher adäquat.

Die Einhaltung des Ziels einer Stromerzeugung aus KWK-Anlagen in Höhe von 120 TWh kann im Szenariorahmen 2019-2030 nur bedingt festgestellt werden. Für die Szenarien werden jeweils unterschiedliche installierte KWK-Leistungen prognostiziert. Der Einsatz dieser Anlagen hängt sowohl von Must-run Bedingungen der benötigten Wärmeerzeugung als auch vom marktgetriebenen Einsatz ab. Erst nach Durchführung der Marktmodellierung lässt sich die tatsächlich erzeugte Strommenge dieser Anlagen ausweisen. Nach der in der Anhörung vorgebrachten Einschätzung der Übertragungsnetzbetreiber ist aufgrund der Flexibilisierung der KWK-Anlagen eine eindeutige Berechnung des Teils der Stromerzeugung aus KWK-Anlagen, welcher direkt im Zusammenhang mit der Wärmeerzeugung (Wärmenachfrage) steht, zumindest in Szenario C 2030 nicht explizit möglich. Die Bundesnetzagentur ist sich der Schwierigkeit einer Überprüfung bewusst. Gleichwohl sind alle Szenarien des Szenariorahmens 2019-2030 auf die Zielerreichung hin zu überprüfen und – sofern nicht exakt bestimmbar – von den Übertragungsnetzbetreibern begründet abzuschätzen, ob die Ziele erreicht

werden. Durch die angenommene Leistung installierter KWK-Anlagen ist eine Erreichung des Ziels zumindest im Bereich des Möglichen.

Das Ziel einer Senkung des Stromverbrauchs um 10 % bis 2020 gegenüber dem Jahr 2008 (618 TWh), wird in allen Szenarien vollständig erreicht. Die Erreichung für das Jahr 2020 kann nicht überprüft werden, da eine konkrete Betrachtung des Stromverbrauchs nur für die Zieljahre 2025, 2030 und 2035 erfolgt. Zieht man von dem in Tabelle 38 dargestellten Bruttostromverbrauch der Szenarien den durch Sektorenkopplung entstehenden zusätzlichen Stromverbrauch der Szenarien des Szenariorahmens 2019-2030 ab (siehe Tabelle 13), so ergeben sich für die Szenarien Stromeinsparungen gegenüber dem Referenzjahr 2008 in Höhe von 11,8 – 15,2 %.

Dieser durch Effizienzeinsparungen verringerte Bruttostromverbrauch wird durch den zusätzlichen Verbrauch auf Grund von Sektorenkopplung in Szenario A 2030 leicht, in Szenario B 2030 und B 2035 mittel und in Szenario C 2030 deutlich erhöht. Für das Ziel einer Senkung des Stromverbrauchs um 25 % bis 2050 sind allerdings weitere Bemühungen erforderlich, die über die bisherigen Anstrengungen hinausgehen müssen.

## 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 nachfolgenden Marktsimulation, insbesondere den Stromaustausch zwischen Deutschland und den angrenzenden Staaten. Der Stromaus-tausch mit den Nachbarstaaten ist wiederum maßgeblich für die innerdeutsche Netzbelastung und hat somit Auswirkungen auf die dem Szenariorahmen folgenden nationalen Netzberechnungen.

Die Bundesnetzagentur bekennt sich zu dem 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.

### 6.1 Begleitschreiben an Länder, die über Interkonnektoren mit Deutschland verbunden sind

Während der Konsultation hat die Bundesnetzagentur explizit diejenigen Regulierungsbehörden der Länder angeschrieben, die über Interkonnektoren mit Deutschland verbunden sind bzw. voraussichtlich bis zum Jahr 2030 mit Deutschland verbunden sein werden. Die Anrainerstaaten wurden zu ihrer Einschätzung des Entwurfs des Szenariorahmens 2019-2030 der Übertragungsnetzbetreiber befragt. Antworten erhielt die Bundesnetzagentur von den Regulierungsbehörden aus Belgien, Polen und der Schweiz.

#### 6.1.1 Belgien

Die Commission for Electricity and Gas Regulation (CREG) äußert Befürchtungen, dass es zu einer Fehlaustrichtung zwischen der Netzentwicklung, Nachfrage und Produktion kommen könne, wenn Deutschland an einer einheitlichen Gebotszone festhalte. Des Weiteren gäbe es negative Auswirkungen auf den Elektrizitäts-

binnenmarkt, was wiederum zu größeren Redispatchmengen und – aufgrund von Ringflüssen und internen Überlastungen – verringerten Austauschkapazitäten führen würde.

CREG hält den vorgeschlagenen Ansatz der Bundesnetzagentur zum KWK-Ersatz für sinnvoll. Des Weiteren begrüßt sie die Regionalisierungsmethodik von Wind Onshore Anlagen, gibt aber auch zu bedenken, dass bei der Ausschreibung von Wind Onshore Anlagen das Referenzertragsmodell Anwendung finden sollte.

CREG bemängelt, dass aus dem Begleitdokument nicht eindeutig ersichtlich werde, wie der regionale und sektorspezifische Stromverbrauch bei der Marktmodellierung berücksichtigt werde. Sie vertritt aber die Ansicht, dass die regionalen und sektorspezifischen Komponenten hinreichend genau in das Modell einfließen.

### 6.1.2 Polen

Die Urząd Regulacji Energetyki (URE) gibt an, dass die von der Bundesnetzagentur vorgeschlagene Methodik zum Ersatz für aus dem Markt ausscheidende KWK-Kraftwerke - speziell im Szenario B 2030 - zwar die Erwartungen hinsichtlich des Erzeugungsmixes an den unterschiedlichen Standorten wiederspiegeln, jedoch nicht die Notwendigkeit des Netzausbaus, der aus der Erzeugung und dem Verbrauch in den unterschiedlichen Regionen Deutschlands und dem daraus resultierenden Energietransportbedarf resultiert. Vielmehr würde versucht, die Strom- und Wärmeproduktion in den unterschiedlichen Regionen so zu verteilen, dass die Netzausbaukosten minimiert würden. Es sollte aber eine standortunabhängige Verteilung stattfinden.

URE ist der Ansicht, dass der Netzentwicklungsplan 2019-2030 zusammen mit der geplanten Entwicklung von Erzeugung und Verbrauch auch die Versorgungssicherheit sicherstellen sollte. Daher sollte die Versorgungssicherheit bezüglich der verschiedenen Szenarien im Szenariorahmen 2019-2030 im Vordergrund stehen.

URE stuft die Zuordnung sämtlicher nationalen Szenarien zu einem einzigen europäischen Szenario als angemessen ein. Die Übertragungskapazitäten zu den deutschen Anrainerstaaten sind aus Sicht der URE nicht in Frage zu stellen, da die Werte von ENTSO-E stammen.

URE hält Sensitivitätsberechnungen für den Netzentwicklungsplan 2019-2030 prinzipiell für sinnvoll, da diese aufzeigen könnten, wie empfindlich die Modellierung hinsichtlich verschiedener Parameter reagiere.

### 6.1.3 Schweiz

Aus Sicht der Eidgenössischen Elektrizitätskommission (ElCom) sollte dem Thema Versorgungssicherheit im Rahmen des Szenariorahmens bzw. Netzentwicklungsplans eine zentrale Bedeutung zukommen, da zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit potenzielle Netzengpässe mittels (Reserve-)Kraftwerken zu kompensieren seien und dieses Thema aus Gründen der Planungs- und Investitionssicherheit relevant sei.

ElCom begrüßt eine gewisse Zurückhaltung gegenüber Stromimporten, da ein bestimmter Eigenversorgungsgrad ein wesentliches Sicherheitsmerkmal darstelle. Sie gibt aber auch zu bedenken, dass der Verbundbetrieb auf physikalischen Gesetzen beruhe und diese auch über Landesgrenzen hinweg Gültigkeit hätten und ein grenzüberschreitender Netzausbau notwendig und sinnvoll sei. Von ElCom werden die angesetzten Werte der Übertragungskapazitäten zwischen Deutschland und der Schweiz als angemessen eingeschätzt.

## 6.2 Zuordnung der Szenarien zu den europäischen Szenarien

Die Annahmen zum Verbrauch und zur installierten Leistung im europäischen Ausland ergaben sich in der Genehmigung des Szenariorahmen 2017-2030 aus dem Scenario Development Report 2016 (SDR 2016) des Ten-Year Network Development Plan 2016.

Die europäischen Übertragungsnetzbetreiber (ENTSO-E) und Fernleitungsbetreiber (ENTSO-G) haben am 30.03.2018 den Scenario Development Report 2018 (SDR 2018) veröffentlicht. Dieser soll als Grundlage für den nächsten Ten-Year Network Development Plan 2018 (TYNDP 2018) dienen. Die erstellten Szenarien sollen erstmalig gemeinsam für die europäische Strom- und Gasnetzplanung genutzt werden.

Aufgrund der zeitlichen Harmonisierung (Zieljahr 2030) des Szenariorahmens 2019-2030 mit dem TYNDP 2018 ist erneut eine Zuordnung der nationalen Szenarien zu den europäischen Szenarien möglich. Allerdings unterscheidet sich der SDR 2018 maßgeblich vom SDR 2016. Der SDR 2018 enthält drei Szenarien mit dem Zieljahr 2030 sowie drei weitere Szenarien mit dem Zieljahr 2040. Das Szenario Sustainable Transition 2030 ist das einzige Szenario, welches Bottom-up auf Basis von Datenmeldungen der europäischen Übertragungsnetzbetreiber erstellt wurde. Bei dem Bottom-up Verfahren werden zuerst die nationalen Ziele und Daten der nationalen Übertragungsnetzbetreiber genutzt, um auf die Gesamtzahlen zu kommen. Im Top-down Verfahren werden hingegen zuerst die europaweiten Ziele betrachtet und anschließend auf die einzelnen Länder heruntergebrochen.

Jahr	Name	Typ	Abgeleitet von
2020	2020 Best Estimate Scenario	Bottom up	Daten der nationalen ÜNB
2025	2025 Best Estimate Scenario „Kohle vor Gas“	Bottom up	Daten der nationalen ÜNB
2025	2025 Best Estimate Scenario „Gas vor Kohle“	Bottom up	Daten der nationalen ÜNB
2030	2030 European Commission EUCO	Top down	Ziele der europäischen Kommission
2030	2030 Sustainable Transition	Bottom up	Daten der nationalen ÜNB
2030	2030 Distributed Generation	Top down	2030 Sustainable Transition
2040	2040 Sustainable Transition	Top down	2030 Sustainable Transition
2040	2040 Global Climate Action	Top down	2030 Sustainable Transition
2040	2040 Distributed Generation	Top down	2030 Distributed Generation

Tabelle 41: Szenarien des TYNDP 2018 (Quelle: TYNDP 2018)

Die Übertragungsnetzbetreiber schlagen erstmalig vor, sämtliche nationalen Szenarien an ein einziges europäisches Szenario zu koppeln: Sustainable Transition 2030.

Bisher wurden den nationalen Szenarien jeweils verschiedene europäische Szenarien mit ähnlicher „Storyline“ zugeordnet. Im Rahmen der europaweiten Marktsimulation der Übertragungsnetzbetreiber wurde also, je nach Szenario, ein unterschiedlicher nationaler und europäischer Kraftwerkspark angenommen. Für nationale Szenarien, für die kein direkt passendes Pendant gefunden wurde, hatten die Übertragungsnetzbetreiber Schnittmengen aus zwei europäischen Szenarien gebildet. Dieser Methodik liegt die Annahme zu Grunde, dass sich der Innovationsgrad und die Geschwindigkeit der Veränderung der Energielandschaft im europäischen Umland ähnlich verhalten würden. Ein möglicherweise angenommenes schnelleres Transformationstempo im Inland setzt sich dabei im Ausland fort. Ein Nachteil dieser Vorgehensweise ist, dass Veränderungen der Netzauslastungssituation nicht zwingend auf Änderungen im nationalen Szenariorahmen zurückzuführen sind, sondern auch auf Einflüssen aus dem Ausland beruhen können. Die zwischen den Szenarien unterschiedliche Modellierung des Auslands „verschmiert“ somit den Einfluss der im Szenariorahmen festgelegten Faktoren für das Inland. Der Einfluss einzelner nationaler Annahmen auf die Dimensionierung des Netzausbaus lässt sich schwerer nachvollziehen.

Durch die von den Übertragungsnetzbetreibern vorgeschlagene Kopplung der nationalen Szenarien an ein einziges europäisches Szenario wird folglich in jedem Szenario ein einheitlicher europäischer Kraftwerkspark für die Modellberechnungen verwendet. Der Einfluss des europäischen Auslands bleibt somit über die Szenarien tendenziell konstanter, da sich der Kraftwerkspark und die installierten Erneuerbaren Energien Leistungen nicht ändern. Der tatsächliche Einsatz der Kraftwerke im europäischen Ausland kann sich allerdings auch nach der neuen Methodik anders darstellen, da dieser als Ergebnis der Marktmodellierung von verschiedenen Faktoren abhängt. Trotzdem können unterschiedliche Ergebnisse der einzelnen Szenarien eher auf die Bandbreite der nationalen Annahmen zurückgeführt werden als es vorher der Fall war. Eine Verzerrung der nationalen Ergebnisse wird soweit wie möglich vermindert.

In der Konsultation zeigte sich ein heterogenes Bild bezüglich der richtigen Szenarienzuordnung. Einige Teilnehmer forderten, dass man die unterschiedlichen Dynamiken der Szenarien auch im Ausland fortsetzen müsse, weshalb ein europäisches Szenario nicht ausreiche. Andererseits werde der besser abschätzbare Einfluss der innerdeutschen Maßnahmen positiv eingeschätzt. Die Unterschiede im Ausbaubedarf zwischen den Szenarien ließen sich eher auf verschiedene innerdeutsche Annahmen zurückführen.

Die Bundesnetzagentur entscheidet sich dazu, die Methodik der Übertragungsnetzbetreiber, für alle Szenarien des Netzentwicklungsplans nur ein europäisches Szenario zu verwenden, als angemessen zu bestätigen. Die Bundesnetzagentur schätzt die verstärkte Wahrnehmbarkeit der Unterschiede in den innerdeutschen Annahmen höher ein, als eine möglicherweise zu gering abgebildete Dynamik im Ausland.

### **6.3 Bestimmung der Handelskapazitäten**

Der europäische Handel zwischen den Marktgebieten ist eine wesentliche Komponente bei der Netzausbauplanung. Da der gehandelte Strom über das Übertragungsnetz transportiert werden muss, wird durch das Handelsergebnis beeinflusst, wie sich die Leistungsflüsse im Netz einstellen. Innerhalb der Marktsimulation muss deshalb eine geeignete Methode zur Abbildung des Stromhandels verwendet werden. Einerseits sollte, dem Gedanken eines freizügigen Energiebinnenmarkts folgend, der Handel zwischen den Marktgebieten möglichst wenig beschränkt werden. Andererseits können die Netze nur in begrenztem Maße Strom transportieren, was die Notwendigkeit begründet, den Handel entsprechend der Übertragungsfähigkeit der Netze zu beschränken. Diese Beschränkung kann entweder durch sog. „Net Transfer Capacities“ (NTCs) oder durch einen sog. „Flow-Based Market Coupling“ (FBMC) erfolgen.

In den vergangenen Genehmigungen des Szenariorahmens wurden NTCs auf Basis des europäischen TYNDPs genehmigt. Bei diesem Verfahren wurde eine Übertragungskapazität für den gerichteten Austausch zwischen zwei Marktgebieten vorgegeben und über den gesamten betrachteten Zeitraum (ein Jahr) konstant gehalten. In der auf den Szenariorahmen folgenden Marktsimulation durfte die gehandelte Strommenge zwischen den Marktgebieten die vorgegebenen NTC-Kapazitäten zu keinem Zeitpunkt übersteigen.

Der Szenariorahmen 2019-2030 sieht nun erstmals die Anwendung des FBMC an allen Grenzen Deutschlands zu den Nachbarländern vor. Diese neue Vorgehensweise basiert sowohl auf der Tatsache, dass bereits an den meisten Grenzen FBMC zum Einsatz kommt bzw. in den nächsten Jahren zum Einsatz kommen soll. Der wesentliche Unterschied zu der Verwendung von NTCs besteht darin, dass verfügbare Kapazitäten nicht zwischen Marktgebieten, sondern auf sog. „kritischen Zweigen“ vorgegeben werden. Als kritische Zweige werden diejenigen Leitungen definiert, die durch den Handel besonders stark belastet werden. Die aufgrund der handelsseitig ausgetauschten Strommengen resultierenden Leistungsflüsse auf diesen Leitungen dürfen die vorgegebenen Kapazitätswerte nicht übersteigen. Es handelt sich daher um eine leitungsscharfe Vorgabe von Kapazitäten für den Handel.

Eine solche leitungsscharfe Vorgabe der Handelskapazitäten erhöht die Anforderungen an die nachfolgende Marktmodellierung. So muss ermittelt werden, wie sich der handelsseitige Austausch von Strom zwischen zwei Marktgebieten auf den Leistungsfluss auf einer Leitung auswirkt. Dieser Zusammenhang wird als Sensitivität bezeichnet.

Für die Sensitivitätsermittlung einer Leitung müssen in jedem Fall zwei Parameter bekannt sein:

- Welche Kraftwerke ändern ihre Leistung durch den Stromhandel („Generation-Shift-Key“)?

Durch den Handel zwischen zwei Marktgebieten wird die Nachfrage in einem Marktgebiet nicht durch eigene, sondern durch Kraftwerke im benachbarten Marktgebiet gedeckt. Welche Kraftwerke ihre Leistung verändern geben die sog. „Generation-Shift-Keys“ an. Grundsätzlich sind die „Generation-Shift-Keys“ abhängig davon, welche Kraftwerke ins Netz einspeisen. Sie können daher in jeder Stunde, insbesondere bei einem steigenden Anteil von wetterabhängiger Stromerzeugung, unterschiedlich sein. Diese Tatsache sollte bei der Modellierung des FBMC berücksichtigt werden.

- Wie wirkt sich die Leistungsänderung der Kraftwerke auf den Leistungsfluss auf der Leitung aus („Power Transfer Distribution Factor“)?

Die sog. „Power Transfer Distribution Factors“ geben an wie viel von der Änderung der Kraftwerksleistung auf einer Leitung „ankommt“. Sie sind im Wesentlichen von der Netztopologie abhängig. Wie auch von den Übertragungsnetzbetreibern angemerkt, ist die Netztopologie das Ergebnis des Netzentwicklungsplan Prozesses und daher vor der Marktsimulation nicht sicher bekannt. Vereinfacht kann daher als Ausgangsnetz das Netz mit allen Maßnahmen nach dem Bundesbedarfsplangesetz, zuzüglich der Interkonnektoren aus dem Abschnitt II B 6.4, zur Ermittlung der „Power Transfer Distribution Factors“ herangezogen werden.

Das FBMC muss das (n-1)-Kriterium berücksichtigen. Dies ist möglich, indem bestimmt wird, wie sich der Leistungsfluss auf einer Leitung durch den Ausfall einer zweiten Leitung verändert. Diese Größe wird auch „Line Outage Distribution Factor“ genannt. Sie kann zusätzlich bei der Berechnung der Sensitivitäten berücksichtigt werden. Die dann resultierenden Sensitivitäten geben an, wie sich der Leistungsfluss auf einer Leitung

unter der Annahme des Ausfalls einer zweiten Leitung, aufgrund des handelsseitigen Stromaustauschs zwischen zwei Marktgebieten, verändert.

Auf Grundlage der Sensitivitäten kann in jeder Stunde die Auswirkung aller handelsseitigen Austausche auf eine bestimmte Leitung berücksichtigt werden. Dadurch ist es möglich, den durch Handel resultierenden Leistungsfluss je Leitung zu berechnen und zu begrenzen. Das Ergebnis des FBMC sind stündlich variierende Werte für die handelsseitig ausgetauschten Strommengen zwischen den Marktgebieten. Grundsätzlich ermöglicht das FBMC-Verfahren durch seine höhere Genauigkeit eine bessere handelsseitige Nutzung bestehender Netzelemente als das klassische NTC-Verfahren.

Die Bundesnetzagentur geht davon aus, dass das FBMC in Zukunft an den meisten deutschen Grenzen Anwendung findet. Aktuell wird es bereits in der sog. CWE-Region („Central Western Europe“) angewandt. Daher erscheint es angemessen, das FBMC mindestens zwischen Deutschland und den Anrainerstaaten als Methode zu verwenden, um die handelsseitigen Stromaustausche im Netzentwicklungsplan besser zu modellieren und damit einen bedarfsgerechten Netzausbau zu ermitteln. Zwischen Marktgebieten die keine direkten Anrainerstaaten von Deutschland sind, ist die Verwendung des FBMC nur eingeschränkt sinnvoll, da sowohl für die Ermittlung der „Generation Shift Keys“ als auch die Ermittlung der „Power Transfer Distribution Factors“ nicht immer hinreichend genau möglich sind. In diesen Fällen ist die Verwendung des NTC-Verfahrens ausreichend.

Für die Modellierungen erscheint es sinnvoll, die aktuellen Überlegungen und Zielsetzungen des „Clean Energy for All European Package“ heranzuziehen. Die derzeitigen Positionen des europäischen Rats und des Parlaments deuten darauf hin, dass zukünftig mindestens 75 % der Leitungskapazität dem Handel zur Verfügung gestellt werden muss. Im Sinne eines bedarfsgerechten Netzausbaus sollen Engpässe innerhalb der Marktgebiete nicht beschränkend für den Handel wirken. Demzufolge hält es die Bundesnetzagentur für angemessen, als kritische Zweige im FBMC ausschließlich Leitungen zwischen den Marktgebieten (Interkonnektoren) zu berücksichtigen. Auf diesen Leitungen würde, nach aktuellem Stand, 75 % der thermischen Kapazität dem FBMC Verfahren zur Verfügung gestellt werden. Bei DC-Leitungen kann dagegen die volle Kapazität für die Netzplanung angenommen werden, da hier keine Ringflüsse auftreten.

Die Übertragungsnetzbetreiber merken an, dass die Verwendung des FBMC insgesamt mehr Eingangsdaten erfordert, die genaue Ausgestaltung zwischen den Ländern offen ist, und eine vereinfachte Betrachtung eine höhere Genauigkeit suggeriere als tatsächlich gegeben sei. Sie stehen der Verwendung des FBMC im Netzentwicklungsplan 2019-2030 deshalb kritisch gegenüber. Die Bundesnetzagentur hält die Modellierung mit FBMC, insbesondere vor dem Hintergrund der Diskussionen um das „Clean Energy for All European Package“ gleichwohl für notwendig. Mit der oben beschriebenen Methodik ist eine Modellierung möglich, die nach Einschätzung der Bundesnetzagentur, eine bessere Prognose für das jeweilige Zieljahr darstellt als das NTC-Verfahren. Die notwendigen Annahmen, die im Rahmen einer langfristigen Netzplanung in vielen Bereichen erforderlich sind, stellen die derzeit bestmögliche Abschätzung der zukünftigen Entwicklung dar. Aufgrund der Komplexität des Gesamtsystems und der erstmaligen Anwendung des FBMC im Netzentwicklungsplan könnten allerdings begründete Vereinfachungen notwendig werden. Die Parameter sollten auf einer realistischen Prognose für die tatsächliche Anwendung des FBMC im Zieljahr 2030 beruhen und nicht zu einer Unter- oder Überdimensionierung des Netzes führen.

#### 6.4 Bewertung von Interkonnektoren zur Bereitstellung der Handelskapazitäten

Zwischen Deutschland und den Anrainerstaaten werden zunächst nur diejenigen Interkonnektoren berücksichtigt, die bereits im Bundesbedarfsplangesetz enthalten sind.

Darüber hinaus sollen die Übertragungsnetzbetreiber einzelne Interkonnektoren berücksichtigen, die dazu beitragen den angegebenen Bedarf in mindestens zwei von drei Szenarien der "European Power System 2040 – Completing the map – The Ten-Year Network Development Plan 2018 System Needs Analysis" und dessen Anhang "European Power System 2040 – Completing the map – Technical Appendix" zu erreichen und deren Inbetriebnahme für die Zieljahre 2030/2035 vorgesehen sind. In der Anhörung wurde durch die Übertragungsnetzbetreiber angemerkt, dass es sich bei den ausgewiesenen Kapazitäten in den Dokumenten "European Power System 2040 – Completing the map – The Ten-Year Network Development Plan 2018 System Needs Analysis" und "European Power System 2040 – Completing the map – Technical Appendix" um einen zusätzlichen Bedarf an Handelskapazitäten (NTCs) handelt und nicht für alle Erhöhungen der Handelskapazität ein konkretes Projekt vorliegt. Die Bundesnetzagentur ist sich dieses Umstandes bewusst. Deshalb gibt sie für die zu berücksichtigenden Interkonnektoren diejenigen Interkonnektoren vor, die bereits von den Übertragungsnetzbetreibern beantragt wurden und bei denen davon ausgegangen werden kann, dass deren Kapazitätssteigerung zur Erreichung der Handelskapazität der zuvor genannten Dokumente beitragen. Dabei handelt es sich um folgende Interkonnektoren:

- Deutschland – Großbritannien (NeuConnect)
- Deutschland – Schweden (Hansa Power Bridge 1) (P 221)
- Deutschland - Belgien (zweiter Interkonnektor) (P 313)
- Uchtelfangen-Ensdorf - Bundesgrenze (FR) (P 170)
- Südwestliches Baden-Württemberg, Eichstetten - Bundegrenze (FR) (P 176)
- Tiengen - Bundesgrenze (CH) (P 204)
- 380 kV-Kuppelleitung zwischen Aach (DE) und Bofferdange (LU)
- Deutschland - Schweden (Hansa Power Bridge 2, nur für das Zieljahr 2035)

In der Anhörung schlugen die Übertragungsnetzbetreiber die in Tabelle 42 aufgeführten Interkonnektoren als berücksichtigungspflichtig vor:

Grenze	Projektname
Deutschland – Großbritannien	NeuConnect
Deutschland – Schweden	Hansa Power Bridge I
Deutschland – Schweden	Hansa Power Bridge II, nur im Zieljahr 2035
Deutschland – Belgien	zweiter Interkonnektor
Deutschland – Frankreich	Uchtelfangen – Ensdorf – Bundesgrenze
Deutschland – Frankreich	Eichstetten – Bundegrenze
Deutschland – Schweiz	Tiengen – Bundegrenze
Deutschland – Luxemburg	Aach – Bofferdange
Deutschland – Polen	GerPol PowerBridge II, nur im Zieljahr 2035

Tabelle 42: Empfohlene Interkonnektorprojekt-Berücksichtigungen der Übertragungsnetzbetreiber

Der Vorschlag entspricht den zuvor genannten Interkonnektoren der Bundesnetzagentur bis auf den Interkonnektor zwischen Deutschland und Polen, der von Übertragungsnetzbetreibern zusätzlich zur Berücksichtigung empfohlen wurde.

Die Bundesnetzagentur erwähnt in der Auflistung von Projekten nur solche Projekte, die bisher in keinem Gesetz festgelegt wurden (Zubaunetzprojekte). Bei dem Projekt zwischen Deutschland und Polen handelt es sich jedoch um ein Projekt das bereits im Rahmen des Energieleitungsausbaugesetzes (EnLAG) Berücksichtigung findet. Das Projekt sollte also auch ohne die explizite Erwähnung in der zuvor dargestellten Liste entsprechend des aktuell geplanten Inbetriebnahmejahres im Rahmen der Netzentwicklung berücksichtigt werden. Da eine Inbetriebnahme des Projektes derzeit nicht bis zum Jahr 2030 in Aussicht steht, gibt die Bundesnetzagentur die Berücksichtigung des Projektes durch die Übertragungsnetzbetreiber nur für das Langfristszenario vor (2035).

Bei der Ermittlung der „Power Transfer Distribution Factors“ ist die Netztopologie zu verwenden, die alle Ausbauprojekte des Bundesbedarfsplangesetzes und alle neuen gemäß der Genehmigung des Szenariorahmens 2019-2030 berücksichtigungsfähigen Interkonnektoren enthält.

Die Notwendigkeit von Interkonnektoren wird nicht ausschließlich mittels einer (n-1) Sicherheitsbetrachtung beurteilt. Mit dem Szenariorahmen 2019-2030 werden die Übertragungsnetzbetreiber erstmals aufgefordert, für jeden einzelnen Interkonnektor, der in der aktuellen Fassung des Bundesbedarfsplangesetzes nicht enthalten ist, eine eigene Kosten-Nutzen-Analyse (inklusive der Herleitung der Ergebnisse der entsprechenden „Cost Benefit Analysis“ des Ten-Year Network Development Plan 2018) im Rahmen des Netzentwicklungsplans 2019-2030 einzureichen. Neben einer möglichen Steigerung der Systemsicherheit sollen mit den Daten und Informationen dieser Kosten-Nutzen-Analysen die zusätzlichen Zwecke von grenzüberschreitenden Projekten (Interkonnektoren) kenntlich gemacht werden. Zu diesen zusätzlichen Zwecken/Nutzen können unter anderem gehören:

- Volkswirtschaftlicher Nutzen bspw. durch Preisangleichungseffekte mit Nachbarländern
- Mögliche CO<sub>2</sub>-Minderungen durch einen erweiterten Marktteilnehmerkreis für Erzeugungsanlagen (CO<sub>2</sub>-Reduzierung)

- Steigerung der Verteilmöglichkeit für Erneuerbare Energien (Integration Erneuerbarer Energien)

In der Anhörung gaben die Übertragungsnetzbetreiber an, dass ein reiner Vergleich des „Social Economic Welfare“ mit den Investitionskosten zu einer Unterschätzung des Nutzens von Projekten führen könnte. Wie im Absatz zuvor beschrieben grenzt die Bundesnetzagentur die Kosten Nutzen Analyse nicht hinsichtlich des zu berücksichtigenden Nutzens ein. Nutzen, die von Übertragungsnetzbetreibern angegeben werden, sollten jedoch so aufbereitet und übermittelt werden, dass eine transparente Bewertung dieser und ein Vergleich mit den Investitionskosten ermöglicht wird.

Auf Grundlage der Szenarien des Szenariorahmens 2019-2030 sind zusätzliche Betrachtungen durch die Übertragungsnetzbetreiber anzustellen. Damit soll eine Validierung der Europäischen Planungen unter Zuhilfenahme der nationalen Szenarien erreicht werden. Die Informationen und Daten sind so aufzubereiten, dass eine Beurteilung der energiewirtschaftlichen Notwendigkeit, unter Betrachtung potentieller weiterer Gewinne für die Allgemeinheit, im Rahmen des Netzentwicklungsplans 2019-2030 erreicht wird.

Um eine solche Beurteilung zu gewährleisten sind insbesondere die wie folgt dargestellten Daten und Informationen bereitzustellen:

- Alle zur Bewertung und Replizierung notwendigen Daten der im Rahmen der aktuellsten Europäischen Planungen erstellten CBA eines jeweiligen Interkonnektors (TYNDP 2018).
- Erstellung eigener Kosten-Nutzen-Analysen durch die Übertragungsnetzbetreiber auf Grundlage der mit diesem Szenariorahmen vorgegebenen künftigen Entwicklungen und Vergleich der Ergebnisse (z. B. Eingangsparameter/Szenarien bzw. Abschätzung der Auswirkung von Abweichungen) mit denen der aktuellen Europäischen Planungen CBA (TYNDP 2018).
- Für den jeweiligen Interkonnektor, eine Abschätzung über zusätzlichen (innerdeutschen) Netzausbau oder dadurch verursachten Redispatchbedarf und Berücksichtigung entsprechender zusätzlicher Kosten im Rahmen der CBA.

Die Veröffentlichung des Entwurfs des TYNDP 2018 ist nach derzeitigem Informationsstand im Zeitraum Juni/Juli/August 2018 durch ENTSO-E vorgesehen. Sollten notwendige Informationen des TYNDP 2018 nicht rechtzeitig für die Erstellung des Netzentwicklungsplans zur Verfügung stehen, so ist der bis dahin aktuellste Europäische Planungsstand durch die Übertragungsnetzbetreiber zu berücksichtigen. Dokumente, die beispielhaft Berücksichtigung finden könnten, sind:

- Regional Investment Plans 2017 als Teil des TYNDP 2018 Prozesses
- "European Power System 2040 – Completing the map – The Ten-Year Network Development Plan 2018 System Needs Analysis" und dessen Anhang "European Power System 2040 – Completing the map – Technical Appendix"
- Ten-Year Network Development Plan 2016 (TYNDP 2016)

## 7 Methodik zur Spitzenkappung

Um den Netzausbaubedarf auf ein wirtschaftlich sinnvolles Maß zu verringern, sind die Übertragungsnetzbetreiber also 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. Gemäß § 12a Abs. 1 S. 4 EnWG haben die Übertragungsnetzbetreiber bei der Erstellung des gemeinsamen Szenariorahmens die Möglichkeit der Spitzenkappung nach § 11 Abs. 2 EnWG n. F. verbindlich zu berücksichtigen. Da der durch die Bundesnetzagentur genehmigte Szenariorahmen Grundlage für den Netzentwicklungsplan ist, muss auch bei dessen Erstellung und Bestätigung die Möglichkeit zur Spitzenkappung berücksichtigt werden, § 12b Abs. 1 S. 3 EnWG.

Spitzenkappung ist gemäß § 11 Abs. 2 S. 1 EnWG ein Verfahren, nach dem für einen bedarfsgerechten, wirtschaftlich zumutbaren Ausbau der Elektrizitätsversorgungsnetze 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 3 % reduziert werden darf. 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.

Angesichts der Tatsache, dass mehr als 95 % 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 zwar 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. Allerdings ist die Möglichkeit zur Berücksichtigung der Spitzenkappung im Rahmen der Netzplanung nur für die Übertragungsnetzbetreiber obligatorisch. Damit darf der Übertragungsnetzbetreiber sein Netz nicht mehr auf die Aufnahme der letzten Kilowattstunde auslegen, sondern muss es auf ein zur Gewährleistung des energiewirtschaftlichen Zwecks nach § 1 Abs. 1 EnWG in Verbindung mit § 1 Abs. 1 EEG volkswirtschaftlich sinnvolles Maß 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 obligatorische Anwendung der Regelungen zur Möglichkeit zur Berücksichtigung der Spitzenkappung beinhaltet für die Übertragungsnetzbetreiber allerdings die Pflicht, die Verteilnetzbetreiber in geeigneter Weise in ihre Netzplanung miteinzubeziehen.

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 3 % der eingespeisten Jahresenergiemenge von jeder einzelnen geplanten oder bereits errichteten Anlage, die unmittelbar an sein Netz angeschlossen ist oder angeschlossen werden soll, berücksichtigen. Für die Berücksichtigung von 3 % der eingespeisten Jahresenergiemenge in der Netzplanung muss die Energiemenge in Leistung umgerechnet

werden. Dafür können beispielsweise die im VDE|FNN-Hinweis „Spitzenkappung – ein neuer planerischer Freiheitsgrad“ vorgeschlagenen standardisierten Verfahren verwendet 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 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 nichts an der Anwendbarkeit der Regelungen zum Einspeisemanagement.

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 2017-2030 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.

## 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 C 2030	Szenario B 2025	Szenario B 2035
Nordsee	17,8 GW	14,8 GW	14,8 GW	9,0 GW	21,0 GW
Ostsee	2,2 GW	2,2 GW	2,2 GW	1,8 GW	2,2 GW
<b>Gesamt</b>	<b>20,0 GW</b>	<b>17,0 GW</b>	<b>17,0 GW</b>	<b>10,8 GW</b>	<b>23,2 GW</b>

Tabelle 43: Regionale Zuordnung von Wind Offshore in Nord- und Ostsee

Die Ermittlung der Regionalisierung wird auf Basis der bis 2025 voraussichtlich installierten Leistung von Offshore-Windparks sowie für die Jahre 2026 bis 2030 anhand der Vorgaben des Flächenentwicklungsplans vorgenommen.

Die voraussichtlich bis 2025 installierte Leistung basiert auf den Angaben zu bestehenden und voraussichtlich realisierten Windparkprojekten in Nord- und Ostsee, wobei die Annahmen auf den unbedingten Netzan-schlusszusagen der Übertragungsnetzbetreiber sowie der Zuweisung von Kapazität durch die Bundesnetza-gentur oder der Zuweisung von Kapazität infolge der Bezuschlagung eines Windparkprojektes beruhen (vgl. oben II B 4.3.7.1). Die bestehende und voraussichtlich installierte Leistung dieser Windparkprojekte beträgt ca. 9,0 GW für die Nordsee und ca. 1,8 GW für die Ostsee.

Der Flächenentwicklungsplan legt fest, welche Flächen mit welcher voraussichtlich zu installierenden Lei-stung für Inbetriebnahmen von Offshore-Windparks ab dem Jahr 2026 bis mindestens 2030 in Betracht kom-men (§ 5 Abs. 1 WindSeeG). Hierbei berücksichtigt der Flächenentwicklungsplan wiederum die gesetzlichen Vorgaben zum Ausschreibungsvolumen für die Jahre 2026 bis 2030 (§ 5 Abs. 5 WindSeeG). Da jedoch derzeit noch unklar ist, ob das jährliche Ausschreibungsvolumen zwecks Erreichung des Ausbauziels von 65 % Erneuerbaren Energien am Bruttostromverbrauch entsprechend einer der Annahmen der vorliegenden Szenarien angehoben wird, bietet es sich an, im Rahmen der Regionalisierung des Szenariorahmens auf die derzeit ma-ximal verfügbaren Flächen in der ausschließlichen Wirtschaftszone (AWZ) und im Küstenmeer der Ostsee basierend auf dem Flächenentwicklungsplan abzustellen.

Da der Flächenentwicklungsplan zum 31.06.2019 bekannt gemacht werden muss, beruhen die Annahmen zur Regionalisierung auf dem Vorentwurf des Flächenentwicklungsplans vom 25.05.2018. Der Vorentwurf sieht vor, dass in der Ostsee nach derzeitigem Sachstand Flächen mit einer Leistung in Höhe von bis zu 0,3 GW zur Ausschreibung kommen sollen, während die übrigen Ausschreibungen auf Flächen in der Nordsee stattfinden würden. Der Unterschied hinsichtlich des in der Ostsee erwarteten Potenzials von ca. 1,1 GW zur Regionalisie-rung des Szenariorahmens 2017-2030, der noch von 3,3 GW in den Szenarien B 2030 und C 2030 ausging, ba-siert auf korrigierten Annahmen des Flächenentwicklungsplans gegenüber dem letzten Bundesfachplan-Offshore für die Ostsee. Dieser ging von einem größeren Potenzial für Offshore-Windenergie für die AWZ der Ostsee aus. Zusätzliche Flächen im Küstenmeer der Ostsee stehen – außer möglicherweise eine kleinere Fläche nördlich von Warnemünde mit ca. 0,1 GW – aktuell nicht für eine Berücksichtigung im Rahmen des Flächen-entwicklungsplans zur Verfügung. Der bestätigte Offshore-Netzentwicklungsplan 2017-2030 ging auf Basis

der Stellungnahmen des Landes Mecklenburg-Vorpommerns für das Cluster 6 (Fläche Darß) noch von einem Potenzial von ca. 0,9 GW aus, das aufgrund laufender Genehmigungsverfahren derzeit nicht berücksichtigt werden kann.

Dies bedeutet, dass nach gegenwärtiger Sachlage in keinem Szenario für die Ostsee ein Wert von mehr als 2,2 GW anzunehmen ist, der restliche Ausbau im Rahmen der jeweiligen Szenarien würde hingegen in der Nordsee stattfinden. Dieser Umstand hat zur Folge, dass je nach betrachtetem Szenario der zusätzliche, über das Jahr 2025 hinaus gehende Offshore-Ausbau von etwa 5,8 GW in Szenario C bis hin zu etwa 8,8 GW in Szenario A in der Nordsee stattfindet.

Hiervon abweichende Methoden zur bzw. Eingangsparameter für die Aufteilung des Ausbaus an Offshore-Windenergie auf Nord- und Ostsee – wie diese teils in der Konsultation vorgeschlagen wurden, aber auch etwaige zukünftige Änderungen der Genehmigungslage im Küstenmeer der Ostsee können im Rahmen des Szenariorahmens keine Berücksichtigung mehr finden, sondern müssen bei Aufstellung des Flächenentwicklungsplans diskutiert werden (vgl. § 5 Abs. 4 Satz 2 Nr. 7 WindSeeG), und würden im Rahmen des Prozesses zur Aufstellung und Bestätigung des Netzentwicklungsplans ggf. aufgegriffen. Daher und auch aufgrund des Entwurfstandes des Flächenentwicklungsplans können die Ausführungen des Szenariorahmens zur Regionalisierung der Offshore-Windenergie auch nur vorbehaltlich anderweitiger Festlegungen des endgültigen Flächenentwicklungsplans gelten.

## 2 Regionale Zuordnung übriger regenerativer Erzeugungsleistungen

Die regionale Verteilung des Ausbaus der Erneuerbaren Energien hat wesentlichen Einfluss auf das Ergebnis der Netzausbauplanung. Vor diesem Hintergrund stellt die Bundesnetzagentur erneut fest, dass die von den Übertragungsnetzbetreibern seit dem 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.

Nachfolgend beschreibt die Bundesnetzagentur ausschließlich die Methodik der regionalen Zuordnung von Windenergieanlagen an Land.

### 2.1 Methodik für die Regionalisierung Wind Onshore

Die Bundesnetzagentur hat für die Methodik der Regionalisierung Wind Onshore zunächst die in den Stellungnahmen überwiegend vertretene Ansicht berücksichtigt, dass in Bezug auf Wind Onshore die Existenz von nutzbaren Flächen für die Windenergie maßgeblich sei. Gemäß den meisten Experten aus Bundesländern, Umweltverbänden, Windparkprojektierern würden Windenergieanlagen in ganz Deutschland überall dort errichtet werden, in denen entsprechende Flächen ausgewiesen seien. Dieser Grundgedanke gilt sowohl für das alte Einspeisevergütungssystem als auch für das neue Ausschreibungsregime.

Eine solche Verteilung zukünftiger Windenergieanlagen lässt sich nach Ansicht der Bundesnetzagentur zunächst von dem gegenwärtigen Bestand der Windenergieanlagen ableiten, die gerade nicht ausschließlich in den windhöufigsten Regionen Deutschlands errichtet wurden. So wurde in den letzten Jahren vor dem Wechsel zu Ausschreibungen etwa 20 % der Windenergieanlagen südlich der sogenannten Main-Linie errichtet, unterhalb derer die Bundesnetzagentur Kraftwerke aus Gründen der Versorgungssicherheit regelmäßig als

systemrelevant einstuft. Auch die Mehrheit der dazu eingegangenen Stellungnahmen begrüßt eine regional gleichmäßige Verteilung des Windenergieanlagenzubaues.

Bestätigt wird nach Ansicht der Bundesnetzagentur eine solche Entwicklung auch durch das aktuell gültige Ausschreibungsregime der Windenergieanlagen. Das inzwischen einstufige Referenzertragsmodell unterscheidet nicht mehr zwischen einer Anfangs- und einer Grundvergütung, sondern es wird entsprechend des anlagenindividuellen Referenzertrages ein anzulegender Wert über die gesamte Förderdauer von 20 Jahren ausgezahlt. 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 Vergütungsmechanismen des EEG 2017 wurde so gewählt, dass weiterhin ein deutschlandweiter Ausbau unterstützt und gleichzeitig windhöffigere Standorte entsprechend angereizt werden.

Zwar war bei Windenergieanlagen in den 2017 durchgeführten Wind-Ausschreibungsrunden eine Konzentration der Zuschläge in den Bundesländern im Norden und Nordosten zu beobachten (Die Bundesländer Brandenburg, Niedersachsen, Mecklenburg-Vorpommern und Schleswig-Holstein vereinten ca. 70 % der Zuschlagsmenge auf sich, während die Südländer Rheinland-Pfalz, Bayern und Baden-Württemberg nur ca. 4 % der Zuschläge erhielten). Allerdings hat sich das Nord-Süd-Gefälle beim Bau der Windenergieanlagen mit der Ausschreibung im Februar 2018 vorübergehend entspannt. Immerhin knapp ein Fünftel der bezuschlagten Anlagen sind südlich der Main-Linie geplant. Zum ersten Mal wurde dabei auch ein Windpark in Baden-Württemberg bezuschlagt. Der Grund für die ausgewogenere Verteilung dürfte auch darin liegen, dass erstmals nur genehmigte Projekte zugelassen und somit die meisten Bürgerwindparks aus dem Norden ausgeschlossen wurden. Es ergab sich ein höheres Preisniveau, so dass auch Standorte im Süden wieder eine echte Chance hatten. Das Nord-Süd-Gefälle erreichte in den jüngsten Ausschreibungen also wieder das Niveau früherer Jahre, auf dem auch die Regionalisierung der Zubauprognosen des letzten Szenariorahmens 2017-2030 basierte.

Weitere Unterstützung eines regional gleichmäßig verteilten Windenergieanlagenzubaues lässt sich auch aus dem Koalitionsvertrag vom 12.03.2018 ableiten, nach dem die neue Bundesregierung das regionale Gefälle ausgleichen will, auch um die Einheit der Strompreiszone langfristig zu gewährleisten. "Wir werden eine bessere regionale Steuerung des Ausbaus der Erneuerbaren Energien einführen und für die Ausschreibungen südlich des Netzengpasses einen Mindestanteil über alle Erzeugungsarten festlegen", heißt es hierzu im Koalitionsvertrag. Dazu kursieren verschiedene Vorschläge wie eine Quotenregelung, eine Beteiligung der Betreiber an den Netzkosten oder eine Reform des Referenzertragsmodells, die allerdings zum gegenwärtigen Zeitpunkt noch nicht Gegenstand eines Gesetzgebungsverfahrens geworden sind.

Die regionale Zuordnung der zukünftigen Errichtung von Windenergieanlagen im Szenariorahmen 2019-2030 beruht demnach immer noch 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 je Bundesland ergibt sich aus einer Kurzfristbetrachtung und einer Langfristbetrachtung. Während die kurzfristige Betrachtung die bestmögliche aktuelle Datenlage des Wind Onshore Ausbaus berücksichtigt, bildet die langfristige Betrachtung die Ausbauziele der Bundesländer und der Bundesregierung in adäquater Weise ab.

### **Kurzfristbetrachtung**

Für die räumliche Bestimmung des Windenergieausbaus wird zunächst ein Kurzfriststützpunkt durch die Übertragungsnetzbetreiber modelliert, der die zu erwartende kurzfristige Entwicklung darstellt. Entsprechend wird der Kurzfriststützpunkt nicht zwischen den Szenarien unterschieden. Der Kurzfriststützpunkt bildet für jedes Bundesland den Ausgangspunkt für den weiteren Zubau und stellt damit gleichzeitig eine untere Grenze für die Windenergieleistung jedes Bundeslandes dar. Zur Ermittlung der Kurzfriststützpunkte der Bundesländer werden folgenden Datenpunkten herangezogen:

- Aktueller Anlagenbestand mit Referenz 31.12.2016
- Zubau an Windenergieanlagen seit 01.01.2017 gemäß Melderegister Bundesnetzagentur
- Noch nicht realisierte Windenergieanlagen mit einem Genehmigungsdatum bis 31.12.2016 und Meldedatum bis 31.01.2017 (Melderegister der Bundesnetzagentur)
- 90 % der bezuschlagten Windenergieanlagen aus den Ausschreibungsrunden in 2017 und 2018 nach EEG 2017

Liegen Anträge auf Errichtung von Windkraftanlagen bei den Verteilnetzbetreibern (auf Hoch- und Mittelspannungsebene) aus der Verteilnetzbetreiber-Abfrage der Bundesnetzagentur vor, werden diese zur Validierung bzw. Erweiterung der vorhergehenden Datenpunkte herangezogen.

### **Langfristbetrachtung**

Die Langfristbetrachtung 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. Dazu wird der deutschlandweite Zubau zwischen dem Kurzfriststützpunkt und der szenarioabhängigen installierten Leistung, anteilig nach dem bewerteten Restpotential auf die Bundesländer verteilt. Das bewertete Restpotential ergibt sich aus einer Kategorisierung und Bewertung der noch potentiell erschließbaren Standorte eines Bundeslandes. Die von den Bundesländern gemeldeten Ausbauziele werden berücksichtigt. Mit Erreichen des gemeldeten Ausbauziels erfolgt ein weiterer aber deutlich verlangsamter Zubau unter Berücksichtigung des bewerteten Restpotentials des jeweiligen Bundeslandes.

Für die räumliche Bestimmung des Windenergieausbaus auf Basis der Langfristbetrachtung für das Jahr werden sämtliche Potenzialflächen von den Übertragungsnetzbetreibern solange mit Windenergieanlagen „befüllt“ bis die in den Szenarien prognostizierten bundeslandspezifischen installierten Leistungen erreicht sind. 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.

## 2.2 Abfrage der Verteilnetzbetreiber für die Regionalisierung Wind Onshore

Die Bundesnetzagentur hat die Auswertungen der Abfrage auf Verteilnetzbetreiberebene, 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. 4,0 GW und einen jährlichen Nettozubau von ca. 3,8 GW von 2018 bis 2020 ergibt. Die Bundesnetzagentur verpflichtet die Übertragungsnetzbetreiber, die Daten aus der von der Bundesnetzagentur durchgeführten Verteilnetzbetreiberabfrage mit einem dementsprechenden skalierten Abschlag im Rahmen der kurzfristigen Ausbaudynamik (sog. Vorzieheffekte) der Modellierung zu verwenden.

Bei der folgenden Auswertung der von den Verteilnetzbetreibern 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 Verteilnetzbetreibern vorliegenden Antragslage auf Grundlage des EEG 2017 und bietet zusammen mit Prognosen zum Rückbau eine Abschätzung der regionalen Ausbaudynamik der kommenden drei Jahre (2018-2020).

Im Rahmen der Verteilnetzbetreiberabfrage wurden insgesamt 250 Verteilnetzbetreiber zur vorliegenden Wind Onshore Anschlussleistung zu Anträgen mit wahrscheinlicher Realisierung zwischen 2018 und 2020 befragt. Zu jedem Einzelantrag war eine Realisierungswahrscheinlichkeit auf Grundlage des EEG 2017 sowie das Bewilligungsdatum und das vermutete Jahr der Inbetriebnahme und der geplante Standort anzugeben. Weiterhin wurden die bei den Verteilnetzbetreibern angezeigten Rückbauten und Repowering-Maßnahmen für den Zeitraum zwischen 2018 und 2020 abgefragt.

Von den 250 Verteilnetzbetreibern haben 192 auf die Anfrage geantwortet (Rücklaufquote: 77 %). Von den 192 Verteilnetzbetreibern, die geantwortet haben, liegen bei 60 Verteilnetzbetreibern für den Zeitraum von 2018 bis 2020 Anschlussanträge vor. Mit der Abfrage werden kilometrisch 96 % des Hochspannungsnetzes, 84 % des Mittelspannungsnetzes und 82 % des Niederspannungsnetzes abgedeckt.

Insgesamt wurden für die Jahre 2018 bis 2020 27.381 MW an Wind Onshore Anschlussleistung beantragt. Diese Anschlussleistung verteilt sich zu 64,9 % auf das Hochspannungsnetz, zu 29,5 % auf das Mittelspannungsnetz und zu 0,8 % auf das Niederspannungsnetz. Für 4,8 % der beantragten Leistung fehlte eine Angabe über die geplante Spannungsebene. Unter Berücksichtigung der von den Verteilnetzbetreibern angegebenen Realisierungswahrscheinlichkeit der einzelnen Anlagen ergibt sich im betrachteten Zeitraum ein prognostizierter Brutto-Zubau von 14.953 MW. Hierbei wurde bereits der Rückbau von Altanlagen im Zuge des Repowering berücksichtigt. Wird die fehlende Netzabdeckung berücksichtigt, sind weitere 1.300 MW hinzuzuzählen. Daraus ergibt sich ein Brutto-Zubau unter Berücksichtigung des Repowering von 16.253 MW.

In der Abfrage konnten die Verteilnetzbetreiber für etwa 4.753 MW (unter Berücksichtigung der Realisierungswahrscheinlichkeit und des Repowering) kein konkretes Inbetriebnahmejahr nennen. Nach Rückfragen bei einigen Verteilnetzbetreibern 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 5.754 MW noch im Abfragezeitraum installiert wird. Vom Brutto-Zubau von 16.253 MW sind daher 2.877 MW abzuziehen, womit sich ein prognostizierter Brutto-Zubau von 13.376 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 der Antrag 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 13.376 MW an, womit als Brutto-Prognosewert 12.038 MW verbleiben. Wird diese Summe linear auf jedes der Zieljahre verteilt, ergibt die Abfrage einen jährlichen Brutto Zubau von 4.013 MW für die Jahre 2018, 2019 und 2020.

Die Abfrage des Rückbaus ermöglicht eine Abschätzung des Netto-Zubaus. Insgesamt wurden etwa 300 MW an Rückbau für die Jahre 2018-2020 gemeldet, für die kein Ersatz geplant ist. Für viele aufgelistete Rückbauprojekte wurden jedoch keine konkreten Rückbaudaten genannt. Nach Rücksprache mit einigen Verteilernetzbetreibern wurde deutlich, dass ein geplanter Rückbau den Verteilernetzbetreibern meist erst etwa ein bis eineinhalb Jahre vor Durchführung konkret angezeigt wird. Es ist daher davon auszugehen, dass ein Teil des zukünftig im Abfragezeitraum stattfindenden Rückbaus den Verteilernetzbetreibern zum Abfragezeitpunkt noch nicht bekannt war. Aus diesem Grund wird ein prognostizierter Rückbau von insgesamt 600 MW für 2018-2020 angesetzt. Dies bedeutet einen jährlichen Rückbau für 2018, 2019 und 2020 von 200 MW pro Jahr.

Der auf der Auswertung der Verteilernetzbetreiber Abfrage prognostizierte jährliche Netto-Zubau zwischen 2018 und 2020 beträgt damit 3.813 MW ( $3813 \text{ MW} = 4.013 \text{ MW} - 200 \text{ MW}$ ). In Anlage 2 ist die von den Verteilernetzbetreibern im Rahmen der Abfrage gemeldete beantragte Leistung der vorliegenden Wind-Onshore Projekte und die daraus resultierende Prognose des Brutto-Zubaus unter Berücksichtigung der Realisierungsquote und des Repowering aufgelistet.

### **2.3 Abfrage der Landesplanungsbehörden für die Regionalisierung Wind Onshore**

Auch die Auswertungen der von der Bundesnetzagentur durchgeführten Abfrage der obersten Landesplanungsbehörden wurde den Übertragungsnetzbetreibern für die Erstellung des Netzentwicklungsplans 2019-2030 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 wurden von der Bundesnetzagentur für nahezu ganz Deutschland (aus Rheinland-Pfalz liegen keine Flächenangaben vor) ca. 275.371 ha für die Windenergienutzung rechtskräftig ausgewiesene bzw. in Aufstellung befindliche Flächen ermittelt. Hinzu kommt eine Fläche von ca. 30.275 ha aus den kommunalen Planungen, wobei die Angaben zu den kommunalen Planungen nur von wenigen Bundesländern bereitgestellt werden konnten. Insgesamt

samt steht demnach knapp 1 % der Fläche des Bundesgebietes aktuell dem Ausbau mit Windenergieanlagen zur Verfügung.

Bei der von der Bundesnetzagentur durchgeführten Raumordnungsabfrage wurden die 15 Obersten Landesplanungsbehörden (Berlin und Brandenburg besitzen eine gemeinsame Landesplanung) im Sinne eines Top-down Ansatzes um Auskünfte bezüglich der ausgewiesenen Windflächen auf regionaler und kommunaler Ebene gebeten. Insbesondere diese Flächen sind für die Regionalisierungsmethodik des zukünftigen Ausbaus der Windenergieanlagen bis 2030/2035 maßgeblich und sollen daher näher betrachtet werden.

Zu folgenden Punkten wurden Auskünfte erbeten:

- Konkrete Ausbauziele für Windenergieanlagen
- Flächenausweisung für Windenergieanlagen zum Stand 31.12.2017
- Anteil der bestehenden Windenergieanlagen außerhalb der aktuell ausgewiesenen Flächen zum Stand 31.12.2017
- Auslastungsgrad in den zum 31.12.2017 ausgewiesenen Flächen
- Erwartete Änderungen bezüglich des Flächenpotenzials für die Windenergienutzung bei der Fortschreibung aktuell rechtskräftiger Pläne
- Informationen zu Radaranlagen zur Flugsicherung

Von 14 der 15 Obersten Landesplanungsbehörden sind in unterschiedlichem Umfang und heterogener Qualität Rückantworten bei der Bundesnetzagentur eingegangen. In sechs Bundesländern wird die Windenergienutzung abschließend durch die Regionalplanung gesteuert. In Bremen und Hamburg wird die Regionalplanung durch die Kommunalplanung ersetzt. Lediglich vier Bundesländer konnten Angaben zu den kommunalen Flächenausweisungen vornehmen. Den geschätzten Anteil der Windenergieanlagen außerhalb der aktuell ausgewiesenen Flächen konnten zehn Bundesländer angeben, den Flächenauslastungsgrad in den aktuell ausgewiesenen Flächen haben acht Bundesländer benannt. Eine Einschätzung zur Änderung des Flächenpotenzials bei Fortschreibung der Pläne haben 13 Bundesländer vorgenommen. Von der Möglichkeit, Informationen zu Radaranlagen zur Flugsicherung zu geben, haben sechs Bundesländer Gebrauch gemacht. Vier weitere Bundesländer haben in diesem Punkt auf das Bundesamt für Flugsicherung verwiesen. Geodaten zu den ausgewiesenen Flächen für Windenergie wurden von elf Bundesländern zur Verfügung gestellt. Schleswig-Holstein konnte auch Geodaten zu Radaranlagen zur Flugsicherung liefern. Die über die Abfrage bereitgestellten regionalen (Geo-) Daten wurden wie bereits für die Genehmigung des Szenariorahmens 2017-2030 mit den Daten des Raumordnungsplan-Monitors (ROPLAMO) des Bundesinstituts für Bau-, Stadt- und Raumforschung (BBSR) mit Stand 31.12.2016 abgeglichen (siehe Kapitel II C 2.3.2). Für die kommunalen Daten liegen keine Vergleichsdaten vor.

Im Ergebnis ist festzuhalten, dass die von den Obersten Landesplanungsbehörden bereitgestellten Daten zusammen mit den Erkenntnissen aus der Verteilnetzbetreiberabfrage wertvolle Informationen im Rahmen der Regionalisierung von Wind Onshore darstellen. Mit Hilfe beider Abfrageergebnisse kann die Bestimmung eines regional prognostizierten Zubaus von Windkraftanlagen in den Zieljahren 2030 und 2035 erfolgen.

### 2.3.1 Auswertung der Raumordnungsabfrage

Baden-Württemberg gibt als Ausbauziel für Windenergieanlagen einen Anteil von 10 % an der Bruttostromerzeugung für das Jahr 2020 an. Dies entspricht einer Leistung von ungefähr 3.530 MW. Für die Vorranggebiete und Suchräume der 12 Regionalverbände wurden zum 31.12.2017 insgesamt 15.224 ha Fläche ausgewiesen. Dies entspricht ca. 0,4 % der Landesfläche. Von den zwölf regionalen Planungsträgern wurden aktuell bei fünf Verbänden Teilfortschreibungen zu regionalen Windplanungen genehmigt. Von zwei Verbänden wurden Satzungsbeschlüsse zu Teilfortschreibungen bei der Windenergie gefasst. Das Landesplanungsgesetz sieht seit der Änderung vom 22.05.2012 vor, dass auf Ebene der Regionalplanung keine abschließende Gebietsausweisung für Windenergieanlagen erfolgt. Die Standorte für regional bedeutsame Windkraftanlagen werden als Vorranggebiete festgelegt, so dass ein außergebietlicher Ausschluss durch die regionalplanerischen Vorranggebiete nicht ausgelöst wird. Kommunen können seither auf Ebene der Bauleitplanung selbst Konzentrationszonen für Windenergieanlagen ausweisen. Eine Ausnahme hiervon bilden der grenzübergreifende Regionalverband Donau-Iller sowie der grenzübergreifende Teil-Regionalplan der Metropolregion Rhein-Neckar bis zu dessen Fortschreibung. Von den 412 kommunalen Planungsträgern haben nach Information der Obersten Landesplanungsbehörde insgesamt 55 einen Feststellungsbeschluss zur kommunalen Windsteuerung gefasst. 195 kommunale Planungsträger befinden sich in unterschiedlich weit fortgeschrittenen Stadien des Verfahrens. Daten liegen zu den kommunalen Planungen nicht vor. Zum Anteil der installierten Leistung von Windenergieanlagen außerhalb ausgewiesener Flächen, zum Flächenauslastungsgrad der aktuell ausgewiesenen Flächen sowie zu Informationen zu Radaranlagen zur Flugsicherung konnte die Landesplanungsbehörde keine Angaben vornehmen. Geodaten zu den ausgewiesenen Flächen liegen der Bundesnetzagentur nicht vor.

Bayern gibt aktuell kein konkretes Ausbauziel an. Derzeit steht eine Fläche von insgesamt 36.812 ha für die Windenergienutzung zur Verfügung. Dies entspricht circa 0,5 % der Landesfläche. Diese Angabe umfasst 24.410 ha für Vorranggebiete und 12.402 ha für Vorbehaltsgebiete. Eignungsgebiete sowie Vorranggebiete mit der Wirkung von Eignungsgebieten sind in Bayern gesetzlich ausgeschlossen. Die Windenergienutzung wird nicht abschließend über die Regionalplanung gesteuert. Daten zur kommunalen Planung liegen jedoch nicht vor. Bei der Fortschreibung von Plänen wird in der näheren Zukunft hinsichtlich Vorrang- und Vorbehaltsgebieten nur von geringen Änderungen ausgegangen. Angaben zum Anteil der installierten Leistung außerhalb der ausgewiesenen Flächen, zum Flächenauslastungsgrad der aktuell ausgewiesenen Flächen sowie Informationen zu Radaranlagen zur Flugsicherung liegen der Bundesnetzagentur nicht vor. Geodaten zu den Bestandsflächen der Vorrang- und Vorbehaltsgebiete liegen der Bundesnetzagentur auf regionaler Ebene vor.

Berlin und Brandenburg besitzen eine gemeinsame Landesplanung zur regionalen Steuerung von Windenergieanlagen. Diese gibt für das Jahr 2030 ein Ausbauziel von 10.500 MW installierter Leistung auf einer Fläche von 58.500 ha an. Die Steuerung von Windenergieanlagen erfolgt durch die Ausweisung von Eignungsgebieten für die Windnutzung in den Regionalplänen. Auf kommunaler Ebene finden diesbezüglich keine weiteren Ausweisungen statt. Aktuell sind 55.050 ha als Eignungsgebiete ausgewiesen, dies entspricht einem Anteil von 1,8 % der Landesflächen. Bei diesen Angaben muss beachtet werden, dass sich zwei der fünf Regionalpläne noch in Aufstellung befinden und daher noch Änderungen in den Flächenausweisungen auftreten können. Der Anteil der installierten Leistung von Windenergieanlagen, die außerhalb der aktuell ausgewiesenen Flächen stehen, beträgt 12 %. Werden die zwei in Aufstellung befindlichen Regionalpläne in die Betrachtung einbezogen, steigt der Anteil auf ca. 30 %. Die Eignungsgebiete für Windenergie sind zu ca. 80 % mit bereits errichteten bzw. genehmigten Windenergieanlagen ausgelastet. Werden die Flächen der zwei in Aufstellung befindlichen Regionalpläne mitbetrachtet, liegt der Anteil bei ca. 60 %. Nach Einschätzung der gemeinsamen Landesplanung wird in zukünftigen Fortschreibungen von Regionalplänen eher kein Flächenzuwachs zu ver-

zeichnen sein. Dies ist u.a. damit zu begründen, dass höhere Anlagen auch höhere Siedlungsabstände erfordern und dass bereits mit der jetzt vorliegenden „zweiten Generation“ der Windpläne das Flächenpotenzial weitestgehend ausgeschöpft wird. In Brandenburg werden geeignete Waldflächen einbezogen. In allen fünf Regionen werden bei der Planung von neuen Windeignungsgebieten 1.000 m Siedlungsabstand gewährt. „Altanlagen“ werden in drei von fünf Regionen ab 750 m betrachtet (Restriktion) und ggf. in die Planung von Windeignungsgebieten mit einbezogen. Informationen zu Radaranlagen zur Flugsicherungen sowie Geodaten zu den Eignungsgebieten liegen der Bundesnetzagentur nicht vor.

Bremen gibt als politisches Ausbauziel für 2020 eine Fläche von 350 ha an, auf der 83 Windenergieanlagen mit einer Leistung von 184 MW installiert sein sollen. In Bremen wird die Regionalplanung durch die Kommunalplanung ersetzt. Insgesamt steht derzeit eine Fläche von 322,5 ha für die Windenergienutzung zur Verfügung. Viele Windenergieanlagen wurden im Innenbereich oder, insbesondere in Bremerhaven, im Außenbereich außerhalb von Vorranggebieten errichtet. Ungefähr 50 % der installierten Leistung stehen außerhalb der aktuell ausgewiesenen Flächen. Eine Veränderung des Flächenpotenzials bei Fortschreibung der aktuellen Pläne wird nicht erwartet. Die Möglichkeiten zur Entwicklung der Windkraft sind weitgehend ausgeschöpft. Einzelne Anlagen sind in den Hafengebieten oder an den Rändern der Kommunen noch denkbar. Eine vorliegende Potenzialstudie weist insbesondere für Bremen auf die Bedeutung des Repowering hin. Hinsichtlich Informationen zu Radaranlagen zur Flugsicherung hebt die Oberste Landesplanungsbehörde die Betroffenheit des regulären Anflugbereichs und die Sicherheitsschleife hervor. Häufig sind zusätzliche Gutachten im Zuge von Genehmigungsverfahren für Windenergieanlagen notwendig. Daten zum Flächenauslastungsgrad konnten der Bundesnetzagentur nicht zur Verfügung gestellt werden. Geodaten zu den ausgewiesenen Flächen liegen der Bundesnetzagentur vor.

Hamburg gibt gemäß Koalitionsvertrag von 2015 ein Ausbauziel für Windenergie von 120 MW ohne Zieljahr an. Aktuell sind 65 Windenergieanlagen mit 114,5 MW Leistung auf der Fläche des Stadtstaates installiert. In Hamburg übernimmt der Flächennutzungsplan die Funktion des Raumordnungsplans, Regionalpläne sind für Hamburg nicht vorgesehen. 2013 wurde von der Hamburgischen Bürgerschaft die Fortschreibung des Flächennutzungsplans beschlossen, um Eignungsgebiete für Windenergie im Flächennutzungsplan neu auszuweisen. Zum Stand 31.12.2017 sind in Hamburg 173 ha als Eignungsgebiete ausgewiesen. Dies entspricht ca. 0,2 % der Landesfläche. Insgesamt 10 Anlagen mit 43,4 MW Leistung sind im Hafengebiet installiert, so dass sich ein Anteil von ca. 37,5 % der installierten Gesamtkapazität außerhalb der aktuell ausgewiesenen Eignungsgebiete befindet. Hinsichtlich des Flächenauslastungsgrades in den ausgewiesenen Gebieten gibt die Oberste Landesplanungsbehörde an, dass das Repowering in den ausgewiesenen Flächen derzeit läuft und daher keine abschließende Angabe möglich ist. Die Eignungsgebiete Curslack, Neuengamme und Ochsenwerder haben 100 % Repowering erreicht, Altengamme ca. 65 % und Francop ca. 25 %. Eine weitere Fortschreibung des Flächennutzungsplans zur Darstellung zusätzlicher Eignungsgebiete ist derzeit nicht geplant, so dass keine Änderung des Flächenpotenzials für die Windenergienutzung angenommen wird. Die Oberste Landesplanungsbehörde weist auf den Flughafen Hamburg und Sonderlandeplatz Finkenwerder hin sowie darauf, dass die Drehfunkfeuer in Haseldorf und Ahrensburg kein Hindernis für die Windenergieanlagen in Hamburg darstellen. Geodaten zu den Eignungsgebieten liegen der Bundesnetzagentur nicht vor.

Für Hessen ist im Hessischen Energiegesetz geregelt, dass bis 2050 über Vorgaben im Landesentwicklungsplan eine regionalplanerische Sicherung von Vorranggebieten zur Nutzung der Windenergie in der Größenordnung von 2 % der Planungsregionen erfolgen soll. Dazu werden in den Regionalplänen Windvorrangflächen mit Ausschlusswirkung festgelegt. Sind die Regionalpläne in Kraft, dürfen Windenergieanlagen nur innerhalb

dieser Flächen realisiert werden. Derzeit sind 47.420 ha der Landesfläche gemäß Regionalplanung als Vorranggebiete mit Ausschlusswirkung ausgewiesen bzw. in Aufstellung befindlich. Dies entspricht 2,3 % der Landesfläche. Da sich der Teilregionalplan Energie Südhessen derzeit im Verfahren befindet, stellt diese Flächenangabe einen vorläufigen Wert dar. Aktuell befinden sich schätzungsweise 51 % der in Betrieb befindlichen und vor der Inbetriebnahme stehenden Windenergieanlagen außerhalb der aktuell ausgewiesenen Flächen. Bei diesen Windenergieanlagen handelt es sich in der Regel um ältere, niedrigere Anlagen, die teilweise noch nach Baurecht genehmigt worden sind. Mittelfristig sind Änderungen des Flächenpotenzials für die Windnutzung infolge der Umstellung der Luftverkehrsnavigation von UKW-Drehfunkfeuer auf PBN-Flächennavigation möglich. Laut der Deutschen Flugsicherung wird die vollständige Umsetzung der PBN-Flächennavigation in ganz Deutschland bis zum Jahr 2029 erwartet. Angaben zum Flächenauslastungsgrad in den aktuell ausgewiesenen Gebieten sowie Informationen zu Radaranlagen zur Flugsicherung liegen der Bundesnetzagentur nicht vor. Bezüglich letzterem wird auf die Zuständigkeit des Bundesaufsichtsamtes für Flugsicherung verwiesen. Geodaten liegen der Bundesnetzagentur zu den Vorranggebieten zur Nutzung der Windenergie der rechtskräftigen Regionalpläne Nord- und Mittelhessen vor.

In Mecklenburg-Vorpommern erfolgen die Angaben zu den Ausbauzielen für Windenergieanlagen gemäß den Zielen der energiepolitischen Konzeption der Landesregierung von 2015, an denen mit der Koalitionsvereinbarung 2016-2021 festgehalten wird. Demnach könnte Mecklenburg-Vorpommern bis zum Jahr 2025 einen auf 6,5 % steigenden Anteil an der Stromversorgung Deutschlands übernehmen. Dies entspricht dem flächenmäßigen Anteil des Landes am Bundesgebiet. Als konkretes Ausbauziel für Windenergieanlagen ist für 2025 eine installierte Leistung von 6.000 MW angegeben. Die Ausweisung von Eignungsgebieten für Windenergie wird abschließend durch die vier Regionalen Planungsverbände durchgeführt. In allen vier Regionen werden derzeit die Regionalen Raumentwicklungsprogramme im Bereich Windenergie fortgeschrieben. In den derzeit öffentlich bekannt gemachten Fortschreibungsständen sind 16.200 ha als Eignungsgebiete für Windenergie ausgewiesen. Dies entspricht ca. 0,7 % der Landesfläche. Angaben zum Anteil der installierten Leistung der Windenergieanlagen außerhalb der ausgewiesenen Flächen können nicht gemacht werden. Zum Auslastungsgrad der ausgewiesenen Flächen liegen bisher keine eigenen Berechnungen vor. Durch die Fortschreibung der Pläne wird eine nicht sehr erhebliche Vergrößerung der Gesamtfläche erwartet. Einerseits erfolgt zwar eine Reduzierung der Mindestgröße eines Windeignungsgebietes (von 70 ha auf 35 ha) sowie des Mindestabstands zwischen zwei Windeignungsgebieten (von 5.000 m auf 2.500 m), andererseits gelten verschärfte Artenschutzbestimmungen, die gegenläufig wirken können. Bezüglich Informationen zu Radaranlagen zur Flugsicherung wird auf die Zuständigkeit des Bundesaufsichtsamtes für Flugsicherung verwiesen. Geodaten zu den Eignungsgebieten liegen der Bundesnetzagentur als Entwurfsdaten vor.

In Niedersachsen ist das Ziel von mindestens 20 GW bis zum Jahr 2050 im Niedersächsischen Windenergieerlass festgelegt. Für die Realisierung dieses Ziels müssen nach derzeitigem Stand voraussichtlich 1,4 % der Landesfläche bereitgestellt werden; dies entspricht ca. 67.000 ha. Die Erstellung der Regionalen Raumordnungsprogramme wird von den Landkreisen, kreisfreien Städten, dem Zweckverband Großraum Braunschweig und der Region Hannover als Träger der Regionalplanung vorgenommen. Die Steuerung der Windenergie erfolgt in unterschiedlicher Weise. In 24 Regionen werden Vorranggebiete mit Ausschlusswirkung ausgewiesen, in acht Landkreisen lediglich Vorranggebiete. In acht weiteren Landkreisen wurde bisher auf eine Steuerung der Windenergienutzung über die Regionale Raumordnung verzichtet. Vier Landkreise sind gänzlich ohne Regionales Raumordnungsprogramm (RROP). Zum 01.10.2017 sind gemäß Regionalplanung 27.090 ha als Vorranggebiete und davon 20.880 ha als Vorranggebiet mit Ausschlusswirkung ausgewiesen. Dies entspricht ca. 0,6 % der Landesfläche. Diese Angabe umfasst die aktuell rechtskräftig vorhandenen Flächen plus die gerichtlich für

unwirksam erklärten Vorranggebiete der Landkreise Stade und Nienburg (Weser) (1.938 ha und 1.826 ha). Es fehlen die Vorranggebiete im Landkreis Cloppenburg (3.950 ha). Der Landkreis Osterode ist zum 01.11.2016 mit dem Landkreis Göttingen fusioniert. Sein altes RROP gilt derzeit noch, die dort festgelegten Vorranggebiete mit Ausschlusswirkung wurden jedoch aufgrund offensichtlicher Rechtsmängel bei der Flächenangabe nicht berücksichtigt. Von den 27 RROP, die derzeit im Verfahren sind, wird in 24 RROP das Thema Windenergienutzung überarbeitet. Die Vorgaben des Windenergieerlasses sind für die Regionalplanung nicht verbindlich, werden jedoch berücksichtigt. Die kreisfreien Städte können von der Aufstellung eines RROP absehen und auf eine regionalplanerische Steuerung neben dem Flächennutzungsplan verzichten. Daten zur kommunalen Bauleitplanung liegen der Landesregierung nicht vor. Von der installierten Gesamtkapazität der Windenergieanlagen befinden sich regional 65 % außerhalb der aktuell ausgewiesenen Flächen. Durch die Fortschreibung einiger RROP wird eine Ausweitung der vorhandenen Flächenkulisse angestrebt. Informationen zu Radaranlagen zur Flugsicherung liegen der Bundesnetzagentur nicht vor. Geodaten zu den Vorranggebieten (mit Ausschlusswirkung) liegen der Bundesnetzagentur zum Stand 01.2017 vor.

Nordrhein-Westfalen beschreibt als politisches Ausbauziel für 2025 eine Erzeugung von 28 TWh/a aus Windenergie. Laut einer Potenzialstudie des Landesamtes für Natur, Umwelt und Verbraucherschutz soll dieses Ziel bereits auf 1,6 % der Landesfläche erreichbar sein. Dies entspricht 54.000 ha. Um dieses Ziel zu erreichen, müssen die Träger der Regionalplanung derzeit nach geltendem LEP eine vorgegebene Flächenkulisse regionalplanerisch als Vorranggebiete für die Nutzung der Windenergie sichern. Allerdings beabsichtigt die Landesregierung, die Flächenvorgaben aus dem Landesentwicklungsplan zu streichen, so dass die Regionalplanungsbehörden künftig davon entbunden sind, Ausweisungen von Vorranggebieten für die Windenergie vornehmen zu müssen. Die Landesregierung hat aktuell ein entsprechendes LEP-Änderungsverfahren eingeleitet. Künftig soll dann kein konkretes Ausbauziel mehr genannt werden. Derzeit sind gemäß Regionalplanung Vorranggebiete mit einer Fläche von 10.429 ha und Vorbehaltsgebiete mit einer Fläche von 147 ha rechtskräftig ausgewiesen bzw. in Aufstellung befindlich. Die Planungsregionen Münster und der Regionalverband Ruhr haben Vorranggebiete verbindlich festgelegt. Die Planungsregion Düsseldorf hat ihren Regionalplanentwurf mit geplanten Vorranggebieten der Landesplanungsbehörde im Dezember zur Rechtsprüfung vorgelegt. Die vier weiteren Planungsregionen haben keine Vorranggebiete für die Windenergie festgelegt. Die Windenergienutzung wird in Nordrhein-Westfalen nicht abschließend von der Regionalplanung gesteuert. Die Regionen Arnsberg, Detmold, Köln und der Regionalverband Ruhr haben insgesamt eine Fläche von ca. 21.081 ha angegeben, die in den Flächennutzungsplänen zusätzlich für Windenergie ausgewiesen ist. Zusammen mit den regional ausgewiesenen Flächen entspricht das einem Anteil von 0,9 % der Landesfläche. Für Münster und Düsseldorf liegen keine Informationen vor. Was den Anteil der installierten Leistung betrifft, die sich derzeit außerhalb ausgewiesener Flächen befindet, können für NRW keine einheitlichen Aussagen getroffen werden. Die Schätzungen der Regionalplanungsbehörden in Bezug auf die außerhalb von Konzentrationszonen befindlichen Anlagen liegen bei 5 % (Detmold), 25 % (Köln), 30 % (Arnsberg) und 50 % (RVR). Für Münster und Düsseldorf liegen keine belastbaren Angaben vor. Für den Flächenauslastungsgrad mit Windenergieanlagen auf den aktuell ausgewiesenen Gebieten kann ebenfalls keine einheitliche Aussage für NRW getroffen werden. Aus den Planungsregionen liegen für Flächennutzungspläne folgende Informationen/Schätzungen vor: Köln 45 %, Düsseldorf ca. 80 %, Detmold z.T. 80 – 100 %, Regionalverband Ruhr 90 %. Für Arnsberg und Münster können diesbezüglich keine belastbaren Schätzungen getroffen werden. Wie bereits oben beschrieben, ändert die Landesregierung aktuell den Windenergieerlass und hat ein LEP-Änderungsverfahren eingeleitet. Dies soll die Verpflichtung der Regionalplanung zur Steuerung der Windkraft über die Festlegung von Vorranggebieten aufheben, die Waldnutzung nur noch in Ausnahmefällen ermöglichen und möglicherweise eine Abstandsregelung zwischen Siedlung und Windenergienutzung einführen. Dies kann zu Einschränkungen in

der Flächenausweisung auf kommunaler Ebene führen, allerdings lässt sich derzeit diesbezüglich keine verlässliche und landesweite Abschätzung treffen. Informationen zu Radaranlagen zur Flugsicherung beziehen die Regionalplanungsbehörden über das Bundesaufsichtsamt für Flugsicherung. Geodaten zu den Vorrang- und Vorbehaltsgebieten liegen der Bundesnetzagentur auf regionaler und z.T. auf kommunaler Ebene vor.

Rheinland-Pfalz macht keine Angaben.

Das Saarland beschreibt ohne Zieljahr ein Ausbauziel für Windenergieanlagen von 100 MW. Gemäß Regionalplanung sind aktuell 849 ha Vorranggebiete für Windenergie ausgewiesen. Die Regionalplanung steuert die Windenergienutzung im Saarland nicht abschließend, so dass zusätzlich 4.174 ha als Konzentrationszonen für Windenergie in Flächennutzungsplänen ausgewiesen sind. Dies entspricht insgesamt einem Flächenanteil von ca. 2 % der Landesfläche. Von der installierten Gesamtkapazität der aktuell genehmigten und in Betrieb befindlichen Windenergieanlagen befinden sich regional 66,5 % und kommunal 38,7 % außerhalb der aktuell ausgewiesenen Flächen. Für die Ermittlung des Flächenauslastungsgrades wurden neben den aktuell genehmigten und in Betrieb befindlichen Anlagen auch die genehmigten aber noch nicht in Betrieb genommenen Anlagen betrachtet. Da laut Ministerium für Inneres, Bauen und Sport die genaue Anzahl der pro Fläche zulässigen bzw. umsetzbaren Windenergieanlagen aufgrund unterschiedlicher topographischer Gegebenheiten, Betreibersituationen usw. weder bezifferbar noch errechenbar ist, wurde die Auslastung nur für die Gesamtkapazität abgeschätzt, indem diejenigen Flächen, die mit Windenergieanlagen belegt sind, zu der Gesamtzahl aller Flächen ins Verhältnis gesetzt wurden. Hieraus ergibt sich, dass schätzungsweise 61,5 % der Vorranggebiete und 38,2 % der Konzentrationszonen mit Windenergieanlagen belegt sind. Bei einer Fortschreibung der aktuell rechtskräftigen Pläne wird dahingehend eine Veränderung des Flächenpotenzials für die Windenergienutzung erwartet, dass durch die Änderung des Saarländischen Landeswaldgesetzes vom 20.09.2017 eine Errichtung von Windenergieanlagen im Staatswald auf historisch alten Waldstandorten im Saarland nur noch in Ausnahmefällen zulässig ist. Informationen zu Radaranlagen zur Flugsicherung liegen der Bundesnetzagentur nicht vor. Geodaten zu den Vorranggebieten für Windenergie und den Konzentrationszonen wurden der Bundesnetzagentur zur Verfügung gestellt.

Sachsen sieht es gemäß dem Energie- und Klimaprogramm von 2012 als möglich an, die Stromerzeugung aus Windenergie bis 2022 auf 2.200 GWh/a zu steigern. Gemäß Landesentwicklungsplan sollen die erforderlichen Flächen dafür in den Raumordnungsplänen durch eine abschließende flächendeckende Planung gesichert werden. Hierzu muss lediglich eine moderate Erweiterung der bereits durch die Regionalplanung festgelegten Flächen erfolgen. In Sachsen werden bezüglich der Windenergienutzung grundsätzlich Vorranggebiete in Verbindung mit Eignungsgebieten, d. h. "Vorrang- und Eignungsgebiete" ausgewiesen. Das Kapitel Windenergie des Regionalplanes Südwestsachsen 2008 ist nicht mehr rechtskräftig, so dass hier wieder die Festlegungen des Regionalplanes Südwestsachsen 2000 gelten. Dieser sieht in weiten Teilen des Plangebietes jedoch noch keine abschließende Planung bezüglich der Windenergienutzung vor. Des Weiteren wird der in Aufstellung befindliche Regionalplan des Planungsverbandes Region Chemnitz mit seinen Vorrang- und Eignungsgebieten Windenergie über befristete raumordnerische Untersagungen nach § 12 Abs. 2 Satz 3 ROG geschützt. Damit stehen auch dort praktisch nur die raumordnerisch gesicherten Gebiete für die Windenergienutzung (Vorranggebiete und Vorbehaltsgebiete) zur Verfügung. Zum Stand 31.12.2017 ergeben sich daraus insgesamt 3.346 ha Vorrang- und Eignungsgebiete sowie 69 ha Vorbehaltsgebiete, so dass in Sachsen insgesamt 3.415 ha für Windenergienutzung ausgewiesen sind. Dies entspricht einem Anteil von 0,2 % an der Gesamtfläche. Die installierte Kapazität beträgt innerhalb der Vorrang- und Eignungsgebiete 910,6 MW, außerhalb beträgt sie 288 MW. Damit befinden sich 24 % der installierten Gesamtkapazität außerhalb der Vorrang- und Eignungs-

gebiete. Der Flächenauslastungsgrad in den ausgewiesenen Vorrang- und Eignungsgebieten Windenergienutzung der rechtskräftigen Regionalpläne beträgt nahezu 100 %. Lediglich in der Planungsregion Oberes Elbtal-Osterzgebirge wird ein Zubaupotenzial von 11 MW gesehen. Die Ausweisungen in den rechtskräftigen Regionalplänen aus den Jahren 2008 - 2010 beruhen auf der Zielstellung zur Erzeugung von 1.150 GWh/a durch die Nutzung der Windenergie gemäß Klimaschutzprogramm Sachsen 2001. Derzeit werden die Regionalpläne fortgeschrieben und dabei an die Vorgaben des Energie- und Klimaprogramm Sachsen 2012 mit der Zielstellung zur Erzeugung von 2.200 GWh/a durch die Windenergie angepasst, so dass eine Änderung in der Flächenkulisse zu erwarten ist. Bezüglich Radaranlagen zur Flugsicherung wurden nach Angaben der Regionalen Planungsverbände die sechs folgenden Radaranlagen zur Flugsicherung bei der Planung berücksichtigt: Radaranlage Flughafen Dresden, Radaranlage Flughafen Leipzig/ Halle sowie die Flugnavigationsanlagen Freital-Niederhermsdorf, Sebnitz-Hinterhermsdorf, Frydlant (PL) und Leipzig/ Halle. Geodaten liegen der Bundesnetzagentur zu den Vorrang- und Eignungsgebieten der einzelnen Planungsregionen vor.

In Sachsen-Anhalt besteht kein konkretes Ausbauziel für Windenergieanlagen. Gemäß Regionalplanung stehen aktuell 21.764 ha der Landesfläche für die Windenergienutzung zur Verfügung; 15.020 ha als Vorranggebiet mit Ausschlusswirkung und 6.744 ha als Eignungsgebiete. Dies entspricht ungefähr 1,1 % der Landesfläche. Die Windenergienutzung wird in Sachsen-Anhalt abschließend durch die Regionalplanung gesteuert. Von der installierten Leistung befinden sich schätzungsweise 34,2 % außerhalb der aktuell ausgewiesenen Fläche. Laut Ministerium für Landesentwicklung und Verkehr entspricht die aktuelle Regionalplangeneration im Land der Planungsmethodik nach harten und weichen Tabuzonen. Daher sind in der Regel alle der Windenergienutzung zur Verfügung stehenden Flächen als Vorranggebiete zur Nutzung der Windenergie mit der Wirkung als Eignungsgebiete ausgewiesen. Nur bei einer signifikanten Änderung der Abstandskriterien sind bei Planänderungs- oder Neuaufstellungsverfahren geänderte Flächenkulissen zu erwarten. Darüber hinaus will das Land mit dem im Landesentwicklungsgesetz festgelegten Regelungen das Repowering von Windenergieanlagen, insbesondere der sich außerhalb von Vorrang- und Eignungsgebieten befindlichen Anlagen, vorantreiben. Zum Grad der Flächenauslastung mit bereits errichteten Windenergieanlagen in den ausgewiesenen Gebieten sind seitens der Obersten Landesplanungsbehörde keine Angaben möglich. Informationen zu Radaranlagen zur Flugsicherung liegen der Bundesnetzagentur nicht vor. Geodaten für die Vorrang- und Eignungsgebiete wurden der Bundesnetzagentur (zum Teil als Entwurfsdaten) zur Verfügung gestellt.

Schleswig-Holstein gibt laut des am 07.03.2017 in Kraft getretenen Energiewende- und Klimaschutzgesetzes ein Ausbauziel für die Onshore Windenergie von 10 GW bis zum Jahr 2025 an. Dieser Wert wird aus den 37 TWh abgeleitet, auf die die Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien bis 2025 mindestens ausgebaut werden soll. Aktuell liegen in Schleswig-Holstein keine rechtskräftigen Regionalpläne mit Windenergiekonzentrationszonen vor. Der Ausbau der Windenergienutzung wird während der Planaufstellungsphase für neue Regionalpläne über ein gesetzliches Moratorium gesichert, das bis September 2018 läuft. Bei den aktuell ausgewiesenen 31.354 ha für Vorranggebiete mit Ausschlusswirkung handelt es sich daher um Flächen der in Aufstellung befindlichen Teilregionalpläne Windenergie (Stand: nach der ersten Anhörung). Dies entspricht ungefähr 2 % der Landesfläche. Da die Regionalplanentwürfe für die Ausweisung von Windenergievorranggebieten umfassend überarbeitet werden, ist noch von künftigen Veränderungen und Verschiebungen in der Flächenkulisse auszugehen. Grundsätzlich wird die Windenergienutzung in Schleswig-Holstein abschließend von der Regionalplanung gesteuert, die Kommunen haben jedoch begrenzte Möglichkeiten innerhalb der Vorranggebiete Feinsteuerungen hinsichtlich Anlagenhöhen und der genauen Standorte vorzunehmen. Derzeit sind noch etwa 5.000 ha zusätzlich zu den in den Regionalplänen ausgewiesenen Vorranggebieten für Windenergieanlagen in den Flächennutzungsplänen ausgewiesen. Allerdings kann auf diesen Flächen kein

Repowering stattfinden. Nach Inkrafttreten der neuen Regionalpläne haben die Gemeinden eine Pflicht zur Anpassung ihrer Flächennutzungspläne an die dann geltenden Vorranggebiete. Der genannte Flächenumfang von 5.000 ha wird also mittelfristig entfallen. Von den insgesamt 2.921 in Betrieb befindlichen Windkraftanlagen (Stand 06.12.2017) stehen 1.229 außerhalb der im 1. Entwurf ausgewiesenen Vorranggebiete. Das entspricht 42 % der Anlagen, mit einer Leistung von insgesamt 2.179 MW und einem Anteil von 35 % an der Gesamtleistung. Der Flächenauslastungsgrad wurde mit Hilfe zweier unterschiedlicher Methoden entwickelt, die im Ergebnis beide einen Auslastungsgrad von annähernd 45 % ermitteln. Hinsichtlich Radaranlagen zur Flugsicherung konnte das Ministerium mitteilen, dass die betriebliche Nutzung des Drehfunkfeuers Michaelsdorf nach Informationen der Deutschen Flugsicherung ab 2021 entfallen wird, da die Anlage dann abgebaut wird. Weiterhin entfallen die Ersatzstandorte für die bereits abgebauten Drehfunkfeuer Lübeck und Elbe. Entwurfsdaten zu den Vorranggebieten mit Ausschlusswirkung der in Aufstellung befindlichen Teilregionalpläne Windenergie liegen der Bundesnetzagentur vor.

Thüringen plant laut Landesentwicklungsprogramm 2025 eine Stromproduktion von mindestens 5.900 GWh/a aus Erneuerbaren Energien im Jahr 2020. Von diesen sollen 2.900 GWh/a durch Windenergie produziert werden. Gleichzeitig wird im Koalitionsvertrag von 2014 festgelegt, dass 1 % der Landesfläche für die Windenergienutzung zur Verfügung gestellt wird. Dies entspricht ca. 16.200 ha. Zum Erreichen dieser Ziele wurden für die vier Planungsregionen zu leistende Beiträge im Landesentwicklungsprogramm festgelegt. Derzeit sind in den vier Planungsregionen 9.121 ha als Vorranggebiete Windenergie, die zugleich die Wirkung von Eignungsgebieten aufweisen, rechtskräftig ausgewiesen bzw. in Aufstellung befindlich. Dies entspricht ca. 0,6 % der Landesfläche. Die Regionalpläne Ost- und Mittelthüringen wurden nach Inkrafttreten des Landesentwicklungsprogrammes für unwirksam erklärt, soweit sie als Ziel Vorranggebiete Windenergie festlegen und vorsehen, dass außerhalb dieser Vorranggebiete raumbedeutsame Windenergieanlagen nicht zulässig sind. Die daraufhin aufgestellten sachlichen Teilpläne Windenergie liegen derzeit als 1. (Ostthüringen) bzw. 2. (Mittelthüringen) Entwurf vor. Die Regionalplanung steuert die Windenergienutzung in Thüringen grundsätzlich abschließend. Durch die Aufhebung der Regionalpläne Ost- und Mittelthüringen ist jedoch eine Lücke in der planerischen Steuerung der Windenergie entstanden, die einen planerisch ungeordneten „Wildwuchs“ von Windenergievorhaben befürchten ließ. Verhindert wurde das durch das Instrument der Untersagung nach § 14 ROG. Danach kann die Raumordnungsbehörde Entscheidungen über die Zulässigkeit von raumbedeutsamen Windenergieanlagen befristet untersagen, wenn sich ein Raumordnungsplan in Aufstellung befindet und wenn zu befürchten ist, dass die Planung oder Maßnahme die Verwirklichung der vorgesehenen Ziele der Raumordnung unmöglich machen oder wesentlich erschweren würde. Die befristete Untersagung würde gegenüber der immissionsschutzrechtlichen Genehmigungsbehörde ausgesprochen werden und hätte zur Folge, dass diese gemäß § 9 Satz 2 Thüringer Landesplanungsgesetz die Entscheidung über die Zulässigkeit auszusetzen hat. Zuständig für die Untersagung ist das Thüringer Landesverwaltungsamt als obere Landesplanungsbehörde. Aktuell sind kommunal 19,5 ha zusätzlich für Windenergieanlagen ausgewiesen, die sich nicht in den aktuellen Vorranggebieten Windenergie befinden. Aufgrund der Fortschreibungen der Pläne, befinden sich derzeit ca. 25 % der installierten Gesamtkapazität an Windenergieanlagen außerhalb der aktuell ausgewiesenen Flächen. In den aktuellen Regionalplänen von Nord- und Südwestthüringen haben sich die Abweichungen der Standorte der Windenergieanlagen von den Vorranggebieten aufgrund der Fortschreibung der Pläne von 1999 zu denen von 2011/2012 ergeben. In den Planungsregionen Mittel- und Ostthüringen ergeben sich die z.T. erheblichen Abweichungen durch die im 1. bzw. 2. Entwurf vorgenommenen Neuausweisungen von Vorranggebieten entsprechend den jeweils dazu beschlossenen Kriterienkatalogen im Unterschied zu den Regionalplänen 1999 und 2011/2012. Bezüglich des Flächenauslastungsgrades mit Windenergieanlagen ist in den Planungsregionen Nord- und Südwestthüringen mit wenigen Ausnahmen von einer

Auslastung der Vorranggebiete Windenergie auszugehen. In diesen sind lediglich einzelne „Verdichtungen“ möglich, die sich aber flächenmäßig nicht quantifizieren lassen. Darüber hinaus erfolgen zunehmend Repowering-Maßnahmen in den bestehenden Vorranggebieten, wie z. B. in Reinholterode (LK EIC), Neukirchen (EA) und Kirchengel (LK KYF). Gebiete ohne Bestand bzw. BImSchG-Genehmigungen für Windenergieanlagen sind in Südwestthüringen Hühnerställe / Dillstädt (W-9), Mittelberg / Neubrunn, Vachdorf (W-10), Beinerstädter Höhe / Beinerstadt (W-12) und Waldauer Höhe / Nahetal-Waldau (W-14). Im Vorranggebiet Dünwald / Hüpstedt (W-9) in Nordthüringen ist lediglich eine „Altanlage“ E-40/6.44 mit 65 m NH aus dem Jahr 2000 vorhanden. Für Mittel- und Ostthüringen können aufgrund der Neuaufstellung der Regionalpläne keine Aussagen zum Auslastungsgrad getroffen werden. Durch die Fortschreibung der Regionalpläne wird es unter Berücksichtigung der aktuellen Rechtsprechung zu einer Veränderung des Flächenpotenzials für die Windenergienutzung kommen. Der Koalitionsvertrag sieht eine Verdreifachung der Fläche vor, die für die Windenergienutzung zur Verfügung steht. Hinsichtlich Informationen zu Radaranlagen zur Flugsicherung hat die Oberste Landesplanungsbehörde auf die Schutzbereiche um das DVOR /DME „Erfurt“ (15 km), das DME / Peiler „Flughafen Erfurt-Weimar“ (10 km) und den VHF-Empfänger „Schmücke“ (3 km) hingewiesen. Des Weiteren macht die Oberste Landesplanungsbehörde auf die Radaranlage Gleina (Ostthüringen), den zu berücksichtigenden 2 km Puffer um die Funk-Messstelle der Bundesnetzagentur in Bienstädt und den Wetterradarstandort des Deutschen Wetterdienstes Neuhaus am Rennweg (Mittelthüringen) aufmerksam. Weiter zu berücksichtigen ist das geodynamische Observatorium Moxa im Thüringer Seismologischen Netz (TSN). Das TSN dient der Erdbebenüberwachung durch den Landeserdbebendienst. Im Umfeld des Observatoriums sollte eine Windenergienutzung ausgeschlossen werden, um Störungen an den installierten hochempfindlichen seismologischen und gravimetrischen Messinstrumenten zu vermeiden. Es wird daher die Berücksichtigung einer Schutzzone von 10 km als weiche Tabuzone empfohlen. Geodaten zu den Vorranggebieten mit Ausschlusswirkung liegen der Bundesnetzagentur (zum Teil als Entwurfsdaten) vor.

Aus den Informationen der Bundesländer ist zu entnehmen, dass in Summe regional eine Fläche von ca. 275.371 ha für die Windenergienutzung rechtskräftig ausgewiesen bzw. in Aufstellung befindlich ist. Hinzu kommt eine Fläche von ca. 30.275 ha aus den kommunalen Planungen. Insgesamt steht demnach knapp 1 % der Fläche des Bundesgebietes aktuell dem Ausbau mit Windenergieanlagen zur Verfügung. Hierbei ist zu berücksichtigen, dass aus Rheinland-Pfalz keine Flächenangaben vorliegen und die Angaben zu den kommunalen Planungen nur von wenigen Bundesländern bereitgestellt werden konnten.

### 2.3.2 Abgleich mit den Daten aus dem Raumordnungsplan-Monitor

Wie auch schon im letzten Szenariorahmen 2017-2030 werden Daten zur Windenergienutzung aus dem Raumordnungsplan-Monitor (ROPLAMO) des Bundesinstituts für Bau-, Stadt- und Raumforschung (BBSR) herangezogen, um die Angaben der Obersten Landesplanungsbehörden mit diesen abzugleichen. Beim ROPLAMO handelt es sich um ein bundesweites Planinformationssystem, in dem zeichnerische und textliche Festlegungen der Landes- und Regionalplanung erfasst werden und das so einen Überblick über alle rechtsverbindlichen Festlegungen in der Landes- und Regionalplanung bietet. Abweichungen zwischen den Angaben der Obersten Landesplanungsbehörden und den Daten des ROPLAMO können unter anderem aufgrund des unterschiedlichen Datenstands auftreten. Die Daten des ROPLAMO liegen zum Stand 31.12.2016 vor, die Abfrage der Obersten Landesplanungsbehörden erfolgte zum Stand 31.12.2017. In den Daten des ROPLAMO sind keine kommunalen Daten enthalten, so dass die Gegenüberstellung auf regionaler Ebene erfolgt. Da der ROPLAMO rechtsverbindliche Planungsaussagen beinhaltet, sind Planentwürfe, die eine Momentaufnahme des Planungsstandes darstellen, nicht enthalten.

Die Plausibilisierung erfolgt sowohl im Hinblick auf die von den Obersten Landesplanungsbehörden in der Abfrage getätigten Flächenangaben bezüglich der für Windenergieanlagen rechtskräftig ausgewiesenen bzw. in Aufstellung befindlichen Flächen als auch auf die in diesem Zusammenhang von elf Bundesländern zur Verfügung gestellten Geodaten. In Bezug auf die Geodaten lässt sich festhalten, dass sich die der Bundesnetzagentur vorliegenden Geodaten der Obersten Landesplanungsbehörden in hohem Maße als deckungsgleich mit den vorhandenen Geodaten aus dem ROPLAMO erwiesen. Hinsichtlich der Gegenüberstellung der Flächenangaben mit den Daten des ROPLAMO zeigen sich in einigen Bundesländern Abweichungen, die jedoch durch die im Folgenden genannten Gründe erklärbar sind:

- Einzelne Regionalpläne traten erst nach dem 31.12.2016 in Kraft, so dass sie in den aktuell vorliegenden Daten des ROPLAMO noch nicht enthalten sind.
- Die Angaben der Obersten Landesplanungsbehörden enthalten z.T. bereits Entwurfsdaten aus den in Aufstellung befindlichen Plänen. In den Daten des ROPLAMO sind die rechtsverbindlichen Daten erfasst.
- Die Angaben der Obersten Landesplanungsbehörden enthalten neben den regionalen auch kommunale Flächenangaben, die im ROPLAMO nicht erfasst werden.
- Vereinzelt sind alte Pläne (wieder) rechtskräftig, für die keine Geodaten vorliegen, die in den ROPLAMO integriert werden konnten.
- Einzelne Planungsregionen stimmen einer Weitergabe der Geodaten nicht zu, so dass diese nicht zu Vergleichszwecken herangezogen werden können.

Die nachfolgende Tabelle 44 stellt die Summe der ausgewiesenen Flächen gegenüber.

Bundesland	regionale Flächenangabe lt. Fragebogen [ha]	der Berechnung zugrunde liegende Flächen	ROPLAMO-Daten (BBSR) [ha]
Baden-Württemberg	15.224	Vorranggebiete sowie Suchräume der 12 Regionalverbände	7.572
Bayern	36.812	Vorrang- und Vorbehaltsgebiete	35.162
Berlin/Brandenburg	55.050	Eignungsgebiete	45.770
Bremen	323	Vorranggebiete	
Hamburg	173	Eignungsgebiete	
Hessen	47.420	Vorranggebiete mit Ausschlusswirkung (Teilregionalplan Energie Südhessen befindet sich noch im Verfahren, daher eine vorläufige Flächenangabe)	
Mecklenburg-Vorpommern	16.200	Summe der Eignungsgebietsflächen aus den derzeit öffentlich bekannt gemachten Fortschreibungsständen der vier Regionalen Planungsverbände (Entwurfsdaten)	5.097
Niedersachsen	27.090	Vorranggebiete und Vorranggebiete mit Ausschlusswirkung	27.242
Nordrhein-Westfalen	10.576	Vorrang- und Vorbehaltsgebiete (z.T. Entwurfsdaten)	8.156
Rheinland-Pfalz			9.969
Saarland	849	Vorranggebiete	825
Sachsen	3.415	Vorrang- und Eignungsgebiete (Vorrang- und Vorbehaltsgebiete für die Region Chemnitz wegen Planfortschreibung)	3.339
Sachsen-Anhalt	21.764	Vorranggebiete mit Ausschlusswirkung und Eignungsgebiete (z.T. Entwurfsdaten aus den PLR Anhalt-Bitterfeld-Wittenberg und Magdeburg)	11.934
Schleswig-Holstein	31.354	Vorranggebiete mit Ausschlusswirkung (Entwurfsdaten)	
Thüringen	9.121	Vorranggebiete mit Ausschlusswirkung (Entwurfsdaten aus den PLR Ost- und Mittelthüringen)	4.167
<b>Gesamtfläche</b>	<b>275.371</b>		

Tabelle 44: Ergebnisse der Raumordnungsabfrage im Vergleich mit Raumordnungsplan-Monitor Daten

## 2.4 Keine Berücksichtigung der Netzausbauregionen für die Regionalisierung Wind Onshore

Der Bundesgesetzgeber hat den Übertragungsnetzbetreibern nach § 36c EEG die Möglichkeit eingeräumt, eine Netzausbauregion mit einem entsprechend verringerten Windenergieausbau regional angemessen zu berücksichtigen. Weil der Ausbau der Erzeugung Erneuerbarer Energien schneller vorangeht als der dazugehörige Netzausbau für deren Abtransport, entstehen derzeit und auch in Zukunft erhebliche Zusatzkosten für Redis-

patch Maßnahmen. Daraus hat der Gesetzgeber die Konsequenz gezogen, 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 dieser von der Bundesnetzagentur mittels der Netzausbauregionsverordnung (NAGV) bestimmten Netzausbauregionen dürfen nur noch 58 % der installierten Winderzeugungskapazitäten ausgeschrieben werden, die dort im Durchschnitt der Jahre 2013 bis 2015 zugebaut worden waren. Darüber hinausgehende Winderzeugungskapazitäten werden im Ausschreibungsverfahren demnach in den Regionen bezuschlagt, die nicht als Netzausbauregion ausgewiesen worden sind.

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.“*

Die Netzausbauregion soll also den Netzausbau nicht verhindern, sondern lediglich temporär besser mit dem Ausbau von Wind Onshore verzahnen. Dementsprechend hält die Bundesnetzagentur an der Annahme des letzten Szenariorahmens 2017-2030 fest, 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.

## **2.5 Berücksichtigung 10 H Regelung und Drehfunkfeuer für die Regionalisierung Wind Onshore**

Die Bundesnetzagentur hält an ihrer Ansicht fest, dass die 10 H Regelung in Bayern im Rahmen der Regionalisierung von Wind Onshore zu berücksichtigen ist (siehe Szenariorahmen 2017-2030, Entscheidung vom 30.06.2016, S. 163 f.). Die zeitlich eingeschränkte und inzwischen abgelaufene Möglichkeit einer Länderöffnungsklausel nutzte ausschließlich das Bundesland Bayern, um die bauplanungsrechtliche Privilegierung für Windenergie im Außenbereich einzuschränken und Mindestabstände zwischen Windenergieanlagen und baulichen Nutzungen selbst festzulegen. Gemäß der 10 H Regelung dürfen Windenergieanlagen in Bayern grundsätzlich nur noch in einer Entfernung zur Wohnbebauung errichtet werden, die der zehnfachen Höhe der Anlage entspricht. Alle anderen Bundesländer haben von der Länderöffnungsklausel keinen Gebrauch gemacht.

Die Bundesnetzagentur hält ferner an ihrer Ansicht fest, dass die Drehfunkfeuer im Rahmen der Regionalisierung von Wind Onshore zu berücksichtigen sind (siehe Szenariorahmen 2017-2030, Entscheidung vom 30.06.2016, S. 164 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 Genehmi-

gung gegenüber den Windenergieanlagenbetreibern erteilt, prüfen, ob im konkreten Fall eine luftverkehrsrechtliche Prüfung bzw. Zustimmung einzuholen ist.

### 3 Regionale Zuordnung des Stromverbrauchs

Die von den Übertragungsnetzbetreibern vorgeschlagene Methodik zur Regionalisierung des Stromverbrauchs ist aus Sicht der Bundesnetzagentur angemessen und gut nachvollziehbar und wurde auch von den Konsultationsteilnehmern nicht beanstandet. Daher soll die vorgeschlagene Methodik Anwendung finden. Nachstehend ist die Methodik der Übertragungsnetzbetreiber zusammengefasst.

Im ersten Schritt wird der Nettostromverbrauch je Sektor des Jahres 2014 auf die einzelnen Bundesländer heruntergebrochen. Hierzu werden die veröffentlichten Energie- und CO<sub>2</sub>-Bilanzen der Bundesländer herangezogen. Dadurch ist sichergestellt, dass zum einen eine Konsistenz der Modellierung zu den Angaben der einzelnen Bundesländer sichergestellt ist und zum anderen kann die räumliche Prognoseunsicherheit reduziert werden. Anschließend wird der bundeslandscharfe Nettostromverbrauch der einzelnen Sektoren einer weiteren räumlichen Detailierung auf Landkreisebene unterzogen. Die einzelnen Sektoren, die nach klassischen und neuen Stromanwendungen klassifiziert werden, sind in Tabelle 45 dargestellt.

Klassifizierung	Anwendungssektor	Beschreibung
Klassische Stromanwendungen	Haushalte	Stromnachfrage der (privaten) Haushalte
	Gewerbe / Handel / Dienstleistung	Stromnachfrage in öffentlichen und privaten Einrichtungen des Handels und Dienstleistungsbereichs
	Verkehr	Stromnachfrage des Schienenverkehrs
	Verarbeitendes Gewerbe / Industrie	Stromeinsatz zur Herstellung, Veredelung, Montage oder Reparatur von Erzeugnissen und Produkten
	Umwandlungsbereich (Gewinnung von Kohle, Erdgas, Erdöl)	Stromeinsatz zur Gewinnung / Umwandlung / Verarbeitung anderer Energieträger
Neue Stromanwendungen	Elektromobilität	Stromnachfrage elektrisch angetriebener PKW
	Wärmepumpen	Stromnachfrage elektrisch betriebener Wärmepumpen zur Bereitstellung von Raumwärme

Tabelle 45: Übersicht der zu modellierenden Anwendungssektoren (Quelle: Übertragungsnetzbetreiber)

Die in Tabelle 45 aufgelisteten Sektoren werden u. a. durch die Indikatoren Bevölkerung, Anzahl und Struktur der Haushalte, Wohngebäude- und Wohnungsbestand, Anzahl der Erwerbstätigen, Bruttowertschöpfung und durchschnittliche Fahrleistung im Nahverkehr beeinflusst.

Zur Gewichtung der jeweiligen Indikatoren der einzelnen Sektoren, greifen die Übertragungsnetzbetreiber auf historische Stromnachfragedaten zurück. Da im untersuchten Referenzjahr 2014 der Anteil der neuen Stromanwendungen minimal war, beschränkt sich die Betrachtung auf die klassischen Stromanwendungen. In Tabelle 46 sind die gewichteten Indikatoren je Sektor aufgelistet.

Sektor / Stromanwendung	Indikator	Gewichtung
Haushalte	Bevölkerung	70 %
	Anzahl der Haushalte	20 %
	Verfügbares Einkommen der Haushalte	10 %
Gewerbe, Handel, Dienstleistung	Erwerbstätige (Inland), Dienstleistung	20 %
	Bruttowertschöpfung	80 %
Verkehr	Fahrleistung Eisenbahn	50 %
	Fahrleistung Straßenbahn	50 %
verarbeitendes Gewerbe / Industrie	Stromverwendung der Betriebe des verarbeitenden Gewerbes bzw. der Industrie, des Bergbaus sowie der Gewinnung von Steinen und Erden	100 %
Umwandlungsbereich	Anzahl der Betriebe im Umwandlungsbereich	100 %

Tabelle 46: Sektorale Landkreisregionalisierung mittels Indikatoren (Quelle: Übertragungsnetzbetreiber)

Es wird angenommen, dass diese Gewichtung aus dem Referenzjahr 2014 auch zukünftig respektive in allen Szenarien angenommen werden kann. Die Fortschreibung des Nettostromverbrauchs für das jeweilige Szenario hat als Zielgröße die jeweilige Vorgabe der Bundesnetzagentur. Die Fortschreibung je Sektor wird wie folgt vorgenommen.

- **Haushalte:** Fortschreibung anhand der Entwicklung der Bevölkerung und der Anzahl der Haushalte im Landkreis unter Berücksichtigung der Energieeffizienz
- **Gewerbe, Handel, Dienstleistung:** Fortschreibung anhand der Entwicklung der Bevölkerung unter Berücksichtigung der Energieeffizienz
- **Verkehr:** Fortschreibung anhand der Entwicklung der Bevölkerung im Landkreis
- **verarbeitendes Gewerbe / Industrie:** Konstante Stromnachfrage unter Berücksichtigung von Energieeffizienzsteigerungen
- **Umwandlungsbereich:** Fortschreibung anhand der Reduktion der installierten Leistung von Braunkohlekraftwerken
- **Elektromobilität:** Fortschreibung der landkreisbezogenen PKW-Anzahl proportional anhand der Bevölkerungsentwicklung im Landkreis  
Ableitung der Anzahl elektrisch betriebener PKW je Landkreis aus dem Anteil der PKW im Landkreis an der Gesamtzahl aller PKW in Deutschland im Referenzjahr
- **Wärmepumpen:** Ableitung der Wärmepumpenanzahl je Landkreis anhand des jeweiligen Anteils der Ein- und Zweifamilienhäuser an der Gesamtzahl

Nachfolgend ist die Entwicklung der einzelnen Indikatoren beschrieben.

- **Bevölkerung:** Die in Tabelle 47 aufgelistete Prognose der Bevölkerungsentwicklung beruht auf der Raumordnungsprognose 2035 nach Zensus. Für die Szenarien im Jahr 2030 ist jeweils der gleiche Wert anzusetzen.

Jahr	2014	2020	2025	2030	2035
Bevölkerung	80,9 Mio.	80,8 Mio.	80,1 Mio.	79,3 Mio.	78,2 Mio.

Tabelle 47: Bevölkerungsentwicklung

- **Anzahl der Haushalte:** Die Anzahl der Haushalte je Landkreis wird für alle Szenarien gemäß den Angaben des Bundesinstitutes für Bau-, Stadt- und Raumforschung angenommen.
- **Anzahl der Ein- und Zweifamilienhäuser:** Es wird angenommen, dass das Verhältnis zwischen Ein- und Zweifamilienhäusern und den Haushalten in einem Landkreis konstant bleibt. Daher orientiert sich die Fortschreibung an der Anzahl der Haushalte.
- **Elektromobilität:** Die getroffenen Annahmen zur Entwicklung der Elektromobilität sind in Kapitel II B 3.4.1 beschrieben. In Tabelle 48 sind die Anzahl und deren Jahresverbrauch nochmals dargestellt.

Elektromobilität	A 2030	B 2030	C 2030	B 2025	B 2035
Anzahl	1,0 Mio.	6,0 Mio.	10,0 Mio.	2,0 Mio.	8,0 Mio.
Jahresverbrauch	2,5 TWh	15,0 TWh	25,0 TWh	5,0 TWh	20,0 TWh

Tabelle 48: Anzahl und Jahresverbrauch der Elektromobilität in den einzelnen Szenarien

- **Wärmepumpen:** Die getroffenen Annahmen zur Entwicklung von Wärmepumpen sind in Kapitel II B 3.4.1 beschrieben. In Tabelle 49 sind die Anzahl und deren Jahresverbrauch nochmals dargestellt.

Wärmepumpen	A 2030	B 2030	C 2030	B 2025	B 2035
Anzahl	1,1 Mio.	2,6 Mio.	4,1 Mio.	1,7 Mio.	2,9 Mio.
Jahresverbrauch	11,0 TWh	26,0 TWh	41,0 TWh	17,0 TWh	29,0 TWh

Tabelle 49: Anzahl und Jahresverbrauch von Wärmepumpen in den einzelnen Szenarien

- **Energieeffizienz:** Der Vorschlag der Übertragungsnetzbetreiber je Szenario sektorübergreifend gleiche Effizienzsteigerungen anzunehmen wurde von vielen Konsultationsteilnehmern kritisiert. Zudem wurden auch mehrheitlich die Effizienzsteigerungen als zu niedrig eingestuft. Die Bundesnetzagentur hat für sämtliche Szenarien eine Effizienzsteigerung im Stromsektor von minus 30 TWh gegenüber 2016 vorgegeben. Diese wird sich in den einzelnen Szenarien durch unterschiedliche Entwicklungen der Stromsektoren auch unterschiedlich auf diese auswirken. Die Übertragungsnetzbetreiber sind aufgefordert, sich an diesen Effizienzsteigerungsvorgaben zu orientieren.

## D Neue technische Ansätze für Netzbetriebsmittel oder Netzbetriebsführung

Die Debatten rund um die zurückliegenden Szenariorahmen und Netzentwicklungsplänen sind in der Regel von dem Verständnis geprägt, dass die Energiewende auch einen signifikanten zusätzlichen Transportbedarf im Übertragungsnetz auslöst. Dabei steht nach wie vor der Ausbau der passiven AC – Netze, unterstützt durch gezielte Punkt zu Punkt DC – Verbindungen im Vordergrund. Allerdings erscheint nicht immer offensichtlich, welche weiteren Optimierungsoptionen es aus netztechnischer Sicht gibt und welche Effekte sie tatsächlich auf den Netzausbaubedarf haben. So haben sich beispielsweise in der Prüfung des NEP 2017-2030 die Phasenschiebertransformatoren (PST) als sogenannten Ad-Hoc-Maßnahmen als besonders wirksam bei der Lastflussteuerung und somit zur mittelfristigen Engpassverminderung erwiesen.

Die Bundesnetzagentur verlangt deshalb von den Übertragungsnetzbetreibern, alle relevanten neuen Technologien für den Einsatz im Übertragungsnetz im NEP 2019-2030 darzustellen, zu analysieren und zu bewerten. Grundlage dieser Analyse neuer Technologien sollte eine allgemeine Technologiebewertung sein, welche alle bekannten netztechnischen Betriebsmittel und relevanten neuen Technologien auch der Betriebsführung umfasst.

Als netztechnische Betriebsmittel definiert die Bundesnetzagentur in diesem Zusammenhang sämtliche elektrotechnischen Betriebsmittel, sowohl aktiv als auch passiv, die zur vollständigen und sicheren Erfüllung der Transportaufgabe der Übertragungsnetze beitragen.

Als relevante neue Technologien werden elektrotechnische aktiven aber auch passiven Betriebsmittel verstanden, deren Einsatz sowohl heute im deutschen Übertragungsnetz als auch in Zukunft in den Planungen für die Zieljahre 2025/2030/2035 eine Rolle spielen. Dies beinhaltet auch Betriebsmittel, die bereits in Übertragungsnetzen anderer Länder erfolgreich zum Einsatz kommen.

Die Darstellung der Netztechnischen Betriebsmittel im Rahmen einer Technologiebewertung soll folgende Aspekte umfassen:

- Qualitative Beschreibung der Wirkung des Betriebsmittels
- Erwartete Wirkung des Betriebsmittels auf Engpässe
- Aufwand der Integration des Betriebsmittels ins Netz
  - Technische Kompatibilität mit den anderen Betriebsmitteln
  - Einpassung in das bestehende Betriebskonzept
- Einschätzung von Investitions- und Betriebskosten und anderen eventuell einschränkenden Faktoren wie Genehmigungsverfahren.
- Erfahrungen aus dem Einsatz in anderen Netzen, falls vorhanden
- Verfügbarkeit und zeitliche Umsetzbarkeit
- Analyse, Bewertung und Tragbarkeit der Risiken
- Erwartete Auswirkung auf den standardisierten Netzbetrieb auch im Zusammenspiel mit den Verbund-Transmission System Operators
- Erwartete Auswirkungen auf dynamische Netz- und Spannungsstabilität

Das Ergebnis der Bewertung ermöglicht eine realistische und nachvollziehbare Einschätzung der Übertragungsnetzbetreiber zu den zur Verfügung stehenden technischen Betriebsmitteln und Betriebskonzepten. Das schließt eine Wirtschaftlichkeitsbetrachtung mit ein. Sofern neue Technologien zur Verringerung des Netzausbaubedarfs im NEP 2019-2030 keine Berücksichtigung finden, sind die entsprechenden Gründe durch die Übertragungsnetzbetreiber gesondert aufzuführen.

## 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 Ziels 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 die Zieljahre 2025, 2030 und 2035 ermittelten Treibhausgasemissionen bzw. der für die Zieljahre 2025, 2030 und 2035 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.

In den Szenarien A 2030, B 2030, C 2030 sowie B 2025, B 2035 entsprechen die Treibhausgasemissionen den CO<sub>2</sub>-Zielen der Bundesregierung, da deren Einhaltung gegebenenfalls durch die Steigerung des nationalen CO<sub>2</sub>-Preises bewirkt wird, der gesondert auszuweisen ist.

## **F Hinweise zu den Gebühren**

Die Genehmigung des Szenariorahmens 2019-2030 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 den Szenariorahmen 2019-2030 am 15.06.2018 genehmigt und den Übertragungsnetzbetreibern zugestellt. Die Übertragungsnetzbetreiber sollen gemäß § 12b Abs. 3 S. 3 EnWG spätestens am 10.12.2018 auf der Grundlage des Szenariorahmens gemeinsam einen nationalen Netzentwicklungsplan 2019-2030 zur Konsultation vorlegen (sog. 1. Entwurf). Die Übertragungsnetzbetreiber müssen gemäß § 12b Abs. 5 EnWG spätestens am 15.04.2019 auf der Grundlage des Szenariorahmens gemeinsam einen konsultierten und überarbeiteten nationalen Netzentwicklungsplan 2019-2030 zur Bestätigung vorlegen (sog. 2. Entwurf).

## H Rechtsmittelbelehrung

Gegen diesen Bescheid kann binnen einer Frist von einem Monat ab Zustellung Beschwerde erhoben werden. Die Beschwerde ist 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 15.06.2018



# Anlagen









BNetzA ID	Kraftwerksname	Blockname	Energieträger	KWK-	PLZ	Ort	Bundes-	Inbetrieb-	Geplante	Status	Wenn innovati-	Elektrische	Leistung	Leistung	Leistung	Leistung	Leistung
				Aus-								Nettleis-	Szenario	Szenario	Szenario	Szenario	Szenario
				kopplung			land	nahmehjahr	Stillelegung	23.03.2018	ver KWK-Ersatz:	23.03.2018	A 2030	B 2030	C 2030	B 2025	B 2035
				Ja/Nein							BNetzA ID altes	[MW]	[MW]	[MW]	[MW]	[MW]	[MW]
BNA0914	Schwarze Pumpe	A	Braunkohle	Ja	03130	Spremberg	BB	1997		in Betrieb		750,0	750,0	750,0	750,0	750,0	750,0
BNA0194	Kraftwerk Dessau		Braunkohle	Ja	06842	Dessau-Roßlau	ST	1996		in Betrieb		49,0	49,0	49,0	49,0	49,0	49,0
BNA0878	Schkopau	A	Braunkohle	Ja	06258	Schkopau	ST	1996		in Betrieb		450,0	450,0	450,0	450,0	450,0	450,0
BNA0879	Schkopau	B	Braunkohle	Ja	06258	Schkopau	ST	1996		in Betrieb		450,0	450,0	450,0	450,0	450,0	450,0
BNA1293b	Kraftwerk	K2/TG2	Braunkohle	Ja	50127	Bergheim	NW	1995		in Betrieb		10,0	10,0	10,0	0,0	10,0	0,0
BNA1293a	Kraftwerk	K1/TG1	Braunkohle	ja	50127	Bergheim	NW	1995		Vorläufig Stillgelegt		10,0	10,0	10,0	0,0	10,0	0,0
BNA1002	Wähltitz		Braunkohle	Ja	06679	Wähltitz	ST	1994		in Betrieb		31,0	31,0	31,0	0,0	31,0	0,0
BNA0490a	Goldenberg	F	Braunkohle	Ja	50354	Hürth	NW	1993		in Betrieb		0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
BNA1185	P&L Werk Könnern	Kessel 1 und 2	Braunkohle	ja	06420	Könnern	ST	1993		in Betrieb		20,3	20,3	20,3	0,0	20,3	0,0
BNA1400a	EZ1	WSK	Braunkohle	Ja	06712	Zeitz	ST	1993		in Betrieb		23,3	23,3	23,3	0,0	23,3	0,0
BNA0489	Goldenberg	E, Besicherung F	Braunkohle	Ja	50354	Hürth	NW	1992		Vorläufig Stillgelegt		40,0	40,0	40,0	0,0	40,0	0,0
BNA0491	Ville/Berrenrath	Vil-le/Berrenrath	Braunkohle	Ja	50354	Hürth	NW	1991		in Betrieb		98,0	98,0	98,0	0,0	98,0	0,0
BNA0179	HKW Chemnitz Nord II	Block C	Braunkohle	Ja	09116	Chemnitz	SN	1990		in Betrieb		90,8	90,8	0,0	0,0	90,8	0,0
BNA0790	KW Jänschwalde	F	Braunkohle	Ja	03185	Peitz	BB	1989	Ja, BK-Sicherheitsbereitschaft	in Betrieb		465,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
BNA0523	FKK		Braunkohle	Ja	34134	Kassel	HE	1988		in Betrieb		33,5	33,5	0,0	0,0	33,5	0,0
BNA0177	HKW Chemnitz Nord II	Block B	Braunkohle	Ja	09115	Chemnitz	SN	1988		in Betrieb		56,8	56,8	0,0	0,0	56,8	0,0
BNA0789	KW Jänschwalde	E	Braunkohle	Ja	03185	Peitz	BB	1987	Ja, BK-Sicherheitsbereitschaft	in Betrieb		465,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
BNA0788	KW Jänschwalde	D	Braunkohle	Ja	03185	Peitz	BB	1985		in Betrieb		465,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
BNA0439	Buschhaus	D	Braunkohle	Nein	38350	Helmstedt	NI	1985	Ja, BK-Sicherheitsbereitschaft	in Betrieb		352,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
BNA0787	KW Jänschwalde	C	Braunkohle	Ja	03185	Peitz	BB	1984		in Betrieb		465,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
BNA0714	Fortuna Nord	Fortuna Nord	Braunkohle	Ja	50129	Bergheim	NW	1984		in Betrieb		15,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
BNA1511a	Kessel 4		Braunkohle	Ja	52355	Düren	NW	1983		in Betrieb		9,3	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
BNA0786	KW Jänschwalde	B	Braunkohle	Ja	03185	Peitz	BB	1982		in Betrieb		465,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
BNA0785	KW Jänschwalde	A	Braunkohle	Ja	03185	Peitz	BB	1981		in Betrieb		465,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
BNA0123	Boxberg	P	Braunkohle	Ja	02943	Boxberg	SN	1980		in Betrieb		465,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0

BNetzA ID	Kraftwerksname	Blockname	Energieträger	KWK-Aus- kopplung Ja/Nein	PLZ	Ort	Bundes- land	Inbetrieb- nahmejahr	Geplante Stilllegung	Status 23.03.2018	Wenn innovati- ver KWK-Ersatz: BNetzA ID altes KW	Elektrische	Leistung	Leistung	Leistung	Leistung	Leistung
												Nettleis- tung 23.03.2018 [MW]	Szenario A 2030 [MW]	Szenario B 2030 [MW]	Szenario C 2030 [MW]	Szenario B 2025 [MW]	Szenario B 2035 [MW]
BNA1486	Grubenheizkraft- werk		Braunkohle	Ja	06317	Seegebiet Mansfelder Land	ST	1979		in Betrieb		45,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
BNA0122	Boxberg	N	Braunkohle	Ja	02943	Boxberg	SN	1979		in Betrieb		465,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
BNA0700	Neurath	E	Braunkohle	Ja	41517	Grevenbroich- Neurath	NW	1976		in Betrieb		604,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
BNA0699	Neurath	D	Braunkohle	Ja	41517	Grevenbroich- Neurath	NW	1975		in Betrieb		607,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
BNA1028	Weisweiler	H	Braunkohle	Ja	52249	Eschweiler- Weisweiler	NW	1975		in Betrieb		656,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
BNA1027	Weisweiler	G	Braunkohle	Ja	52249	Eschweiler- Weisweiler	NW	1974		in Betrieb		663,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
BNA0708	Niederaußem	G	Braunkohle	Ja	50129	Bergheim	NW	1974		in Betrieb		628,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
BNA0707	Niederaußem	H	Braunkohle	Nein	50129	Bergheim	NW	1974		in Betrieb		648,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
BNA0698	Neurath	C	Braunkohle	Nein	41517	Grevenbroich- Neurath	NW	1973	Ja, BK- Sicher- heitsbe- reitschaft	in Betrieb		292,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
BNA0696	Neurath	A	Braunkohle	Nein	41517	Grevenbroich- Neurath	NW	1972		in Betrieb		294,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
BNA0697	Neurath	B	Braunkohle	Nein	41517	Grevenbroich- Neurath	NW	1972		in Betrieb		294,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
BNA0706	Niederaußem	F	Braunkohle	Nein	50129	Bergheim	NW	1971	Ja, BK- Sicher- heitsbe- reitschaft	in Betrieb		299,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
BNA0314	Frimmersdorf	Q	Braunkohle	Nein	41517	Grevenbroich- Frimmersdorf	NW	1970	Ja, BK- Sicher- heitsbe- reitschaft	in Betrieb		278,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
BNA0713	Niederaußem	E	Braunkohle	Nein	50129	Bergheim	NW	1970	Ja, BK- Sicher- heitsbe- reitschaft	in Betrieb		295,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
BNA0705	Niederaußem	D	Braunkohle	Nein	50129	Bergheim	NW	1968		in Betrieb		297,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
BNA1026	Weisweiler	F	Braunkohle	Nein	52249	Eschweiler- Weisweiler	NW	1967		in Betrieb		321,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
BNA0313	Frimmersdorf	P	Braunkohle	Ja	41517	Grevenbroich- Frimmersdorf	NW	1966	Ja, BK- Sicher- heitsbe- reitschaft	in Betrieb		284,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
BNA0712	Niederaußem	C	Braunkohle	Nein	50129	Bergheim	NW	1965		in Betrieb		295,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
BNA1025	Weisweiler	E	Braunkohle	Nein	52249	Eschweiler- Weisweiler	NW	1965		in Betrieb		321,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
BNA0710	Niederaußem	B	Braunkohle	Nein	50129	Bergheim	NW	1963		Vorläufig Stillgelegt		125,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
BNA0711	Niederaußem	A	Braunkohle	Nein	50129	Bergheim	NW	1963		Vorläufig Stillgelegt		125,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
BNA1451	HKW Sachtleben		Braunkohle	Ja	47198	Duisburg	NW	1962		in Betrieb		27,5	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0

BNetzA ID	Kraftwerksname	Blockname	Energieträger	KWK-	PLZ	Ort	Bundes-	Inbetrieb-	Geplante	Status	Wenn innovati-	Elektrische	Leistung	Leistung	Leistung	Leistung	Leistung
				Aus-								Nettleis-	Szenario	Szenario	Szenario	Szenario	Szenario
				kopplung			land	nahmehjahr	Stilllegung	23.03.2018	ver KWK-Ersatz:	23.03.2018	A 2030	B 2030	C 2030	B 2025	B 2035
				Ja/Nein							BNetzA ID altes	[MW]	[MW]	[MW]	[MW]	[MW]	[MW]
											KW						
BNA0292	Fre- chen/Wachtberg	Fre- chen/Wacht berg	Braunkohle	Ja	50226	Frechen	NW	1959		in Betrieb		176,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
BNA0196	Deuben		Braunkohle	Ja	06682	Teuchern	ST	1936		in Betrieb		67,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
BNAP104	KW Profen		Braunkohle	Ja						In Planung			0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
n.V.	Kraftwerk < 10 MW		Erdgas	Ja				2035		In Bau		1500,0	0,0	0,0	0,0	0,0	1500,0
n.V.	Kraftwerk < 10 MW		Erdgas	Ja				2030		In Bau		1500,0	1500,0	1500,0	1500,0	0,0	1500,0
BNAP060	Ersatz Wedel in Hamburg		Erdgas	Ja	22880	Wedel / Holstein	SH	2026		In Planung		245,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
BNAP066	Blockdammweg		Erdgas	Ja	10317	Berlin	BE	2026		In Planung		100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0
n.V.	Kraftwerk < 10 MW		Erdgas	Ja				2025		In Bau		2700,0	2700,0	2700,0	2700,0	2700,0	2700,0
BNAP041	GuD Leverkusen	GuD- Leverkusen	Erdgas	Ja	51373	Leverkusen	NW	2022		In Planung		574,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
BNAP053	GMHKW		Erdgas	Ja		Heidelberg	BW	2022		In Planung		50,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
BNAP065a	GUD Krefeld- Uerdingen	Block 1	Erdgas	Ja	47829	Krefeld	NW	2022		In Planung		600,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
BNAP065b	GUD Krefeld- Uerdingen	Block 2	Erdgas	Ja	47829	Krefeld	NW	2022		In Planung		600,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
BNAP134	BNA1406	GuD	Erdgas	Ja	41460	Neuss	NW	2022		In Planung		26,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
BNAP178	Charlottenburg		Erdgas	Ja	10589	Berlin	BE	2022		In Planung		75,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
BNAP116	GuD Wolfsburg		Erdgas	Ja	38436	Wolfsburg	NI	2022		In Planung		136,0	136,0	136,0	136,0	136,0	136,0
BNAP033	KW Weiher	Weiher 4	Erdgas	Nein	66287	Quierschied	SL	2022		In Planung		400,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
BNAP125	KW Herne	Herne 6	Erdgas	Ja	44653	Herne	NW	2022		In Planung		735,0	735,0	735,0	735,0	735,0	735,0
n.V.	KW Zolling		Erdgas		85406	Zolling	BY	2021		In Planung			0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
BNAP180	Projekt Scholven		Erdgas	Ja		Gelsenkirchen	NW	2021		In Planung		125,0	125,0	125,0	125,0	125,0	125,0
BNAP058	Gersteinwerk	GuD Werne	Erdgas	Of- fen	59368	Werne	NW	2021		In Planung		1200,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
BNAP114	GK Leipheim	Block 1	Erdgas	Nein	89340	Leipheim	BY	2021		In Planung		319,0	319,0	319,0	319,0	319,0	319,0
BNAP124	KW Gundremmin- gen	Gundrem- mingen D+E	Erdgas	Nein	89355	Gundremmingen	BY	2021		In Planung		600,0	0,0	600,0	600,0	600,0	600,0
BNAP128	Gundelfingen		Erdgas	Nein	89423	Gundelfingen	BW	2021		In Planung		600,0	0,0	600,0	600,0	600,0	600,0
BNAP113	Wilmsdorf		Erdgas	Ja	14199	Berlin	BE	2020		In Planung		75,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
BNAP050	CCPP Haiming		Erdgas	Nein	84533	Haiming	BY	2020		In Planung		845,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
BNAP126	Griesheim		Erdgas	Nein	65933	Frankfurt am Main	HE	2020		In Planung		600,0	0,0	600,0	600,0	600,0	600,0
BNAP059	Marzahn		Erdgas	Ja	12681	Berlin	BE	2019		In Bau		254,0	254,0	254,0	254,0	254,0	254,0
BNAP172	Block C	Block C	Erdgas	Ja	06130	Halle (Saale)	ST	2019		In Planung		50,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0













BNetzA ID	Kraftwerksname	Blockname	Energieträger	KWK-Aus-	PLZ	Ort	Bundes-	Inbetrieb-	Geplante	Status	Wenn innovati-	Elektrische	Leistung	Leistung	Leistung	Leistung	Leistung	
				kopplung								Ja/Nein	er	er	er	er	er	er
											BNetzA ID altes	Nettleis-	Szenario	Szenario	Szenario	Szenario	Szenario	Szenario
											KW	23.03.2018	A 2030	B 2030	C 2030	B 2025	B 2035	
												[MW]	[MW]	[MW]	[MW]	[MW]	[MW]	
BNA1293c	Kraftwerk	K3+4/TG4	Erdgas	Ja	50127	Bergheim	NW	1995		Vorläufig Stillgelegt		3,0	3,0	3,0	0,0	3,0	0,0	
BNA1444d	GT4		Erdgas	ja	90471	Nürnberg	BY	1995		in Betrieb		5,1	5,1	5,1	0,0	5,1	0,0	
BNA1264	HKW Bohrhügel		Erdgas	Ja	98528	Suhl	TH	1995		in Betrieb		13,5	13,5	13,5	0,0	13,5	0,0	
BNA0556b	KWK-Anlage Krefeld VM	Gasmotor (Dieselgenerator)	Erdgas	Ja	47809	Krefeld	NW	1995		in Betrieb		14,0	14,0	14,0	0,0	14,0	0,0	
BNA1402	Heizkraftwerk zur Papierfabrik		Erdgas	ja	49638	Nortrup	NI	1995		in Betrieb		18,1	18,1	18,1	0,0	18,1	0,0	
BNA1332	INEOS Kraftwerk	TG7/8	Erdgas	Ja	47443	Moers	NW	1995		in Betrieb		24,0	24,0	24,0	0,0	24,0	0,0	
BNA0753	HKW 2	HKW 2	Erdgas	Ja	46147	Oberhausen	NW	1995		in Betrieb		24,5	24,5	24,5	0,0	24,5	0,0	
BNA0755b	Obernburg	1	Erdgas	Ja	63784	Obernburg	BY	1995		in Betrieb		64,0	64,0	64,0	0,0	64,0	0,0	
BNA0207	HKW Dresden-Nossener Brücke	HKW Dresden-Nossener Brücke (3 GT + 1 DT, Sammelschiene)	Erdgas	Ja	01169	Dresden	SN	1995		in Betrieb		260,0	260,0	260,0	0,0	260,0	0,0	
BNA1506	Werk Klein Wanzleben		Erdgas	Nein	39164	Klein Wanzleben	ST	1994		in Betrieb		23,4	23,4	23,4	0,0	23,4	0,0	
BNA0130	Kirchmöser		Erdgas	Nein	14774	Brandenburg	BB	1994		in Betrieb		160,0	160,0	160,0	0,0	160,0	0,0	
BNA1444c	GT3		Erdgas	ja	90471	Nürnberg	BY	1994		in Betrieb		5,1	5,1	5,1	0,0	5,1	0,0	
BNA1105	HKW Bad Salzung	HKW Bad Salzung	Erdgas	Ja	36433	Bad Salzung	TH	1994		in Betrieb		9,7	9,7	9,7	0,0	9,7	0,0	
BNA1489	Heizkraftwerk Stendal		Erdgas	ja	39576	Stendal	ST	1994		in Betrieb		22,0	22,0	22,0	0,0	22,0	0,0	
BNA0386	Energiezentrum Mohn Media		Erdgas	Ja	33334	Gütersloh	NW	1994		in Betrieb		22,0	22,0	22,0	0,0	22,0	0,0	
BNA0897	HKW Schwerin Lankow		Erdgas	Ja	19057	Schwerin	MV	1994		in Betrieb		23,0	23,0	23,0	0,0	23,0	0,0	
BNA0593	ILK-GuD	GT1	Erdgas	Ja	06237	Leuna	ST	1994		in Betrieb		35,0	35,0	35,0	0,0	35,0	0,0	
BNA0594	ILK-GuD	GT2	Erdgas	Ja	06237	Leuna	ST	1994		in Betrieb		35,0	35,0	35,0	0,0	35,0	0,0	
BNA0544	HKW Südstadt	GuD	Erdgas	Ja	50677	Köln	NW	1994		in Betrieb		35,0	35,0	35,0	0,0	35,0	0,0	
BNA0595	ILK-GuD	GT3	Erdgas	Ja	06237	Leuna	ST	1994		in Betrieb		37,0	37,0	37,0	0,0	37,0	0,0	
BNA0896	HKW Schwerin Süd		Erdgas	Ja	19061	Schwerin	MV	1994		in Betrieb		44,9	44,9	44,9	0,0	44,9	0,0	
BNA0088a	Industriekraftwerk Bernburg (IKB)		Erdgas	Ja	06406	Bernburg	ST	1994		in Betrieb		66,0	66,0	66,0	0,0	66,0	0,0	
BNA0286	HKW West	Block 4	Erdgas	Ja	60627	Frankfurt am Main	HE	1994		in Betrieb		99,0	99,0	99,0	0,0	99,0	0,0	
BNA0893	GuD Schwarzheide		Erdgas	Ja	01987	Schwarzheide	BB	1994		in Betrieb		122,0	122,0	122,0	0,0	122,0	0,0	
BNA1444a	GT1		Erdgas	ja	90471	Nürnberg	BY	1993		in Betrieb		4,2	4,2	4,2	0,0	4,2	0,0	

BNetzA ID	Kraftwerksname	Blockname	Energieträger	KWK-Aus- kopplung	PLZ	Ort	Bundes- land	Inbetrieb- nahmehjahr	Geplante Stilllegung	Status 23.03.2018	Wenn innovati- ver KWK-Ersatz: BNetzA ID altes KW	Elektrische	Leistung	Leistung	Leistung	Leistung	Leistung
				Ja/Nein								Nettleis- tung 23.03.2018 [MW]	Szenario A 2030 [MW]	Szenario B 2030 [MW]	Szenario C 2030 [MW]	Szenario B 2025 [MW]	Szenario B 2035 [MW]
BNA1444b	GT2		Erdgas	ja	90471	Nürnberg	BY	1993		in Betrieb		4,2	4,2	4,2	0,0	4,2	0,0
BNA1329	K&N PFK AG EV	GT / GDT	Erdgas	Ja	09648	Kriebstein	SN	1993		in Betrieb		12,8	12,8	12,8	0,0	12,8	0,0
BNA0025	Kesselhaus Zuckerfabrik		Erdgas	Ja	17389	Anklam	MV	1993		in Betrieb		15,1	15,1	15,1	0,0	15,1	0,0
BNA1505	HKW Wieseng- rund		Erdgas	Ja	99817	Eisenach	TH	1993		in Betrieb		22,1	22,1	22,1	0,0	22,1	0,0
BNA1086	Heizkraftwerke an der Friedensbrü- cke	TSII	Erdgas	Ja	97080	Würzburg	BY	1993		in Betrieb		25,0	25,0	25,0	0,0	25,0	0,0
BNA0233	Kombikraftwerk		Erdgas	Ja	04838	Eilenburg	SN	1993		in Betrieb		46,6	46,6	46,6	0,0	46,6	0,0
BNA1327a	Energiezentrale 1992	AGG1 - AGG7	Erdgas	Ja	85326	München	BY	1992		in Betrieb		11,1	11,1	11,1	0,0	11,1	0,0
BNA1406	FS-Karton		Erdgas	Ja	41460	Neuss	NW	1992		in Betrieb		18,9	18,9	18,9	0,0	18,9	0,0
BNA0401	Heizkraftwerk	HKW	Erdgas	Ja	21107	Hamburg	HH	1992		in Betrieb		22,5	22,5	22,5	0,0	22,5	0,0
BNA1516	HKW 1 Werk Offstein		Erdgas	Ja	67283	Obrigheim	RP	1992		in Betrieb		30,0	30,0	30,0	0,0	30,0	0,0
BNA1523a	Gemeinschafts- kraftwerk Weig	Block 1 (Kessel2, GT 1, DT 2)	Erdgas	Ja	56727	Mayen	RP	1992		in Betrieb		42,0	42,0	42,0	0,0	42,0	0,0
BNA0614a	KW Mitte	GT 1	Erdgas	Ja	67056	Ludwigshafen	RP	1992		in Betrieb		47,0	47,0	47,0	0,0	47,0	0,0
BNA1120	Energiezentrale	Gasturbine	Erdgas	Ja	44579	Castrop-Rauxel	NW	1991		in Betrieb		10,2	10,2	10,2	0,0	10,2	0,0
BNA1284	Co-Generation	-	Erdgas	Ja	67547	Worms	RP	1991		in Betrieb		11,5	11,5	11,5	0,0	11,5	0,0
BNA0005	Ahrensfelde	GT A	Erdgas	Nein	16356	Ahrensfelde	BB	1990	Ja	Vorläufig Stillgelegt		37,5	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
BNA0006	Ahrensfelde	GT B	Erdgas	Nein	16356	Ahrensfelde	BB	1990	Ja	Vorläufig Stillgelegt		37,5	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
BNA0007	Ahrensfelde	GT C	Erdgas	Nein	16356	Ahrensfelde	BB	1990	Ja	Vorläufig Stillgelegt		37,5	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
BNA0008	Ahrensfelde	GT D	Erdgas	Nein	16356	Ahrensfelde	BB	1990	Ja	Vorläufig Stillgelegt		37,5	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
BNA1528			Erdgas	Ja	47906	Kempen	NW	1990		in Betrieb		13,2	13,2	0,0	0,0	13,2	0,0
BNA1492a	Kraftwerk 3		Erdgas	Ja	36039	Fulda	HE	1990		in Betrieb		26,2	26,2	0,0	0,0	26,2	0,0
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	0,0
BNA1225	PWG	MHKW 2	Erdgas	Ja	82380	Peißenberg	BY	1989		Vorläufig Stillgelegt		5,3	5,3	0,0	0,0	5,3	0,0
BNA0510a	HKW Karcherstr.	10	Erdgas	Ja	67655	Kaiserslautern	RP	1989		in Betrieb		11,6	11,6	0,0	0,0	11,6	0,0
BNA1335a	PKV Kraftwerk	KWK- Blöcke	Erdgas	Ja	26316	Varel	NI	1989		in Betrieb		58,1	58,1	0,0	0,0	58,1	0,0
BNA1333a	HKW Pfaffenwald	Anlage 40	Erdgas	Ja	70569	Stuttgart	BW	1988		in Betrieb		12,2	12,2	0,0	0,0	12,2	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	0,0
BNA0739	Thyrow	GT B	Erdgas	Nein	15806	Nunsdorf	BB	1987	Ja, gesetzlich	in Betrieb		36,5	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0

BNetzA ID	Kraftwerksname	Blockname	Energieträger	KWK- Aus- kopplung	PLZ	Ort	Bundes- land	Inbetrieb- nahmehjahr	Geplante Stilllegung	Status 23.03.2018	Wenn innovati- ver KWK-Ersatz: BNetzA ID altes KW	Elektrische	Leistung	Leistung	Leistung	Leistung	Leistung	
				Ja/Nein								Nettleis- tung 23.03.2018	Szenario A 2030	Szenario B 2030	Szenario C 2030	Szenario B 2025	Szenario B 2035	
												[MW]	[MW]	[MW]	[MW]	[MW]	[MW]	
									gehindert									
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	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	0,0	
BNA1226	PWG	MHKW 1	Erdgas	Ja	82380	Peißenberg	BY	1987		in Betrieb		5,3	5,3	0,0	0,0	5,3	0,0	
BNA0521	Kombi-HKW		Erdgas	Ja	34134	Kassel	HE	1987		in Betrieb		50,0	50,0	0,0	0,0	50,0	0,0	
BNA0178	HKW Chemnitz Nord II	Block A	Erdgas	Ja	09114	Chemnitz	SN	1986		Vorläufig Stillgelegt		57,2	57,2	0,0	0,0	57,2	0,0	
BNA0515	Heizkraftwerk West	T3	Erdgas	Ja	76189	Karlsruhe	BW	1984		in Betrieb		37,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	
BNA1046b	Gersteinwerk	K1	Erdgas	Nein	59368	Werne	NW	1984		in Betrieb		112,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	
BNA0081	Klingenberg	Klingenberg	Erdgas	Ja	10317	Berlin	BE	1981		in Betrieb		164,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	
BNA0600a	X-Kraftwerk		Erdgas	Ja	51368	Leverkusen	NW	1981		in Betrieb		27,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	
BNA1658	HKW-Mitte		Erdgas	Ja	32657	Lemgo	NW	1980		in Betrieb		11,3	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	
BNA1408	Heizkraftwerk Evonik Rheinfel- den		Erdgas	Ja	79618	Rheinfelden	BW	1980		in Betrieb		16,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	
BNA0683b	Süd GT3	1	Erdgas	Ja	81371	München	BY	1980		in Betrieb		97,9	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	
BNA0683c	Süd GT2	1	Erdgas	Ja	81371	München	BY	1980		in Betrieb		97,9	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	
BNA0800	Heizkraftwerk Pforzheim GmbH	Kombi- block/GuD	Erdgas	Ja	75175	Pforzheim	BW	1980		in Betrieb		41,2	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	
BNA1187	P&L Werk Lage	Kessel 1/2/3	Erdgas	ja	32791	Lage	NW	1980		in Betrieb		10,2	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	
BNA0531	KW Kirchlengern		Erdgas	Nein	32278	Kirchlengern	NW	1980		in Betrieb		201,5	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	
BNA0389	Heizkraftwerk Hagen-Kabel	H4/5	Erdgas	Nein	58099	Hagen	NW	1980		Vorläufig Stillgelegt		230,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	
BNA0683a	Süd DT1	1	Erdgas	Ja	81371	München	BY	1980		in Betrieb		79,7	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	
BNA0098	HKW Schildescher Straße		Erdgas	Ja	33611	Bielefeld	NW	1978		in Betrieb		23,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	
BNA1463			Erdgas	Ja	37412	Herzberg	NI	1978		in Betrieb		19,5	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	
BNA1097	Kohlekraftwerk	K06	Erdgas	Ja	53909	Zülpich	NW	1978		in Betrieb		19,5	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	
BNA0239	Huntorf		Erdgas	Nein	26931	Elsfleth	NI	1978		in Betrieb		321,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	
BNA0627	Kraftwerk Mainz	KW2	Erdgas	Ja	55120	Mainz	RP	1977	Ja, gesetzlich gehindert	in Betrieb		335,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	
BNA0374	Staudinger	4	Erdgas	Nein	63538	Großkrotzenburg	HE	1977	Ja, gesetzlich gehindert	in Betrieb		572,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	
BNA0172b	Burghausen 01 -		Erdgas	Ja	84489	Burghausen	BY	1977		in Betrieb		50,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	

BNetzA ID	Kraftwerksname	Blockname	Energieträger	KWK-	PLZ	Ort	Bundes-	Inbetrieb-	Geplante	Status	Wenn innovati-	Elektrische	Leistung	Leistung	Leistung	Leistung	Leistung
				Aus-								Nettleis-	Szenario	Leistung	Leistung	Leistung	Leistung
				kopplung			land	nahmejahr	Stilllegung	23.03.2018	ver KWK-Ersatz:	23.03.2018	A 2030	B 2030	C 2030	B 2025	B 2035
				Ja/Nein							BNetzA ID altes	[MW]	[MW]	[MW]	[MW]	[MW]	[MW]
	DT																
BNA0232c	Werkkraftwerk Sappi Ehingen		Erdgas	Ja	89584	Ehingen	BW	1976		in Betrieb		4,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
BNA1104	Heizkraftwerk	T2	Erdgas	Ja	86152	Augsburg	BY	1976		in Betrieb		20,4	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
BNA0221c	Gasblock	Block E	Erdgas	Ja	40221	Düsseldorf	NW	1976		in Betrieb		293,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
BNA0745	Franken 1	2	Erdgas	Nein	90449	Nürnberg	BY	1976		in Betrieb		440,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
BNA1458			Erdgas	Ja	76855	Annweiler	RP	1975		in Betrieb		28,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
BNA0074	Charlottenburg	Charlottenburg	Erdgas	Ja	10589	Berlin	BE	1975	Ja	in Betrieb		144,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
BNA1465b	Gaskraftwerk		Erdgas	Ja	37213	Witzenhausen	HE	1975		in Betrieb		13,2	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
BNA0018	Heizkraftwerk Altbach/Deizisau	ALT GT C	Erdgas	Nein	73776	Altbach	BW	1975		in Betrieb		81,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
BNA0419	KWH	B	Erdgas	Ja	30419	Hannover	NI	1975		Vorläufig Stillgelegt		102,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
BNA1285	Sigmundshall	Sigmundshall	Erdgas	Ja	31515	Wunstorf	NI	1974		in Betrieb		19,0	0,0	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	0,0
BNA0605	Emsland	C2	Erdgas	Ja	49811	Lingen	NI	1974		in Betrieb		359,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
BNA0659	Kraftwerk III	Block 312	Erdgas	Ja	45772	Marl	NW	1974		in Betrieb		77,6	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
BNA0221a	GT	Block E GTE2	Erdgas	Nein	40221	Düsseldorf	NW	1974		in Betrieb		64,7	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
BNA0221b	GT	Block E GTE1	Erdgas	Nein	40221	Düsseldorf	NW	1974		in Betrieb		66,7	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
BNA0604	Emsland	B2	Erdgas	Ja	49811	Lingen	NI	1973		in Betrieb		359,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
BNA0658	Kraftwerk III	Block 311	Erdgas	Ja	45772	Marl	NW	1973		in Betrieb		61,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
BNA1045	Gersteinwerk	G2	Erdgas	Nein	59368	Werne	NW	1973		in Betrieb		355,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
BNA0017	Heizkraftwerk Altbach/Deizisau	ALT GT B	Erdgas	Nein	73776	Altbach	BW	1973		in Betrieb		57,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
BNA0245a	Emden Gas	Gasturbine	Erdgas	Nein	26725	Emden	NI	1973		in Betrieb		52,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
BNA0574a	Landesbergen Gas	Gasturbine	Erdgas	Nein	31628	Landesbergen	NI	1973		in Betrieb		56,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
BNA0744	Franken 1	1	Erdgas	Nein	90449	Nürnberg	BY	1973		in Betrieb		383,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
BNA1039	Gersteinwerk	F1	Erdgas	Nein	59368	Werne	NW	1973		in Betrieb		55,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
BNA1040	Gersteinwerk	G1	Erdgas	Nein	59368	Werne	NW	1973		in Betrieb		55,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
BNA1041	Gersteinwerk	H1	Erdgas	Nein	59368	Werne	NW	1973		in Betrieb		55,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
BNA1042	Gersteinwerk	I1	Erdgas	Nein	59368	Werne	NW	1973		in Betrieb		55,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
BNA0574b	Landesbergen Gas	Dampfturbine	Erdgas	Nein	31628	Landesbergen	NI	1973		Vorläufig Stillgelegt		431,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
BNA1043	Gersteinwerk	I2	Erdgas	Nein	59368	Werne	NW	1973		Vorläufig Stillgelegt		355,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0

BNetzA ID	Kraftwerksname	Blockname	Energieträger	KWK-Aus-	PLZ	Ort	Bundes-	Inbetrieb-	Geplante	Status	Wenn innovati-	Elektrische	Leistung	Leistung	Leistung	Leistung	Leistung
				kopplung								Nettleis-	Szenario	Szenario	Szenario	Szenario	Szenario
			Ja/Nein			land	nahmejahr	Stillegung	23.03.2018	ver KWK-Ersatz:	BNetzA ID altes	[MW]	[MW]	[MW]	[MW]	[MW]	[MW]
BNA1044	Gersteinwerk	F2	Erdgas	Nein	59368	Werne	NW	1973		Vorläufig Stillgelegt		355,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
BNA0245b	Emden Gas	Dampftur-	Erdgas	Nein	26725	Emden	NI	1973		Vorläufig Stillgelegt		433,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
BNA1821	Energieversorgung Wedding		Erdgas	Ja	13353	Berlin	BE	1972		in Betrieb			0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
BNA0075	Lichterfelde	Lichterfelde 1	Erdgas	Ja	12207	Berlin	BE	1972	Ja	in Betrieb		144,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
BNA0752	HKW 1	HKW 1	Erdgas	Ja	46045	Oberhausen	NW	1972		in Betrieb		23,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
BNA0135	HKW-Mitte	Block 12	Erdgas	Ja	38106	Braunschweig	NI	1971		in Betrieb		20,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
BNA1523d	Gemeinschafts- kraftwerk Weig	Block 4 (Kessel 1, DT 2 und 3 anteilig)	Erdgas	Ja	56727	Mayen	RP	1971		Vorläufig Stillgelegt			0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
BNA1085	Heizkraftwerke an der Friedensbrü- cke	TSIII	Erdgas	Ja	97080	Würzburg	BY	1971		in Betrieb		23,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
BNA0016	Heizkraftwerk Altbach/Deizisau	ALT GT A (Solo)	Erdgas	Nein	73776	Altbach	BW	1971		in Betrieb		50,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
BNA1333b	HKW Pfaffenwald	Block 50	Erdgas	Ja	70569	Stuttgart	BW	1969		in Betrieb		11,3	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
BNA1248a	UPM Schongau	Dampf- kraftwerk	Erdgas	Ja	86956	Schongau	BY	1969		in Betrieb		64,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
BNA1333c	HKW Pfaffenwald	Block 60	Erdgas	Ja	70569	Stuttgart	BW	1968		in Betrieb		11,6	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
BNA1335b	PKV Kraftwerk	Kondensati- onsturbine	Erdgas	Ja	26316	Varel	NI	1968		in Betrieb		0,5	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
BNA1511b	Kessel 2		Erdgas	Ja	52355	Düren	NW	1967		in Betrieb		2,9	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
BNA0444	Wintershall	Wintershall	Erdgas	Ja	36266	Heringen	HE	1967		in Betrieb		109,5	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
BNA1103	UPM Augsburg	Dampftur- bine 3	Erdgas	Ja	86153	Augsburg	BY	1966		Vorläufig Stillgelegt		29,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
BNA1094	Gaskraftwerk	GKW	Erdgas	Ja	53910	Zülpich	NW	1966		in Betrieb		15,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
BNA0101	HKW Schildescher Straße		Erdgas	Ja	33611	Bielefeld	NW	1966		in Betrieb		41,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
BNA0137	HKW-Nord	GT	Erdgas	Ja	38112	Braunschweig	NI	1965		in Betrieb		25,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
BNA1271	Unterbreizbach	Unterbreiz- bach	Erdgas	Ja	36414	Unterbreizbach	TH	1965		in Betrieb		33,6	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
BNA1182	HKW Merkenich	Block 4	Erdgas	Ja	50769	Köln	NW	1965		in Betrieb		15,5	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
BNA0804a	Hattorf	Hattorf	Erdgas	Ja	36269	Philippsthal	HE	1962		in Betrieb		35,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
BNA1498	Werk Nordstem- men		Erdgas	Ja	31171	Nordstemmen	NI	1953		in Betrieb		30,6	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
BNA1336	Holthausen		Erdgas	Ja	40589	Düsseldorf	NW	1948		in Betrieb		84,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
BNA0012b	Werkskraftwerk Sappi Alfeld	Gaskraft- werk	Erdgas	Ja	31061	Alfeld	NI	1947		in Betrieb		11,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
BNA0856	HKW Schwarza		Erdgas	Ja	07407	Rudolstadt	TH	1936		in Betrieb		26,5	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0

BNetzA ID	Kraftwerksname	Blockname	Energieträger	KWK- Aus- kopplung	PLZ	Ort	Bundes- land	Inbetrieb- nahmejahr	Geplante Stilllegung	Status 23.03.2018	Wenn innovati- ver KWK-Ersatz: BNetzA ID altes KW	Elektrische	Leistung	Leistung	Leistung	Leistung	Leistung
				Ja/Nein								Nettleis- tung 23.03.2018	Szenario A 2030	Szenario B 2030	Szenario C 2030	Szenario B 2025	Szenario B 2035
												[MW]	[MW]	[MW]	[MW]	[MW]	[MW]
BNA0755a	Obernburg	2	Erdgas	Ja	63784	Obernburg	BY	1920		in Betrieb		36,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
BNAP072	Niehl 3	Niehl 32	Erdgas	Ja	50735	Köln	NW			In Planung		754,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
BNAP097	GuD Oberrhein		Erdgas	Ja	76187	Karlsruhe	BW			In Planung		1200,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
BNAP092	Rheinhafen- dampfkraftwerk Block 6	RDK 6	Erdgas	Nein	76189	Karlsruhe	BW			In Planung		465,0	0,0	465,0	465,0	465,0	465,0
BNAP102	Kraftwerk Havelland	n.a.	Erdgas	Nein	14727	Premnitz	BB			In Planung		450,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
BNAP135	Altbach	GT X	Erdgas	Nein	73776	Altbach	BW			In Planung		300,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
BNAP136	Altbach	GT Y	Erdgas	Nein	73776	Altbach	BW			In Planung		300,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
BNAP137	Heilbronn	GT X	Erdgas	Nein	74076	Heilbronn	BW			In Planung		300,0	0,0	300,0	300,0	300,0	300,0
BNAP138	Heilbronn	GT Y	Erdgas	Nein	74076	Heilbronn	BW			In Planung		300,0	0,0	300,0	300,0	300,0	300,0
Innovatives KWK-System			Erdgas	Ja	41517	Grevenbroich- Neurath	NW			prognostizierter KWK-Ersatzneubau	BNA0699		6,0	4,2	3,0	4,2	4,2
Innovatives KWK-System			Erdgas	Ja	41517	Grevenbroich- Neurath	NW			prognostizierter KWK-Ersatzneubau	BNA0700		6,0	4,2	3,0	4,2	4,2
Innovatives KWK-System			Erdgas	Ja	06317	Seegebiet Mansfelder Land	ST			prognostizierter KWK-Ersatzneubau	BNA1486		28,5	20,0	14,3	20,0	20,0
Innovatives KWK-System			Erdgas	Ja	47198	Duisburg	NW			prognostizierter KWK-Ersatzneubau	BNA1451		31,0	21,7	15,5	21,7	21,7
Innovatives KWK-System			Erdgas	Ja	52355	Düren	NW			prognostizierter KWK-Ersatzneubau	BNA1511a		31,5	22,1	15,8	22,1	22,1
Innovatives KWK-System			Erdgas	Ja	03185	Peitz	BB			prognostizierter KWK-Ersatzneubau	BNA0788		38,0	26,6	19,0	26,6	26,6
Innovatives KWK-System			Erdgas	Ja	03185	Peitz	BB			prognostizierter KWK-Ersatzneubau	BNA0787		38,0	26,6	19,0	26,6	26,6
Innovatives KWK-System			Erdgas	Ja	03185	Peitz	BB			prognostizierter KWK-Ersatzneubau	BNA0786		38,0	26,6	19,0	26,6	26,6
Innovatives KWK-System			Erdgas	Ja	03185	Peitz	BB			prognostizierter KWK-Ersatzneubau	BNA0785		38,0	26,6	19,0	26,6	26,6
Innovatives KWK-System			Erdgas	Ja	52249	Eschweiler- Weisweiler	NW			prognostizierter KWK-Ersatzneubau	BNA1027		46,0	32,2	23,0	32,2	32,2
Innovatives KWK-System			Erdgas	Ja	52249	Eschweiler- Weisweiler	NW			prognostizierter KWK-Ersatzneubau	BNA1028		46,0	32,2	23,0	32,2	32,2
Innovatives KWK-System			Erdgas	Ja	06682	Teuchern	ST			prognostizierter KWK-Ersatzneubau	BNA0196		50,0	35,0	25,0	35,0	35,0
Innovatives KWK-System			Erdgas	Ja	02943	Boxberg	SN			prognostizierter KWK-Ersatzneubau	BNA0123		62,5	43,8	31,3	43,8	43,8
Innovatives KWK-System			Erdgas	Ja	02943	Boxberg	SN			prognostizierter KWK-Ersatzneubau	BNA0122		62,5	43,8	31,3	43,8	43,8
Innovatives KWK-System			Erdgas	Ja	50354	Hürth	NW			prognostizierter KWK-Ersatzneubau	BNA0490a		0,0	0,0	42,5	0,0	59,5
Innovatives			Erdgas	Ja	50129	Bergheim	NW			prognostizierter	BNA0714		90,0	63,0	45,0	63,0	63,0

BNetzA ID	Kraftwerksname	Blockname	Energieträger	KWK-Aus- kopplung Ja/Nein	PLZ	Ort	Bundes- land	Inbetrieb- nahmejahr	Geplante Stilllegung	Status 23.03.2018	Wenn innovati- ver KWK-Ersatz: BNetzA ID altes KW	Elektrische	Leistung	Leistung	Leistung	Leistung	Leistung	
												Nettleis- tung 23.03.2018 [MW]	Szenario A 2030 [MW]	Szenario B 2030 [MW]	Szenario C 2030 [MW]	Szenario B 2025 [MW]	Szenario B 2035 [MW]	
KWK-System										KWK-Ersatzneubau								
Innovatives KWK-System			Erdgas	Ja	50129	Bergheim	NW			prognostizierter KWK-Ersatzneubau	BNA0708		122,5	85,8	61,3	85,8	85,8	
Innovatives KWK-System			Erdgas	Ja	50226	Frechen	NW			prognostizierter KWK-Ersatzneubau	BNA0292		175,0	122,5	87,5	122,5	122,5	
Innovatives KWK-System			Erdgas	Ja	50127	Bergheim	NW			prognostizierter KWK-Ersatzneubau	BNA1293b		0,0	0,0	11,3	0,0	15,8	
Innovatives KWK-System			Erdgas	ja	50127	Bergheim	NW			prognostizierter KWK-Ersatzneubau	BNA1293a		0,0	0,0	11,3	0,0	15,8	
Innovatives KWK-System			Erdgas	ja	06420	Könnern	ST			prognostizierter KWK-Ersatzneubau	BNA1185		0,0	0,0	38,8	0,0	54,3	
Innovatives KWK-System			Erdgas	Ja	06712	Zeitz	ST			prognostizierter KWK-Ersatzneubau	BNA1400a		0,0	0,0	14,8	0,0	20,7	
Innovatives KWK-System			Erdgas	Ja	06679	Wahlitz	ST			prognostizierter KWK-Ersatzneubau	BNA1002		0,0	0,0	10,8	0,0	15,1	
Innovatives KWK-System			Erdgas	Ja	34134	Kassel	HE			prognostizierter KWK-Ersatzneubau	BNA0523		0,0	28,0	20,0	0,0	28,0	
Innovatives KWK-System			Erdgas	Ja	50354	Hürth	NW			prognostizierter KWK-Ersatzneubau	BNA0489		0,0	0,0	5,0	0,0	7,0	
Innovatives KWK-System			Erdgas	Ja	09115	Chemnitz	SN			prognostizierter KWK-Ersatzneubau	BNA0177		0,0	56,0	40,0	0,0	56,0	
Innovatives KWK-System			Erdgas	Ja	09116	Chemnitz	SN			prognostizierter KWK-Ersatzneubau	BNA0179		0,0	45,5	32,5	0,0	45,5	
Innovatives KWK-System			Erdgas	Ja	50354	Hürth	NW			prognostizierter KWK-Ersatzneubau	BNA0491		0,0	0,0	12,3	0,0	17,2	
Innovatives KWK-System			Erdgas	Ja	13353	Berlin	BE			prognostizierter KWK-Ersatzneubau	BNA1821		1,5	1,1	0,8	1,1	1,1	
Innovatives KWK-System			Erdgas	Ja	31061	Alfeld	NI			prognostizierter KWK-Ersatzneubau	BNA0012b		3,5	2,5	1,8	2,5	2,5	
Innovatives KWK-System			Erdgas	Ja	86153	Augsburg	BY			prognostizierter KWK-Ersatzneubau	BNA1103		7,3	5,1	3,6	5,1	5,1	
Innovatives KWK-System			Erdgas	Ja	32657	Lemgo	NW			prognostizierter KWK-Ersatzneubau	BNA1658		7,5	5,3	3,8	5,3	5,3	
Innovatives KWK-System			Erdgas	Ja	89584	Ehingen	BW			prognostizierter KWK-Ersatzneubau	BNA0232c		8,0	5,6	4,0	5,6	5,6	
Innovatives KWK-System			Erdgas	Ja	53910	Zülpich	NW			prognostizierter KWK-Ersatzneubau	BNA1094		11,5	8,1	5,8	8,1	8,1	
Innovatives KWK-System			Erdgas	Ja	52355	Düren	NW			prognostizierter KWK-Ersatzneubau	BNA1511b		12,5	8,8	6,3	8,8	8,8	
Innovatives KWK-System			Erdgas	Ja	76855	Annweiler	RP			prognostizierter KWK-Ersatzneubau	BNA1458		13,0	9,1	6,5	9,1	9,1	
Innovatives KWK-System			Erdgas	Ja	79618	Rheinfelden	BW			prognostizierter KWK-Ersatzneubau	BNA1408		18,2	12,7	9,1	12,7	12,7	
Innovatives KWK-System			Erdgas	Ja	70569	Stuttgart	BW			prognostizierter KWK-Ersatzneubau	BNA1333c		19,0	13,3	9,5	13,3	13,3	

BNetzA ID	Kraftwerksname	Blockname	Energieträger	KWK-Aus- kopplung	PLZ	Ort	Bundes- land	Inbetrieb- nahmejahr	Geplante Stilllegung	Status 23.03.2018	Wenn innovati- ver KWK-Ersatz: BNetzA ID altes KW	Elektrische	Leistung	Leistung	Leistung	Leistung	Leistung
				Ja/Nein								Nettleis- tung 23.03.2018	Szenario A 2030	Szenario B 2030	Szenario C 2030	Szenario B 2025	Szenario B 2035
												[MW]	[MW]	[MW]	[MW]	[MW]	[MW]
Innovatives KWK-System			Erdgas	Ja	70569	Stuttgart	BW			prognostizierter KWK-Ersatzneubau	BNA1333b		19,0	13,3	9,5	13,3	13,3
Innovatives KWK-System			Erdgas	Ja	31515	Wunstorf	NI			prognostizierter KWK-Ersatzneubau	BNA1285		20,0	14,0	10,0	14,0	14,0
Innovatives KWK-System			Erdgas	Ja	33611	Bielefeld	NW			prognostizierter KWK-Ersatzneubau	BNA0098		22,5	15,8	11,3	15,8	15,8
Innovatives KWK-System			Erdgas	Ja	37412	Herzberg	NI			prognostizierter KWK-Ersatzneubau	BNA1463		23,0	16,1	11,5	16,1	16,1
Innovatives KWK-System			Erdgas	Ja	53909	Zülpich	NW			prognostizierter KWK-Ersatzneubau	BNA1097		23,5	16,5	11,8	16,5	16,5
Innovatives KWK-System			Erdgas	Ja	38112	Braunschweig	NI			prognostizierter KWK-Ersatzneubau	BNA0137		24,0	16,8	12,0	16,8	16,8
Innovatives KWK-System			Erdgas	Ja	81371	München	BY			prognostizierter KWK-Ersatzneubau	BNA0683b		24,5	17,1	12,2	17,1	17,1
Innovatives KWK-System			Erdgas	Ja	81371	München	BY			prognostizierter KWK-Ersatzneubau	BNA0683c		24,5	17,1	12,2	17,1	17,1
Innovatives KWK-System			Erdgas	Ja	26316	Varel	NI			prognostizierter KWK-Ersatzneubau	BNA1335b		24,5	17,2	12,3	17,2	17,2
Innovatives KWK-System			Erdgas	Ja	75175	Pforzheim	BW			prognostizierter KWK-Ersatzneubau	BNA0800		27,5	19,3	13,8	19,3	19,3
Innovatives KWK-System			Erdgas	Ja	38106	Braunschweig	NI			prognostizierter KWK-Ersatzneubau	BNA0135		29,0	20,3	14,5	20,3	20,3
Innovatives KWK-System			Erdgas	Ja	56727	Mayen	RP			prognostizierter KWK-Ersatzneubau	BNA1523d		30,0	21,0	15,0	21,0	21,0
Innovatives KWK-System			Erdgas	ja	32791	Lage	NW			prognostizierter KWK-Ersatzneubau	BNA1187		33,0	23,1	16,5	23,1	23,1
Innovatives KWK-System			Erdgas	Ja	36414	Unterbreizbach	TH			prognostizierter KWK-Ersatzneubau	BNA1271		34,5	24,2	17,3	24,2	24,2
Innovatives KWK-System			Erdgas	Ja	51368	Leverkusen	NW			prognostizierter KWK-Ersatzneubau	BNA0600a		35,0	24,5	17,5	24,5	24,5
Innovatives KWK-System			Erdgas	Ja	37213	Witzenhausen	HE			prognostizierter KWK-Ersatzneubau	BNA1465b		35,5	24,9	17,8	24,9	24,9
Innovatives KWK-System			Erdgas	Ja	86152	Augsburg	BY			prognostizierter KWK-Ersatzneubau	BNA1104		39,0	27,3	19,5	27,3	27,3
Innovatives KWK-System			Erdgas	Ja	49811	Lingen	NI			prognostizierter KWK-Ersatzneubau	BNA0605		39,5	27,7	19,8	27,7	27,7
Innovatives KWK-System			Erdgas	Ja	49811	Lingen	NI			prognostizierter KWK-Ersatzneubau	BNA0604		39,5	27,7	19,8	27,7	27,7
Innovatives KWK-System			Erdgas	Ja	50769	Köln	NW			prognostizierter KWK-Ersatzneubau	BNA1182		40,0	28,0	20,0	28,0	28,0
Innovatives KWK-System			Erdgas	Ja	86956	Schongau	BY			prognostizierter KWK-Ersatzneubau	BNA1248a		41,5	29,1	20,8	29,1	29,1
Innovatives KWK-System			Erdgas	Ja	46045	Oberhausen	NW			prognostizierter KWK-Ersatzneubau	BNA0752		43,5	30,5	21,8	30,5	30,5
Innovatives			Erdgas	Ja	33611	Bielefeld	NW			prognostizierter	BNA0101		47,5	33,3	23,8	33,3	33,3

BNetzA ID	Kraftwerksname	Blockname	Energieträger	KWK-Auskopplung Ja/Nein	PLZ	Ort	Bundesland	Inbetriebnahmejahr	Geplante Stilllegung	Status 23.03.2018	Wenn innovativer KWK-Ersatz: BNetzA ID altes KW	Elektrische	Leistung	Leistung	Leistung	Leistung	Leistung	
												Nettleistung 23.03.2018 [MW]	Szenario A 2030 [MW]	Szenario B 2030 [MW]	Szenario C 2030 [MW]	Szenario B 2025 [MW]	Szenario B 2035 [MW]	
KWK-System										KWK-Ersatzneubau								
Innovatives KWK-System			Erdgas	Ja	63784	Obernburg	BY			prognostizierter KWK-Ersatzneubau	BNA0755a		47,5	33,3	23,8	33,3	33,3	
Innovatives KWK-System			Erdgas	Ja	97080	Würzburg	BY			prognostizierter KWK-Ersatzneubau	BNA1085		50,0	35,0	25,0	35,0	35,0	
Innovatives KWK-System			Erdgas	Ja	31171	Nordstemmen	NI			prognostizierter KWK-Ersatzneubau	BNA1498		51,0	35,7	25,5	35,7	35,7	
Innovatives KWK-System			Erdgas	Ja	45772	Marl	NW			prognostizierter KWK-Ersatzneubau	BNA0658		52,5	36,8	26,3	36,8	36,8	
Innovatives KWK-System			Erdgas	Ja	76189	Karlsruhe	BW			prognostizierter KWK-Ersatzneubau	BNA0515		54,0	37,8	27,0	37,8	37,8	
Innovatives KWK-System			Erdgas	Ja	36266	Heringen	HE			prognostizierter KWK-Ersatzneubau	BNA0444		55,0	38,5	27,5	38,5	38,5	
Innovatives KWK-System			Erdgas	Ja	07407	Rudolstadt	TH			prognostizierter KWK-Ersatzneubau	BNA0856		66,0	46,2	33,0	46,2	46,2	
Innovatives KWK-System			Erdgas	Ja	45772	Marl	NW			prognostizierter KWK-Ersatzneubau	BNA0659		66,5	46,6	33,3	46,6	46,6	
Innovatives KWK-System			Erdgas	Ja	40221	Düsseldorf	NW			prognostizierter KWK-Ersatzneubau	BNA0221c		67,5	47,3	33,8	47,3	47,3	
Innovatives KWK-System			Erdgas	Ja	36269	Philippsthal	HE			prognostizierter KWK-Ersatzneubau	BNA0804a		70,0	49,0	35,0	49,0	49,0	
Innovatives KWK-System			Erdgas	Ja	30419	Hannover	NI			prognostizierter KWK-Ersatzneubau	BNA0419		100,0	70,0	50,0	70,0	70,0	
Innovatives KWK-System			Erdgas	Ja	81371	München	BY			prognostizierter KWK-Ersatzneubau	BNA0683a		124,0	86,8	62,0	86,8	86,8	
Innovatives KWK-System			Erdgas	Ja	40589	Düsseldorf	NW			prognostizierter KWK-Ersatzneubau	BNA1336		225,0	157,5	112,5	157,5	157,5	
Innovatives KWK-System			Erdgas	Ja	84489	Burghausen	BY			prognostizierter KWK-Ersatzneubau	BNA0172b		225,0	157,5	112,5	157,5	157,5	
Innovatives KWK-System			Erdgas	Ja	50127	Bergheim	NW			prognostizierter KWK-Ersatzneubau	BNA1293c		0,0	0,0	3,8	0,0	5,3	
Innovatives KWK-System			Erdgas	ja	90471	Nürnberg	BY			prognostizierter KWK-Ersatzneubau	BNA1444a		0,0	0,0	1,8	0,0	2,5	
Innovatives KWK-System			Erdgas	ja	90471	Nürnberg	BY			prognostizierter KWK-Ersatzneubau	BNA1444b		0,0	0,0	1,8	0,0	2,5	
Innovatives KWK-System			Erdgas	ja	90471	Nürnberg	BY			prognostizierter KWK-Ersatzneubau	BNA1444d		0,0	0,0	2,0	0,0	2,8	
Innovatives KWK-System			Erdgas	ja	90471	Nürnberg	BY			prognostizierter KWK-Ersatzneubau	BNA1444c		0,0	0,0	2,0	0,0	2,8	
Innovatives KWK-System			Erdgas	Ja	82380	Peißenberg	BY			prognostizierter KWK-Ersatzneubau	BNA1226		0,0	0,9	0,7	0,0	0,9	
Innovatives KWK-System			Erdgas	Ja	82380	Peißenberg	BY			prognostizierter KWK-Ersatzneubau	BNA1225		0,0	4,2	3,0	0,0	4,2	
Innovatives KWK-System			Erdgas	Ja	36433	Bad Salzungen	TH			prognostizierter KWK-Ersatzneubau	BNA1105		0,0	0,0	8,8	0,0	12,3	

BNetzA ID	Kraftwerksname	Blockname	Energieträger	KWK-Auskopplung		Ort	Bundesland	Inbetriebnahmejahr	Geplante Stilllegung	Status 23.03.2018	Wenn innovativer KWK-Ersatz: BNetzA ID altes KW	Elektrische	Leistung	Leistung	Leistung	Leistung	Leistung
				Ja/Nein	PLZ							Nettleistung 23.03.2018 [MW]	Szenario A 2030 [MW]	Szenario B 2030 [MW]	Szenario C 2030 [MW]	Szenario B 2025 [MW]	Szenario B 2035 [MW]
Innovatives KWK-System			Erdgas	Ja	44579	Castrop-Rauel	NW			prognostizierter KWK-Ersatzneubau	BNA1120	0,0	0,0	6,3	0,0	8,8	
Innovatives KWK-System			Erdgas	Ja	85326	München	BY			prognostizierter KWK-Ersatzneubau	BNA1327a	0,0	0,0	1,4	0,0	1,9	
Innovatives KWK-System			Erdgas	Ja	67547	Worms	RP			prognostizierter KWK-Ersatzneubau	BNA1284	0,0	0,0	4,0	0,0	5,6	
Innovatives KWK-System			Erdgas	Ja	67655	Kaiserslautern	RP			prognostizierter KWK-Ersatzneubau	BNA0510a	0,0	24,5	17,5	0,0	24,5	
Innovatives KWK-System			Erdgas	Ja	70569	Stuttgart	BW			prognostizierter KWK-Ersatzneubau	BNA1333a	0,0	5,6	4,0	0,0	5,6	
Innovatives KWK-System			Erdgas	Ja	09648	Kriebstein	SN			prognostizierter KWK-Ersatzneubau	BNA1329	0,0	0,0	19,0	0,0	26,6	
Innovatives KWK-System			Erdgas	Ja	47906	Kempen	NW			prognostizierter KWK-Ersatzneubau	BNA1528	0,0	4,9	3,5	0,0	4,9	
Innovatives KWK-System			Erdgas	Ja	98528	Suhl	TH			prognostizierter KWK-Ersatzneubau	BNA1264	0,0	0,0	6,5	0,0	9,1	
Innovatives KWK-System			Erdgas	Ja	47809	Krefeld	NW			prognostizierter KWK-Ersatzneubau	BNA0556b	0,0	0,0	4,3	0,0	6,0	
Innovatives KWK-System			Erdgas	Ja	17389	Anklam	MV			prognostizierter KWK-Ersatzneubau	BNA0025	0,0	0,0	18,8	0,0	26,3	
Innovatives KWK-System			Erdgas	ja	49638	Nortrup	NI			prognostizierter KWK-Ersatzneubau	BNA1402	0,0	0,0	6,3	0,0	8,8	
Innovatives KWK-System			Erdgas	Ja	41460	Neuss	NW			prognostizierter KWK-Ersatzneubau	BNA1406	0,0	0,0	16,5	0,0	23,1	
Innovatives KWK-System			Erdgas	ja	39576	Stendal	ST			prognostizierter KWK-Ersatzneubau	BNA1489	0,0	0,0	5,5	0,0	7,7	
Innovatives KWK-System			Erdgas	Ja	33334	Gütersloh	NW			prognostizierter KWK-Ersatzneubau	BNA0386	0,0	0,0	10,8	0,0	15,1	
Innovatives KWK-System			Erdgas	Ja	99817	Eisenach	TH			prognostizierter KWK-Ersatzneubau	BNA1505	0,0	0,0	13,5	0,0	18,9	
Innovatives KWK-System			Erdgas	Ja	21107	Hamburg	HH			prognostizierter KWK-Ersatzneubau	BNA0401	0,0	0,0	27,3	0,0	38,2	
Innovatives KWK-System			Erdgas	Ja	19057	Schwerin	MV			prognostizierter KWK-Ersatzneubau	BNA0897	0,0	0,0	6,5	0,0	9,1	
Innovatives KWK-System			Erdgas	Ja	47443	Moers	NW			prognostizierter KWK-Ersatzneubau	BNA1332	0,0	0,0	3,0	0,0	4,2	
Innovatives KWK-System			Erdgas	Ja	46147	Oberhausen	NW			prognostizierter KWK-Ersatzneubau	BNA0753	0,0	0,0	8,8	0,0	12,3	
Innovatives KWK-System			Erdgas	Ja	97080	Würzburg	BY			prognostizierter KWK-Ersatzneubau	BNA1086	0,0	0,0	3,1	0,0	4,4	
Innovatives KWK-System			Erdgas	Ja	36039	Fulda	HE			prognostizierter KWK-Ersatzneubau	BNA1492a	0,0	30,8	22,0	0,0	30,8	
Innovatives KWK-System			Erdgas	Ja	67283	Obrigheim	RP			prognostizierter KWK-Ersatzneubau	BNA1516	0,0	0,0	41,3	0,0	57,8	
Innovatives			Erdgas	Ja	06237	Leuna	ST			prognostizierter	BNA0593	0,0	0,0	18,8	0,0	26,3	

BNetzA ID	Kraftwerksname	Blockname	Energieträger	KWK-Auskopplung Ja/Nein	PLZ	Ort	Bundesland	Inbetriebnahmejahr	Geplante Stilllegung	Status 23.03.2018	Elektrische	Leistung	Leistung	Leistung	Leistung	Leistung
											Nettleistung 23.03.2018 [MW]	Szenario A 2030 [MW]	Szenario B 2030 [MW]	Szenario C 2030 [MW]	Szenario B 2025 [MW]	Szenario B 2035 [MW]
KWK-System										KWK-Ersatzneubau						
Innovatives KWK-System			Erdgas	Ja	06237	Leuna	ST			prognostizierter KWK-Ersatzneubau	BNA0594	0,0	0,0	18,8	0,0	26,3
Innovatives KWK-System			Erdgas	Ja	50677	Köln	NW			prognostizierter KWK-Ersatzneubau	BNA0544	0,0	0,0	20,0	0,0	28,0
Innovatives KWK-System			Erdgas	Ja	06237	Leuna	ST			prognostizierter KWK-Ersatzneubau	BNA0595	0,0	0,0	18,8	0,0	26,3
Innovatives KWK-System			Erdgas	Ja	56727	Mayen	RP			prognostizierter KWK-Ersatzneubau	BNA1523a	0,0	0,0	15,0	0,0	21,0
Innovatives KWK-System			Erdgas	Ja	19061	Schwerin	MV			prognostizierter KWK-Ersatzneubau	BNA0896	0,0	0,0	18,5	0,0	25,9
Innovatives KWK-System			Erdgas	Ja	04838	Eilenburg	SN			prognostizierter KWK-Ersatzneubau	BNA0233	0,0	0,0	37,8	0,0	52,9
Innovatives KWK-System			Erdgas	Ja	67056	Ludwigshafen	RP			prognostizierter KWK-Ersatzneubau	BNA0614a	0,0	0,0	7,8	0,0	10,9
Innovatives KWK-System			Erdgas	Ja	34134	Kassel	HE			prognostizierter KWK-Ersatzneubau	BNA0521	0,0	19,3	13,8	0,0	19,3
Innovatives KWK-System			Erdgas	Ja	09114	Chemnitz	SN			prognostizierter KWK-Ersatzneubau	BNA0178	0,0	56,0	40,0	0,0	56,0
Innovatives KWK-System			Erdgas	Ja	26316	Varel	NI			prognostizierter KWK-Ersatzneubau	BNA1335a	0,0	10,2	7,3	0,0	10,2
Innovatives KWK-System			Erdgas	Ja	63784	Obernburg	BY			prognostizierter KWK-Ersatzneubau	BNA0755b	0,0	0,0	41,3	0,0	57,8
Innovatives KWK-System			Erdgas	Ja	06406	Bernburg	ST			prognostizierter KWK-Ersatzneubau	BNA0088a	0,0	0,0	39,8	0,0	55,7
Innovatives KWK-System			Erdgas	Ja	60627	Frankfurt am Main	HE			prognostizierter KWK-Ersatzneubau	BNA0286	0,0	0,0	37,5	0,0	52,5
Innovatives KWK-System			Erdgas	Ja	01987	Schwarzheide	BB			prognostizierter KWK-Ersatzneubau	BNA0893	0,0	0,0	21,5	0,0	30,1
Innovatives KWK-System			Erdgas	Ja	01169	Dresden	SN			prognostizierter KWK-Ersatzneubau	BNA0207	0,0	0,0	77,5	0,0	108,5
Innovatives KWK-System			Erdgas	Ja	16303	PCK Schwedt	BB			prognostizierter KWK-Ersatzneubau	BNA0894a	7,0	4,9	3,5	4,9	4,9
Innovatives KWK-System			Erdgas	Ja	50389	Wesseling	NW			prognostizierter KWK-Ersatzneubau	BNA1280	16,6	11,6	8,3	11,6	11,6
Innovatives KWK-System			Erdgas	Ja	25770	Hemminstedt	SH			prognostizierter KWK-Ersatzneubau	BNA1526	55,5	38,9	27,8	38,9	38,9
Innovatives KWK-System			Erdgas	Ja	06712	Zeitz	ST			prognostizierter KWK-Ersatzneubau	BNA1400b	0,0	0,0	7,3	0,0	10,3
Innovatives KWK-System			Erdgas	Ja	76187	Karlsruhe	BW			prognostizierter KWK-Ersatzneubau	BNA0517	0,0	0,0	31,3	0,0	43,8
Innovatives KWK-System			Erdgas	Ja	21107	Hamburg	HH			prognostizierter KWK-Ersatzneubau	BNA1294	0,0	0,0	4,8	0,0	6,7
Innovatives KWK-System			Erdgas	Ja	76187	Karlsruhe	BW			prognostizierter KWK-Ersatzneubau	BNA0516	0,0	0,0	53,0	0,0	74,2

BNetzA ID	Kraftwerksname	Blockname	Energieträger	KWK-Aus- kopplung	PLZ	Ort	Bundes- land	Inbetrieb- nahmejahr	Geplante Stilllegung	Status 23.03.2018	Wenn innovati- ver KWK-Ersatz: BNetzA ID altes KW	Elektrische	Leistung	Leistung	Leistung	Leistung	Leistung
				Ja/Nein								Nettleis- tung 23.03.2018	Szenario A 2030	Szenario B 2030	Szenario C 2030	Szenario B 2025	Szenario B 2035
												[MW]	[MW]	[MW]	[MW]	[MW]	[MW]
Innovatives KWK-System			Erdgas	Ja	85092	Kösching	BY			prognostizierter KWK-Ersatzneubau	BNA1553		18,0	12,6	9,0	12,6	12,6
Innovatives KWK-System			Erdgas	Ja	49084	Osnabrück	NI			prognostizierter KWK-Ersatzneubau	BNA1864		20,0	14,0	10,0	14,0	14,0
Innovatives KWK-System			Erdgas	Ja	50769	Köln	NW			prognostizierter KWK-Ersatzneubau	BNA1397a		32,5	22,8	16,3	22,8	22,8
Innovatives KWK-System			Erdgas	Ja	50769	Köln	NW			prognostizierter KWK-Ersatzneubau	BNA1397c		32,5	22,8	16,3	22,8	22,8
Innovatives KWK-System			Erdgas	Ja	49084	Osnabrück	NI			prognostizierter KWK-Ersatzneubau	BNA1865		32,5	22,8	16,3	22,8	22,8
Innovatives KWK-System			Erdgas	Ja	50769	Köln	NW			prognostizierter KWK-Ersatzneubau	BNA1397b		35,0	24,5	17,5	24,5	24,5
Innovatives KWK-System			Erdgas	Ja	50769	Köln	NW			prognostizierter KWK-Ersatzneubau	BNA1397e		38,5	27,0	19,3	27,0	27,0
Innovatives KWK-System			Erdgas	Ja	46147	Oberhausen	NW			prognostizierter KWK-Ersatzneubau	BNA1399		100,0	70,0	50,0	70,0	70,0
Innovatives KWK-System			Erdgas	Ja	67056	Ludwigshafen	RP			prognostizierter KWK-Ersatzneubau	BNA0616b		130,0	91,0	65,0	91,0	91,0
Innovatives KWK-System			Erdgas	Ja	45772	Marl	NW			prognostizierter KWK-Ersatzneubau	BNA0662b		234,3	164,0	117,1	164,0	164,0
Innovatives KWK-System			Erdgas	Ja	86956	Schongau	BY			prognostizierter KWK-Ersatzneubau	BNA1249		0,0	15,8	11,3	0,0	15,8
Innovatives KWK-System			Erdgas	Ja	06237	Leuna	ST			prognostizierter KWK-Ersatzneubau	BNA0597		0,0	0,0	18,8	0,0	26,3
Innovatives KWK-System			Erdgas	ja	44147	Dortmund	NW			prognostizierter KWK-Ersatzneubau	BNA1488		0,0	2,8	2,0	0,0	2,8
Innovatives KWK-System			Erdgas	Ja	56727	Mayen	RP			prognostizierter KWK-Ersatzneubau	BNA1523c		0,0	0,0	17,5	0,0	24,5
Innovatives KWK-System			Erdgas	Ja	59192	Bergkamen	NW			prognostizierter KWK-Ersatzneubau	BNA0067		10,0	7,0	5,0	7,0	7,0
Innovatives KWK-System			Erdgas	Ja	28237	Bremen	HB			prognostizierter KWK-Ersatzneubau	BNA0146		14,0	9,8	7,0	9,8	9,8
Innovatives KWK-System			Erdgas	ja	66287	Quierschied	SL			prognostizierter KWK-Ersatzneubau	BNA0820		15,0	10,5	7,5	10,5	10,5
Innovatives KWK-System			Erdgas	ja	59821	Arnsberg	NW			prognostizierter KWK-Ersatzneubau	BNA1331		16,8	11,7	8,4	11,7	11,7
Innovatives KWK-System			Erdgas	Ja	47812	Krefeld- Uerdingen	NW			prognostizierter KWK-Ersatzneubau	BNA0557a		18,0	12,6	9,0	12,6	12,6
Innovatives KWK-System			Erdgas	Ja	91052	Erlangen	BY			prognostizierter KWK-Ersatzneubau	BNA0261b		29,5	20,7	14,8	20,7	20,7
Innovatives KWK-System			Erdgas	Ja	51368	Leverkusen	NW			prognostizierter KWK-Ersatzneubau	BNA0600b		33,0	23,1	16,5	23,1	23,1
Innovatives KWK-System			Erdgas	ja	24939	Flensburg	SH			prognostizierter KWK-Ersatzneubau	BNA0272		35,0	24,5	17,5	24,5	24,5
Innovatives			Erdgas	Ja	47812	Krefeld-	NW			prognostizierter	BNA0557b		35,5	24,9	17,8	24,9	24,9

BNetzA ID	Kraftwerksname	Blockname	Energieträger	KWK-Auskopplung Ja/Nein	PLZ	Ort	Bundesland	Inbetriebnahmejahr	Geplante Stilllegung	Status 23.03.2018	Wenn innovativer KWK-Ersatz: BNetzA ID altes KW	Elektrische Nettleistung 23.03.2018	Leistung Szenario A 2030	Leistung Szenario B 2030	Leistung Szenario C 2030	Leistung Szenario B 2025	Leistung Szenario B 2035
												[MW]	[MW]	[MW]	[MW]	[MW]	[MW]
KWK-System						Uerdingen				KWK-Ersatzneubau							
Innovatives KWK-System			Erdgas	Ja	49479	Ibbenbüren	NW			prognostizierter KWK-Ersatzneubau	BNA0493		39,0	27,3	19,5	27,3	27,3
Innovatives KWK-System			Erdgas	Ja	45896	Gelsenkirchen	NW			prognostizierter KWK-Ersatzneubau	BNA0331		41,0	28,7	20,5	28,7	28,7
Innovatives KWK-System			Erdgas	Ja	89077	Ulm	BW			prognostizierter KWK-Ersatzneubau	BNA1405a		48,0	33,6	24,0	33,6	33,6
Innovatives KWK-System			Erdgas	Ja	70376	Stuttgart	BW			prognostizierter KWK-Ersatzneubau	BNA0936		52,5	36,8	26,3	36,8	36,8
Innovatives KWK-System			Erdgas	Ja	70376	Stuttgart	BW			prognostizierter KWK-Ersatzneubau	BNA0935		52,5	36,8	26,3	36,8	36,8
Innovatives KWK-System			Erdgas	Ja	38106	Braunschweig	NI			prognostizierter KWK-Ersatzneubau	BNA0138		55,0	38,5	27,5	38,5	38,5
Innovatives KWK-System			Erdgas	Ja	38436	Wolfsburg	NI			prognostizierter KWK-Ersatzneubau	BNA1076a		60,0	42,0	30,0	42,0	42,0
Innovatives KWK-System			Erdgas	Ja	38436	Wolfsburg	NI			prognostizierter KWK-Ersatzneubau	BNA1076b		60,0	42,0	30,0	42,0	42,0
Innovatives KWK-System			Erdgas	Ja	45896	Gelsenkirchen	NW			prognostizierter KWK-Ersatzneubau	BNA0332		64,0	44,8	32,0	44,8	44,8
Innovatives KWK-System			Erdgas	Ja	63811	Stockstadt	BY			prognostizierter KWK-Ersatzneubau	BNA0926b		70,0	49,0	35,0	49,0	49,0
Innovatives KWK-System			Erdgas	ja	66333	Völklingen-Fenne	SL			prognostizierter KWK-Ersatzneubau	BNA0998		75,0	52,5	37,5	52,5	52,5
Innovatives KWK-System			Erdgas	Ja	68199	Mannheim	BW			prognostizierter KWK-Ersatzneubau	BNA0645		84,5	59,2	42,3	59,2	59,2
Innovatives KWK-System			Erdgas	Ja	22880	Wedel	SH			prognostizierter KWK-Ersatzneubau	BNA0403		97,5	68,3	48,8	68,3	68,3
Innovatives KWK-System			Erdgas	Ja	22880	Wedel	SH			prognostizierter KWK-Ersatzneubau	BNA0404		100,5	70,4	50,3	70,4	70,4
Innovatives KWK-System			Erdgas	Ja	45772	Marl	NW			prognostizierter KWK-Ersatzneubau	BNA0660		101,2	70,8	50,6	70,8	70,8
Innovatives KWK-System			Erdgas	Ja	76189	Karlsruhe	BW			prognostizierter KWK-Ersatzneubau	BNA0518a		110,0	77,0	55,0	77,0	77,0
Innovatives KWK-System			Erdgas	Ja	45896	Gelsenkirchen	NW			prognostizierter KWK-Ersatzneubau	BNA0336		122,0	85,4	61,0	85,4	85,4
Innovatives KWK-System			Erdgas	Ja	45772	Marl	NW			prognostizierter KWK-Ersatzneubau	BNA0662a		135,2	94,6	67,6	94,6	94,6
Innovatives KWK-System			Erdgas	Ja	74076	Heilbronn	BW			prognostizierter KWK-Ersatzneubau	BNA0434		170,0	119,0	85,0	119,0	119,0
Innovatives KWK-System			Erdgas	ja	47495	Rheinberg	NW			prognostizierter KWK-Ersatzneubau	BNA0834		222,0	155,4	111,0	155,4	155,4
Innovatives KWK-System			Erdgas	Ja	77704	Oberkirch	BW			prognostizierter KWK-Ersatzneubau	BNA1467		0,0	10,9	7,8	0,0	10,9
Innovatives KWK-System			Erdgas	Ja	75175	Pforzheim	BW			prognostizierter KWK-Ersatzneubau	BNA0801		0,0	14,7	10,5	0,0	14,7

BNetzA ID	Kraftwerksname	Blockname	Energieträger	KWK-Aus- kopplung	PLZ	Ort	Bundes- land	Inbetrieb- nahmejahr	Geplante Stilllegung	Status 23.03.2018	Wenn innovati- ver KWK-Ersatz: BNetzA ID altes KW	Elektrische	Leistung	Leistung	Leistung	Leistung	Leistung
				Ja/Nein								Nettleis- tung 23.03.2018	Szenario A 2030	Szenario B 2030	Szenario C 2030	Szenario B 2025	Szenario B 2035
												[MW]	[MW]	[MW]	[MW]	[MW]	[MW]
Innovatives KWK-System			Erdgas	ja	24939	Flensburg	SH			prognostizierter KWK-Ersatzneubau	BNA0270		0,0	0,0	17,5	0,0	24,5
Innovatives KWK-System			Erdgas	ja	24939	Flensburg	SH			prognostizierter KWK-Ersatzneubau	BNA0271		0,0	24,5	17,5	0,0	24,5
Innovatives KWK-System			Erdgas	Ja	29525	Uelzen	NI			prognostizierter KWK-Ersatzneubau	BNA1500		0,0	46,2	33,0	0,0	46,2
Innovatives KWK-System			Erdgas	Ja	66121	Saarbrücken	SL			prognostizierter KWK-Ersatzneubau	BNA0861b		0,0	29,8	21,3	0,0	29,8
Innovatives KWK-System			Erdgas	ja	63067	Offenbach	HE			prognostizierter KWK-Ersatzneubau	BNA0758		0,0	35,0	25,0	0,0	35,0
Innovatives KWK-System			Erdgas	Ja	60627	Frankfurt am Main	HE			prognostizierter KWK-Ersatzneubau	BNA0289b		0,0	36,8	26,3	0,0	36,8
Innovatives KWK-System			Erdgas	Ja	60627	Frankfurt am Main	HE			prognostizierter KWK-Ersatzneubau	BNA0290		0,0	36,8	26,3	0,0	36,8
Innovatives KWK-System			Erdgas	Ja	65926	Industriepark Höchst	HE			prognostizierter KWK-Ersatzneubau	BNA0498		0,0	112,0	80,0	0,0	112,0
Innovatives KWK-System			Erdgas	Ja	13353	Berlin	BE			prognostizierter KWK-Ersatzneubau	BNA0085a		0,0	47,6	34,0	0,0	47,6
Innovatives KWK-System			Erdgas	Ja	30419	Hannover	NI			prognostizierter KWK-Ersatzneubau	BNA0420		0,0	73,5	52,5	0,0	73,5
Innovatives KWK-System			Erdgas	Ja	30419	Hannover	NI			prognostizierter KWK-Ersatzneubau	BNA0421		0,0	75,3	53,8	0,0	75,3
Innovatives KWK-System			Erdgas	Ja	22113	Hamburg	HH			prognostizierter KWK-Ersatzneubau	BNA0402		0,0	0,0	104,5	0,0	146,3
Innovatives KWK-System			Erdgas	ja	66333	Völklingen-Fenne	SL			prognostizierter KWK-Ersatzneubau	BNA0999		0,0	64,8	46,3	0,0	64,8
Innovatives KWK-System			Erdgas	Ja	13599	Berlin	BE			prognostizierter KWK-Ersatzneubau	BNA0087		0,0	126,0	90,0	0,0	126,0
Innovatives KWK-System			Erdgas	Ja	13599	Berlin	BE			prognostizierter KWK-Ersatzneubau	BNA0086		0,0	126,0	90,0	0,0	126,0
Innovatives KWK-System			Erdgas	Ja	47180	Duisburg	NW			prognostizierter KWK-Ersatzneubau	BNA0216a		0,0	70,0	50,0	0,0	70,0
Innovatives KWK-System			Erdgas	Ja	68199	Mannheim	BW			prognostizierter KWK-Ersatzneubau	BNA0646a		0,0	0,0	47,5	0,0	66,5
Innovatives KWK-System			Erdgas	Ja	44655	Herne	NW			prognostizierter KWK-Ersatzneubau	BNA0450		0,0	178,5	127,5	0,0	178,5
Innovatives KWK-System			Erdgas	Ja	85406	Zolling	BY			prognostizierter KWK-Ersatzneubau	BNA1093		0,0	52,5	37,5	0,0	52,5
Innovatives KWK-System			Erdgas	Ja	63538	Großkrotzenburg	HE			prognostizierter KWK-Ersatzneubau	BNA0377		0,0	0,0	75,0	0,0	105,0
Innovatives KWK-System			Erdgas	Ja	18147	Rostock	MV			prognostizierter KWK-Ersatzneubau	BNA0849		0,0	0,0	75,0	0,0	105,0
BNA0686	Gemeinschafts- kernkraftwerk Neckarwestheim II	GKN II	Kernenergie	Nein	74382	Neckarwestheim	BW	1989	Ja	in Betrieb		1310,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0



BNetzA ID	Kraftwerksname	Blockname	Energieträger	KWK- Aus- kopplung	PLZ	Ort	Bundes- land	Inbetrieb- nahmejahr	Geplante Stilllegung	Status 23.03.2018	Wenn innovati- ver KWK-Ersatz: BNetzA ID altes KW	Elektrische	Leistung	Leistung	Leistung	Leistung	Leistung
				Ja/Nein								Nettleis- tung 23.03.2018	Szenario A 2030	Szenario B 2030	Szenario C 2030	Szenario B 2025	Szenario B 2035
												[MW]	[MW]	[MW]	[MW]	[MW]	[MW]
BNA0894e	IKS PCK Schwedt	SE 4	Mineralöl	Nein	16303	PCK Schwedt	BB	2011		in Betrieb		59,0	59,0	59,0	59,0	59,0	59,0
BNA1083	Spitzenlastanlage Barmen	Block 2	Mineralöl	Nein	42275	Wuppertal	NW	2008		in Betrieb		60,0	60,0	60,0	60,0	60,0	60,0
BNA0547	Raffineriekraft- werk Köln Godorf		Mineralöl	Ja	50997	Köln	NW	2004		in Betrieb		80,0	80,0	80,0	80,0	80,0	80,0
BNA0894d	IKS PCK Schwedt	Block 2 SE 2	Mineralöl	Ja	16303	PCK Schwedt	BB	1998		in Betrieb		106,0	106,0	106,0	106,0	106,0	106,0
BNA1166	Abfallentsor- gungszentrum Asdonkshof	Not- stromdiesel	Mineralöl	Nein	47475	Kamp-Lintfort	NW	1997		in Betrieb		4,8	4,8	4,8	4,8	4,8	4,8
BNA0596	Raffineriekraft- werk		Mineralöl	Ja	06237	Leuna	ST	1997		in Betrieb		92,5	92,5	92,5	92,5	92,5	92,5
BNA0894c	IKS PCK Schwedt	Block 1 SE 1	Mineralöl	Ja	16303	PCK Schwedt	BB	1997		in Betrieb		106,0	106,0	106,0	106,0	106,0	106,0
BNA0517	MiRO	Kesselhaus Werk 2	Mineralöl	Ja	76187	Karlsruhe	BW	1995		in Betrieb		25,0	25,0	25,0	0,0	25,0	0,0
BNA0369	Spitzenlastkraft- werk Sermuth		Mineralöl	Nein	04668	Großbothen	SN	1995		in Betrieb		17,0	17,0	17,0	0,0	17,0	0,0
BNA0516	MiRO	Kesselhaus Werk 1	Mineralöl	Ja	76187	Karlsruhe	BW	1995		in Betrieb		45,0	45,0	45,0	0,0	45,0	0,0
BNA1293d	Kraftwerk	Diesel/G5	Mineralöl	Nein	50127	Bergheim	NW	1995		Vorläufig Stillgelegt		0,8	0,8	0,8	0,0	0,8	0,0
BNA0373	Spitzenlastkraft- werk Großkayna		Mineralöl	Nein	06242	Großkayna	ST	1994		in Betrieb		120,0	120,0	120,0	0,0	120,0	0,0
BNA0894b	IKS PCK Schwedt	Block 6 SE 6	Mineralöl	Nein	16303	PCK Schwedt	BB	1994		in Betrieb		34,5	34,5	34,5	0,0	34,5	0,0
BNA0012d	Werkskraftwerk Sappi Alfeld	Diesलगene- rator	Mineralöl	Nein	31061	Alfeld	NI	1994		Vorläufig Stillgelegt		2,8	2,8	2,8	0,0	2,8	0,0
BNA1400b	EZ1	DTI	Mineralöl	Ja	06712	Zeitz	ST	1993		in Betrieb		23,3	23,3	23,3	0,0	23,3	0,0
BNA1294	EEV	EEV	Mineralöl	Ja	21107	Hamburg	HH	1993		in Betrieb		38,0	38,0	38,0	0,0	38,0	0,0
BNA1337d	Notstromdiesel	Not- stromdiesel	Mineralöl		63741	Aschaffenburg	BY	1991		in Betrieb		0,5	0,5	0,5	0,0	0,5	0,0
BNA1007a	SKW Gasturbine	SKW Gasturbine	Mineralöl	Nein	87448	Waltenhofen- Veits	BY	1988		in Betrieb		24,0	24,0	0,0	0,0	24,0	0,0
BNA1212	DKW Nord		Mineralöl	Nein	87719	Mindelheim	BY	1988		in Betrieb		11,4	11,4	0,0	0,0	11,4	0,0
BNA1227	DKW Leinau		Mineralöl	Nein	87666	Pforzen	BY	1983		in Betrieb		11,4	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
BNA0427	Kraftwerk Hausham	GT 1	Mineralöl	Nein	83734	Hausham	BY	1982		in Betrieb		23,2	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
BNA0428	Kraftwerk Hausham	GT 2	Mineralöl	Nein	83734	Hausham	BY	1982		in Betrieb		23,2	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
BNA0429	Kraftwerk Hausham	GT 3	Mineralöl	Nein	83734	Hausham	BY	1982		in Betrieb		23,2	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
BNA0430	Kraftwerk Hausham	GT 4	Mineralöl	Nein	83734	Hausham	BY	1982		in Betrieb		23,2	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
BNA1004	Kraftwerk Walheim	WAL GT D	Mineralöl	Nein	74399	Walheim	BW	1981		in Betrieb		136,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0

BNetzA ID	Kraftwerksname	Blockname	Energieträger	KWK-Aus-	PLZ	Ort	Bundes-	Inbetrieb-	Geplante	Status	Wenn innovati-	Elektrische	Leistung	Leistung	Leistung	Leistung	Leistung
				kopplung								Nettleis-	Szenario	Szenario	Szenario	Szenario	Szenario
			Ja/Nein							23.03.2018	ver BNetzA ID	23.03.2018	A 2030	B 2030	C 2030	B 2025	B 2035
							land	nahmejahr	Stilllegung		er KW	[MW]	[MW]	[MW]	[MW]	[MW]	[MW]
BNA1007b	SKW Diesel	SKW Diesel	Mineralöl	Nein	87448	Waltenhofen- Veits	BY	1978		in Betrieb		10,5	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
BNA0083	Wilmsdorf	Wilmsdorf	Mineralöl	Ja	14199	Berlin	BE	1977	Ja	in Betrieb		276,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
BNA0222	GT	GTKW	Mineralöl	Nein	40233	Düsseldorf	NW	1977		in Betrieb		86,2	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
BNA1092	Zolling	GT1 & GT2	Mineralöl	Nein	85406	Zolling	BY	1976		in Betrieb		46,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
BNA0648	Dampfkraftwerk Marbach am Neckar	Marbach III GT (solo)	Mineralöl	Nein	71672	Marbach	BW	1975	Ja, gesetzlich gehindert	in Betrieb		85,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
BNA0649	Dampfkraftwerk Marbach am Neckar	MAR III DT	Mineralöl	Nein	71672	Marbach	BW	1975	Ja, gesetzlich gehindert	in Betrieb		263,5	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
BNA1036	Kraftwerk Werdohl- Elveringsen	E 1/2	Mineralöl	Nein	58791	Werdohl	NW	1975		Vorläufig Stillgelegt		206,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
BNA0379	Ingolstadt	4	Mineralöl	Ja	85098	Großmehring	BY	1974	Ja, gesetzlich gehindert	in Betrieb		386,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
BNA0993	Irsching	3	Mineralöl	Nein	85088	Vohburg	BY	1974	Ja, gesetzlich gehindert	in Betrieb		415,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
BNA0141	KW Mittelsbüren	GT 3	Mineralöl	Nein	28237	Bremen	HB	1974		in Betrieb		86,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
BNA0937	Restmüll- Heizkraftwerk Stuttgart-Münster	MÜN GT16	Mineralöl	Nein	70376	Stuttgart	BW	1974		in Betrieb		23,3	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
BNA0938	Restmüll- Heizkraftwerk Stuttgart-Münster	MÜN GT17	Mineralöl	Nein	70376	Stuttgart	BW	1974		in Betrieb		23,3	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
BNA0939b	Restmüll- Heizkraftwerk Stuttgart-Münster	MÜN GT18	Mineralöl	Nein	70376	Stuttgart	BW	1974		in Betrieb		23,3	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
BNA0378	Ingolstadt	3	Mineralöl	Nein	85098	Großmehring	BY	1973	Ja, gesetzlich gehindert	in Betrieb		386,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
BNA0766	Audorf		Mineralöl	Nein	24783	Osterrönfeld	SH	1973		in Betrieb		87,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
BNA1060	Wilhelmshaven	GT	Mineralöl	Nein	26386	Wilhelmshaven	NI	1973		in Betrieb		56,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
BNA0894a	IKS PCK Schwedt	Block 5 SE 5	Mineralöl	Ja	16303	PCK Schwedt	BB	1972		in Betrieb		28,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
BNA0759	Itzehoe		Mineralöl	Nein	25588	Oldendorf	SH	1972		in Betrieb		88,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
BNA1015	Wedel	GT A	Mineralöl	Nein	22880	Wedel	SH	1972		in Betrieb		50,5	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
BNA1016	Wedel	GT B	Mineralöl	Nein	22880	Wedel	SH	1972		in Betrieb		50,5	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
BNA0647	Dampfkraftwerk Marbach am Neckar	Marbach II GT	Mineralöl	Nein	71672	Marbach	BW	1971	Ja, gesetzlich gehindert	in Betrieb		77,4	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
BNA0085b	Moabit	Moabit GT 7	Mineralöl	Nein	13353	Berlin	BE	1971	Ja	in Betrieb		51,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
BNA1280	Kraftwerk	D210	Mineralöl	Ja	50389	Wesseling	NW	1962		in Betrieb		66,3	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0





BNetzA ID	Kraftwerksname	Blockname	Energieträger	KWK-	PLZ	Ort	Bundes-	Inbetrieb-	Geplante	Status	Wenn innovati-	Elektrische	Leistung	Leistung	Leistung	Leistung	Leistung
				Aus-								Nettleis-	Szenario	Szenario	Szenario	Szenario	Szenario
				kopplung			land	nahmehjahr	Stilllegung	23.03.2018	ver KWK-Ersatz:	23.03.2018	A 2030	B 2030	C 2030	B 2025	B 2035
				Ja/Nein						23.03.2018	BNetzA ID altes	[MW]	[MW]	[MW]	[MW]	[MW]	[MW]
BNA0980	PSW Vianden	Maschine 8	Pumpspeicher	Nein	L-9401	Vianden	LU	1963		in Betrieb		100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0
BNA0984	PSW Vianden	Maschine 3	Pumpspeicher	Nein	L-9401	Vianden	LU	1963		in Betrieb		100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0
BNA0985	PSW Vianden	Maschine 4	Pumpspeicher	Nein	L-9401	Vianden	LU	1963		in Betrieb		100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0
BNA0986	PSW Vianden	Maschine 5	Pumpspeicher	Nein	L-9401	Vianden	LU	1963		in Betrieb		100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0
BNA0982	PSW Vianden	Maschine 1	Pumpspeicher	Nein	L-9401	Vianden	LU	1962		in Betrieb		100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0
BNA0983	PSW Vianden	Maschine 2	Pumpspeicher	Nein	L-9401	Vianden	LU	1962		in Betrieb		100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0
BNA0973	Leitzach 2	2	Pumpspeicher	Nein	83620	Vagen	BY	1960		in Betrieb		44,0	44,0	44,0	44,0	44,0	44,0
BNA0465	Hohenwarte 1	PSS A	Pumpspeicher	Nein	07338	Hohenwarte	TH	1959		in Betrieb		59,8	59,8	59,8	59,8	59,8	59,8
BNA0466	Hohenwarte 1	PSS B	Pumpspeicher	Nein	07338	Hohenwarte	TH	1959		in Betrieb			0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
BNA0946a	Kraftwerksgruppe Pfreimd	PSKW Tanzmühle	Pumpspeicher	Nein	92555	Trausnitz	BY	1959		in Betrieb		28,0	28,0	28,0	28,0	28,0	28,0
BNA0327	Geesthacht	PSS A	Pumpspeicher	Nein	21502	Geesthacht	SH	1958		in Betrieb		119,1	119,1	119,1	119,1	119,1	119,1
BNA0328	Geesthacht	PSS B	Pumpspeicher	Nein	21502	Geesthacht	SH	1958		in Betrieb			0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
BNA0329	Geesthacht	PSS C	Pumpspeicher	Nein	21502	Geesthacht	SH	1958		in Betrieb			0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
BNA0422	Happurg	Happurg	Pumpspeicher	Nein	91230	Happurg	BY	1958		in Betrieb		160,0	160,0	160,0	160,0	160,0	160,0
BNA0721	Niederwartha	PSS C	Pumpspeicher	Nein	01462	Niederwartha	SN	1957		in Betrieb		39,8	0,0	0,0	0,0	39,8	0,0
BNA0722	Niederwartha	PSS D	Pumpspeicher	Nein	01462	Niederwartha	SN	1957		in Betrieb			0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
BNA0954	Lünerseewerk	Masch. 1 bis 5	Pumpspeicher	nein	A-6774	Tschagguns	AT	1957		in Betrieb		238,0	238,0	238,0	238,0	238,0	238,0
BNA0953	Kraftwerksgruppe Pfreimd	PSKW Reisach	Pumpspeicher	Nein	92555	Trausnitz	BY	1955		in Betrieb		99,0	99,0	99,0	99,0	99,0	99,0
BNA1003	Kraftwerk Waldshut	Waldshut	Pumpspeicher	Nein	79761	Waldshut- Tiengen	BW	1951		in Betrieb		150,0	150,0	150,0	150,0	150,0	150,0
BNA0974	Rodundwerk I	Masch. 1 bis 4	Pumpspeicher	nein	A-6773	Vandans	AT	1943		in Betrieb		198,0	198,0	198,0	198,0	198,0	198,0
BNA1071	Witznau	Witznau	Pumpspeicher	Nein	79777	Witznau	BW	1943		in Betrieb		220,0	220,0	220,0	220,0	220,0	220,0
BNA0882	Bleiloch	PSS A	Pumpspeicher	Nein	07907	Schleiz	TH	1932		in Betrieb		79,8	79,8	79,8	79,8	79,8	79,8
BNA0883	Bleiloch	PSS B	Pumpspeicher	Nein	07907	Schleiz	TH	1932		in Betrieb			0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
BNA0228	Wal- deck1/Bringhau- sen	Wal- deck1/Bring- hausen	Pumpspeicher	Nein	34549	Edertal Hem- furth-Edersee	HE	1931		in Betrieb		145,0	145,0	145,0	145,0	145,0	145,0
BNA0426	Häusern	Häusern	Pumpspeicher	Nein	79837	Häusern	BW	1931		in Betrieb		100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0
BNA0279	Rudolf-Fettweis- Werk	Pumpspei- cherkraft- werk Schwarzen- bachwerk	Pumpspeicher	Nein	76596	Forbach	BW	1926		in Betrieb		43,0	43,0	43,0	43,0	43,0	43,0
BNAP094	Schluchseewerk AG "PSW Atdorf"	ATD	Pumpspeicher	Nein	79725	Laufenburg (Baden)	BW			In Planung		1400,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
BNAP112	PSW Heimbach		Pumpspeicher			Niederheimbach	RP			In Planung			0,0	0,0	0,0	0,0	0,0

BNetzA ID	Kraftwerksname	Blockname	Energieträger	KWK-Auskopplung		PLZ	Ort	Bundesland	Inbetriebnahmejahr	Geplante Stilllegung	Status 23.03.2018	Wenn innovativer KWK-Ersatz: BNetzA ID altes KW	Elektrische	Leistung	Leistung	Leistung	Leistung	Leistung
				Ja/Nein	PLZ								[MW]	Szenario A 2030	Szenario B 2030	Szenario C 2030	Szenario B 2025	Szenario B 2035
BNAP034	IKWB	IKWB	Sonstige Energieträger	Ja	46238	Bottrop	NW	2021			In Planung		100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0
BNAP131	Kessel 7		Sonstige Energieträger	Ja	50769	Köln	NW	2019			In Planung		60,0	60,0	60,0	60,0	60,0	60,0
n.V.	Kraftwerk < 10 MW		Sonstige Energieträger	Ja				2018			in Betrieb		697,2	697,2	697,2	697,2	697,2	697,2
BNA0693	Heizkraftwerk NMS		Sonstige Energieträger	Ja	24534	Neumünster	SH	2014			in Betrieb		53,6	53,6	53,6	53,6	53,6	53,6
BNA0237	EBS-Heizkraftwerk		Sonstige Energieträger	Ja	15890	Eisenhüttenstadt	BB	2011			in Betrieb		23,5	23,5	23,5	23,5	23,5	23,5
BNA0598b	ILK-GuD	KT1	Sonstige Energieträger	Nein	06237	Leuna	ST	2010			in Betrieb		20,0	20,0	20,0	20,0	20,0	20,0
BNA1465a	EBS-Kraftwerk Witzenhausen		Sonstige Energieträger	Ja	37213	Witzenhausen	HE	2009			in Betrieb		28,0	28,0	28,0	28,0	28,0	28,0
BNA0997	HKW Fenne, Grubengaskraftwerk	Gasmotorenanlage Fenne	Sonstige Energieträger	Ja	66333	Völklingen-Fenne	SL	2003			in Betrieb		42,0	42,0	42,0	42,0	42,0	42,0
BNA0598a	ILK-EKT	EKT	Sonstige Energieträger	Nein	06237	Leuna	ST	2000			in Betrieb		14,0	14,0	14,0	14,0	14,0	14,0
BNA0597	ILK-GuD	DT1	Sonstige Energieträger	Ja	06237	Leuna	ST	1994			in Betrieb		8,7	8,7	8,7	0,0	8,7	0,0
BNA1523c	Gemeinschaftskraftwerk Weig	Block 3 (Kessel 3 und 4, DT 2 und 3 anteilig)	Sonstige Energieträger	Ja	56727	Mayen	RP	1992			in Betrieb			0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
BNA1249	UPM Schongau	Heizkraftwerk 2	Sonstige Energieträger	Ja	86956	Schongau	BY	1989			in Betrieb		6,0	6,0	0,0	0,0	6,0	0,0
BNA1488			Sonstige Energieträger	ja	44147	Dortmund	NW	1989			in Betrieb		16,0	16,0	0,0	0,0	16,0	0,0
BNA0492	RAG Anthrazit Ibbenbüren GmbH	EVA	Sonstige Energieträger	Nein	49477	Ibbenbüren	NW	1985			in Betrieb		33,4	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
BNA1865	Turbine 5		Sonstige Energieträger	Ja	49084	Osnabrück	NI	1972			in Betrieb		9,8	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
BNA1397e	O10	T31	Sonstige Energieträger	Ja	50769	Köln	NW	1967			in Betrieb		33,6	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
BNA1870	Werk Kalscheuren		Sonstige Energieträger	Nein	50997	Köln	NW	1967			in Betrieb		26,5	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
BNA1397d	O10	T24	Sonstige Energieträger	Nein	50769	Köln	NW	1966			in Betrieb		10,4	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
BNA1553			Sonstige Energieträger	Ja	85092	Kösching	BY	1964			in Betrieb		23,3	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
BNA0616b	Kraftwerk Nord	S 300 VT 1, VT 2, NT 7	Sonstige Energieträger	Ja	67056	Ludwigshafen	RP	1964			in Betrieb		85,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
BNA1397a	O10	T21	Sonstige Energieträger	Ja	50769	Köln	NW	1963			in Betrieb		15,5	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0

BNetzA ID	Kraftwerksname	Blockname	Energieträger	KWK-	PLZ	Ort	Bundes-	Inbetrieb-	Geplante	Status	Wenn innovati-	Elektrische	Leistung	Leistung	Leistung	Leistung	Leistung
				Aus-								Nettleis-	Szenario	Szenario	Szenario	Szenario	Szenario
				kopplung			land	nahmehjahr	Stilllegung	23.03.2018	ver KWK-Ersatz:	23.03.2018	A 2030	B 2030	C 2030	B 2025	B 2035
				Ja/Nein							BNetzA ID altes	[MW]	[MW]	[MW]	[MW]	[MW]	[MW]
BNA1397c	O10	T23	Sonstige Energieträger	Ja	50769	Köln	NW	1963		in Betrieb		15,5	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
BNA1397b	O10	T22	Sonstige Energieträger	Ja	50769	Köln	NW	1963		in Betrieb		19,2	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
BNA1864	Turbine 4		Sonstige Energieträger	Ja	49084	Osnabrück	NI	1962		in Betrieb		9,5	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
BNA0662b	Kraftwerk I	Dampfwirtschaft (6 Einzellurbinen)	Sonstige Energieträger	Ja	45772	Marl	NW	1939		in Betrieb		120,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
BNA1399	Oxea GmbH		Sonstige Energieträger	Ja	46147	Oberhausen	NW	1929		in Betrieb		40,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
BNAP186	Speicherfarm Leipzig	Speicherfarm Leipzig	Sonstige Speichertechnologien	Nein	04349	Leipzig	SN	2018		In Bau		12,5	12,5	12,5	12,5	12,5	12,5
BNAP160	Batteriespeicher Pfreimd	Batteriespeicher	Sonstige Speichertechnologien	nein	92723	Tännesberg	BY	2018		In Planung		12,5	12,5	12,5	12,5	12,5	12,5
BNAP148	Enbase 2nd Use Speicher Lünen	Enbase 2nd Use Speicher Lünen	Sonstige Speichertechnologien	Nein	44536	Lünen	NW	2017		In Bau		9,0	9,0	9,0	9,0	9,0	9,0
BNAP149	Enbase Ersatzteil-speicher Elverlingsen	Enbase Ersatzteil-speicher Elverlingsen	Sonstige Speichertechnologien	Nein	58791	Werdohl	NW	2017		In Planung		9,0	9,0	9,0	9,0	9,0	9,0
BNAP179	BSKW-SN	2	Sonstige Speichertechnologien		19057	Schwerin	MV	2017		Probetrieb		6,4	6,4	6,4	6,4	6,4	6,4
BNA1811	Großbatteriesystem (GBS)-Lünen	GBS-LN	Sonstige Speichertechnologien	Nein	44536	Lünen	NW	2016		in Betrieb		15,0	15,0	15,0	15,0	15,0	15,0
BNA1812	Großbatteriesystem (GBS)-Weiher	GBS-WE	Sonstige Speichertechnologien	Nein	66287	Quierschied	SL	2016		in Betrieb		15,0	15,0	15,0	15,0	15,0	15,0
BNA1813	Großbatteriesystem (GBS)-Herne	GBS-HE	Sonstige Speichertechnologien	Nein	44653	Herne	NW	2016		in Betrieb		15,0	15,0	15,0	15,0	15,0	15,0
BNA1814	Großbatteriesystem (GBS)-Fenne	GBS-FN	Sonstige Speichertechnologien	Nein	66333	Völklingen	SL	2016		in Betrieb		15,0	15,0	15,0	15,0	15,0	15,0
BNA1815	Großbatteriesystem (GBS)-Walsum	GBS-WA	Sonstige Speichertechnologien	Nein	47179	Duisburg-Walsum	NW	2016		in Betrieb		15,0	15,0	15,0	15,0	15,0	15,0
BNA1816	Großbatteriesystem (GBS)-Bexbach	GBS-BB	Sonstige Speichertechnologien	Nein	66450	Bexbach	SL	2016		in Betrieb		15,0	15,0	15,0	15,0	15,0	15,0
BNA1827	BSKW-SN	1	Sonstige Speichertechnologien	Nein	19053	Schwerin	MV	2014		in Betrieb		5,0	5,0	5,0	5,0	5,0	5,0
BNAP062	KW Lünen	Lünen 8	Steinkohle	Ja	44536	Lünen	NW	2022		In Planung		735,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0

BNetzA ID	Kraftwerksname	Blockname	Energieträger	KWK-Aus- kopplung Ja/Nein	PLZ	Ort	Bundes- land	Inbetrieb- nahmejahr	Geplante Stilllegung	Status 23.03.2018	Wenn innovati- ver KWK-Ersatz: BNetzA ID altes KW	Elektrische	Leistung	Leistung	Leistung	Leistung	Leistung
												Nettleis- tung 23.03.2018 [MW]	Szenario A 2030 [MW]	Szenario B 2030 [MW]	Szenario C 2030 [MW]	Szenario B 2025 [MW]	Szenario B 2035 [MW]
n.V.	Kraftwerk < 10 MW		Steinkohle	Ja								15,1	15,1	15,1	15,1	15,1	15,1
BNA029	Datteln	Datteln 4	Steinkohle	Ja	45711	Datteln	NW	2018				1055,0	1055,0	1055,0	1055,0	1055,0	1055,0
BNA1674	Kraftwerk Wilhelmshaven	Kraftwerk Wilhelmshaven	Steinkohle	Nein	26386	Wilhelmshaven	NI	2015				731,0	731,0	731,0	731,0	731,0	731,0
BNA1558	Moorburg B	B	Steinkohle	Ja	21079	Hamburg	HH	2015				800,0	800,0	800,0	800,0	800,0	800,0
BNA1673	Moorburg A	A	Steinkohle	Ja	21079	Hamburg	HH	2015				800,0	800,0	800,0	800,0	800,0	800,0
BNA0646b	GKM	Block 9	Steinkohle	Ja	68199	Mannheim	BW	2015				843,0	843,0	843,0	843,0	843,0	843,0
BNA0413c	Westfalen	E	Steinkohle	Nein	59071	Hamm-Uentrop	NW	2014				763,7	763,7	763,7	763,7	763,7	763,7
BNA0144	KW Hastedt	Block 15	Steinkohle	Ja	28207	Bremen	HB	2014				119,0	119,0	119,0	119,0	119,0	119,0
BNA0518b	Rheinhafen-Dampfkraftwerk	RDK 8	Steinkohle	Ja	76189	Karlsruhe	BW	2014				834,0	834,0	834,0	834,0	834,0	834,0
BNA0216b	KW Walsum	Walsum 10	Steinkohle	Ja	47180	Duisburg	NW	2013				725,0	725,0	725,0	725,0	725,0	725,0
BNA1508	Trianel Kohlekraftwerk Lünen		Steinkohle	Ja	44536	Lünen	NW	2013				735,0	735,0	735,0	735,0	735,0	735,0
BNA0252	Kraftwerk Ens Dorf	Block 3	Steinkohle	Nein	66806	Ens Dorf	SL	2011	Ja			283,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
BNA0934	Heizkraftwerk Stuttgart-Gaisburg	GAI DT 14 neu	Steinkohle	Ja	70376	Stuttgart	BW	2009	Ja			22,6	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
BNA0644	GKM	Block 6	Steinkohle	Ja	68199	Mannheim	BW	2005				255,0	255,0	255,0	255,0	255,0	255,0
BNA1075a	HKW Nord	Generator A	Steinkohle	Ja	38436	Wolfsburg	NI	2000				61,5	61,5	61,5	61,5	61,5	61,5
BNA1075b	HKW Nord	Generator B	Steinkohle	Ja	38436	Wolfsburg	NI	2000				61,5	61,5	61,5	61,5	61,5	61,5
BNA0019	Heizkraftwerk Altbach/Deizisau	ALT HKW 2 (DT Solobetrieb)	Steinkohle	Ja	73776	Altbach	BW	1997				336,0	336,0	336,0	336,0	336,0	336,0
BNA0510b	HKW Karcherstr.	20	Steinkohle	Ja	67655	Kaiserslautern	RP	1996				13,4	13,4	13,4	13,4	13,4	13,4
BNA0849	KNG Kraftwerk Rostock	Rostock	Steinkohle	Ja	18147	Rostock	MV	1994				514,0	514,0	514,0	0,0	514,0	0,0
BNA0402	Tiefstack	Tiefstack	Steinkohle	Ja	22113	Hamburg	HH	1993				194,0	194,0	194,0	0,0	194,0	0,0
BNA0646a	GKM	Block 8	Steinkohle	Ja	68199	Mannheim	BW	1993				435,0	435,0	435,0	0,0	435,0	0,0
BNA0270	Heizkraftwerk FL	Block 11	Steinkohle	ja	24939	Flensburg	SH	1992				27,0	27,0	27,0	0,0	27,0	0,0
BNA0377	Staudinger	5	Steinkohle	Ja	63538	Großkrotzenburg	HE	1992				510,0	510,0	510,0	0,0	510,0	0,0
BNA0969b	Nord 2	2	Steinkohle	Ja	85774	Unterföhring	BY	1991	Ja			332,7	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
BNA0801	Heizkraftwerk Pforzheim GmbH	Wirbelschichtblock	Steinkohle	Ja	75175	Pforzheim	BW	1990				26,9	26,9	0,0	0,0	26,9	0,0
BNA1500	Werk Uelzen		Steinkohle	Ja	29525	Uelzen	NI	1990				40,0	40,0	0,0	0,0	40,0	0,0
BNA0758	Heizkraftwerk Offenbach		Steinkohle	ja	63067	Offenbach	HE	1990				54,0	54,0	0,0	0,0	54,0	0,0
BNA0085a	Moabit	Moabit A	Steinkohle	Ja	13353	Berlin	BE	1990				89,0	89,0	0,0	0,0	89,0	0,0

BNetzA ID	Kraftwerksname	Blockname	Energieträger	KWK-	PLZ	Ort	Bundes-	Inbetrieb-	Geplante	Status	Wenn innovati-	Elektrische	Leistung	Leistung	Leistung	Leistung	Leistung
				Aus-								Nettleis-	Szenario	Szenario	Szenario	Szenario	Szenario
				kopplung			land	nahmejahr	Stilllegung	23.03.2018	ver	23.03.2018	A 2030	B 2030	C 2030	B 2025	B 2035
				Ja/Nein							BNetzA ID altes	[MW]	[MW]	[MW]	[MW]	[MW]	[MW]
											KW						
BNA1084	HKW Elberfeld	Block 3	Steinkohle	Ja	42117	Wuppertal	NW	1989	Ja	in Betrieb		85,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
BNA0289b	HKW West	Block 2	Steinkohle	Ja	60627	Frankfurt am Main	HE	1989		in Betrieb		61,5	61,5	0,0	0,0	61,5	0,0
BNA0290	HKW West	Block 3	Steinkohle	Ja	60627	Frankfurt am Main	HE	1989		in Betrieb		61,5	61,5	0,0	0,0	61,5	0,0
BNA0498	Heizkraftwerk	Block B	Steinkohle	Ja	65926	Industriepark Höchst	HE	1989		in Betrieb		66,0	66,0	0,0	0,0	66,0	0,0
BNA0420	GKH	Block1	Steinkohle	Ja	30419	Hannover	NI	1989		in Betrieb		136,0	136,0	0,0	0,0	136,0	0,0
BNA0421	GKH	Block2	Steinkohle	Ja	30419	Hannover	NI	1989		in Betrieb		136,0	136,0	0,0	0,0	136,0	0,0
BNA0999	Heizkraftwerk	HKV	Steinkohle	ja	66333	Völklingen-Fenne	SL	1989		in Betrieb		211,0	211,0	0,0	0,0	211,0	0,0
BNA0450	KW Herne	Herne 4	Steinkohle	Ja	44655	Herne	NW	1989		in Betrieb		449,0	449,0	0,0	0,0	449,0	0,0
BNA0271	Heizkraftwerk FL	Block 10	Steinkohle	ja	24939	Flensburg	SH	1988		in Betrieb		29,0	29,0	0,0	0,0	29,0	0,0
BNA0861b	HKW Römerbrücke	Kohleanlage	Steinkohle	Ja	66121	Saarbrücken	SL	1988		in Betrieb		50,0	50,0	0,0	0,0	50,0	0,0
BNA0087	Reuter West	Reuter West E	Steinkohle	Ja	13599	Berlin	BE	1988		in Betrieb		282,0	282,0	0,0	0,0	282,0	0,0
BNA0216a	KW Walsum	Walsum 9	Steinkohle	Ja	47180	Duisburg	NW	1988		in Betrieb		370,0	370,0	0,0	0,0	370,0	0,0
BNA0793	Heyden	4	Steinkohle	Nein	32469	Petershagen	NW	1987		in Betrieb		875,0	875,0	0,0	0,0	875,0	0,0
BNA0086	Reuter West	Reuter West D	Steinkohle	Ja	13599	Berlin	BE	1987		in Betrieb		282,0	282,0	0,0	0,0	282,0	0,0
BNA1467			Steinkohle	Ja	77704	Oberkirch	BW	1986		in Betrieb		18,5	18,5	0,0	0,0	18,5	0,0
BNA1093	Zolling	Zolling Block 5	Steinkohle	Ja	85406	Zolling	BY	1986		in Betrieb		472,0	472,0	0,0	0,0	472,0	0,0
BNA0272	Heizkraftwerk FL	Block 9	Steinkohle	ja	24939	Flensburg	SH	1985		in Betrieb		33,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
BNA0493	Ibbenbüren	B	Steinkohle	Ja	49479	Ibbenbüren	NW	1985		in Betrieb		794,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
BNA1076a	HKW West	Block 1	Steinkohle	Ja	38436	Wolfsburg	NI	1985		in Betrieb		138,5	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
BNA1076b	HKW West	Block 2	Steinkohle	Ja	38436	Wolfsburg	NI	1985		in Betrieb		138,5	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
BNA0518a	Rheinhafen-Dampfkraftwerk	RDK 7	Steinkohle	Ja	76189	Karlsruhe	BW	1985		in Betrieb		517,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
BNA0336	FWK Buer		Steinkohle	Ja	45896	Gelsenkirchen	NW	1985		in Betrieb		70,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
BNA0434	Heizkraftwerk Heilbronn	HLB 7	Steinkohle	Ja	74076	Heilbronn	BW	1985		in Betrieb		778,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
BNA0020	Heizkraftwerk Altbach/Deizisau	ALT HKW 1	Steinkohle	Ja	73776	Altbach	BW	1985	Ja, gesetzlich gehindert	in Betrieb		433,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
BNA0211	HKW I	ZAWSF	Steinkohle	Ja	47053	Duisburg	NW	1985	Ja	in Betrieb		95,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
BNA0936	Restmüll-Heizkraftwerk Stuttgart-Münster	MÜN DT15	Steinkohle	Ja	70376	Stuttgart	BW	1984		in Betrieb		45,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
BNA0138	HKW-Mitte	Block 1	Steinkohle	Ja	38106	Braunschweig	NI	1984		in Betrieb		43,3	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0

BNetzA ID	Kraftwerksname	Blockname	Energieträger	KWK-Aus-	PLZ	Ort	Bundes-	Inbetrieb-	Geplante	Status	Wenn innovati-	Elektrische	Leistung	Leistung	Leistung	Leistung	Leistung
				kopplung								Nettleis-	Szenario	Szenario	Szenario	Szenario	Szenario
			Ja/Nein			land	nahmejahr	Stilllegung	23.03.2018	ver KWK-Ersatz:	BNetzA ID altes	[MW]	A 2030	B 2030	C 2030	B 2025	B 2035
										KW							
BNA1046a	Gersteinwerk	K2	Steinkohle	Nein	59368	Werne	NW	1984	Ja	in Betrieb		614,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
BNA0662a	Kraftwerk I	Block 5	Steinkohle	Ja	45772	Marl	NW	1983		in Betrieb		60,2	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
BNA0093	Kraftwerk Bexbach	BEX	Steinkohle	Nein	66450	Bexbach	SL	1983		in Betrieb		726,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
BNA0935	Restmüll-Heizkraftwerk Stuttgart-Münster	MÜN DT12	Steinkohle	Ja	70376	Stuttgart	BW	1982		in Betrieb		45,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
BNA0998	Modellkraftwerk	MKV	Steinkohle	ja	66333	Völklingen-Fenne	SL	1982		in Betrieb		179,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
BNA0645	GKM	Block 7	Steinkohle	Ja	68199	Mannheim	BW	1982		in Betrieb		425,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
BNA1037	Kraftwerk Werdohl-Elverlingsen	E4	Steinkohle	Nein	58791	Werdohl	NW	1982	Ja	in Betrieb		310,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
BNA0067	Bergkamen	A	Steinkohle	Ja	59192	Bergkamen	NW	1981		in Betrieb		717,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
BNA0261b	HKW Erlangen	K6 DT2	Steinkohle	Ja	91052	Erlangen	BY	1980		in Betrieb		17,4	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
BNA0146	KW Hafen	Block 6	Steinkohle	Ja	28237	Bremen	HB	1979		in Betrieb		303,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
BNA0464	KWM	Block3	Steinkohle	Nein	31249	Hohenhameln OT Mehrum	NI	1979		in Betrieb		690,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
BNA1405a	Heizkraftwerk Magirusstraße		Steinkohle	Ja	89077	Ulm	BW	1978		in Betrieb		20,7	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
BNA0820	Weiher	Weiher III	Steinkohle	ja	66287	Quierschied	SL	1976		in Betrieb		655,6	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
BNA1061	Wilhelmshaven	1	Steinkohle	Nein	26386	Wilhelmshaven	NI	1976		in Betrieb		757,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
BNA0834	Solvay Kraftwerk Rheinberg		Steinkohle	ja	47495	Rheinberg	NW	1975		in Betrieb		79,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
BNA0557b	Kraftwerk N 230		Steinkohle	Ja	47812	Krefeld-Uerdingen	NW	1971		in Betrieb		110,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
BNA0660	Kraftwerk I	Block 4	Steinkohle	Ja	45772	Marl	NW	1971		in Betrieb		55,3	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
BNA0526	Gemeinschaftskraftwerk Kiel		Steinkohle	Ja	24149	Kiel	SH	1970	Ja	in Betrieb		323,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
BNA0331	Scholven	C	Steinkohle	Ja	45896	Gelsenkirchen	NW	1969		in Betrieb		345,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
BNA0926b	Heizkraftwerk der Sappi Stockstadt GmbH	Konventionelles Sammel-schiene-nkraftwerk	Steinkohle	Ja	63811	Stockstadt	BY	1969		in Betrieb		24,8	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
BNA0619	KW Lünen	Lünen 7	Steinkohle	Ja	44537	Lünen	NW	1969	Ja	in Betrieb		324,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
BNA0082	Reuter	Reuter C	Steinkohle	Ja	13599	Berlin	BE	1969	Ja	in Betrieb		124,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
BNA0147	Farge	Farge	Steinkohle	Nein	28777	Bremen	HB	1969		in Betrieb		350,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
BNA0332	Scholven	B	Steinkohle	Ja	45896	Gelsenkirchen	NW	1968		in Betrieb		345,0	0,0	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	0,0
BNA0433	Heizkraftwerk Heilbronn	HLB 6	Steinkohle	Nein	74076	Heilbronn	BW	1966	Ja, gesetzlich	in Betrieb		125,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0

BNetzA ID	Kraftwerksname	Blockname	Energieträger	KWK- Aus- kopplung	PLZ	Ort	Bundes- land	Inbetrieb- nahmejahr	Geplante Stilllegung	Status 23.03.2018	Wenn innovati- ver KWK-Ersatz: BNetzA ID altes KW	Elektrische	Leistung	Leistung	Leistung	Leistung	Leistung
				Ja/Nein								Nettleis- tung 23.03.2018	Szenario A 2030	Szenario B 2030	Szenario C 2030	Szenario B 2025	Szenario B 2035
												[MW]	[MW]	[MW]	[MW]	[MW]	[MW]
									gehindert								
BNA0432	Heizkraftwerk Heilbronn	HLB 5	Steinkohle	Nein	74076	Heilbronn	BW	1965	Ja, gesetzlich gehindert	in Betrieb		125,0	0,0	0,0	0,0	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	0,0
BNA0253	Kraftwerk Ens Dorf	Block 1	Steinkohle	Ja	66806	Ens Dorf	SL	1963	Ja	in Betrieb		106,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
BNA0600b	G-Kraftwerk		Steinkohle	Ja	51368	Leverkusen	NW	1962		in Betrieb		103,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
BNA0403	Wedel	Wedel 2	Steinkohle	Ja	22880	Wedel	SH	1962		in Betrieb		123,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
BNA0618	KW Lünen	Lünen 6	Steinkohle	Nein	44536	Lünen	NW	1962	Ja	in Betrieb		149,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
BNA0404	Wedel	Wedel 1	Steinkohle	Ja	22880	Wedel	SH	1961		in Betrieb		137,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
BNA0557a	Kraftwerk L 57		Steinkohle	Ja	47812	Krefeld- Uerdingen	NW	1957		in Betrieb		26,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
BNA1331	Reno De Medici	HD - Kraftwerk	Steinkohle	ja	59821	Arnsberg	NW	1923		in Betrieb		19,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0

## Anlage 2: Ergebnis der Verteilernetzbetreiberabfrage

Betriebsnummer	Unternehmensname	beantragte Leistung 2018-2020 [MW]	Prognose Brutto mit Realisierungsquote und Repowering 2018-2020 [MW]
10000140	Vereinigte Wertach Elektrizitätswerke GmbH	10,2	2,6
10000148	Stadtwerke Elmshorn	27,4	12,6
10000160	Stadtwerke Gronau GmbH	17,4	4,5
10000184	Stadtwerke Bad Salzuflen GmbH	3,3	0,8
10000414	Albwerk GmbH & Co. KG	86,2	5,1
10000487	Stadtwerke Grevesmühlen GmbH	9,0	9,0
10000523	Energie Waldeck-Frankenberg GmbH	202,5	94,8
10000546	Elektrizitäts-Werk Ottersberg	1,0	0,4
10000604	Stadtwerke Schwabach GmbH	1,0	0,0
10000843	Netze BW GmbH	1368,4	489,8
10000923	Stadtwerke Saarbrücken Netz AG	34,8	8,7
10001002	wesernetz Bremen GmbH	12,8	12,8
10001016	SWM Infrastruktur GmbH	9,7	2,4
10001102	Energienetze Mittelrhein GmbH & Co. KG	86,3	24,0
10001142	Stadtwerke Haltern am See GmbH	99,5	42,9
10001248	Celle-Uelzen Netz GmbH	185,3	53,4
10001322	LSW Netz GmbH & Co. KG	120,8	75,5
10001370	EGT Energie GmbH	76,7	3,8
10001393	Stadtwerke EVB Huntetal GmbH	11,4	5,7
10001457	GEW Wilhelmshaven GmbH	27,3	2,4
10001495	Syna GmbH	148,8	64,8
10001645	Mitteldeutsche Netzgesellschaft Strom mbH	1003,1	262,0
10001669	Unterfränkische Überlandzentrale eG	6,9	5,2
10001738	Kreiswerke Main-Kinzig GmbH	27,5	11,0
10001747	OsthessenNetz GmbH	168,0	95,5
10001788	NEW Netz GmbH	62,3	37,9
10001791	münsterNETZ GmbH	46,5	28,5
10001795	GeraNetz GmbH	38,0	9,5
10001832	TEN Thüringer Energienetze GmbH & Co. KG	2118,0	1034,5
10001834	Stromnetz Berlin GmbH	3,0	2,3
10001835	Stromnetz Hamburg GmbH	17,5	13,3
10001836	ovag Netz AG	438,9	118,6
10001846	EWE Netz GmbH	927,2	590,5

<b>Betriebs- nummer</b>	<b>Unternehmensname</b>	<b>beantragte Leis- tung 2018-2020 [MW]</b>	<b>Prognose Brutto mit Realisierungsquote und Repowering 2018-2020 [MW]</b>
10001863	AVU Netz GmbH	14,5	6,8
10001874	ENSO Netz GmbH	22,2	0,0
10001887	Netzgesellschaft Ahlen mbH	8,4	4,2
10001891	Netze Magdeburg GmbH	26,4	3,9
10001904	Netze Mittelbaden GmbH & Co. KG	27,1	16,6
10001915	MDN Main-Donau Netzgesellschaft mbH	27,8	4,9
10002798	Stadtwerke Karlsruhe Netzservice GmbH	2,0	0,5
10002813	Harz Energie Netz GmbH	148,4	36,6
10002954	EWR Netz GmbH	153,6	89,1
10002974	Netzgesellschaft Ostwürttemberg DonauRies	66,9	20,0
10003011	Mittelhessen Netz GmbH	20,3	2,5
10003018	VSE Verteilnetz GmbH	44,6	35,8
10003079	Stadtwerke Mainz Netze GmbH	7,8	5,1
10003101	Stadtwerke Wiesbaden Netz GmbH	30,0	7,5
10003112	SWL Übertragungsnetzgesellschaft mbH	9,0	4,5
10003164	Netzgesellschaft Frankfurt (Oder) mbH	12,8	3,2
10003299	Schleswig-Holstein Netz AG	2196,4	824,9
10003764	Westnetz GmbH	6978,4	2573,6
10003897	BIGGE ENERGIE GmbH & Co. KG	78,1	10,1
10003913	STEAG Netz GmbH	3,0	1,5
10003990	EnergieNetz Mitte GmbH	723,6	440,6
10003997	e-netz Südhessen GmbH & Co. KG	126,6	92,5
10006808	Westfalen Weser Netz GmbH	966,2	279,5
10007117	ENERVIE Vernetzt GmbH	35,9	11,0
10010461	Avacon AG	4805,8	3205,5
10010463	Bayernwerk AG	233,8	115,0
10010465	E.DIS AG	3215,2	1316,0

## Anlage 3: Publikationsliste der Metastudie „Dezentralität, Regionalität und Stromnetze“ (2018)

Öko-Institut, Prognos: **Stromsystem 2035** (im Auftrag des WWF), 2018 (Öko-Institut & Prognos 2018)

Öko-Institut: **Transparenz Stromnetze** (gefördert durch BMBF), 2018 (Öko-Institut 2018)

Friedrich-Alexander Universität Erlangen-Nürnberg: **Regionalkomponenten bei der EE-Vergütung** (im Auftrag der Monopolkommission), 2017 (FAU 2017)

Fraunhofer Institut für System- und Innovationsforschung, Consentec, Institut für Energie- und Umweltforschung Heidelberg, Technische Universität Wien, M-Five, TEP Energy: **Langfristszenarien** (im Auftrag des BMWi), 2017 (Fraunhofer ISI et al. 2017)

E-Bridge, Prognos, RWTH Aachen, Forschungsgemeinschaft für elektrische Anlagen und Stromwirtschaft: **Energiewende Outlook 2035** (im Auftrag von 50 Hertz Transmission), 2016 (E-Bridge et al. 2016)

Consentec: **Netzstresstest** (im Auftrag von TenneT TSO), 2016 (Consentec 2016)

Prognos, Friedrich-Alexander Universität Erlangen-Nürnberg: **Dezentralität und zellulare Optimierung** (im Auftrag von N-ERGIE), 2016 (Prognos & FAU 2016)

Egerer, J., Weibezahn, J., Hermann, H.: **Two Price Zones for the German Electricity Market – Market Implications and Distributional Effects**, 2015 (Egerer et al. 2015)

Verband der Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik/Energietechnische Gesellschaft: **Der zellulare Ansatz**, 2015 (VDE/ETG 2015)

Reiner Lemoine Institut: **Vergleich und Optimierung von zentral und dezentral orientierten Ausbaupfaden zu einer Stromversorgung aus Erneuerbaren Energien in Deutschland** (im Auftrag von Haleakala-Stiftung, 100 Prozent erneuerbar stiftung, Bundesverband mittelständische Wirtschaft (BVMW)), 2013 (RLI 2013)

# Verzeichnisse

## Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1: Einordnung der Szenarien: Vorschlag der Übertragungsnetzbetreiber .....	80
Abbildung 2: Einordnung der Szenarien: Genehmigung der Bundesnetzagentur .....	81
Abbildung 3: Die unterschiedlichen Dimensionen von Dezentralität und Zentralität (Quelle: Öko-Institut)..	104
Abbildung 4: Aufkommen und Verwendung in den deutschen Versorgungsnetzen 2016.....	114

## Tabellenverzeichnis

Tabelle 1: Empfohlene Interkonnektorprojekt-Berücksichtigungen der Übertragungsnetzbetreiber .....	77
Tabelle 2: Emissionsfaktoren der Primärenergieträger.....	86
Tabelle 3: Weibull-Parameter Wind-Onshore .....	90
Tabelle 4: Weibull-Parameter Photovoltaik.....	91
Tabelle 5: Installierte Leistung KWK-fähiger Kraftwerke nach Energieträgern .....	102
Tabelle 6: Installierte Leistung KWK-fähiger Kraftwerke nach Leistungsklassen.....	102
Tabelle 7: Anzahl, Ladeleistung und Jahresverbrauch der Elektromobilität in den einzelnen Szenarien .....	107
Tabelle 8: Anzahl, Leistung und Jahresverbrauch von Wärmepumpen in den einzelnen Szenarien .....	107
Tabelle 9: Leistung und Jahresverbrauch von Power-to-Heat-Anlagen in den einzelnen Szenarien .....	108
Tabelle 10: Leistung und Jahresverbrauch von Power-to-Gas-Anlagen in den einzelnen Szenarien .....	109
Tabelle 11: Leistung des Lastmanagements klassischer Stromanwendungen in den Szenarien.....	110
Tabelle 12: Anzahl, Kapazität und Leistung von Batteriespeichern in den einzelnen Szenarien .....	112
Tabelle 13: Bestimmung des zukünftigen Nettostromverbrauchs .....	117
Tabelle 14: Referenzwerte regenerativer Kapazitäten im Jahr 2016/2017 .....	120
Tabelle 15: Referenzwerte konventioneller Erzeugungsleistung im Jahr 2016/2017 .....	122
Tabelle 16: Brennstoffpreise und Zertifikatskosten.....	126
Tabelle 17: Entwicklung regenerativer Kapazitäten in Szenario A 2030 .....	129
Tabelle 18: Technisch-wirtschaftliche Betriebsdauer konventioneller Kraftwerke in Szenario A 2030 .....	129

Tabelle 19: Kriterien zum Zubau von in Planung befindlichen Kraftwerken in Szenario A 2030.....	130
Tabelle 20: Entwicklung regenerativer Kapazitäten in Szenario A 2030 .....	131
Tabelle 21: Entwicklung regenerativer Kapazitäten in Szenario B 2030.....	133
Tabelle 22: Technisch-wirtschaftliche Betriebsdauer konventioneller Kraftwerke in Szenario B 2030 .....	134
Tabelle 23: Kriterien zum Zubau von in Planung befindlichen Kraftwerken in Szenario B 2030.....	135
Tabelle 24: Entwicklung konventioneller Kapazitäten in Szenario B 2030 .....	135
Tabelle 25: Entwicklung regenerativer Kapazitäten in Szenario C 2030.....	139
Tabelle 26: Technisch-wirtschaftliche Betriebsdauer konventioneller Kraftwerke in Szenario C 2030 .....	139
Tabelle 27: Kriterien zum Zubau von in Planung befindlichen Kraftwerken in Szenario C 2030.....	140
Tabelle 28: Entwicklung konventioneller Kapazitäten in Szenario C 2030 .....	140
Tabelle 29: Entwicklung regenerativer Kapazitäten in Szenario B 2025.....	142
Tabelle 30: Technisch-wirtschaftliche Betriebsdauer konventioneller Kraftwerke in Szenario B 2025 .....	143
Tabelle 31: Kriterien zum Zubau von in Planung befindlichen Kraftwerken in Szenario B 2025.....	143
Tabelle 32: Entwicklung konventioneller Kapazitäten in Szenario B 2025 .....	144
Tabelle 33: Entwicklung regenerativer Kapazitäten in Szenario B 2035.....	145
Tabelle 34: Technisch-wirtschaftliche Betriebsdauer konventioneller Kraftwerke in Szenario B 2035 .....	146
Tabelle 35: Kriterien zum Zubau von in Planung befindlichen Kraftwerken in Szenario B 2035.....	146
Tabelle 36: Entwicklung konventioneller Kapazitäten in Szenario B 2035 .....	147
Tabelle 37: Ermittlung des Bruttostromverbrauchs 2016.....	149
Tabelle 38: Prognose des Bruttostromverbrauchs in den Szenarien.....	150
Tabelle 39: Volllastbetriebsstunden der Erneuerbaren Energien Erzeugungsanlagen.....	150
Tabelle 40: Anteil Erneuerbarer Energien am Bruttostromverbrauch in den Szenarien.....	152
Tabelle 41: Szenarien des TYNDP 2018 (Quelle: TYNDP 2018) .....	155
Tabelle 42: Empfohlene Interkonnektorprojekt-Berücksichtigungen der Übertragungsnetzbetreiber .....	160
Tabelle 43: Regionale Zuordnung von Wind Offshore in Nord- und Ostsee .....	164
Tabelle 44: Ergebnisse der Raumordnungsabfrage im Vergleich mit Raumordnungsplan-Monitor Daten .....	180
Tabelle 45: Übersicht der zu modellierenden Anwendungssektoren (Quelle: Übertragungsnetzbetreiber).....	182
Tabelle 46: Sektorale Landkreisregionalisierung mittels Indikatoren (Quelle: Übertragungsnetzbetreiber).....	183
Tabelle 47: Bevölkerungsentwicklung.....	184
Tabelle 48: Anzahl und Jahresverbrauch der Elektromobilität in den einzelnen Szenarien .....	184
Tabelle 49: Anzahl und Jahresverbrauch von Wärmepumpen in den einzelnen Szenarien.....	184

Anlagenverzeichnis

Anlage 1: Kraftwerksliste zum Szenariorahmen 2019-2030 .....	192
Anlage 2: Ergebnis der Verteilernetzbetreiberabfrage.....	231
Anlage 3: Publikationsliste der Metastudie „Dezentralität, Regionalität und Stromnetze“ (2018) .....	233

# Impressum

## **Herausgeber**

Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen  
Tulpenfeld 4  
53113 Bonn

## **Bezugsquelle | Ansprechpartner**

Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen  
Tulpenfeld 4  
53113 Bonn  
szenariorahmen@bnetza.de  
www.bundesnetzagentur.de  
Tel. +49 228 14-0

## **Stand**

15. Juni 2018

## **Text**

Referat 613